

Proyecto Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la energía

Diseño de un Parque Eólico de 30 MW

Autor: Germán Abril Contreras

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernandez y Jesús Riquelme Santos

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Diseño de un Parque Eólico de 30MW

Autor:

Germán Abril Contreras

Tutor:

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Sustituto Interino

Jesús Riquelme Santos

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Proyecto Fin de Grado: Diseño de un Parque Eólico de 30MW

Autor: Germán Abril Contreras

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernandez
Jesús Riquelme Santos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Deseo agradecer a mi familia por su ánimo y cariño a lo largo de mis estudios, sin todos ellos no hubiera sido posible muchos de mis logros personales. A mis amigos por su infinita comprensión por el poco tiempo dedicado hacia ellos durante mis cursos académicos. A mis compañeros de clase, que poco a poco pasaron a considerarse amigos, por tantas horas y vivencias compartidas en todos estos años. A Juan Antonio, mi mayor apoyo en esta última etapa, gracias por tanto sin esperar nada a cambio. A Juan Manuel Roldán, por su paciencia, dedicación y atención a lo largo de este trabajo, pues me oriento en todo momento que me hiciera falta.

Por último, gracias a mi abuelo por su confianza, amor y protección desde siempre y por siempre, tu fuiste el primero en llamarme ingeniero mucho antes de estudiar ingeniería, y creíste firmemente que alcanzaría cualquier meta que me propusiera por difícil que fuera.

El proyecto tratará de describir el procedimiento a seguir para el diseño de un parque eólico de 30 MW de potencia instalada. La instalación contará con 10 aerogeneradores de hasta 3 MW cada uno, repartidos en un área determinada a seleccionar, y junto a una evaluación del potencial eólico de la zona, para así cuantificar la producción eléctrica esperada.

Se recurrirá al software especializado de Openwind para el cálculo de la producción óptima, mediante múltiples iteraciones que localicen la posición para los aerogeneradores más ventajosa. También se realizará el diseño de la red de distribución del parque y una breve descripción de la subestación, que alberga el transformador de potencia junto otros sistemas a comentar. Se adjuntarán los planos correspondientes que permitan una mejor comprensión de la infraestructura que constituirá el parque, que comprenderán los planos de situación y unifilar del parque, y los de alzado y perfil de la subestación transformadora.

Para finalizar, se evaluará la rentabilidad del proyecto considerando los ingresos y costes derivados de la instalación. Además, se propondrá una alternativa de mejora a la hora del diseño, que permita no sólo incrementar la rentabilidad, sino también la producción y horas de funcionamiento de la misma.

Abstract

The project will try to describe the procedure to follow for the design of a wind farm of 30 MW of installed power. The installation will have 10 wind turbines of up to 3 MW each one, distributed in a specific area to be selected, and together with an evaluation of the wind potential of the area, in order to quantify the expected electricity production.

Specialized Openwind software will be used to calculate the optimal production, through multiple iterations that locate the most advantageous position for wind turbines. The design of the park's distribution network and a brief description of the substation, which houses the power transformer together with other systems to be discussed. Attached are the corresponding plans that allow a better understanding of the infrastructure that will constitute the park, which will include the situation and unifilar planes of the park, and those of elevation and profile of the transformer substation.

Finally, the profitability of the project will be evaluated considering the revenues and costs derived from the installation. In addition, an alternative of improvement will be proposed at the time of the design, which allows not only to increase the profitability, but also the production and hours of operation of the same.

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
1 Introducción	1
1.1 <i>Objetivos del trabajo</i>	1
1.2 <i>Presencia de la tecnología eólica en la actualidad</i>	1
2 Evaluación del Potencial Eólico	5
2.1 <i>Selección del emplazamiento</i>	5
2.2 <i>Selección de la turbina eólica</i>	10
2.3 <i>Simulación y producción del parque eólico</i>	13
2.3.1 <i>Openwind</i>	13
2.3.2 <i>Simulación</i>	16
2.3.3 <i>Resultados</i>	20
3 Diseño de la Instalación Eléctrica	21
3.1 <i>Posicionamiento de la subestación</i>	21
3.2 <i>Configuración de líneas de media</i>	21
3.3 <i>Dimensionamiento de la red de media tensión</i>	24
3.3.1 <i>Elección de la tensión asignada del cable</i>	25
3.3.2 <i>Elección de la sección del conductor por criterio térmico</i>	26
3.3.3 <i>Elección de la sección del conductor por criterio de caída de tensión</i>	30
3.3.4 <i>Elección de la sección del conductor por criterio económico</i>	32
3.3.5 <i>Aproximaciones al criterio de cortocircuito</i>	38
3.4 <i>Prediseño de la subestación de transformación</i>	39
3.3.1 <i>Selección de las celdas de conexión</i>	39
3.3.2 <i>Selección del transformador de potencia (20/66 kV)</i>	42
3.3.3 <i>Selección del transformador para servicios auxiliares (20/0,42 kV)</i>	42
3.3.4 <i>Conexión celdas-transformador de potencia</i>	44
3.3.5 <i>Aparamenta de protección, seguridad y sistemas de medida</i>	45
4 Viabilidad económica del proyecto	47
4.1 <i>Rentabilidad del proyecto</i>	47
4.2 <i>Costes e ingresos derivados del Proyecto</i>	47
4.3 <i>Resultados y conclusiones</i>	48
5 Conclusiones	51
Anexo A: Presupuesto	52
1. <i>Obra civil</i>	52
2. <i>Aerogeneradores</i>	52
3. <i>Infraestructura</i>	52

