

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA INDUSTRIAL

# TRABAJO FIN DE GRADO

## REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO DE PEÑA ARMADA



**Estudiante: Barturen Mambrilla, Iñigo**

**Director/Directora: <Herranz Soler, Margarita>**

**Codirector/Codirectora: <Petisco Ferrero, Susana>**

**Curso: 2023/2024**

**Fecha: Bilbao, 23, Julio, 2024>**

## RESÚMEN

En este trabajo de fin de grado se detalla la posibilidad y viabilidad de la repotenciación del parque eólico de Peña Armada en Lugo, España. Actualmente en este parque se encuentran 23 aerogeneradores instalados con una potencia nominal unitaria de 900 kW y un radio de 52.2 m.

A fin de obtener los datos de viento necesarios para el estudio, se contará con los datos ofrecidos por Mapa Eólico Ibérico desarrollado por el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER). Además, se utilizará el modelo de distribución de Weibull.

En el estudio se concluye que la mejor opción es la sustitución del parque actual por 7 aerogeneradores del modelo GE Energy 5.3-158 de 5.3 MW de potencia unitaria y 158 metros de diámetro, aumentándose con este cambio la potencia instalada en un 79% y la energía anual producida en un 192%. Debido a este aumento será necesario la instalación de 7 transformadores de BT/MT con una potencia nominal aparente de 6 MVA y uno de MT/AT con una potencia nominal aparente de 42 MVA, asimismo, será necesaria la sustitución del cableado de Mt del parque.

El aumento de la potencia no parece suponer un aumento del impacto ambiental causado por el parque, además, la repotenciación supone una oportunidad para reducir el efecto de estos.

**Palabras clave:** Repotenciación, parque eólico, aerogenerador, impacto ambiental.

## LABURPENA

Gradu amaierako lan honetan Peña Armadako parke eolikoaren berrindarketa aztertzen da, parke hau Lugo, Españan lokatuta dago. Gaur egun parkean 23 haize-sorgailu daude instalatuta eta hauek 900 kW-ko banako potentzia eta 52.2 metroko diametroa daukate.

Ikerketa honetarako beharrezkoak diren datuak lortzeko, Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) garatutako Mapa Eolikoan aurkitzen diren datuak erabiliko dira, bestalde, Weibullen distribuzioa erabiliko da.

Ikerketa honetan ondorioztatzen da aukera honena orain dauden haize-sorgailuak 7 GE Energy 5.3-158 modelozko sorgailuekin ordezkatzeari dela. Haize-sorgailu hauek 5.3MW-ko banakako potentzia eta 158 metroko diametroa daukate. Aldaketa honen bidez instalatutako potentziaren %79-ko eta sortutako energiaren %192-ko handipena lortzen da. Aldaketa hauen ondorioz, 6 MVA-ko itxurazko potentzia daukaten BT/MT 7 transformadore eta 42 MVA-ko itxurazko potentzia daukan transformadore bat beharrezkoak dira. Dena den ere, beharrezkoa izango da parkearen barneko MT-ren distribuzio lerroen ordezkatzeari.

Ez dirudi instalatutako potentziaren handipen honek sortatuko ingurumen-inpaktuan aldaketa handirik sorraraziko dituela. Aditzean, aldaketa honek inpaktua gutxiarazten duten alternatibak instalatzeko aukera eskaintzen du.

**Hitz gakoak:** Berrindarketa, parke eoliko, haize-sorgailu, ingurumen-inkaktu

## ABSTRACT

This studies the possibility of repowering the windfarm of Peña Armada which is located in Lugo, Spain. Nowadays, there are 23 wind turbines installed, each of them has a rated power of 900 kw and a 52.2 meters diameter.

For the obtaining of the necessary data, it will be used the Eolic Map developed by the Centro Nacional de Energías Renovables (CENER). It Will be also used the distribution of Weibull.

In the thesis is concluded that the best choice is substituting the current farm with 7 turbines of the model GE Energy 5.3-158 de 5.3 MW. This change would increase the nominal power of the park by a 79% and the annual energy production by a 192%. These changes would make necessary the installation of 7 LT-MT transformer with an apparent capacity of 6 MVA and a MT-HT transformer with an apparent capacity of 42 MVA. In addition, it would be also necessary the substitution of the current MT distribution line of the windfarm.

It doesn't look like those changes would make a notable increment into the environmental impact produced by the farm. Nevertheless, this project would offer the chance of making some changes in order to minimize the impact.

**Key words:** repowering, windfarm, wind turbine, environmental impact

## ÍNDICE

CAPÍTULO 1- INTRODUCCIÓN .....	10
1.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO .....	10
1.2 BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO .....	10
1.3 ESTADO DEL ARTE.....	12
1.3.1 GENERALIDADES.....	12
1.3.2 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EOLICA A NIVEL INTERNACIONAL .....	13
1.3.3 CONTEXTO NACIONAL .....	14
1.3.4 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA .....	15
1.4 REPOTENCIACIÓN PARQUES EÓLICOS EN ESPAÑA .....	17
CAPÍTULO 2- METOLOGÍA SEGUIDA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO .....	19
2.1 DESCRIPCIÓN DE TAREAS .....	19
2.2 DIAGRAMA DE GANTT .....	20
2.3 PRESUPUESTO DEL TFG .....	21
CAPÍTULO 3. PARQUE EÓLICO DE PEÑA ARMADA .....	22
3.1 EMPLAZAMIENTO .....	22
3.2 DATOS DE VIENTO .....	22
3.2.1 MODELO DE WEIBULL.....	22
3.2.2 ROSAS DE LOS VIENTOS.....	27
CAPÍTULO 4- PARQUE ACTUAL .....	29
4.1 TURBINAS ACTUALES.....	29
4.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES.....	31
4.3 POTENCIA DISPONIBLE DEL PARQUE Y COEFICIENTE DE POTENCIA.....	32
CAPÍTULO 5- REPOTENCIACIÓN.....	35
5.1 LEGISLACIÓN DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE GALICIA PARA LA REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS .....	35
5.2 AEROGENERADORES PROPUESTOS.....	37
5.3 AEROGENERADOR SELECCIONADO .....	47
5.3.1 FABRICANTE SELECCIONADO.....	47

5.3.2 MODELO SELECCIONADO .....	47
CAPÍTULO 6- PARQUE RENOVADO PROPUESTO .....	50
6.1 MICROEMPLAZAMIENTO DEL NUEVO PARQUE .....	50
6.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE PROPUESTO .....	52
6.3 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA .....	52
6.3.2 CONDUCTORES DE MT.....	54
6.4 TRANSPORTE E INSTALACIÓN DEL PARQUE .....	55
6.4.1 BLADE LIFTER .....	57
CAPÍTULO 7- IMPACTO AMBIENTAL .....	59
7.1 IMPACTO GENERADO DEBIDO A LA REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE .....	59
7.2 RECICLAJE DE LOS AEROGENERADORES ACTUALES .....	61
CONCLUSIONES .....	63
BIBLIOGRAFÍA .....	64
ANEXO 1.....	66

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Iconos de los ODS relacionados directamente con el trabajo.....	11
Ilustración 2: Evolución potencia instalada global (fuente: GWEC) .....	14
Ilustración 3: Mix energético español 2023 .....	15
Ilustración 4: Evolución del número de parques eólicos instalados (fuente: Statista) .....	16
Ilustración 5: Evolución potencia eólica instalada (fuente: Statista) .....	16
Ilustración 6: Antigüedad del parque eólico español (fuente: AAE) .....	18
Ilustración 7: Diagrama de Gantt.....	20
Ilustración 8: Función gamma utilizada.....	24
Ilustración 9: Distribución de Weibull del emplazamiento .....	25
Ilustración 10: Rosa de los vientos de frecuencia .....	28
Ilustración 11: Rosa de los vientos de velocidad.....	28
Ilustración 12: Rosa de los vientos potencia .....	29
Ilustración 13: Curva de potencia del modelo NM52/900 .....	30
Ilustración 14: Mapa de la distribución actual del parque .....	31
Ilustración 15: Coeficiente de potencia de los diferentes tipos de aerogeneradores .....	33
Ilustración 16: Curva de potencia del aerogenerador seleccionado.....	48
Ilustración 17: Distribución del parque propuesto (vista desde Google Maps).....	51
Ilustración 18 Ubicación SET Peña Armada (Google Maps) .....	53
Ilustración 19: Curva ubicada en 42.991847, -7.878599.....	56
Ilustración 20: Curva ubicada en 43.008697, -7.822005.....	56
Ilustración 21: Comparación curva 42.991847, -7.878599 con el tamaño de la pala .....	57
Ilustración 22: Ejemplo sistema Blade Lifter .....	58
Ilustración 23: Diagrama sistema Blade Lifter de Iberdrola .....	59
Ilustración 24 Curva de potencia del modelo Vestas V110/2000 .....	66
Ilustración 25 Curva de potencia del modelo Goldwind G87/1500 .....	66
Ilustración 26 Curva de potencia del modelo Goldwind G109/2500 .....	67
Ilustración 27 Curva de potencia del modelo Goldwind G140/3400 .....	67
Ilustración 28 Curva de potencia del modelo Nordex N149/4.0-4.5.....	68

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Presupuesto de las horas necesarias .....	21
Tabla 2: Presupuesto material y consumo .....	21
Tabla 3: Presupuesto total.....	21
Tabla 4: Distribución anual de horas de viento según su velocidad.....	26
Tabla 5: Valores n de la rugosidad de terreno .....	27
Tabla 6: Características del modelo NM53/900 .....	30
Tabla 7: Energía generada por cada aerogenerador actual .....	34
Tabla 8: Producción anual del parque actual .....	35
Tabla 9: Desempeño Vestas V110/2000.....	39
Tabla 10: Desempeño Goldwind GW87/1500.....	40
Tabla 11: Desempeño GoldWind GW109/2500 .....	42
Tabla 12: Desempeño Goldwind GW140/3400.....	43
Tabla 13: Desempeño GE Energy 5.3-158 .....	44
Tabla 14: Desempeño Nordex N149/4.0-4.5.....	45
Tabla 15: Comparación del parque actual con los parques propuestos .....	46
Tabla 16: Características GE Energy 5.3-158 .....	48
Tabla 17: Coeficiente de potencia del modelo seleccionado .....	49
Tabla 18: Características parque propuesto.....	52
Tabla 19: Transformadores necesarios para el parque propuesto .....	54

## LISTA DE ACRÓNIMOS

HAWT: Horizontal-Axis Wind Turbine

NEWA: New European Wind Atlas

CENER: Centro Nacional de Energías Renovables

GE: General Electric

DFIG: Doubly-Fed Induction Generator

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition

ONAN: Oil Natural Air Natural

ONAF: Oil Natural Air Forced

BT: Baja Tensión

MT: Media Tensión

AEE: Alta tensión

## CAPÍTULO 1- INTRODUCCIÓN

Este trabajo de fin de grado ‘Repotenciación del parque eólico de Peña Armada’, trata sobre desarrollar la idea de sustituir los aerogeneradores de dicho parque eólico por unos de mayor tamaño y potencia con el fin de desarrollar una mayor potencia y generación eléctrica anual. Además de aumentar la potencia desarrollada por el parque, se trata de un parque construido a en el año 2001 por lo que, además de haber quedado desfasados frente a las nuevas generaciones de aerogeneradores, los actuales están alcanzando el final de su vida útil, que normalmente está situada entre los 25 y 30 años.

### 1.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO

El objetivo principal de este TFG es el estudio de la repotenciación de parque eólico de Peña Armada mediante la valoración de diferentes opciones con el fin de aumentar la energía eléctrica anual producida y la potencia media.

Asimismo, este trabajo se desarrolla con los siguientes objetivos más específicos:

- Investigar sobre los proyectos de repotenciación en España y su marco legal.
- Estudiar el potencial energético del emplazamiento seleccionado mediante el uso de métodos estadísticos.
- Calcular la energía producida por el parque actual y compararla con la que se obtendría mediante la instalación de diferentes aerogeneradores preseleccionados.
- Analizar los componentes de un parque eólico a parte de los propios aerogeneradores y los cambios necesarios para el correcto funcionamiento de este tras el aumento de la potencia instalada.
- Estudiar el impacto ambiental producido por el parque, el causado a causa del incremento de la potencia instalada y las posibles medidas a tomar con el fin de reducir estos.

### 1.2 BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO

Los proyectos de repotenciación cuentan con múltiples beneficios, siendo los siguientes los principales:

- Aumento de la potencia instalada. Al sustituir maquinaria antigua por la actual es posible instalar una mayor potencia en el mismo espacio.
- Aumento de la energía generada. Debido a los avances tecnológicos en el sector y el aumento de la eficiencia, los parques eólicos actuales aprovechan mejor el potencial eólico y son capaces de generar más energía que los parques con modelos antiguos.
- Disminución del impacto visual. Dado al aumento de la potencia unitaria, se disminuye el número de aerogeneradores, disminuyéndose así el impacto visual de estos.
- Reducción de costes de mantenimiento. Los modelos nuevos necesitan menor mantenimiento que los modelos antiguos.

Asimismo, este proyecto se relaciona directamente con tres de los Objetivos de Desarrollo Sostenible marcados por la Organización de Naciones Unidas. Siendo estos:

- Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante. Siendo el consumo de energía la principal causa del cambio climático y responsable de alrededor del 60% de los gases de efecto invernadero emitidos, el acceso a una energía limpia y asequible es clave para el desarrollo de la agricultura, las empresas, las comunicaciones, la educación, la sanidad y el transporte. Desde la ONU se propone la energía eólica como una de las principales fuentes a tener en cuenta para lograr este cambio.
- Objetivo 12. Producción y consumo responsables. Para lograr este objetivo es necesario cambiar los hábitos de consumo y una de las principales medidas a adoptar es sustituir los sistemas de suministro energético por otros más sostenibles
- Objetivo 13. Acción por el clima. Debido al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero el cambio climático evoluciona a un ritmo más rápido de lo previsto por lo que para delimitar el calentamiento global a 1.5 °C por encima de los niveles preindustriales, es necesario reducir la emisión de gases de efecto invernadero a la mitad para 2030. [1]



Ilustración 1: Iconos de los ODS relacionados directamente con el trabajo

## 1.3 ESTADO DEL ARTE

### 1.3.1 GENERALIDADES

La energía eólica se trata de una fuente de energía en la que se convierte la energía mecánica de las corrientes de viento en energía mecánica mediante unas aspas para posteriormente transformarla en energía eléctrica mediante un generador. Se trata de una energía renovable que es considerada una energía limpia y segura.

Hoy en día el sector está dominado por los aerogeneradores tripala de eje horizontal (HAWT) y en su mayoría estos trabajan a barlovento. Por lo que para el presente estudio solo se tendrán en cuenta los aerogeneradores de este tipo.

#### 1.3.1.1 TERMINOLOGÍA USADA A LO LARGO DEL TRABAJO

En este apartado se explicarán los términos técnicos usados a lo largo del trabajo.

- Potencia nominal (Pot nominal): Potencia máxima que puede desarrollar cada aerogenerador.
- Velocidad nominal: Velocidad del viento a partir de la cual se alcanza la potencia nominal.
- Potencia instalada (Pot instalada): Suma de las potencias nominales de los aerogeneradores instalados.
- Potencia media (Pot media): La mayoría del tiempo a lo largo del año el viento no alcanza la velocidad nominal, por lo que los aerogeneradores desarrollan una potencia menor a la nominal. Se denominará potencia media a la media de las potencias con las que trabajan los aerogeneradores a lo largo del año. Para el cálculo de estas solo se tendrá en cuenta las horas a las que los aerogeneradores se encuentren en funcionamiento y no las horas en los que estén parados.
- Potencia disponible (Pot disponible): Potencia máxima que se podría obtener en caso de ser capaz de extraer toda la energía cinética del caudal del aire que atraviesa la sección del aerogenerador.
- Potencia aprovechable (Pot aprovechable,  $P_A$ ): Potencia real que los aerogeneradores son capaces de extraer del viento. En el caso de que el viento supere la velocidad nominal, esta debe coincidir con la nominal.

- Energía generada (Egen): Potencia generada por el número de horas en funcionamiento. A lo largo del trabajo en las tablas se calculará la energía generada durante las horas de funcionamiento a su respectiva velocidad de viento. Cuando se quiera hacer referencia a la energía generada durante el año, se utilizará el termino Egen anual.
- Velocidad del viento (Vel): A lo largo del trabajo siempre se trabajará en unidades de m/s.
- Potencia evacuable: potencia máxima que se podría volcar a la red eléctrica.

### 1.3.2 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EOLICA A NIVEL INTERNACIONAL

Se cree que la primera aplicación de la energía del viento corresponde al uso de velas para la navegación, se han encontrado grabados egipcios del siglo 5 a.C. que hacen alusión a este uso. Por otro lado, parece ser que los primeros ingenios eólicos fueron desarrollados en la antigua Persia, se cree que utilizaban molinos de eje vertical con el fin de obtener un movimiento giratorio y reemplazar la tracción a animal. Si bien no se cuenta con muchos datos sobre los molinos persas, son ampliamente conocidos los molinos de viento con eje horizontal europeos de la edad media, estos solían tener 4, 6 u 8 aspas y se sabe que los molinos holandeses utilizados desde 1430 podían llegar a desarrollar una potencia mecánica de 10 kW.

El uso de los molinos de viento fue extendiéndose por toda Europa y América, pero no fue hasta 1892 cuando el profesor danés Poul Lacour diseño el primer aerogenerador eléctrico. Esta máquina se trataba de un de un rotor de cuatro palas y de 25 metros de diámetro que mediante un generador instalado en la base de una torre de 24 metros de altura era capaz de generar entre 5 y 25 kW de energía eléctrica. A medida que la tecnología se fue desarrollando y especialmente a raíz de la crisis energética de 1973, se desarrollaron planes de investigación y desarrollo que supondrían los orígenes de la tecnología actual.

A principios del siglo 21 empieza a aumentar de manera significativa la potencia instalada a nivel global de una forma casi exponencial, como se puede observar en el siguiente grafico la potencia instalada pasa de 21 GW a 906 GW en poco más de dos décadas.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Gráfico mostrado en la siguiente página



Ilustración 2: Evolución potencia instalada global (fuente: GWEC)

[2]

### 1.3.3 CONTEXTO NACIONAL

A fin de alcanzar los objetivos estipulados en el acuerdo de París, la Unión Europea presentó el Pacto Verde Europeo, mediante el cual se pretende mitigar el cambio climático.

A nivel nacional, en España se presentó el proyecto de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética. En esta ley se recogen los siguientes objetivos para el 2030 referidos a la transición energética:

- Alcanzar el 42 % de energías renovables en el consumo energético final.
- Reducir el consumo de energía primaria en al menos un 39.5 % mejorando la eficiencia energética.
- Alcanzar el 74 % de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en, al menos, un 23 % respecto al año 1990.

Además, se pretende que antes de 2050, España alcance la neutralidad climática para cumplir con los compromisos asumidos internacionalmente y que el sistema eléctrico este basado en su totalidad en fuentes de origen renovable. [3]

En 2023, más del 50% de la generación eléctrica en España, fue de origen renovable. Cabe resaltar que la energía eólica se sitúa como la primera fuente eléctrica con un 23.5% de la energía eléctrica producida en España siendo generada por este medio.

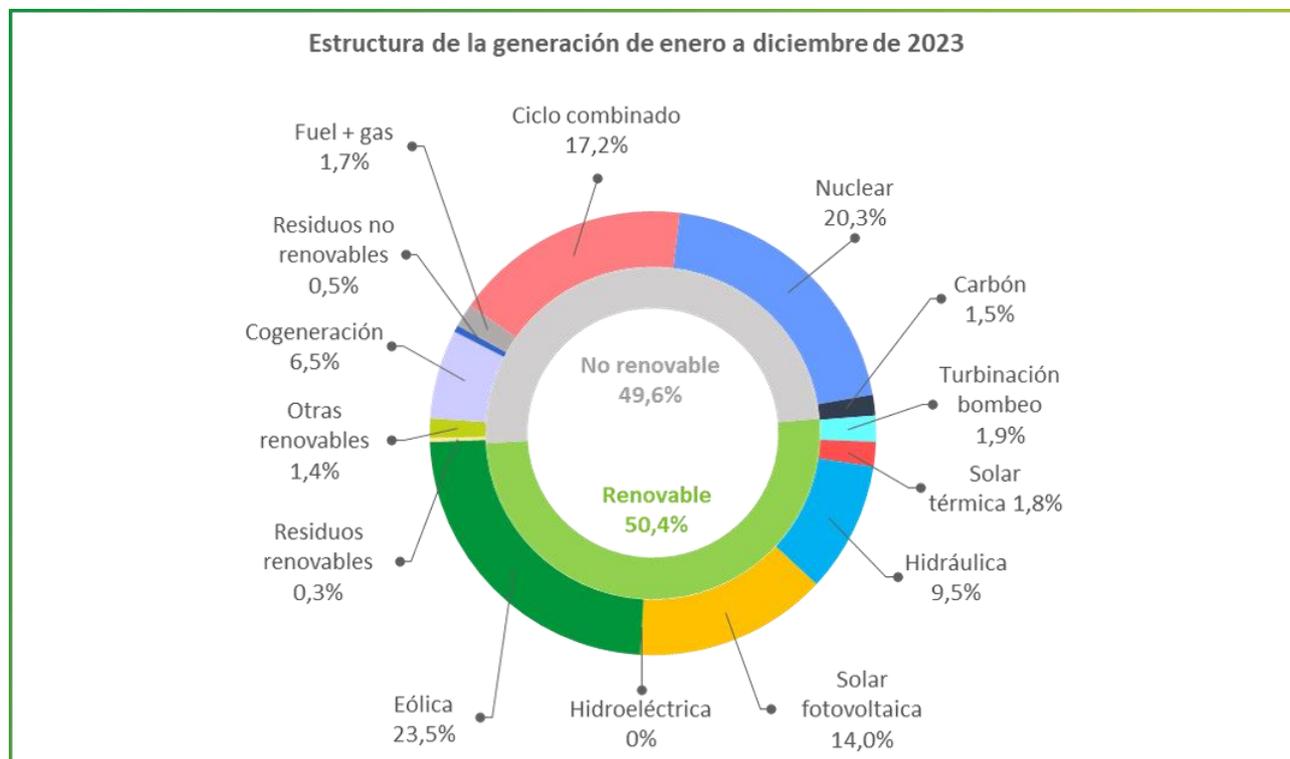


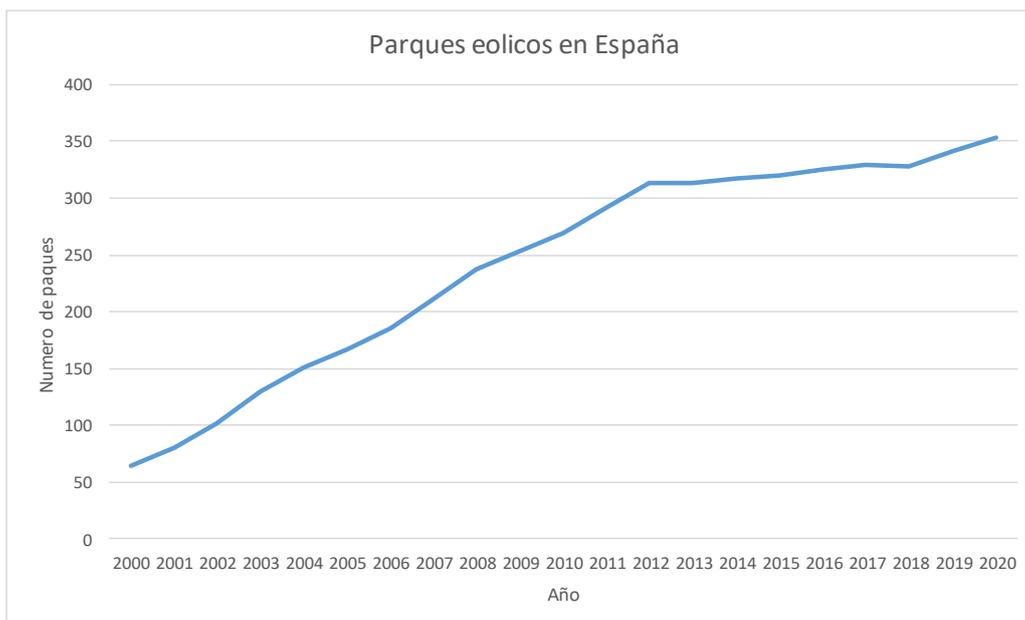
Ilustración 3: Mix energético español 2023

[4]

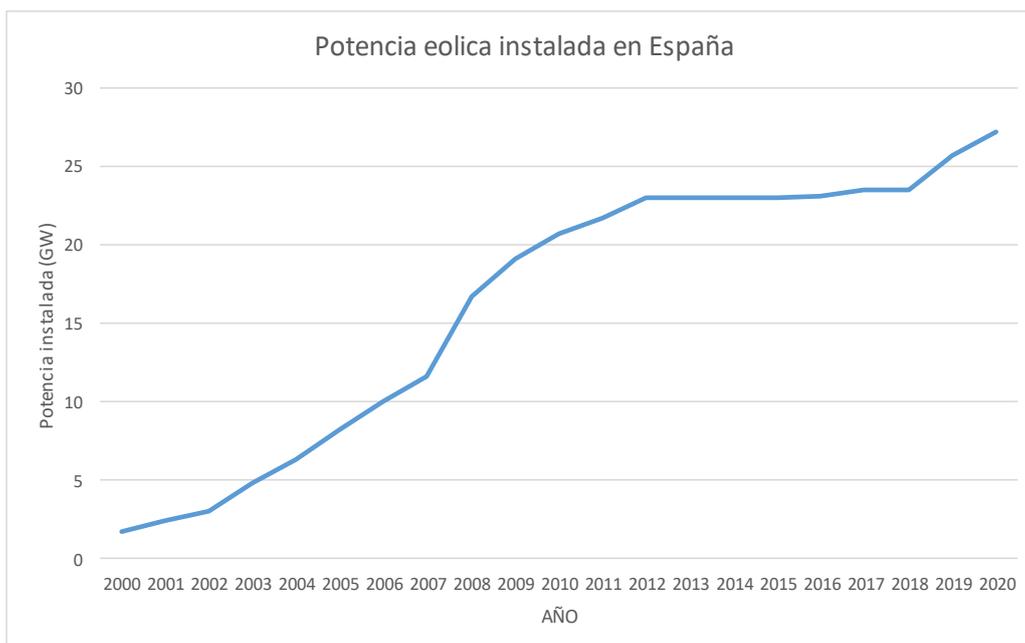
### 1.3.4 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

Durante este siglo, al igual que en el resto del mundo, la generación de energía eólica en España ha aumentado muy significativamente. En los dos siguientes gráficos se muestra dicha evolución, mostrándose en el primero la evolución en la cantidad de los parques eólicos construidos y en el segundo la evolución en la potencia instalada.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Gráficos mostrados en la siguiente página



**Ilustración 4: Evolución del número de parques eólicos instalados (fuente: Statista)**



**Ilustración 5: Evolución potencia eólica instalada (fuente: Statista)**

Como podemos observar la energía eólica en España aumenta notablemente hasta el año 2012, año en el cual se estanca y vuelve a aumentar a partir del año 2018. A finales de 2023, España contaba con alrededor de 30 GW de potencia eólica instalada. Se espera que la energía eólica en España aumente significativamente a medida que se desarrolle la tecnología necesaria para los parques eólicos marinos flotantes.

Si bien aún se siguen proyectando parques eólicos terrestres en nuevos emplazamientos en España, muchos de los emplazamientos óptimos para construir un parque ya están ocupados por estos, por lo que la repotenciación de los parques que ya han podido quedar desfasados se presenta como una opción a fin de aumentar la generación eólica en España. [5]

## 1.4 REPOTENCIACIÓN PARQUES EÓLICOS EN ESPAÑA

Se entiende por repotenciación la modificación de un parque eólico en explotación que suponga la sustitución total o parcial de los aerogeneradores o de cualquiera de sus elementos principales, con el fin de incrementar la producción en el emplazamiento. La repotenciación aplica pues tanto a máquinas completas como a mejoras parciales, pudiendo mantenerse o incrementarse la potencia instalada. (“Fomento de la Repotenciación de Parques Eólicos”)

Como ya se ha comentado anteriormente, la vida útil de los aerogeneradores se sitúa en torno a los 25 años, además, debido a la evolución de las tecnologías referentes a la energía eólica, los aerogeneradores antiguos están quedando obsoletos frente a los nuevos. Debido a que en España el auge de la energía eólica empieza alrededor del año 2000, muchas de las máquinas instaladas han alcanzado ya el final de su vida útil, o lo alcanzarán en un futuro próximo. Como se observa en el siguiente gráfico, según la asociación Empresarial Eólica, actualmente hay 8440MW instalados en España con una vida superior a los 20 años, es decir, alrededor del 30% de la potencia eólica instalada.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Gráfico mostrado en la siguiente página

### ANTIGÜEDAD DEL PARQUE EÓLICO ESPAÑOL

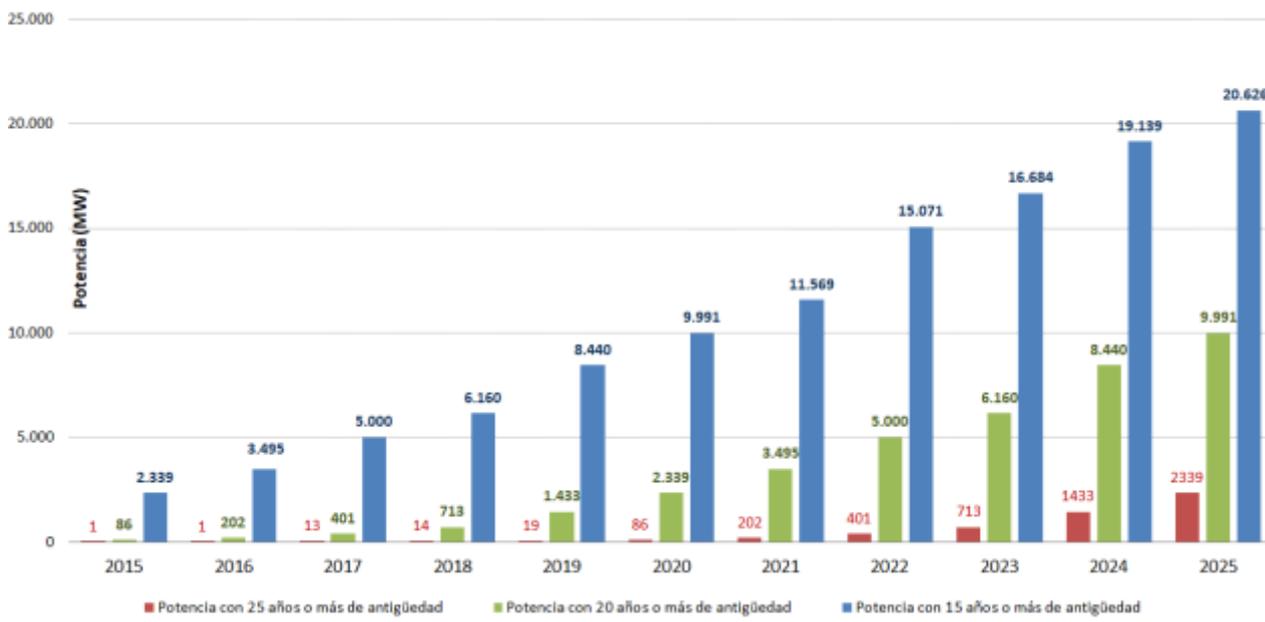


Ilustración 6: Antigüedad del parque eólico español (fuente: AAE)

Sin embargo, la propia AAE reconoce que, debido tanto a la complejidad de la tramitación de proyectos de repotenciación como a la baja financiación necesaria para extender la vida útil de los parques ya existentes, en los casos en los que las máquinas no hayan quedado obsoletas, sería interesante plantear la extensión de la vida útil del parque en vez de la repotenciación.