4. Ingeniería	53
Anexo B: Análisis de mejoras	54
1. Descripción y objetivos de la mejora	54
2. Ejecución de la propuesta	54
3. Resultado y conclusiones	56
Anexo C: Planos	58
1. Plano de ubicación	59
2. Esquema unifilar	60
3. Plano de alzado de la subestación	61
4. Plano general de planta de la subestación	62
Referencias	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Países con mayor potencia instalada en el mundo	2
Tabla 2. Potencia eólica instalada en España por comunidades autónomas en 2017	3
Tabla 3. Parámetros de clasificación de aerogeneradores	10
Tabla 4. Velocidades características para la clasificación de aerogeneradores	10
Tabla 5. Características para modelos de aerogeneradores de 3MW	11
Tabla 6. Costes asociados a modelos de aerogeneradores de 3MW	12
Tabla 7. Producción de energía anual neta del parque según el modelo de turbina	13
Tabla 8. Resultados de la simulación por aerogenerador	20
Tabla 9. Coordenadas de la subestación transformadora	21
Tabla 10. Distancia de las líneas según la configuración inicial	22
Tabla 11. Coordenadas del punto 0	24
Tabla 12. Comparación de distancias entre los tres casos	24
Tabla 13. Niveles de tensión recomendadas para redes trifásicas	25
Tabla 14. Temperatura máxima del conductor según el tipo de aislante	27
Tabla 15. Intensidad máxima admisible según sección	27
Tabla 16. Factores correctores por temperatura	28
Tabla 17. Factores correctores por resistividad térmica del terreno	28
Tabla 18. Resistividad térmica del terreno	28
Tabla 19. Factores correctores por profundidad de soterramiento	29
Tabla 20. Secciones resultantes del criterio térmico	29
Tabla 21. Resistencia unitaria por sección en Ω/km	31
Tabla 22. Reactancia unitaria por sección en Ω/km	31
Tabla 23. Valores de resistencia y reactancia unitarias para las secciones seleccionadas	31
Tabla 24. Caidas de tensión de cada circuito	32
Tabla 25. Valor de precios y resistencias unitarias según sección	33
Tabla 26. Curva de potencia del modelo Alstom discretizada	34
Tabla 27. Datos para el cálculo de la intensidad eficaz	35
Tabla 28. Pérdidas energéticas por tramos en MWh	36
Tabla 29. Precios medios mensuales y anuales de los tres últimos años	36
Tabla 30. Costes de línea por tramos en €	36
Tabla 31. Costes de pérdidas energéticas por tramos en €	37
Tabla 32. Valor Actual Neto (VAN) por tramos en €	37
Tabla 33. Intensidad máxima de cortocircuito con aislamiento de HEPR	38
Tabla 34. Características principales de las celdas modelo cgmcosmos-I	40
Tabla 35. Características principales de las celdas modelo cgmcosmos-a	41