Según el Gobierno de España, de acuerdo con el Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia, se han adjudicado 147.8 millones de euros en ayudas a proyectos con el fin de reemplazar 1205 aerogeneradores de modelos antiguos por 167 de última generación, pasando de 600 kW a 5 MW de potencia media unitaria. Se espera que los parques renovados, dupliquen su producción energética pese a haberse aumentado la potencia instalada únicamente en un 8 %, además de haberse reducido el impacto paisajístico debido al descenso del número de aerogeneradores. [6]

Asimismo, en el presente proyecto, se estudiará el posible reemplazo de los aerogeneradores actualmente instalados en el parque de Peña Armada con el fin de aumentar la potencia instalada y la producción energética, también se disminuirá el número de aerogeneradores instalados.

## CAPÍTULO 2- METOLOGÍA SEGUIDA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO

En este capítulo se explicarán las tareas llevadas a cabo para la realización de este trabajo. Se detallarán las tareas realizadas y posteriormente se explicará mediante un diagrama de Gantt el tiempo empleado en estas. Por último, se realizará un presupuesto de la inversión que sería necesaria para la realización de este trabajo.

### 2.1 DESCRIPCIÓN DE TAREAS

La realización del trabajo se puede descomponer en las siguientes fases.

1. Búsqueda general de información. En esta fase se buscó información sobre el estado actual del sistema energético, de la energía eólica y de la repotenciación de parques eólicos.
2. Elección del parque eólico a repotenciar. Se buscó un parque que estuviese llegando al final de su vida útil y contase con una baja potencia nominal instalada.
3. Estudio del recurso eólico disponible y la producción energética del parque actual.
4. Búsqueda de información sobre la legislación autonómica gallega relativa a la repotenciación de parques eólicos.
5. Preselección de los posibles aerogeneradores a instalar y estudio de la hipotética generación energética de estos en la ubicación seleccionada. Se escogieron aerogeneradores de los fabricantes más reputados y de diferente potencia unitaria.
6. Selección del aerogenerador y análisis de sus características.
7. Propuesta del nuevo parque. Se estudio la generación energética, el número de aerogeneradores a instalar, la aparamenta eléctrica necesaria, el transporte y la instalación.
8. Análisis del impacto ambiental.
9. Redacción del trabajo. Se redactaron los apartados que no se describen esta lista, tales como introducción, conclusiones, etc. Además de cohesionar el trabajo redactado. Si bien la redacción del documento requirió ser tratada como una tarea aparte, durante el resto de las tareas del trabajo también se redactó parte del trabajo como queda representado en el diagrama de Gantt con un tono más claro.
10. Revisión y correcciones.

## 2.2 DIAGRAMA DE GANTT

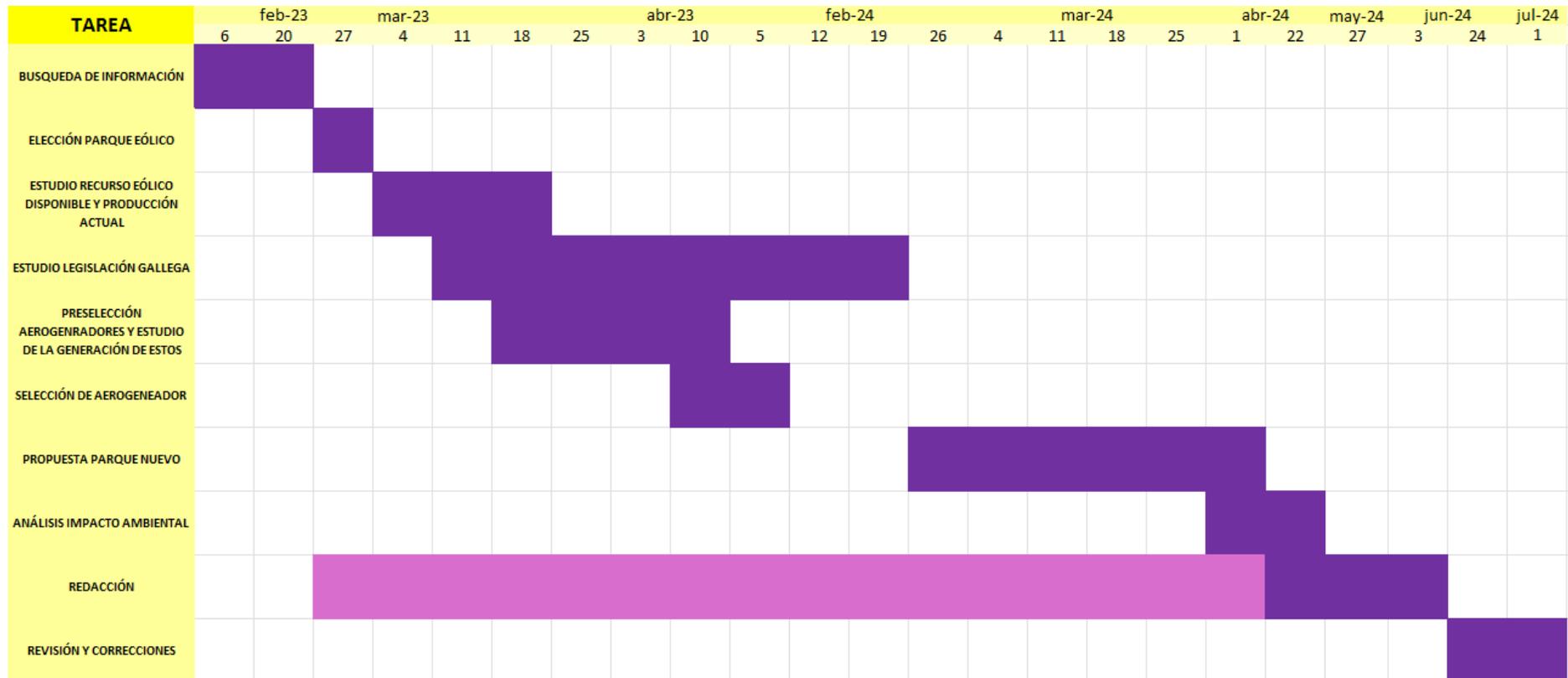


Ilustración 7: Diagrama de Gantt

## 2.3 PRESUPUESTO DEL TFG

En primer lugar, se tendrán en cuenta las horas requeridas para la realización del trabajo. A las horas relativas al trabajo realizado en la mayor parte de las tareas se le otorgará un valor económico relativo al sueldo de un ingeniero junior, mientras que a las horas relativas a las revisiones y correcciones se les asignará un valor económico relativo al sueldo de un ingeniero senior como se muestra en la tabla 1.

Tarea	Tiempo (h)	Precio por hora (€/h)	Coste total (€)
Búsqueda de información	20	15	300
Elección del parque	10	15	150
Estudio del recurso eólico y producción anual	35	15	525
Estudio legislación gallega	20	15	300
Preselección aerogeneradores y estudio de la generación	35	15	525
Selección del aerogenerador	10	15	150
Propuesta parque nuevo	60	15	900
Análisis impacto ambiental	10	15	150
Redacción	25	15	375
Revisión y correcciones	20	23	460
<b>TOTAL</b>			<b>3835</b>

Tabla 1: Presupuesto de las horas necesarias

Por otro lado, se tendrán en cuenta los materiales, equipos, licencias de software y los recursos utilizados. En el caso de la amortización del ordenador se tendrá en cuenta una amortización a 5 años y una a 1 año para el caso de la licencia de Microsoft, para los dos casos se tendrán en cuenta únicamente las horas de uso.

Concepto	Coste (€)
Material de oficina (folios, bolígrafos ...)	4
Amortización del ordenador	3,9
Amortización licencia Microsoft 365	1,8
Consumo electricidad	2,3
<b>TOTAL</b>	<b>12,1</b>

Tabla 2: Presupuesto material y consumo

Por último, se calculará el presupuesto total.

Concepto	Coste (€)
Horas invertidas	3835
Materiales y consumos	12,1
<b>TOTAL</b>	<b>3847,1</b>

Tabla 3: Presupuesto total

## CAPÍTULO 3. PARQUE EÓLICO DE PEÑA ARMADA

### 3.1 EMPLAZAMIENTO

El parque eólico Peña Armada se encuentra en Friol, perteneciente a la provincia de Lugo. El parque está ubicado a 20 km al oeste de la ciudad de Lugo. Está ubicado en una zona montañosa y boscosa, con una altitud media de alrededor de 900 metros sobre el nivel del mar. El parque está situado en una zona de montañas y colinas, con una topografía variada que incluye valles, crestas y laderas.

La ubicación del parque eólico en una zona montañosa y ventosa lo hace especialmente adecuado para la generación de energía eólica. Además, la altitud elevada del parque contribuye a aumentar la velocidad del viento, aumentándose así la producción de energética.

### 3.2 DATOS DE VIENTO

Al no contar con los datos de las mediciones realizadas in situ en el propio parque eólico, se recurrirá a los datos ofrecidos por diferentes mapas eólicos y a métodos estadísticos. Para este estudio se utilizarán los datos facilitos por Mapa Eólico Ibérico. Esta herramienta ha sido desarrollada por CENER como parte del proyecto europeo ERA-Net Plus NEWA (New European Wind Atlas). Esta herramienta cuenta con datos disponibles desde 1989 hasta 2020. [7]

Este mapa nos permite conocer los datos de viento en 2 posibles escalas, microescala o mesoescala. Debido a la distribución del parque, para este estudio se utilizarán los datos referidos a mesoescala, que se trata de un área de 3km x 3km.

Además, también se utilizará el Atlas Eólico Mundial que ha sido desarrollado como proyecto conjunto de Technical University of Denmark y World Bank Group. En esta herramienta también se trabajará con datos referidos a la mesoescala. [8]

#### 3.2.1 MODELO DE WEIBULL

La herramienta previamente mencionada, Mapa Eólico Ibérico, nos permite conocer la distribución de densidad de probabilidad de Weibull. Por lo que utilizando la siguiente formula podemos conocer la frecuencia de las diferentes velocidades.

$$\rho(v) = \frac{K}{\lambda} \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^\lambda}$$

**Ecuación 1: Distribución de Weibull**

Donde:

- K = factor de forma
- $\lambda$  = factor de escala
- v = velocidad (variable independiente)

Asimismo, con la distribución de Weibull, se puede conocer la velocidad media utilizando la siguiente expresión.

$$\langle v \rangle = \lambda * \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$$

**Ecuación 2: Velocidad media de Weibull**

Donde:

- $\langle v \rangle$  = velocidad media de Weibull (variable independiente)
- $\Gamma(x)$  = función gamma

Para el cálculo de la cual se utilizará el valor de la función gamma obtenido de la siguiente tabla.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Tabla mostrada en la siguiente página

x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$
1.00	1.00000	1.25	.90640	1.50	.88623	1.75	.919906
1.01	.99433	1.26	.90440	1.51	.88659	1.76	.92137
1.02	.98884	1.27	.90250	1.52	.88704	1.77	.92376
1.03	.98355	1.28	.90072	1.53	.88757	1.78	.92623
1.04	.97844	1.29	.89904	1.54	.88818	1.79	.92877
1.05	.97350	1.30	.89747	1.55	.88887	1.80	.93138
1.06	.96874	1.31	.89600	1.56	.88964	1.81	.93408
1.07	.96415	1.32	.89464	1.57	.89049	1.82	.93685
1.08	.95973	1.33	.89338	1.58	.89142	1.83	.93969
1.09	.95546	1.34	.89222	1.59	.89243	1.84	.94261
1.10	.95135	1.35	.89115	1.60	.89352	1.85	.94561
1.11	.94740	1.36	.89018	1.61	.89468	1.86	.94869
1.12	.94359	1.37	.88931	1.62	.89592	1.87	.95184
1.13	.93993	1.38	.88854	1.63	.89724	1.88	.95507
1.14	.93642	1.39	.88785	1.64	.89864	1.89	.95838
1.15	.93304	1.40	.88726	1.65	.90012	1.90	.96177
1.16	.92980	1.41	.88676	1.66	.90167	1.91	.96523
1.17	.92670	1.42	.88636	1.67	.90330	1.92	.96877
1.18	.92373	1.43	.88604	1.68	.90500	1.93	.97240
1.19	.92089	1.44	.88581	1.69	.90678	1.94	.97610
1.20	.91817	1.45	.88566	1.70	.90864	1.95	.97988
1.21	.91558	1.46	.88560	1.71	.91057	1.96	.98374
1.22	.91311	1.47	.88563	1.72	.91258	1.97	.98768
1.23	.91075	1.48	.88575	1.73	.91466	1.98	.99171
1.24	.90852	1.49	.88595	1.74	.91683	1.99	.99581
						2.00	1.000000

Ilustración 8: Función gamma utilizada

### 3.2.1.1 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL DEL PARQUE

Del Mapa Eólico Ibérico se obtienen los parámetros y la distribución de Weibull mostrados en la ilustración 8. Se estudiará en primera instancia la distribución de velocidades a 100 metros de altura, debido a que se tomará este valor como valor medio orientativo, para luego ajustarla a la altura de cada aerogenerador.

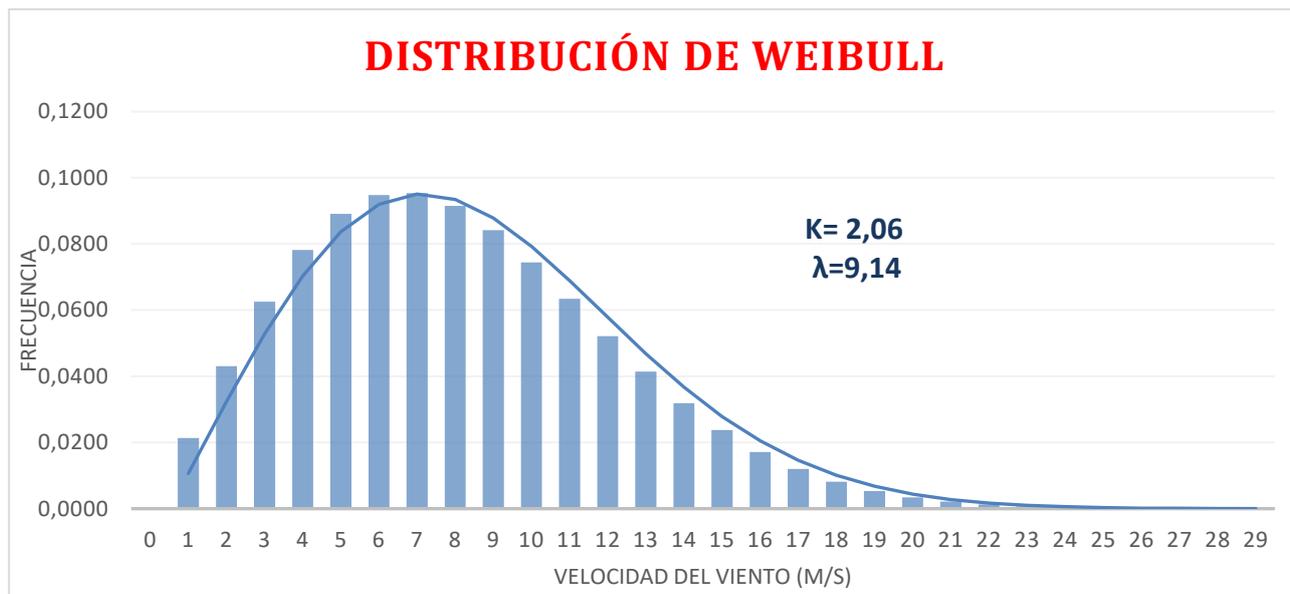


Ilustración 9: Distribución de Weibull del emplazamiento

Una vez conocida la frecuencia de las velocidades, elaboramos una tabla en la se muestren las horas al año en las que el viento sopla a velocidades comprendidas entre 0 m/s y 29 m/s. <sup>5</sup>

v (ms)	Frecuencia de Weibull	Horas al año
0	0,0000	0,00
1	0,0214	187,18
2	0,0431	377,51
3	0,0626	548,03
4	0,0782	685,25
5	0,0891	780,52
6	0,0948	830,19
7	0,0954	835,48
8	0,0915	801,74
9	0,0842	737,25
10	0,0744	651,84

<sup>5</sup> La tabla continua en la siguiente página

11	0,0634	555,43
12	0,0522	456,90
13	0,0415	363,29
14	0,0319	279,50
15	0,0238	208,20
16	0,0172	150,27
17	0,0120	105,12
18	0,0081	71,31
19	0,0054	46,92
20	0,0034	29,95
21	0,0021	18,55
22	0,0013	11,16
23	0,0007	6,51
24	0,0004	3,69
25	0,0002	2,03
26	0,0001	1,08
27	0,0001	0,56
28	0,0000	0,28
29	0,0000	0,14

Tabla 4: Distribución anual de horas de viento según su velocidad

Como se observa en la tabla, durante la mayoría de las horas anuales hay vientos comprendidos entre 2 y 16 m/s, siendo la media anual de 8.11 m/s.

Utilizando la expresión de la velocidad media de Weibull, para la cual la función gamma a utilizar es  $\Gamma(1.485)=0.8585$ , se obtiene que  $\langle v \rangle = 8.10$  m/s. Siendo mínima la diferencia obtenida con la media de la tabla. [7]

### 3.2.1.2 EFECTO DE LA RUGOSIDAD DEL TERRENO

Debido al concepto de capa límite y a la diferencia en altura de las torres y la altura a la que se conocen los datos de viento, será necesario ajustar la velocidad del viento a las diferentes alturas. Para estudiar la diferencia en la velocidad debido a la altura, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^n$$

**Ecuación 3 Alteración rugosidad-altura**

Donde:

- $v$  = velocidad del viento a la altura  $h$  (variable independiente)
- $v_0$  = velocidad a la altura de referencia
- $h_0$  = altura de referencia
- $n$  = parámetro relativo a la rugosidad del terreno

Tipo de terreno	n
Liso (mar, arena, nieve)	0.10 – 0.13
Poco rugoso (hierba corta, cereales, regiones rurales)	0.13 – 0.20
Rugoso (bosques barrios)	0.20 – 0.27
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0.27 – 0.40

**Tabla 5: Valores n de la rugosidad de terreno**

Para estimar el valor del parámetro  $n$ , será necesario conocer el terreno donde se ubica el parque, siendo para en el caso de estudio un terreno montañoso con árboles, le corresponden valores entre 0.2-0.27, al no ser especialmente alta la cantidad de árboles en la zona, se escogerá un valor  $n=0.22$ .

### 3.2.2 ROSAS DE LOS VIENTOS

El Atlas Eólico Mundial, proporciona las rosas de viento de frecuencia, de velocidades y de potencia. Siendo necesario el estudio de estas a fin de determinar la orientación óptima de los aerogeneradores. Estas rosas consisten en diagramas polares en los que se presentan diferentes valores relacionados con el viento, en todas las direcciones, distribuidas en 12 sectores.

En la rosa de las frecuencias se representa el porcentaje de tiempo que el viento sopla en una determinada dirección, en la de velocidades se representa de forma proporcional la velocidad media en cada dirección y en la rosa de potencia se expresa porcentualmente la potencia extraíble del viento en cada dirección sobre la potencia total extraíble. Normalmente esta última es la más

importante en cuanto a los proyectos de energía eólica y no tiene por qué ser siempre coincidente con las demás rosas. [8]

A continuación, se muestran las tres diferentes rosas mencionadas, estas han sido obtenidas del Atlas Eólico mundial y son referentes a las coordenadas de la subestación de transformación eléctrica del parque de Peña Armada.

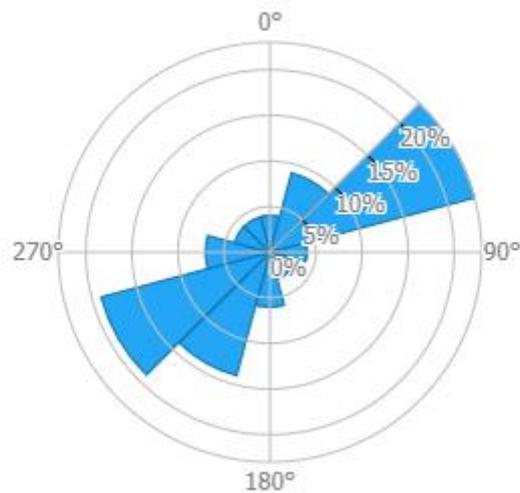


Ilustración 10: Rosa de los vientos de frecuencia

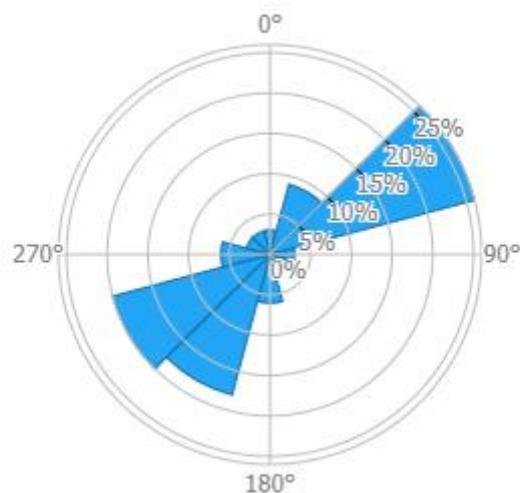


Ilustración 11: Rosa de los vientos de velocidad

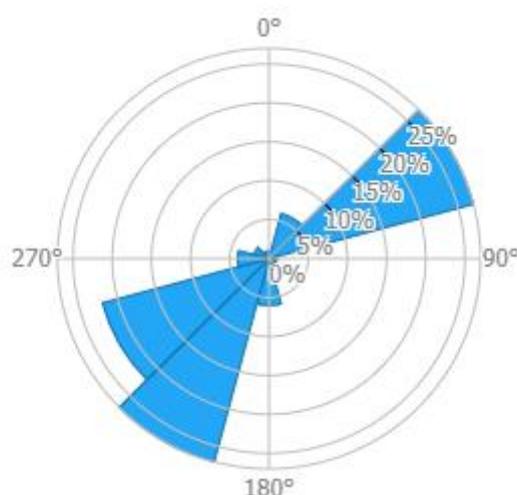


Ilustración 12: Rosa de los vientos potencia

Como se puede observar tres rosas de los vientos son coincidentes, siendo la dirección suroeste la dirección dominante del viento tanto en velocidad, frecuencia y potencia. Por lo tanto, los aerogeneradores deberán ser colocados en dicha dirección para evitar pérdidas generadas a raíz de la orientación de las aspas.

## CAPÍTULO 4- PARQUE ACTUAL

### 4.1 TURBINAS ACTUALES

Actualmente, están instaladas 23 turbinas eólicas con una potencia nominal unitaria de 900 kW, siendo la potencia nominal instalada de 20700 kW. Se tratan de turbinas del modelo NM52/900. Estas han sido desarrolladas por el fabricante danés Neg Micon y fueron instaladas en 2001, año en el que se terminó de construir el parque.

Estos modelos Neg Micon NM52/900 cuentan con las siguientes características:<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Características mostradas en la tabla de la siguiente página

Características NM53/900	
Potencia nominal (kW)	900
Velocidad mínima viento (m/s)	3,5
Velocidad máxima viento (m/s)	25
Velocidad nominal viento (m/s)	16
Diámetro (m)	52,2
Número palas	3
Altura mínima góndola (m)	60
Altura máxima góndola (m)	74

Tabla 6: Características del modelo NM53/900

En la siguiente imagen se muestra la curva de potencia de estos aerogeneradores.

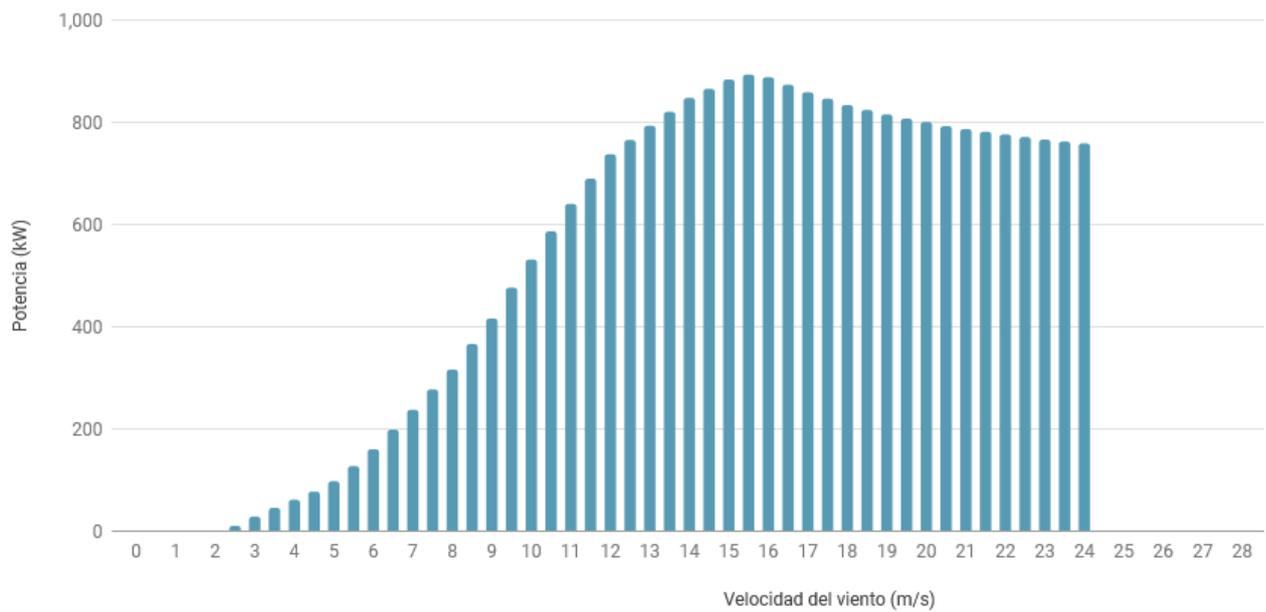


Ilustración 13: Curva de potencia del modelo NM52/900

## 4.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Actualmente hay instalados 23 aerogeneradores separados alrededor de 130 metros de distancia entre ellos y en dirección perpendicular a la dirección del viento dominante como se muestra en la siguiente imagen.



Ilustración 14: Mapa de la distribución actual del parque

### 4.3 POTENCIA DISPONIBLE DEL PARQUE Y COEFICIENTE DE POTENCIA

La potencia disponible es la potencia máxima que se podría obtener en caso de ser capaz de extraer toda la energía cinética del caudal del aire que atraviesa la sección del aerogenerador. Se obtiene en base a la siguiente fórmula:

$$P_D = 0.5 * \rho * A * v^3$$

Ecuación 4: Potencia disponible

Donde:

- $P_D$ = Potencia disponible (variable independiente)
- $v$  = velocidad del viento
- $A$ = área de barrido
- $\rho$ = densidad del aire (valor de referencia a 15°C,  $\rho= 1,225 \text{ kg/m}^3$ )

En la práctica, debido a que debe cumplirse la ecuación de continuidad en el flujo del aire, ya que, el viento debe llevar cierta velocidad aguas abajo el rotor, es imposible extraer toda la energía del viento. Por lo que, para obtener la potencia aprovechable por el rotor del generador, es necesario añadir el coeficiente de potencia  $C_P$ . Este relaciona la potencia aprovechable y la disponible de la siguiente manera.

$$P_A = C_P * P_D$$

Ecuación 5: Relación potencia disponible y potencia aprovechable

El coeficiente de potencia depende básicamente del diseño mecánico y aerodinámico del aerogenerador. Existe un límite superior para el valor de este, denominado límite de Betz. Dependiendo del tipo de aerogenerador. Los posibles valores de este coeficiente se muestran en el siguiente gráfico. <sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Gráfico mostrado en la siguiente página

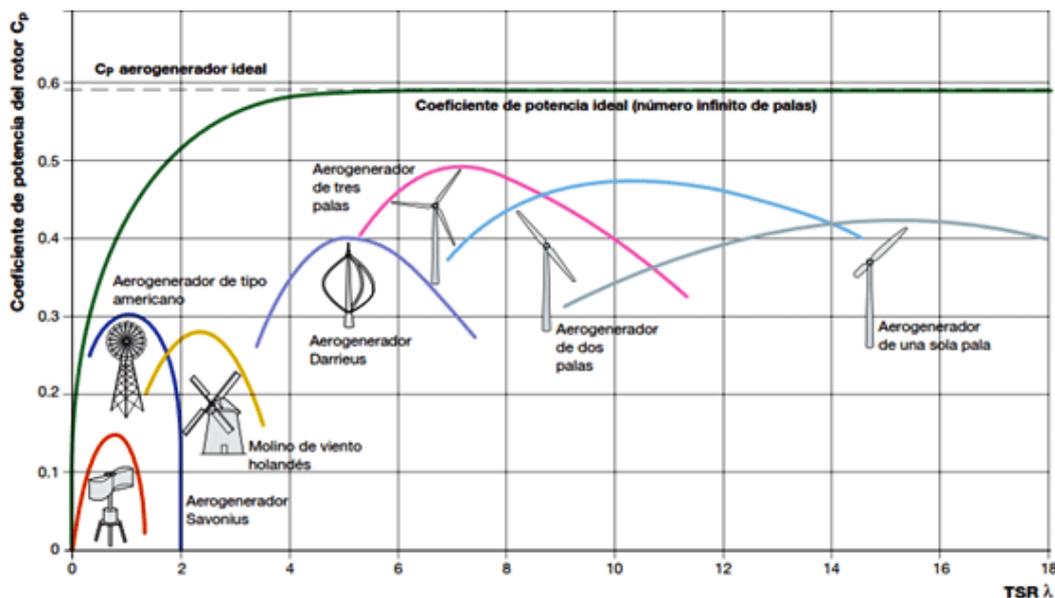


Ilustración 15: Coeficiente de potencia de los diferentes tipos de aerogeneradores

Como se puede observar, el límite de Betz, siendo este el coeficiente con el que trabajaría un aerogenerador ideal se sitúa en un valor aproximado de 0.6. En el caso que atañe al estudio, aerogeneradores tripalas, el coeficiente de potencia toma valores situados entre 0.3 y 0.5, como se observará más adelante, dependiendo de las condiciones en las que trabaje el generador y del diseño de este, puede que trabaje con coeficientes notablemente menores. [10]