Tabla 36. Características principales de las celdas modelo gae1250kmax-1Isv	42
Tabla 37. Características principales de los transformadores Ormazabal clasificados como A ₀ B _k	44
Tabla 38. Factores correctores por agrupación de conductores	45
Tabla 39. Costes iniciales del proyecto	47
Tabla 40. Valor Actual Neto (VAN) del proyecto	49
Tabla 41. Costes de implantación tras la aplicación de la mejora para los casos 1 y 2	57
Tabla 42. Valores del VAN tras la aplicación de la mejora	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de costes de la generación eólica terrestre y marítima	1
Figura 2. Evolución de la potencia eólica instalada en el mundo en MW	2
Figura 3. Potencia eólica nueva instalada en 2017 en Europa	3
Figura 4. Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017	4
Figura 5. Distribución de parques eólicos en España	4
Figura 6. Densidad de potencial eólico medio anual a 80m	5
Figura 7. Densidad de potencial eólico medio anual a 80m en Cataluña	6
Figura 8. Densidad de potencial eólico medio anual a 80m en la costa de Almería	6
Figura 9. Espacios naturales protegidos de Almería	7
Figura 10. Densidad de potencial eólico medio anual a 80 m en Navarra	7
Figura 11. Ubicación de parque eólico	8
Figura 12. Mapa de la red eléctrica en Navarra	9
Figura 13. Topografía del emplazamiento del parque eólico	9
Figura 14. Características del viento en el emplazamiento para diferentes alturas	11
Figura 15. Datos de viento para el emplazamiento en Openwind	12
Figura 16. Curvas de potencia para los tres modelos de aerogeneradores de 3MW	12
Figura 17. Pestaña de Openwind para crear un nuevo modelo de turbina	13
Figura 18. Datos de viento para el emplazamiento a 80m según la dirección	14
Figura 19. Hoja Excel con datos de viento	14
Figura 20. Area del emplazamiento definida con GLOBAL DATA EXPLORER	15
Figura 21. Descarga de datos topográfico	16
Figura 22. Interfaz de Openwind con datos de viento y topográficos	17
Figura 23. Configuración de parámetros para el cálculo del mapa de viento	18
Figura 24. Mapa de viento a 90m de altura	18
Figura 25. Ejemplo de insertar campo de turbinas	19
Figura 26. Campo de turbinas optimizado	19
Figura 27. Configuración inicial de las conexiones entre turbinas	22
Figura 28. Configuración de líneas para el caso 1	23
Figura 29. Configuración de líneas para el caso 2	23
Figura 30. Configuración de líneas para el caso 3	24
Figura 31. Secciones de línea por tramos tras el criterio térmico	30
Figura 32. Línea de tendencia para precios de cables según sección	33
Figura 33. Distribución de Weibull para el emplazamiento del parque	34
Figura 34. Secciones de líneas por tramos definitivas para el parque	37

Figura 35. Estructura común de celdas Ormazabal modelo cgmcosmos	40
Figura 36. Estructura general de celdas Ormazabal modelo gae1250/gae1250kmax-1Isv	41
Figura 37. Estructura común de transformadores de baja tensión Ormazabal	43
Figura 38. Estructura de costes de implantación del proyecto	48
Figura 39. Relación entre número de turbinas y velocidad óptima	54
Figura 40. Comparación entre curvas de potencia real y modificada	55
Figura 41. Comparación entre curvas de instalación	56
Figura 42. Campo de 14 turbinas optimizado	56

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivos del trabajo

Con este proyecto se espera mostrar los principales procedimientos a seguir en cualquier diseño de un parque eólico, aunque en este trabajo concretaremos en uno de 30 MW. Éste será constituido por 10 aerogeneradores de 3 MW cada uno.

En primer lugar, se considerarán posibles localizaciones para la instalación dentro de la España peninsular atendiendo a características tanto geográficas como de interconexión. A continuación, y como la parte más importante del proyecto, se cuantificará la producción del parque mediante herramientas especializadas a nuestro alcance, como es el software de Openwind, del cual se introducirán algunas indicaciones sobre su procedimiento de uso.

En segundo lugar, se contemplará el diseño de la infraestructura eléctrica, en especial, el de la red de distribución de media tensión a 20 kV. El diseño contemplará tres criterios, uno térmico, otro de caída de tensión y uno último económico, que garanticen la seguridad y minimicen las pérdidas energéticas. Se introducirán algunas indicaciones a la hora del diseño de la subestación, pero sin entrar en su diseño, explicando los componentes principales y comentando los sistemas auxiliares que la constituyan.

Finalmente, se evaluará la rentabilidad del proyecto cuantificando tanto los ingresos como los gastos derivados de la instalación. Además, se adjuntarán una serie de planos de la instalación, y una propuesta de mejora que permita incrementar tanto los beneficios, como la producción.

1.2 Presencia de la tecnología eólica en la actualidad

Hoy en día, la tecnología eólica se considera una de las fuentes de energía renovable más maduras y consolidadas junto con la energía hidráulica. Existen dos tipos de instalaciones eólicas, las onshore y las offshore, siendo esta primera las más extendida debido a su mayor simplicidad en la construcción, facilidad en el mantenimiento y viabilidad de los emplazamientos. Un ejemplo de ello es que de los 169 GW eólicos instalados en la Unión Europea, solo 15,8 GW son de origen offshore. En la *Figura 1* se comparan los costes asociados a cada elemento que interviene en la construcción de una instalación eólica onshore y offshore, mostrando como la cimentación, estructuras, y conexiones a red representan en las offshore un coste mucho más significativo frente a las onshore.

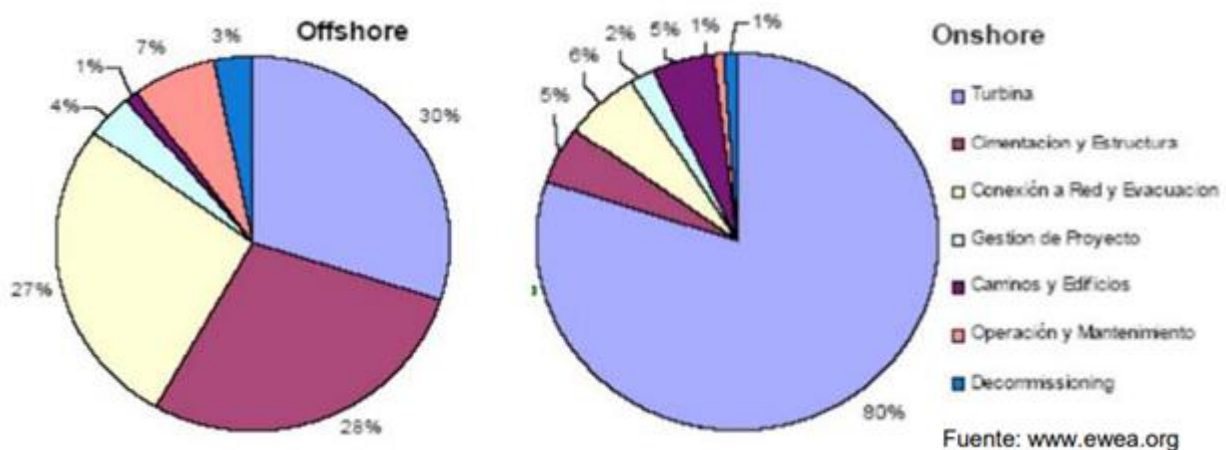


Figura 1. Estructura de costes de la generación eólica terrestre y marítima [1]

La potencia eólica mundial instalada supera los 539 GW en 2017, tras incrementarse en un 9% con respecto a 2016, según informa Global Wind Energy Council (GWEC). Así, China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los principales productores mundiales, destacando China con la mayor capacidad eólica del mundo con 188 GW, el equivalente al 35% de la potencia instalada mundialmente. Hoy en día, toda esta potencia cubre más del 5% de la demanda eléctrica mundial, y se espera alcanzar los 800 GW instalados a finales del 2020.