### 4.3 GENERACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL

Conocida la distribución de Weibull, ajustando la velocidad del viento a la altura de la góndola del modelo actual y conocida la curva de potencia del modelo MN52/900, se obtiene la energía anual generada (Egen). Por otro lado, mediante las ecuaciones 3 y 4 se obtiene la potencia disponible para la altura de la góndola y el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) con el que trabajan los aerogeneradores para cada velocidad del viento.<sup>8</sup>

Horas/año	Vel (m/s)	Pot aprovechable (kW)	Egen (kWh)	Pot disponible (kW)	$C_p$
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
187,18	0,89	0,00	0,00	0,94	-

<sup>8</sup> La tabla continua en la siguiente página

377,51	1,79	0,00	0,00	7,49	-
548,03	2,68	0,00	0,00	25,26	-
685,25	3,57	33,00	33556,01	59,88	0,55
780,52	4,47	63,00	62337,38	116,96	0,54
830,19	5,36	110,00	101133,60	202,10	0,54
835,48	6,26	181,71	151811,70	320,93	0,57
801,74	7,15	250,82	201091,89	479,06	0,52
737,25	8,04	322,33	237641,13	682,09	0,47
651,84	8,94	411,70	268365,82	935,66	0,44
555,43	9,83	513,53	285232,63	1245,36	0,41
456,90	10,72	611,96	279603,92	1616,82	0,38
363,29	11,62	701,96	255018,28	2055,64	0,34
279,50	12,51	749,24	209408,26	2567,44	0,29
208,20	13,41	795,50	165626,37	3157,84	0,25
150,27	14,30	859,77	129194,49	3832,45	0,22
105,12	15,19	885,96	93133,49	4596,88	0,19
71,31	16,09	887,40	63279,10	5456,75	0,16
46,92	16,98	860,59	40377,75	6417,67	0,13
29,95	17,87	838,15	25103,52	7485,26	0,11
18,55	18,77	821,18	15235,95	8665,12	0,09
11,16	19,66	807,08	9002,97	9962,88	0,08
6,51	20,56	794,23	5170,55	11384,14	0,07
3,69	21,45	783,51	2889,95	12934,53	0,06
2,03	22,34	774,57	1571,56	14619,65	0,05
1,08	23,24	766,11	830,21	16445,11	0,05
0,56	24,13	764,12	429,45	18416,54	0,04
0,28	25,02	0,00	0,00	20539,55	-
0,14	25,92	0,00	0,00	22819,75	-

Tabla 7: Energía generada por cada aerogenerador actual

Se puede observar que el coeficiente es muy alto cuando el aerogenerador trabaja a bajas velocidades de viento, pero este baja de manera notable a medida que la velocidad del viento se acerca a la velocidad nominal de funcionamiento del aerogenerador, siendo esta la velocidad del viento a la cual la máquina trabaja a su potencia nominal. Obteniéndose así, que al trabajar este modelo de aerogenerador a potencia nominal el coeficiente de potencia obtenido es de  $C_p=0.19$ . Si bien este resultado es muy bajo, cabe destacar que de media al año los aerogeneradores trabajan con un coeficiente  $C_p=0.4$ , siendo este resultado mucho más cercano a los valores teóricos con los que deberían trabajar los generadores.

Una vez calculada la generación anual de cada aerogenerador se procede a calcular la energía anual y potencia media generada en el parque actual con los 23 aerogeneradores instalados.

Neg Micon NM52/900	
Unidades	23
Egen anual total (MWh)	60652,06
Pot aprovechable media (kW)	7946,30

Tabla 8: Producción anual del parque actual

Estos datos de producción son referidos al caso en los aerogeneradores estén disponibles todas las horas del año en las que haya viento suficiente para el funcionamiento de estos, por lo tanto, los datos son referidos al potencial energético del parque.

## CAPÍTULO 5- REPOTENCIACIÓN

### 5.1 LEGISLACIÓN DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE GALICIA PARA LA REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS

En el vigente decreto 138/2010, de 5 de agosto, se establece el procedimiento y las condiciones técnico-administrativas para la obtención de las autorizaciones de proyectos de repotenciación de parques eólicos existentes en la Comunidad Autónoma de Galicia. En este decreto se establece que la repotenciación de un parque eólico necesitará la aprobación de las siguientes resoluciones administrativas:

- a) Autorización administrativa de modificación de un parque eólico preexistente, que se refiere al anteproyecto de la modificación de la instalación como documento técnico que se

tramitará, en su caso, juntamente con la documentación ambiental legalmente exigible, en atención a lo dispuesto en el artículo 10 del presente Decreto. En el mencionado artículo 10, se establece que los anteproyectos para la modificación de un parque eólico existente se someterán a una valoración ambiental previa. Además el solicitante tendrá que presentar una memoria ambiental que contenga la definición, características y localización del parque, una descripción detallada de las modificaciones que se pretenden llevar a cabo, las principales alternativas estudiadas, un análisis de los potenciales impactos al medio ambiente, las medidas para la adecuada protección del parque y la forma de realizar el seguimiento que garantice el cumplimiento de las indicaciones y medidas protectoras y correctoras contenidas en el documento ambiental.

- b) Aprobación del proyecto de ejecución, que se refiere al proyecto concreto de la instalación y faculta a su titular al desmantelamiento de las instalaciones precisas y a la construcción o establecimiento de la modificación autorizada.
- c) Autorización de explotación, que faculta a su titular, una vez ejecutado el proyecto de modificación, a poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial.

Además, a raíz de la guerra en Ucrania y la crisis energética sufrida por Europa debido a esta, el pasado 22 de diciembre de 2022, la Unión Europea publicó el Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo, por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables. En este se explica que la repotenciación de instalaciones de producción de electricidad procedente de energías renovables es una opción para aumentar rápidamente la producción de energía renovable con el menor impacto en la infraestructura de red y el medio ambiente, también en el caso de las tecnologías de producción de energía renovable cuyos procesos de concesión de autorizaciones suelen ser más largos, como la energía eólica. Por ello, con el fin de acortar los periodos de solicitud, se establece que el proceso de concesión de autorizaciones para la repotenciación de proyectos no excederá de seis meses.

Por otro, en lo que a la regulación respectiva a la Red Eléctrica Española se refiere, cuando la potencia instalada no se incremente en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los

equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en el título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Para el presente caso de estudio, se presupondrá que la red es capaz de soportar el máximo aumento posible tanto de potencia instalada como de energía generada. En caso de que no fuese posible, habría que rehacer el estudio respetando los límites permitidos según este criterio.

## 5.2 AEROGENERADORES PROPUESTOS

A fin de determinar la mejor opción en cuanto a que modelo de aerogenerador proponer, se estudiarán diferentes modelos de diferentes fabricantes y potencia. Cabe destacar que a medida que aumenta la potencia nominal de los aerogeneradores más se parecen las características y las prestaciones de los aerogeneradores de los diferentes fabricantes por lo que pese a estudiar el desempeño de un modelo en concreto, la opción final puede ser cambiada siguiendo criterios diferentes a los meramente técnicos como el precio, la asistencia técnica o la reputación del fabricante.

Para este estudio, se preseleccionarán seis aerogeneradores diferentes de los principales fabricantes del mercado. Para la selección de estos se seguirán los siguientes criterios:

- El fabricante debe de ser uno de los principales del mercado. Únicamente se tendrán en cuenta los modelos de compañías con un amplio recorrido en el sector.
- El fabricante ha de proporcionar datos detallados de sus modelos. No se tendrán en cuenta para el estudio los modelos de los no se dispongan datos detallados de las principales características de estos. Siendo el dato más importante la curva de potencia. Por lo tanto, debido a que no facilitan la curva de potencia de sus últimos modelos, no se tendrán en cuenta los modelos de Siemens-Gamesa, pese a ser uno de los principales fabricantes.
- Como se van a seleccionar modelos de diferente potencia, para seleccionar el modelo de un fabricante frente al de otro con la misma potencia se tendrán en cuenta las características

que ayuden a maximizar la producción energética. Estas características son: la velocidad nominal del viento, la velocidad mínima del viento y la velocidad de parada.

Siendo los modelos preseleccionados los siguientes: Vestas V110/2000, Goldwind GW87/1500, Goldwind GW109/2500, Goldwind GW140/3400, GE Energy 5.3-158 y Nordex N149-4,5MW.

Utilizando la misma metodología que para el estudio del parque actual, estudiaremos el comportamiento de estos aerogeneradores en el emplazamiento del estudio. Se ha tenido en cuenta la altura de cada torre para así extrapolar la velocidad del viento en cada uno de los casos del estudio. Para el cálculo de la potencia aprovechable para cada velocidad del viento, se utilizarán las curvas de potencia mostradas en el ANEXO 1 adjuntado al final del trabajo. Obteniéndose así, el comportamiento mostrado en las siguientes tablas.

Vestas V110/2000 <sup>9</sup>			
Horas/año	Vel (m/s)	Pot aprovechable (kW)	Egen (kWh)
0,00	0,00	0,00	0,00
187,18	1,03	0,00	0,00
377,51	2,06	0,00	0,00
548,03	3,09	0,00	0,00
685,25	4,12	61,66	42255,70
780,52	5,15	225,42	175941,14
830,19	6,18	450,38	373899,51
835,48	7,20	775,97	648310,85
801,74	8,23	1305,15	1046385,89
737,25	9,26	1795,38	1323652,50
651,84	10,29	1982,83	1292494,09

<sup>9</sup> La tabla continua en la siguiente página

555,43	11,32	2000,00	1110860,76
456,90	12,35	2000,00	913792,54
363,29	13,38	2000,00	726589,58
279,50	14,41	2000,00	558990,81
208,20	15,44	2000,00	416408,64
150,27	16,47	2000,00	300531,62
105,12	17,50	2000,00	210241,97
71,31	18,53	2000,00	142616,81
46,92	19,56	2000,00	93837,46
29,95	20,58	2000,00	59902,32
18,55	21,61	0,00	0,00
11,16	22,64	0,00	0,00
6,51	23,67	0,00	0,00
3,69	24,70	0,00	0,00
2,03	25,73	0,00	0,00
1,08	26,76	0,00	0,00
0,56	27,79	0,00	0,00
0,28	28,82	0,00	0,00
0,14	29,85	0,00	0,00

Tabla 9: Desempeño Vestas V110/2000

Goldwind GW87/1500 <sup>10</sup>			
Horas/año	Vel (m/s)	Pot aprovechable (kW)	Egen (kWh)
0,00	0,00	0,00	0,00
187,18	0,97	0,00	0,00
377,51	1,94	0,00	0,00
548,03	2,91	0,00	0,00
685,25	3,88	0,00	0,00

<sup>10</sup> La tabla continua en la siguiente página

780,52	4,85	141,14	110160,66
830,19	5,82	245,53	203832,90
835,48	6,79	448,26	374514,09
801,74	7,76	1224,65	981848,79
737,25	8,73	1336,52	985354,47
651,84	9,70	1700,01	1108142,98
555,43	10,67	1524,05	846504,48
456,90	11,64	1500,00	685344,40
363,29	12,61	1500,00	544942,18
279,50	13,58	1500,00	419243,11
208,20	14,55	1500,00	312306,48
150,27	15,52	1500,00	225398,72
105,12	16,49	1500,00	157681,48
71,31	17,46	1500,00	106962,61
46,92	18,43	1500,00	70378,10
29,95	19,40	1500,00	44926,74
18,55	20,37	1500,00	27830,58
11,16	21,34	1500,00	16732,54
6,51	22,31	1500,00	9765,25
3,69	23,28	0,00	0,00
2,03	24,25	0,00	0,00
1,08	25,22	0,00	0,00
0,56	26,19	0,00	0,00
0,28	27,16	0,00	0,00
0,14	28,12	0,00	0,00

Tabla 10: Desempeño Goldwind GW87/1500

GoldWind GW109/2500 <sup>11</sup>			
Horas/año	Vel (m/s)	Pot aprovechable (kW)	Egen (kWh)
0,00	0,00	0,00	0,00
187,18	0,98	0,00	0,00
377,51	1,95	0,00	0,00
548,03	2,93	0,00	0,00
685,25	3,91	43,80	30014,32
780,52	4,89	144,74	112972,47
830,19	5,86	300,34	249338,00
835,48	6,84	524,66	438345,03
801,74	7,82	851,84	682950,94
737,25	8,79	1356,33	999958,82
651,84	9,77	1980,53	1290993,89
555,43	10,75	2366,30	1314312,44
456,90	11,73	2500,00	1142240,67
363,29	12,70	2500,00	908236,97
279,50	13,68	2500,00	698738,51
208,20	14,66	2500,00	520510,80
150,27	15,63	2500,00	375664,53
105,12	16,61	2500,00	262802,46
71,31	17,59	2500,00	178271,01
46,92	18,56	2500,00	117296,83
29,95	19,54	2500,00	74877,90
18,55	20,52	2500,00	46384,29
11,16	21,50	2500,00	27887,56
6,51	22,47	2500,00	16275,41
3,69	23,45	2500,00	9221,13

<sup>11</sup> La tabla continua en la siguiente página

2,03	24,43	2500,00	5072,34
1,08	25,40	0,00	0,00
0,56	26,38	0,00	0,00
0,28	27,36	0,00	0,00
0,14	28,34	0,00	0,00

Tabla 11: Desempeño GoldWind GW109/2500

Goldwind GW140/3400 <sup>12</sup>			
Horas/año	Vel (m/s)	Pot aprovechable (kW)	Egen (kWh)
0,00	0,00	0,00	0,00
187,18	1,08	0,00	0,00
377,51	2,15	229,15	86508,37
548,03	3,23	374,23	205091,23
685,25	4,31	617,31	423011,45
780,52	5,38	1005,38	784721,55
830,19	6,46	1580,46	1312083,45
835,48	7,54	2253,54	1882785,65
801,74	8,61	2967,61	2379245,53
737,25	9,69	3385,69	2496114,30
651,84	10,77	3400,00	2216266,41
555,43	11,85	3400,00	1888463,29
456,90	12,92	3400,00	1553447,31
363,29	14,00	3400,00	1235202,29
279,50	15,08	3400,00	950284,38
208,20	16,15	3400,00	707894,68
150,27	17,23	3400,00	510903,76
105,12	18,31	3400,00	357411,34

<sup>12</sup> La tabla continua en la siguiente página

71,31	19,38	3400,00	242448,58
46,92	20,46	3400,00	159523,69
29,95	21,54	0,00	0,00
18,55	22,61	0,00	0,00
11,16	23,69	0,00	0,00
6,51	24,77	0,00	0,00
3,69	25,84	0,00	0,00
2,03	26,92	0,00	0,00
1,08	28,00	0,00	0,00
0,56	29,07	0,00	0,00
0,28	30,15	0,00	0,00
0,14	31,23	0,00	0,00

Tabla 12: Desempeño Goldwind GW140/3400

GE Energy 5.3-158 <sup>13</sup>			
Horas/año	Vel (m/s)	Pot aprovechable (kW)	Egen (kWh)
0,00	0,00	0,00	0,00
187,18	1,11	0,00	0,00
377,51	2,21	0,00	0,00
548,03	3,32	127,70	69984,94
685,25	4,42	371,41	254506,45
780,52	5,53	785,63	613201,99
830,19	6,64	1414,47	1174277,86
835,48	7,74	2302,13	1923384,85
801,74	8,85	3331,01	2670593,46
737,25	9,95	4348,33	3205822,22
651,84	11,06	5012,97	3267670,78

<sup>13</sup> La tabla continua en la siguiente página

555,43	12,16	5260,74	2921972,27
456,90	13,27	5300,00	2421550,23
363,29	14,38	5300,00	1925462,39
279,50	15,48	5300,00	1481325,65
208,20	16,59	5300,00	1103482,89
150,27	17,69	5300,00	796408,80
105,12	18,80	5300,00	557141,21
71,31	19,91	5300,00	377934,55
46,92	21,01	5300,00	248669,27
29,95	22,12	5300,00	158741,14
18,55	23,22	5300,00	98334,70
11,16	24,33	0,00	0,00
6,51	25,44	0,00	0,00
3,69	26,54	0,00	0,00
2,03	27,65	0,00	0,00
1,08	28,75	0,00	0,00
0,56	29,86	0,00	0,00
0,28	30,96	0,00	0,00
0,14	32,07	0,00	0,00