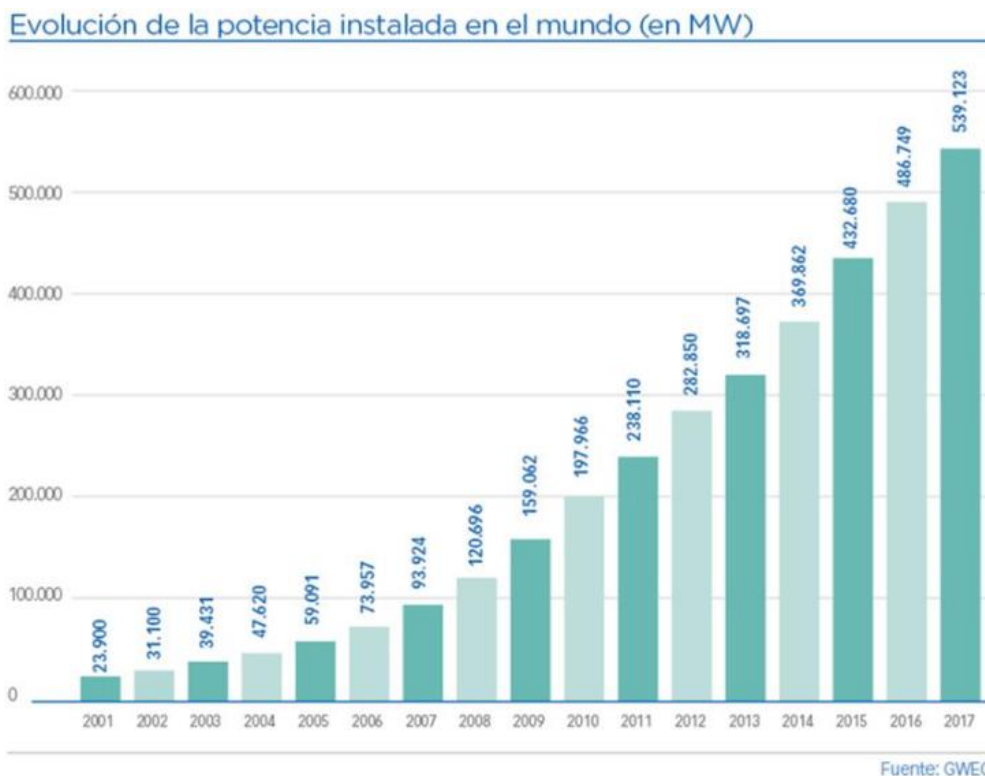


Figura 2. Evolución de la potencia eólica instalada en el mundo en MW [2]

Ranking de países por potencia instalada acumulada (en MW)

China	188.392	Francia	13.759
Estados Unidos	89.077	Canadá	12.239
Alemania	56.132	Brasil	12.763
India	32.848	Italia	9.479
España	23.170	Resto del mundo	82.392
Reino Unido	18.872		

Fuente: GWEC y elaboración AEE

Tabla 1. Países con mayor potencia instalada en el mundo [3]

Europa tuvo en 2017 su mejor año de instalación de potencia eólica, con un récord de 16,8 GW de nueva capacidad instalada, alcanzando los 169 GW, según datos de WindEurope, liderado por Alemania con la instalación de 6,5 GW. Con esta potencia se ha llegado a producir 336 TWh de energía eléctrica en el último año, abasteciendo el consumo de 150 millones de europeos y reduciendo la importación de combustibles fósiles por valor de más de 13 mil millones de euros. Dado el origen natural de esta fuente de energía, también se llegaron a evitar la emisión de 187 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera, lo que supone el 19% de las emisiones del sector eléctrico europeo.

Ránking de países europeos por nueva potencia instalada en 2017, onshore y offshore (en MW)

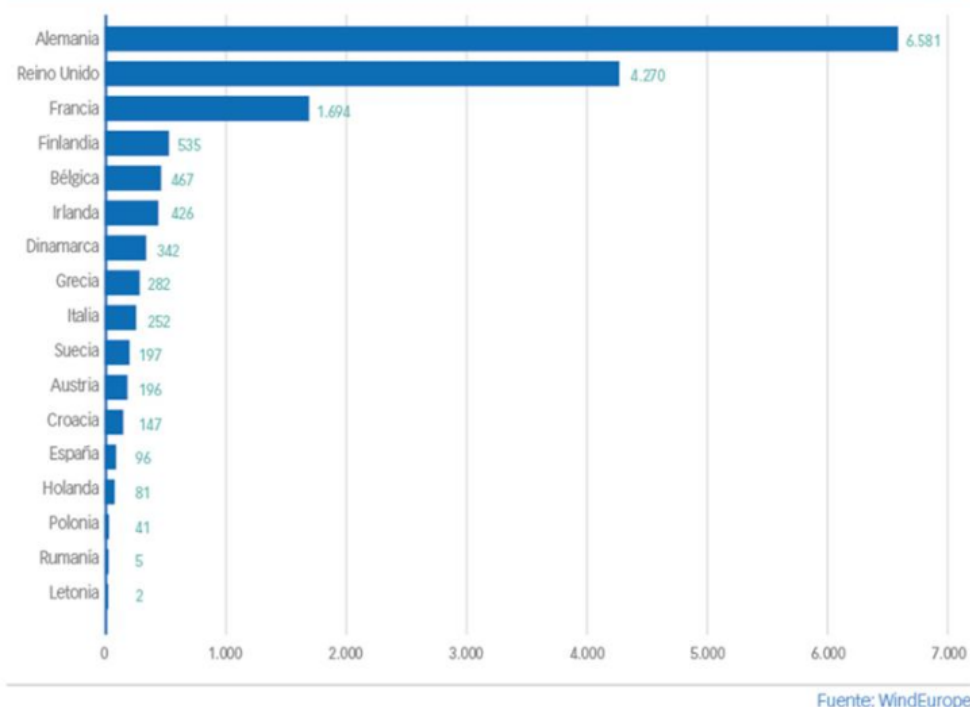


Figura 3. Potencia eólica nueva instalada en 2017 en Europa [4]

En España se ha incrementado su potencia eólica en 95,77 MW en 2017, consolidándose como el segundo país europeo con más potencia instalada, con 23 GW en total, sólo por detrás de Alemania. Esta potencia desglosada por comunidades revela que casi el 25% de la misma se concentra en Castilla y León, seguido de Castilla-La Mancha, Galicia y Andalucía, debido principalmente a la idoneidad de sus topografías o el gran potencial eólico que albergan. Además, esta potencia permitió suministrar el 19% de la energía eléctrica consumida en 2017 según la Red Eléctrica Española (REE), teniendo un peso importante en la producción junto a la energía nuclear, y cuya generación se ha mantenido prácticamente constante en los últimos años.

Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2017 (en MW y porcentaje de cuota de mercado)

Comunidad Autónoma	Potencia instalada en 2017	Acumulado a 31/12/2017	Porcentaje sobre el total	Nº de parques
Castilla y León	2	5.595	24,23%	244
Castilla-La Mancha	0,225	3.807	16,48%	141
Galicia	16,45	3.354	14,52%	159
Andalucía		3.301	14,29%	152
Aragón	18	1.911	8,28%	89
Cataluña		1.269	5,49%	46
Comunidad Valenciana		1.189	5,15%	38
Navarra		1.004	4,35%	49
Asturias		518	2,25%	23
La Rioja		447	1,93%	14
Murcia		262	1,13%	14
Canarias	59,1	241	1,04%	64
País Vasco		153	0,66%	7
Cantabria		38	0,17%	4
Baleares		4	0,02%	46
Total	95,78	23.092,36		1.090

Fuente: AEE

Tabla 2. Potencia eólica instalada en España por comunidades autónomas en 2017 [3]

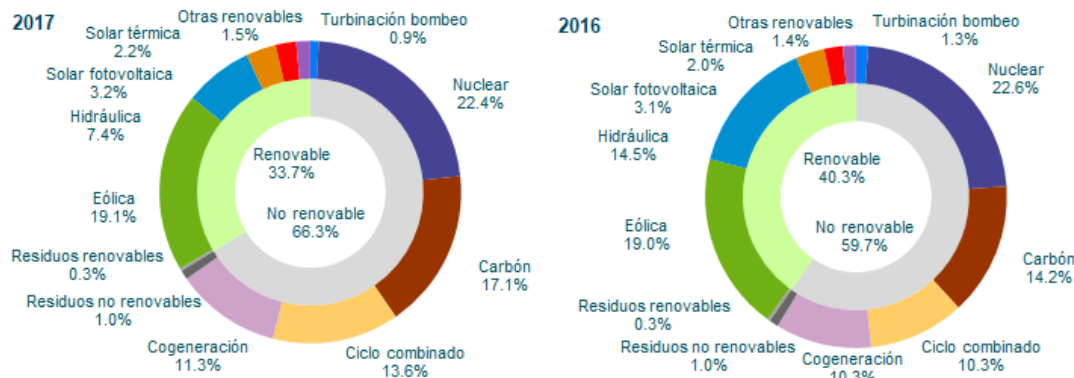


Figura 4. Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017 [5]

España no solo cuenta con 1090 parques eólicos repartidos en hasta 803 municipios, sino que cuenta con 195 centros de fabricación de tecnología eólica, repartidos en 16 de las 17 comunidades autónomas.

Actualmente, pese a detectarse una cierta ralentización en la implantación de nuevas instalaciones, se puede comprobar la gran repercusión que éstas tienen sobre la generación eléctrica de nuestro país. Esta realidad puede verse condicionada, dada la gran capacidad instalada, por el aprovechamiento de casi todos los emplazamientos de mayor potencial, lo que nos llevaría a la necesidad de un rediseño y repotenciación de muchos de los parques eólicos ya existentes. Además, en el año 2011, el Gobierno de España aprobó el Plan de Energías Renovables (PER) [6], cuyo objetivo era conseguir que al menos un 20% del consumo energético bruto español del año 2020 procediese de fuentes renovables, siendo lógico la apuesta de España por la eólica como una de sus mayores productoras de electricidad.