Tabla 13: Desempeño GE Energy 5.3-158

Nordex N149/4.0-4.5 <sup>14</sup>			
Horas/año	Vel (m/s)	Pot aprovechable (kW)	Egen (kWh)
0,00	0,00	0,00	0,00
187,18	1,09	0,00	0,00
377,51	2,18	19,95	7532,65
548,03	3,27	97,93	53668,76
685,25	4,35	377,02	258353,24

<sup>14</sup> La tabla continua en la siguiente página

780,52	5,44	804,04	627568,27
830,19	6,53	1393,91	1157207,76
835,48	7,62	2218,72	1853700,04
801,74	8,71	3221,15	2582515,80
737,25	9,80	4018,86	2962920,15
651,84	10,88	4443,78	2896647,51
555,43	11,97	4500,00	2499436,71
456,90	13,06	4500,00	2056033,21
363,29	14,15	4500,00	1634826,55
279,50	15,24	4500,00	1257729,33
208,20	16,33	4500,00	936919,43
150,27	17,42	4500,00	676196,15
105,12	18,50	4500,00	473044,43
71,31	19,59	4500,00	320887,83
46,92	20,68	4500,00	211134,29
29,95	21,77	3970,54	118922,17
18,55	22,86	3667,77	68050,77
11,16	23,95	3270,80	36485,86
6,51	25,03	2906,00	18918,54
3,69	26,12	0,00	0,00
2,03	27,21	0,00	0,00
1,08	28,30	0,00	0,00
0,56	29,39	0,00	0,00
0,28	30,48	0,00	0,00
0,14	31,57	0,00	0,00

Tabla 14: Desempeño Nordex N149/4.0-4.5

Una vez conocido el comportamiento de los diferentes aerogeneradores preseleccionados, es posible calcular la energía anual generada por los futuros posibles parques para así compararla con el actual. Como se trata de una operación de repotenciación, el futuro parque se planeará sobre el terreno del actual y las máquinas se distanciarán a una distancia entre 3 y 4 veces el diámetro de

estas en la dirección perpendicular a la del viento dominante. En la tabla siguiente se comparará la producción energética que se podría conseguir en el caso de que se instalasen el máximo número de aerogeneradores posibles en el espacio disponible, también se compara la producción de estos hipotéticos parques con la producción del parque actual.

Turbina	Número posible (Uds.)	Energía anual/Unidad (MW/Uds.)	Energía total anual (MW)	Diferencia (MW)	Diferencia relativa %
Neg Micon NM52/900	23	2637,0	60652,1	-	-
Vestas V110/2000	10	9436,7	94367,1	33715,1	55,6%
Goldwind GW109/2500	10	9502,4	95023,7	34371,6	56,7%
Goldwind GW87/1500	11	7231,9	79550,6	18898,5	31,2%
Goldwind GW140/3400	8	19391,4	155131,3	94479,2	155,8%
GE Energy 5.3-158	7	25270,5	176893,3	116241,2	191,7%
Nordex N149/4.0-4.5	7	22708,7	158960,9	98308,8	162,1%

Tabla 15: Comparación del parque actual con los parques propuestos

Como se puede observar, a medida que se aumenta la potencia unitaria y el diámetro de los aerogeneradores, aumenta la energía que los hipotéticos parques son capaces de generar. En el presente caso de estudio, el mayor incremento de la energía generada se da para el caso del modelo GE Energy 5.3-158, siendo este el de mayor potencia nominal de los casos analizados.

Pese a que como se ha mencionado antes, a medida que aumenta la potencia de los aerogeneradores más se parecen entre si las curvas de potencia y por ende el comportamiento de los diferentes modelos fabricados por los diferentes fabricantes, para el análisis de este estudio se utilizará el modelo seleccionado según los criterios de la siguiente sección 5.3..

## 5.3 AEROGENERADOR SELECCIONADO

### 5.3.1 FABRICANTE SELECCIONADO

Debido a que uno de los principales objetivos de los proyectos de repotenciación es el aumento de la producción energética del emplazamiento, se seleccionará el modelo con que más se pueda aumentar la producción. En el presente caso, se observa que el mayor aumento se conseguiría con la instalación de los aerogeneradores del modelo GE Energy 5.3-158. Con este cambio, se observa que se puede multiplicar por 2.62 la energía producida a lo largo del año.

G.E Renewable Energy es una filial de la empresa estadounidense General Electric, teniendo la filial de energía renovable sede en Boulogne-Billancourt, Francia. Se trata del cuarto más grande fabricante mundial en cuanto a potencia instalada anual se refiere, contando con más de 40.000 aerogeneradores instalados alrededor del mundo. Según la Asociación Empresarial Eólica, actualmente está reforzando su posición en España y ha suministrado los 22 aerogeneradores más potentes del país para el proyecto Delta II de Repsol.

### 5.3.2 MODELO SELECCIONADO

Se han seleccionado los aerogeneradores GE Energy 5.3-158 del fabricante estadounidense General Electric Energy. Se trata de un modelo perteneciente a la familia Cypress del fabricante americano. Las principales características de dicho modelo se recogen en la siguiente tabla.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Tabla mostrada en la siguiente página

GE Energy 5.3-158	
Potencia (kW)	5300
Diámetro (m)	158
Número palas (Uds.)	3
Velocidad mínima (m/s)	3
Velocidad máxima (m/s)	22
Velocidad nominal (m/s)	12
Altura mínima torre (m)	150
Altura máxima torre (m)	161

Tabla 16: Características GE Energy 5.3-158

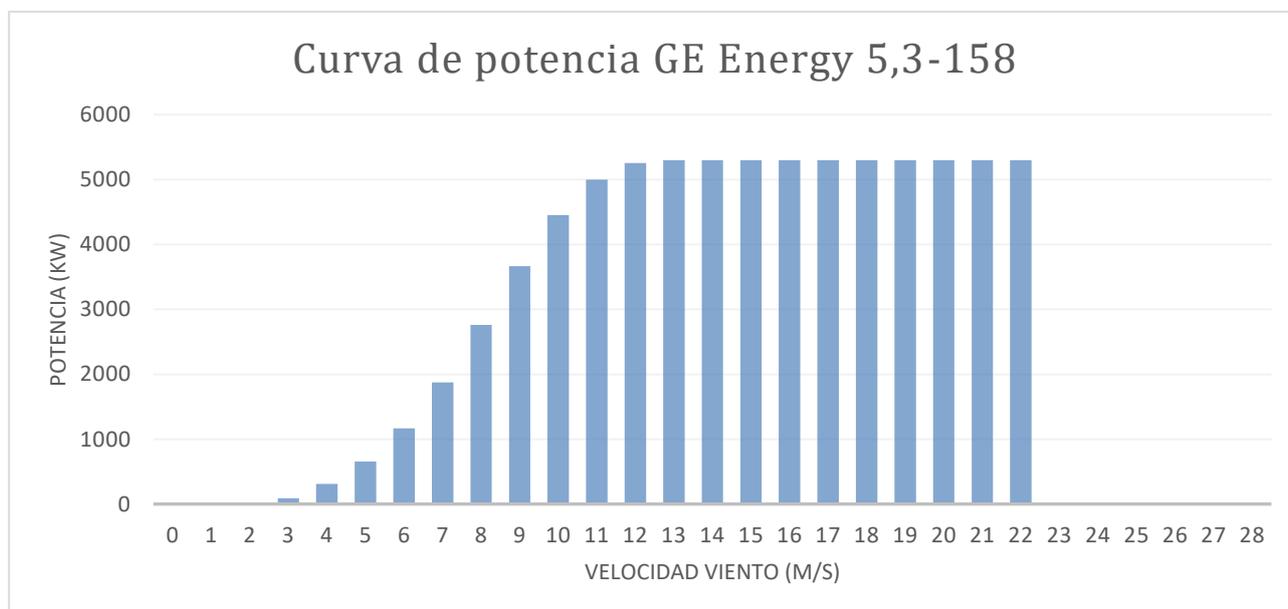


Ilustración 16: Curva de potencia del aerogenerador seleccionado

[11]

### 5.3.2.1 COEFICIENTE DE POTENCIA DEL MODELO GE ENERGY 5.3-158

En la siguiente tabla se muestra el valor del coeficiente de potencia con el que trabaja el modelo propuesto a las diferentes velocidades del viento. Para el cálculo de este, se emplean las ecuaciones 4 y 5.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> La tabla continua en la siguiente página

Horas/año	Vel (m/s)	Pot aprovechable (kW)	Pot disponible (kW)	Cp
0,00	0,00	0,00	0,00	-
187,18	1,11	0,00	16,24	-
377,51	2,21	0,00	129,93	-
548,03	3,32	127,70	438,52	0,291
685,25	4,42	371,41	1039,45	0,357
780,52	5,53	785,63	2030,18	0,387
830,19	6,64	1414,47	3508,15	0,403
835,48	7,74	2302,13	5570,80	0,413
801,74	8,85	3331,01	8315,60	0,401
737,25	9,95	4348,33	11839,99	0,367
651,84	11,06	5012,97	16241,41	0,309
555,43	12,16	5260,74	21617,32	0,243
456,90	13,27	5300,00	28065,16	0,189
363,29	14,38	5300,00	35682,39	0,149
279,50	15,48	5300,00	44566,44	0,119
208,20	16,59	5300,00	54814,77	0,097
150,27	17,69	5300,00	66524,83	0,080
105,12	18,80	5300,00	79794,06	0,066
71,31	19,91	5300,00	94719,92	0,056
46,92	21,01	5300,00	111399,86	0,048
29,95	22,12	5300,00	129931,31	0,041
18,55	23,22	5300,00	150411,73	0,035
11,16	24,33	0,00	172938,57	-
6,51	25,44	0,00	197609,28	-
3,69	26,54	0,00	224521,30	-

Tabla 17: Coeficiente de potencia del modelo seleccionado

En este caso se obtiene que el coeficiente medio de potencia al que trabaja este modelo es de  $C_p=0.29$ , siendo este resultado menor al que trabaja el modelo del parque actual. Sin embargo, hay que tener en cuenta que en este caso el coeficiente no desciende de manera tan notable como lo hace el modelo actual al acercarse a la velocidad nominal, siendo el coeficiente  $C_p=0.24$  a velocidad nominal.

### 5.3.2.2 COMPONENTES DEL MODELO GE 5.3-158

Se trata de un aerogenerador de eje horizontal que trabaja a barlovento que cuenta con los siguientes componentes:

- Torre: Se trata de una torre híbrida compuesta por acero y hormigón. La altura puede estar comprendida entre 150 y 161 metros.
- Góndola: Se trata de una góndola de gran tamaño para facilitar las labores de mantenimiento y las reparaciones.
- Generador y caja de cambios: Se hallan instalados en el interior de la góndola. El generador se trata de un Generador Eléctrico Doblemente Alimentado (DFIG) con una tensión de salida de 690V. Está disponible en 50 Hz y 60 Hz.
- Sistema de control: Se emplea un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) que permite realizar operaciones a control remoto.
- Palas: Estas son fabricadas por LM Wind Power y están disponibles construidas en una única pieza o en dos piezas modulares que se ensamblan posteriormente in situ. Tienen un diámetro de 158 m.
- Buje: Montado sobre el eje principal es accesible desde la góndola mediante una escotilla.

## CAPÍTULO 6- PARQUE RENOVADO PROPUESTO

### 6.1 MICROEMPLAZAMIENTO DEL NUEVO PARQUE

Para la planificación del nuevo parque, se respetarán los límites del parque actual de forma que este se construya sobre el área que ocupa el actual. Con el fin de minimizar el efecto negativo que tienen las turbulencias generadas en la corriente por las palas de los aerogeneradores, estos se

distanciarán entre 3 y 4 veces el diámetro de las palas en la dirección del viento dominante. Como se ha explicado antes, la dirección del viento dominante es la dirección sudoeste y esta es coincidente tanto en el caso de la rosa de frecuencias como en el de la rosa de potencia por lo que se alinearán en dirección perpendicular a esta. De esta forma, se propone el siguiente parque.

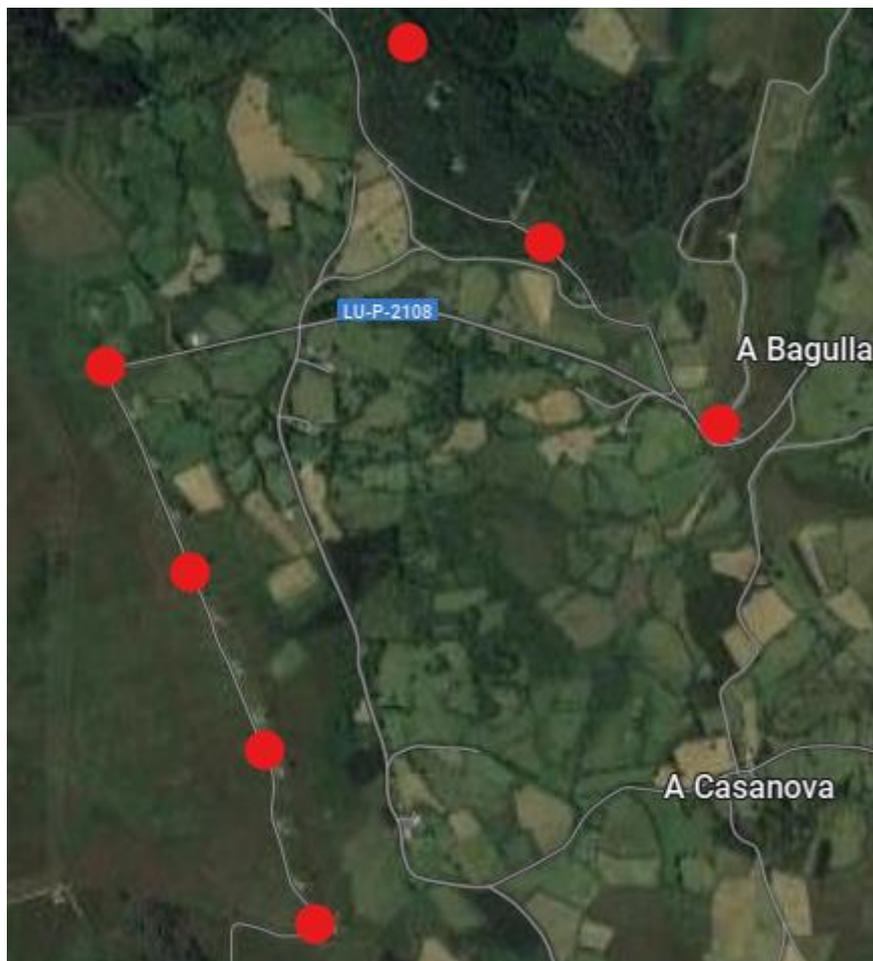


Ilustración 17: Distribución del parque propuesto (vista desde Google Maps)

Cabe destacar que la posición propuesta para los aerogeneradores es orientativa y se ha utilizado como criterio el distanciamiento de los aerogeneradores en una distancia de entre tres y cuatro veces el diámetro de las palas, con el fin de minimizar las turbulencias generadas por los aerogeneradores y maximizar su rendimiento es recomendable utilizar softwares informáticos entre los que destaca WindFarmer. En dicho programa al introducir datos como los datos de la propia turbina, el viento y las limitaciones del terreno, se obtiene la localización óptima de las turbinas, el perfil de ruido, el perfil de la energía capturada, la generación del parque y los cálculos económicos relacionados. Es interesante optimizar el microemplazamiento de las turbinas, utilizando métodos

los más precisos posibles, ya que, se estima que alrededor del 5% del potencial energético de los parques eólicos se pierde debido a las turbulencias generadas por las palas.