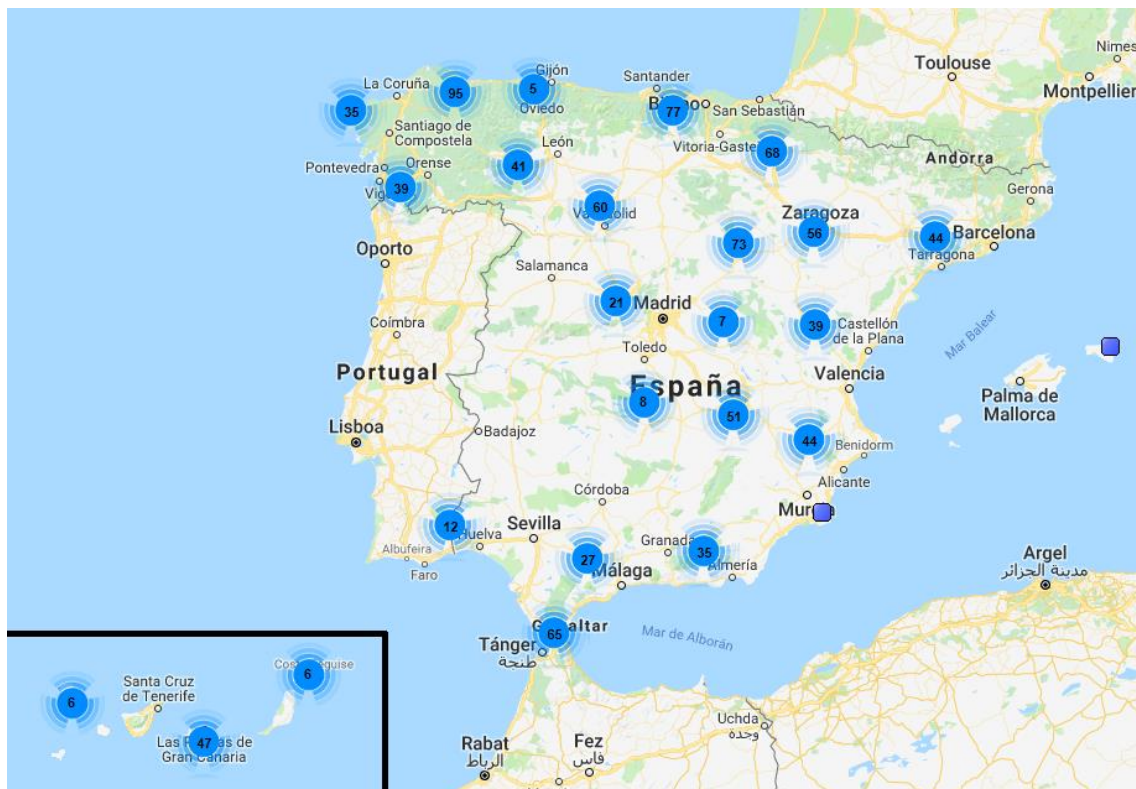


Figura 5. Distribución de parques eólicos en España [7]

2 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

La selección de un adecuado emplazamiento para el parque eólico es de vital importancia para el proyecto, pues éste repercutirá directamente en la producción del mismo. Se atenderán a criterios como la velocidad media y orientación, topografía del terreno, cercanía a subestaciones eléctricas y zonas pobladas, entre otros. Tras determinar la ubicación del parque se procederá a una estimación de su producción de energía eléctrica y la distribución espacial de cada aerogenerador. Para este proyecto se considerarán turbinas con una altura de buje del rotor aproximada a 80 m, por lo que nos centraremos en medir el potencial eólico para esta altura.

2.1 Selección del emplazamiento

Un primer paso para seleccionar el emplazamiento en el que situar el parque onshore será la revisión y acotación de las diferentes posibilidades a las que optamos, para lo cual se establecerán algunos criterios de selección, como los ya mencionados anteriormente, que deberemos tener en cuenta. El factor principal es el potencial eólico, que será el que determine la cota superior de producción eléctrica. Así, destacamos Galicia y Andalucía, concretamente Tarifa en ésta última, como las comunidades con un mayor potencial, y por consiguiente las que presentan un mayor número de parques eólicos. Sin embargo, en este proyecto se evaluarán otras ubicaciones con menor carga eólica, lo que podría favorecer la integración del parque a la red eléctrica, ya que líneas con alta penetración renovable pueden suponer una alta inestabilidad al sistema, siendo contraproducente para la fiabilidad de la red.



Figura 6. Densidad de potencial eólico medio anual a 80m [6]

En un primer momento se analizó la comunidad de Cataluña, en la que se han destacado dos emplazamientos de gran potencial eólico: el Parque Natural de la Albera en Girona y la Serra de Llaberia en Tarragona. Para estimar el recurso eólico de las zonas se ha recurrido a la base de datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [6].