## 6.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE PROPUESTO

Las principales características del parque propuesto y su variación con respecto al actual se detallan en la siguiente tabla.

	Parque actual	Parque propuesto	Diferencia absoluta	Diferencia relativa
Potencia nominal (kW)	20700	37100	16400	79%
Potencia media aprovechable (kW)	7946	21689	13743	173%
Numero aerogeneradores	23	7	-16	-70%
Energía anual (MWh)	60652	176893	116241	192%

Tabla 18: Características parque propuesto

Se observa que, pese a la disminución del número de máquinas a menos de un tercio, la energía generada prácticamente se triplica. Por lo tanto, el impacto visual generado por el parque disminuye mientras se consigue mejorar muy significativamente el rendimiento de este.

## 6.3 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

En el parque actual, hay instalados 23 centros de transformación de 1.000 kVA de potencia unitaria y relación de transformación 0,69/20 kV, estos están ubicados en el interior de las torres de los aerogeneradores con su correspondiente apartamento de seccionamiento, maniobra y protección. Estos centros están conectados mediante líneas subterráneas de media tensión a una subestación transformadora de 20/66 kV. Dicha subestación transformadora 20/66 kV, para evacuación de energía producida en el parque eólico de Peña Armada, tiene un transformador principal 20/66 kV de 30 MVA ONAN/ONAF de potencia nominal. En la siguiente imagen se muestra la posición de la subestación eléctrica de transformación del parque, ubicándose en las coordenadas 42.9869943, -7.9053194. [12]<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Imagen mostrada en la siguiente página



Ilustración 18 Ubicación SET Peña Armada (Google Maps)

Como se puede observar, los centros de transformación instalados no cuentan con potencia suficiente, por lo que será necesaria la instalación de nuevas máquinas con la potencia necesaria. Además, la subestación eléctrica actual trabaja con una media tensión de 20 KV, esta tensión es la recomendada cuando la potencia unitaria de los aerogeneradores es menor de 1MW, pero cuando se sobrepasa esta potencia es recomendable que las líneas de MT sean de 30 KV para así disminuir las pérdidas. Por lo tanto, será necesaria la sustitución de todos los transformadores.

De acuerdo con la norma UNE 20178 se puede tomar como valor de referencia un factor de potencia de 0.89. Asimismo, se ha demostrado con medidas y cálculos que una optimización técnico-económica del tamaño del transformador conduce que su potencia nominal sea un 20% menor que la del generador de la turbina eólica, ya que no se pierde tiempo de vida debido a que los pequeños tiempos de sobrecarga quedan compensados por los largos periodos de cargas bajas. Aun así, en la práctica se seleccionan transformadores con potencia aparente igual o ligeramente superior a la del generador, siendo este el caso del parque actual.

Por lo tanto, para los transformadores de baja tensión a alta tensión, será necesaria la instalación de siete transformadores con relación de transformación 0.69/30 KV y con potencia unitaria de 6 KVA, estos se instalarán en la base de cada torre.

Por otro lado, en el caso del transformador de media a alta tensión será necesario evacuar una potencia nominal de 37.1 MW y se supondrá una potencia aparente de 41.7 MVA. Será necesaria, la instalación de un transformador con potencia nominal de 42 MVA y una relación de

transformación 30/66 KV. Al haberse proyectado la nueva planta sobre la actual, la subestación de transformación de MT a BT se situará en el mismo lugar que en el que se encuentra actualmente.

Recogiéndose en la siguiente tabla las especificaciones y cantidad de transformadores necesarios para el nuevo parque.

Relación de transformación	Potencia aparente nominal (MVA)	Número necesario
690V/30KV (BT/MT)	6	7
30KV/60KV (MT/BT)	42	1

Tabla 19: Transformadores necesarios para el parque propuesto

### 6.3.2 CONDUCTORES DE MT

El parque actual cuenta con un cableado subterráneo de MT que conecta la salida de cada transformador de BT a MT con el transformador de MT a AT, debido a los siguientes dos motivos el cableado actual no podrá soportar a nueva carga:

- Al pasar de los 20 KV actuales a los 30 KV necesarios para minorizar pérdidas por el aumento de la potencia, el aislamiento no aguantará el incremento de la tensión.
- El propio cable no aguantará el aumento debido a que el aumento de la potencia y el aumento de la tensión en una proporción menor a la de la potencia, hará que se aumente la intensidad, lo que conllevará a la fusión del propio cable.

Por lo tanto, será necesaria la completa sustitución del cableado subterráneo de media tensión. El trazado de este, al estar proyectado el nuevo parque sobre el anterior, será prácticamente idéntico al actual. Estos cables han de ser cables unipolares y contar con el aislamiento de un material sintético, siendo el material utilizado para el aislamiento normalmente definido por la compañía eléctrica involucrada en el proyecto.

Los cables suelen instalarse directamente enterrados, en el caso de estudio utilizando el trazado actual. Mientras que, en el acceso al interior de los aerogeneradores, donde se conectan con el transformador de BT/MT, los cables se instalan en el interior de un tubo de plástico embebido en el

hormigón de la cimentación. Este tubo ha de tener un diámetro superior a 14 cm, utilizándose normalmente tubos de polipropileno de 16cm. [13]

## 6.4 TRANSPORTE E INSTALACIÓN DEL PARQUE

El fabricante G.E. Renewable Energy para el modelo seleccionado ofrece dos opciones, palas fabricadas en una sola pieza y palas modulares. Si bien las palas modulares ofrecen una gran ventaja en cuanto a su transporte, especialmente cuando se trata de modelos de aerogeneradores de gran potencia unitaria con grandes palas, debido a la complejidad del montaje in situ de estas sobre todo cuando se tratarse de zonas montañosas donde la instalación de la maquinaria necesaria para el ensamblaje de estas es de gran complejidad y teniendo en cuenta las roturas que han sufrido este tipo de palas en los parques eólicos alemanes y suecos en 2022, se optara por el modelo construido en una única pieza. De este modo será necesario transportar una carga de 79 metros de longitud.

Como se ha indicado previamente, el parque se encuentra en un área rural y si bien se puede acceder a este mediante dos carreteras asfaltadas distintas, son carreteras notablemente estrechas y existen diferentes curvas cerradas que será necesario salvar. Desde Lugo hasta Friol, se llega mediante la carretera nacional LU-232, esta se trata de una carretera de dos carriles bien pavimentada que no presenta curvas cerradas y en los casos en que las curvas son más cerradas, no se trata de casos en los que pudiesen surgir grandes inconvenientes, la carretera se ensancha por lo que el estudio referente al transporte de las palas de los aerogeneradores se centrará en el camino de Friol al emplazamiento.

Usando la herramienta que ofrece Google Maps, se puede observar si el radio de curvatura de las curvas más cerradas será suficiente para transportar las palas. Desde Google Maps se puede observar que las dos curvas más cerradas están ubicadas en las coordenadas 42.991847, -7.878599 y 43.008697, -7.822005.<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> Ilustraciones mostradas en la siguiente página



Ilustración 19: Curva ubicada en 42.991847, -7.878599



Ilustración 20: Curva ubicada en 43.008697, -7.822005

Para determinar si es posible el transporte mediante camiones tradicionales, usando la herramienta de medición de Google Maps se escalará el tamaño de la carga. Al tener la carga y el trazado de la curva en la misma escala, será suficiente con determinar un tramo a lo largo de la curva, en la que la carga no entre por mucho que se rote y se prueben diferentes posiciones para determinar que no será posible transportar la carga.

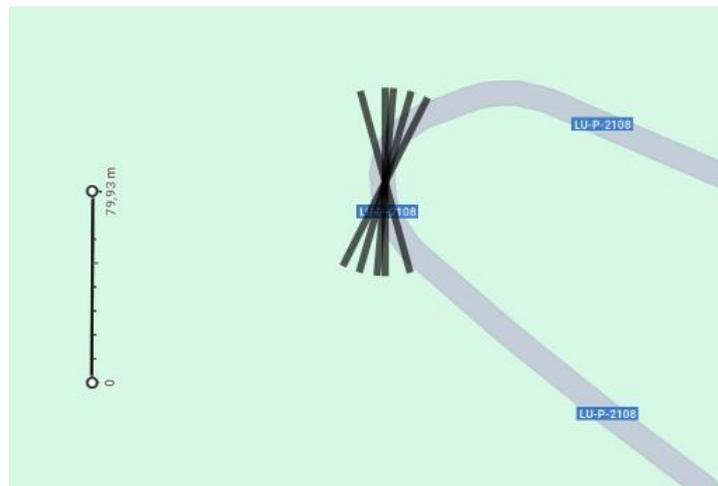


Ilustración 21: Comparación curva 42.991847, -7.878599 con el tamaño de la pala

En el caso de la curva ubicada en 42.991847, -7.878599, se puede observar que al escalar el tamaño de la pala y rotar la línea que representa a esta, no hay ninguna posición en la que camión pueda pasar por dicha curva sin modificar la carretera, además no se ha tenido en cuenta el tamaño del camión, ninguna distancia de seguridad ni margen por lo que se puede afirmar que no es posible pasar por dicha curva. Por lo que se propone el uso de un sistema Blade Lifter.

#### 6.4.1 BLADE LIFTER

En el caso de estudio se optará por utilizar un sistema Blade Lifter, mediante el cual se puede levantar y rotar la pala con el fin de salvar curvas y obstáculos que no se pueden superar mediante el transporte tradicional. Este sistema consta de un tráiler donde se instala una plataforma articulada, que debe ser manejada por un operario especializado externo al vehículo, a la cual se acopla la pala, la grúa es capaz de inclinar la pala hasta los 65º y pivotar 360º. Normalmente dicha plataforma se trata de un elevador hidráulico y el tráiler suele tener por lo menos una decena de ejes.

Esta se trata de una tecnología relativamente nueva, fue usada por primera vez en Europa en 2019 para el transporte de las palas de parque eólico de Carondio, Asturias.



**Ilustración 22: Ejemplo sistema Blade Lifter**

Una de las principales ventajas de utilizar este tipo de sistema es que se reduce la necesidad de realizar obra civil para ampliar la carretera existente o crear nuevas para poder acceder con las palas. Además de la optimización de costes que conlleva el hecho de no tener que modificar las calzadas, se consigue tener un impacto menor en el medio ambiente al no modificar el entorno.

Como resulta obvio, una vez la pala esta inclinada, el sistema es muy susceptible al viento. Por lo tanto, por razones de seguridad el sistema tiene la limitante de que cuando la pala esta inclinada no se puede sobrepasar la velocidad de 5 km/h, al igual que tampoco se puede elevar la pala cuando hay vientos de velocidades superiores a los 10 m/s. Pese a estos inconvenientes, el uso de un Blade Lifter solventa de manera eficaz la mayoría de los problemas a los que se enfrenta el transporte tradicional. [14]



Ilustración 23: Diagrama sistema Blade Lifter de Iberdrola

## CAPÍTULO 7- IMPACTO AMBIENTAL

### 7.1 IMPACTO GENERADO DEBIDO A LA REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE

Pese a que la energía eólica es considerada una energía verde y a tener menor impacto que otras fuentes, la energía eólica tiene asociada un impacto ambiental, con aspectos positivos y negativos. En el siguiente apartado se estudiarán los posibles impactos que se puedan generar debido a la repotenciación del parque, se tendrán en cuenta las modificaciones respecto al parque actual.

- Ahorro de combustibles fósiles y emisiones de gases: Suponiendo que una planta térmica opera con un rendimiento medio de 33%, para generar un MWh eléctrico utilizando combustibles fósiles, son necesarias 0.261 TEP. Por lo tanto, al aumentar la producción anual 116241 MWh, se ahorrarían 30338,9 toneladas equivalentes de petróleo (el equivalente a 227541 barriles de petróleo), en el caso de que dicha energía proviniese de orígenes fósiles. Además, al ser una fuente libre de emisiones, no se liberan gases de efecto invernadero, gases que provoquen acidificación atmosférica ni gases que provoquen la creación de ozono troposférico. [15]

- Impacto visual: Se disminuye el número de aerogeneradores instalados de 23 a 7, por lo que hay menos aerogeneradores que modifiquen el paisaje. Por otro lado, al aumentar el tamaño de estos, es posible que generen mayor impacto visual. De todas formas, este se trata de un aspecto subjetivo difícilmente medible.
- Impacto acústico: Al aumentar el área de barrido de los aerogeneradores y el tamaño de estos, se aumenta el ruido de origen aerodinámico y mecánico. Según la normativa recogida en el Real Decreto 1367/2007, se establece el límite superior del ruido en horario nocturno para una zona residencial en 45 decibelios. Conociendo el nivel sonoro NS que produce un único aerogenerador, se puede determinar el nivel sonoro producido un número n de aerogeneradores empleando la siguiente fórmula.

$$NS_n = 10 \log_{10} n + NS$$

**Ecuación 6: Nivel sonoro de n aerogeneradores**

Donde:

-NS= nivel sonoro de un único aerogenerador

-NS<sub>n</sub>= nivel sonoro de n aerogeneradores

-n= número de aerogeneradores

Se puede estimar que un gran aerogenerador produce a una distancia de 500 metros un nivel sonoro de 35 dB, por lo que los 7 aerogeneradores generarían un nivel sonoro de 43.45dB y al estar la zona residencial más cercana a 2 kilómetros no debería haber ningún problema. [15]

- Aves: Al aumentar el área de barrido de los 50742 m<sup>2</sup> actuales a los 137246 m<sup>2</sup> propuestos es de esperar que el número de colisiones con las aves aumente y se produzca un mayor número de muertes debido a esto. En un estudio del Norwegian Institute for Nature Research se determinó que pintar una de las aspas de negro reduce en un 70% el número de impacto de ves con estas, pero esto puede reducir la vida útil de los aerogeneradores debido al desbalance surgido por el peso de la pintura y el mayor calentamiento al absorber más calor las superficies negras. Además, debido al reducido tamaño del estudio, únicamente se compraron cuatro aerogeneradores con una pala pintada frente a otros cuatro sin pintar, este estudio no se puede considerar concluyente. Por eso desde la AEE se

recomienda pintar únicamente franjas de colores como el rojo o el naranja en las palas con el fin de aumentar la visibilidad de los aerogeneradores. [16]

- Uso del suelo: al aumentar el tamaño de los aerogeneradores, aumenta el espacio que estos ocupan y se requiere una mayor cimentación.

## 7.2 RECICLAJE DE LOS AEROGENERADORES ACTUALES

Se estima que el 96 % de los aerogeneradores es reciclable pero las palas, al estar fabricadas de materiales compuestos entre los que destaca la fibra de vidrio, suponen un reto a la hora de su reciclaje. Actualmente, la mayoría de las palas son tratadas como basura y acaban en vertederos. La que se podría denominar la primera generación de parques eólicos tras el auge de la energía eólica a finales de siglo está llegando al final de su vida útil, por lo que se trata de un problema actual y de un reto relativamente nuevo. WindEurope estima que alrededor de 14000 palas serán retiradas anualmente durante los próximos años por lo que, la gestión de estas será uno de los principales retos del sector.

Una de las opciones más habituales actualmente es utilizarlas en la fabricación de cementos alternativos. En la fabricación del cemento tradicional se transforma el carbonato de calcio de la piedra caliza en óxido de calcio, obteniéndose como subproducto dióxido de carbono. Sustituir parte de la piedra caliza por elementos ricos en sílice reduce estas emisiones de CO<sub>2</sub>. La fibra de vidrio es un material rico en sílice por lo que se puede sustituir la piedra caliza por trozos de palas trituradas. Según la consultora ambiental Quantis US, al utilizar palas trituradas se consiguen reducir las emisiones de dióxido de carbono en un 27 % y el consumo de agua en un 13 %.

Además, hay compañías que se dedican a reciclar los materiales de las palas para fabricar otros materiales compuestos. Sometiendo las palas a procesos de pirolisis a 300°C, la empresa estadounidense Carbon River consigue degradar la resina para recuperar la fibra de vidrio y un líquido rico en hidrocarburos que se puede utilizar como combustible. [17]

En España aún no hay ninguna planta que se dedique al reciclaje de palas de aerogeneradores, actualmente PreZero y Endesa se encuentran construyendo una planta en León en la cual se reconvertirán las palas en materia prima para la construcción de nuevos productos. Se espera que esta planta empiece su actividad a lo largo de 2024 por lo que resulta una opción interesante para

el presente caso de estudio, con el objetivo de que las palas no terminen en vertederos y reducir el volumen de los residuos. [18]

## CONCLUSIONES

Tras la realización del presente estudio, se ha determinado que la opción de repotenciación con la que más energía se conseguiría producir en el parque eólico de Peña Armada sería instalar 7 aerogeneradores del modelo GE Energy 5.3-158.

Además de ser necesario este cambio debido a que los actuales están llegando al final de su vida útil, gracias a este cambio, la energía anual generada aumentaría de 60652 MWh a 176893 MWh, es decir, una diferencia de 116241 MWh. Se aumentaría el equivalente a 30338,9 TEP o el equivalente al consumo anual de 35.000 hogares. Del mismo modo, se aumenta la potencia nominal instalada de 20700 kW a 37100 kW y la potencia media generada de 4946 kW a 21689 kW.

Para realizar este cambio es necesaria la instalación de siete transformadores de baja a media tensión de 6 MVA de potencia nominal aparente y un transformador de media a alta tensión de 42 MVA de potencia nominal aparente. Además, también es necesaria la sustitución de los cables de media tensión del interior del parque.

Debido a el uso de un sistema de Blade Lifter, no sería necesaria la modificación de las calzadas y se minimiza modificación del entorno.

Esta repotenciación no parece aumentar notablemente el impacto ambiental producido por el parque actual, asimismo, la repotenciación supone una oportunidad para implementar medidas que puedan minimizar el impacto ambiental generado.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Organización de las Naciones Unidas, «Objetivos de desarrollo sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
- [2] R. Bernd, «EU climate plans in peril,» *Recharge*, 4 2022.
- [3] Gobierno de España, *Conoce el programa de Repotenciación Circular, Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia*, 2023.
- [4] Amarazero, «El impacto de las energías renovables y limpias en el mix energético español en 2023,» 24.
- [5] Redeia, 22 12 2022.
- [6] Asociación Empresarial Eólica, «AEE,» 2019. [En línea]. Available: <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2019/01/2019-AEE-Impulso-Repotenciación-de-parques-elicos.pdf>.
- [7] CENER, «mapa eólico ibérico,» [En línea]. Available: <https://www.mapaeolicoiberico.com/map>. [Último acceso: Febrero 2024].
- [8] «Global wind atlas,» [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/es>. [Último acceso: Febrero 2024].
- [9] «The Wind Power,» [En línea]. Available: [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_185\\_negmicon\\_nm52-900.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_185_negmicon_nm52-900.php).
- [10] M. Villarubia, «Energía eólica,» Ediciones Ceac, 2004.
- [11] «The Wind Power,» [En línea]. Available: [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_1645\\_ge-energy\\_5.3-158.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_1645_ge-energy_5.3-158.php).
- [12] B. O. d. Estado, *Anuncio de la Consejería de Industria y Comercio, Delegación Provincial de Industria y Comercio de Lugo sobre información pública. BOE núm. 152. Otros anuncios oficiales*, 2000.
- [13] J. B. D. y. S. A. G. J.L Rodríguez Amenedo, «Sistemas Eólicos de producción de energía eléctrica,» Editotial Rueda, 2003.
- [14] Iberdrola, «Do you know Blade Lifter? The new transport system for wind turbine blades».
- [15] M. V. López, «Ingeniería de la energía eólica,» Marcombo, ediciones técnicas, 2012.

- [16] Asociación empresarial eólica, «AEE,» 3 2022. [En línea]. Available: <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2022/05/220314-AEE-Informe-sobre-el-requerimiento-de-Palas-Negras-DIA.pdf>.
- [17] M. Jacoby, «How can companies recycle wind turbine blades?,» *Chemical & Engineering News*, 2022.
- [18] «Endesa y PreZero darán vida a la primera planta de reciclaje de palas eólicas en España,» *El periodico de la energía*, 16 Junio 2023.

## ANEXO 1

### CURVAS DE POTENCIA DE LOS MODELOS PRESELECCIONADOS

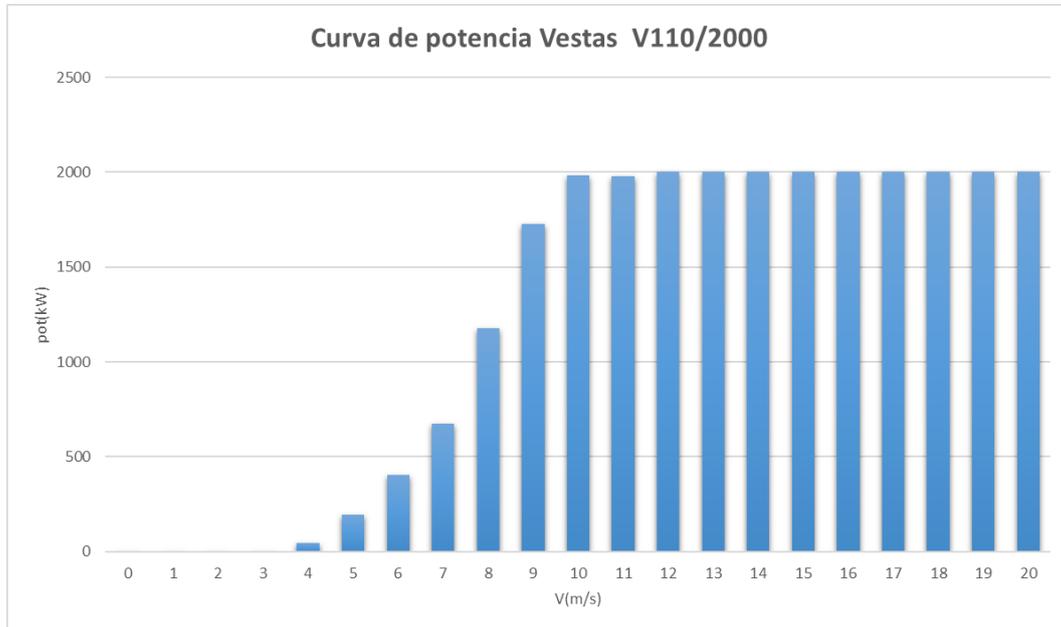


Ilustración 24 Curva de potencia del modelo Vestas V110/2000

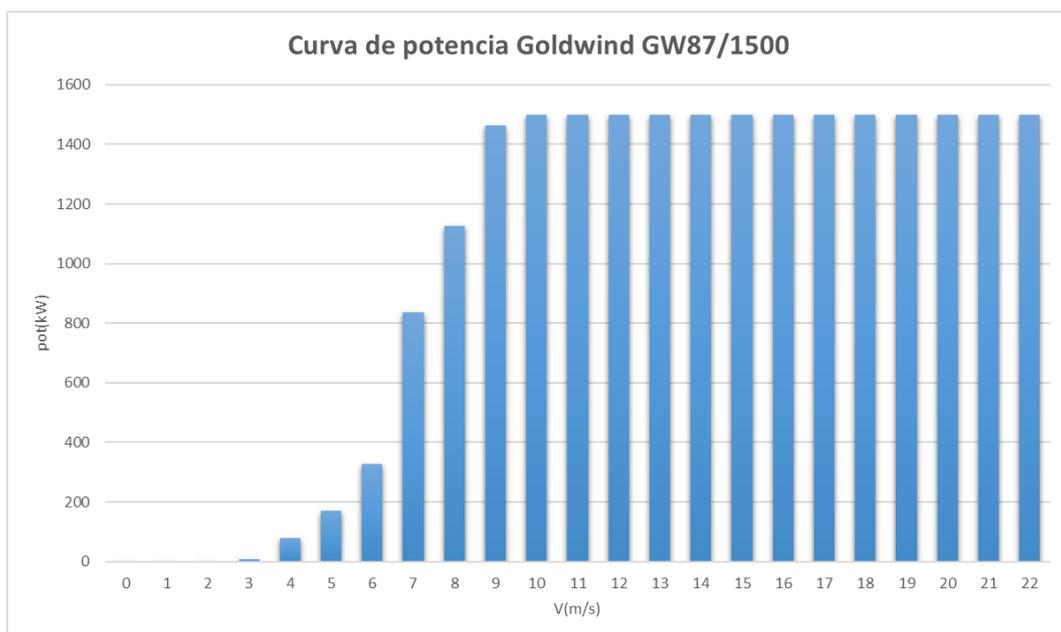


Ilustración 25 Curva de potencia del modelo Goldwind G87/1500

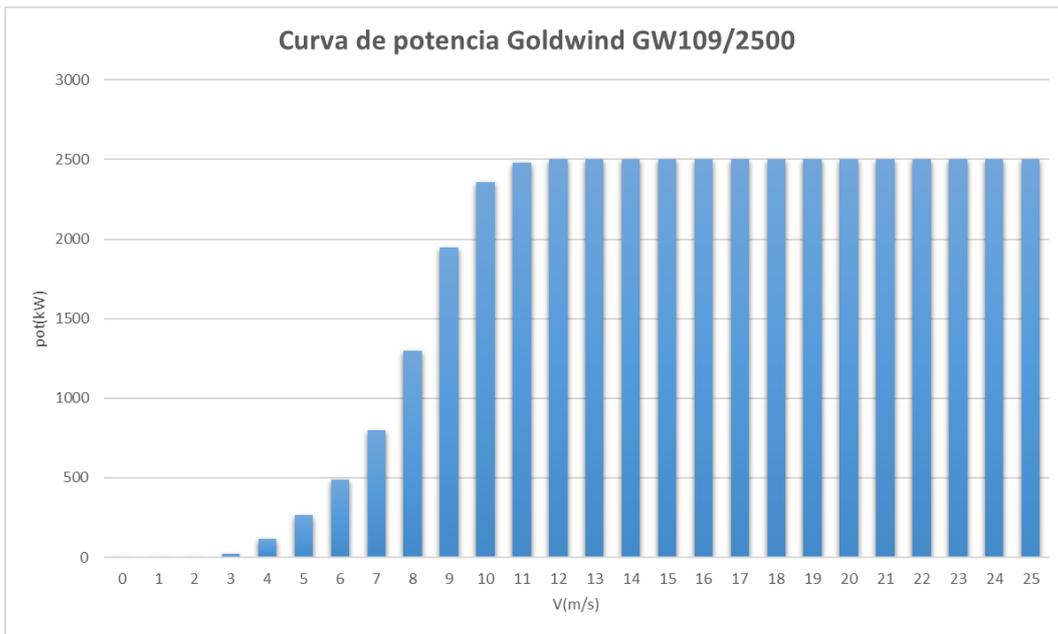


Ilustración 26 Curva de potencia del modelo Goldwind G109/2500

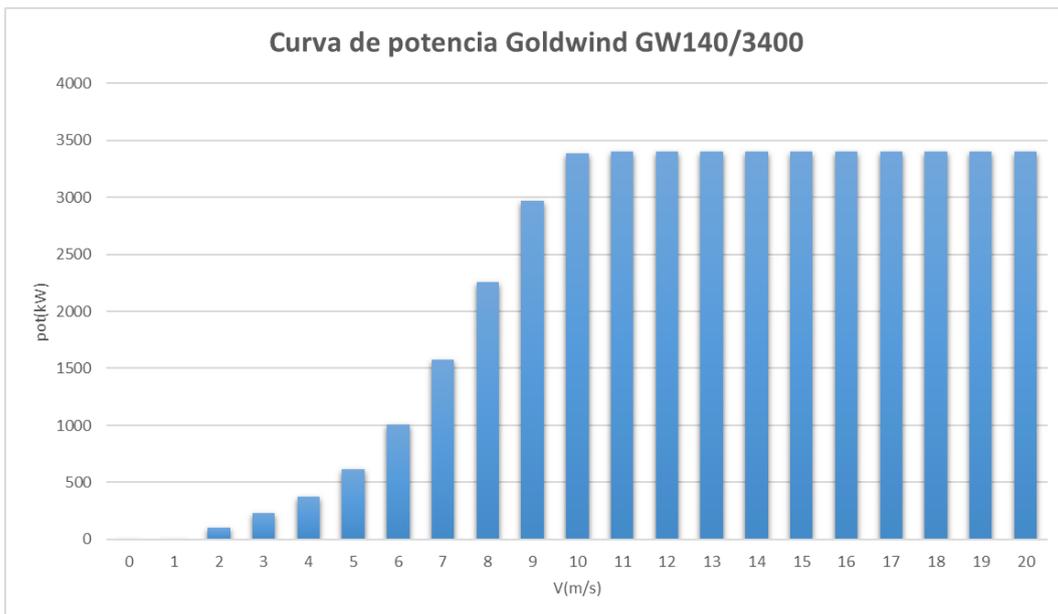


Ilustración 27 Curva de potencia del modelo Goldwind G140/3400

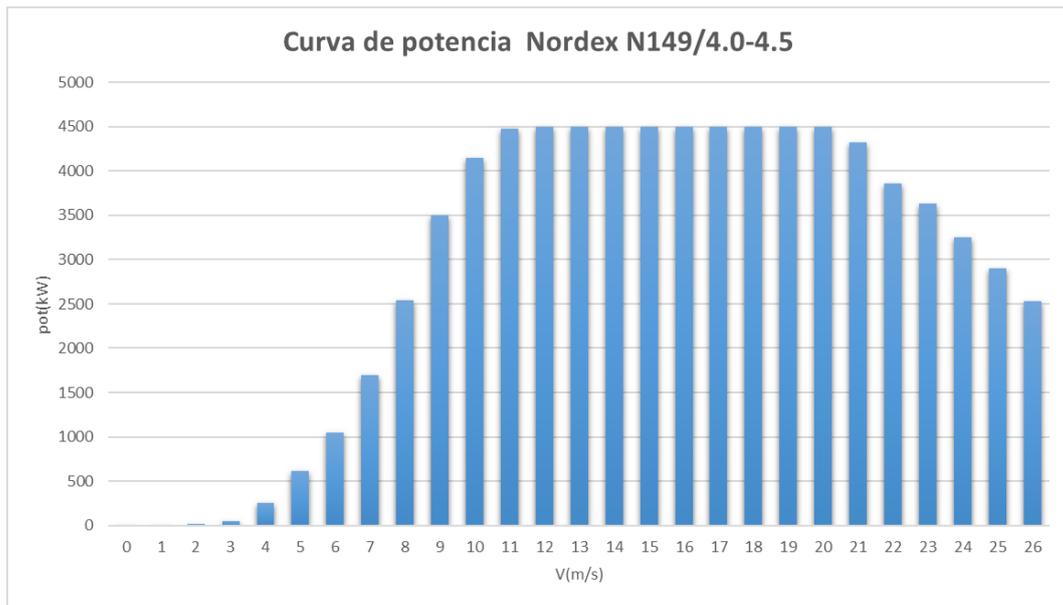


Ilustración 28 Curva de potencia del modelo Nordex N149/4.0-4.5