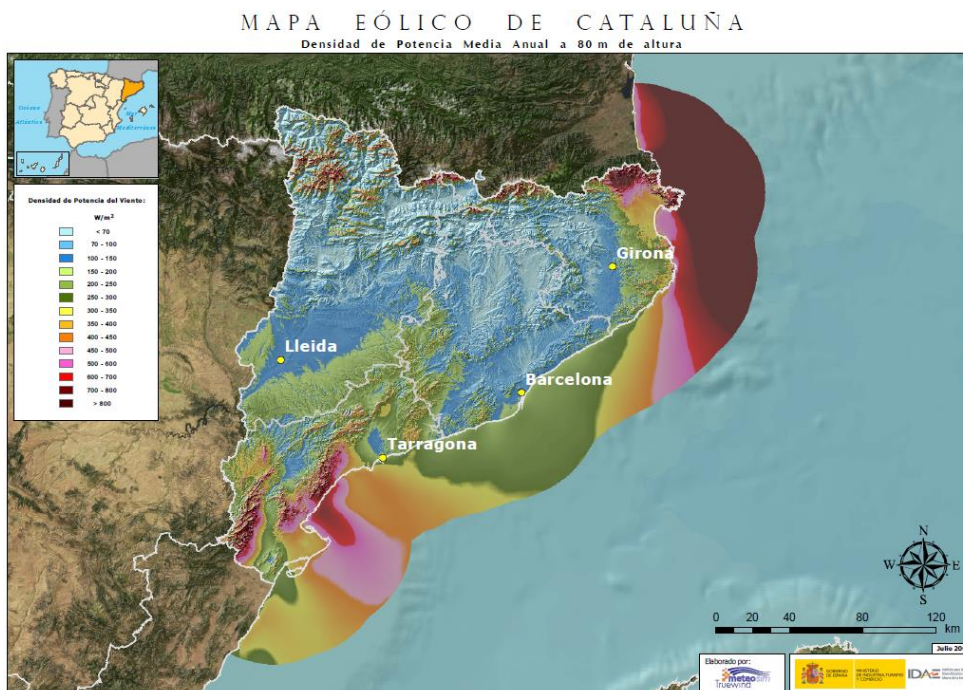


Figura 7. Densidad de potencial eólico medio anual a 80m en Cataluña [6]

Ambas zonas, destacadas en morado, se han descartado a pesar de su elevada densidad de potencia eólica (aproximadamente 600 W/m^2), debido a la gran dificultad de acceso que supone su localización en zonas escarpadas, que dificultarían cualquier maniobra de construcción o mantenimiento. Otra candidata es la zona costera de la provincia de Almería en Andalucía. Ésta, a diferencia de las anteriores, no presenta problemas topográficos, pero se considera zona natural protegida, por lo que es legalmente imposible realizar la instalación del parque en este lugar.

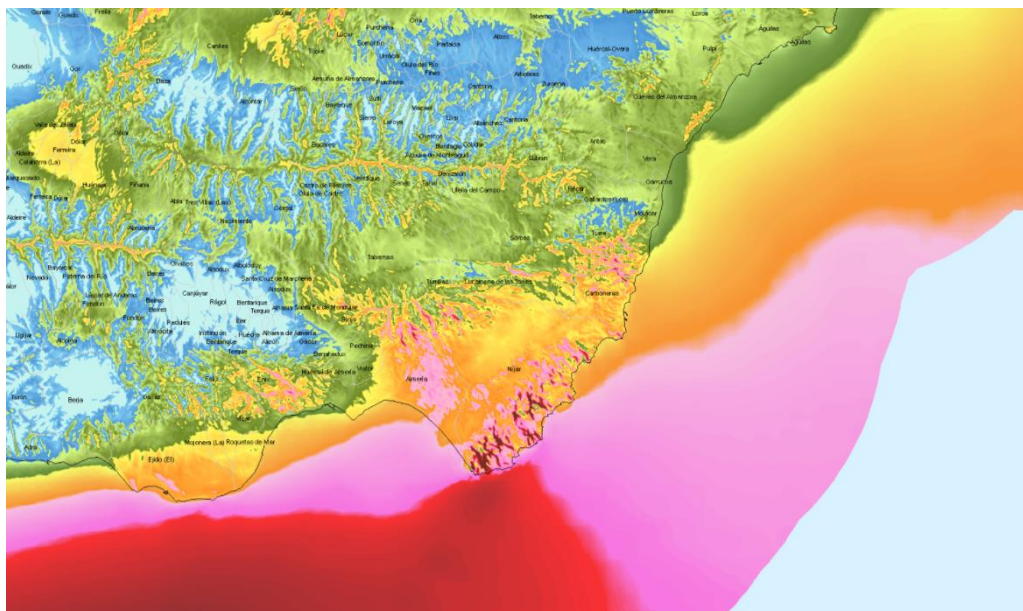


Figura 8. Densidad de potencial eólico medio anual a 80m en la costa de Almería [6]

La localización exacta elegida para el proyecto es la siguiente:

Latitud: 42°47'26.9"N

Longitud: 2°00'41.4"W

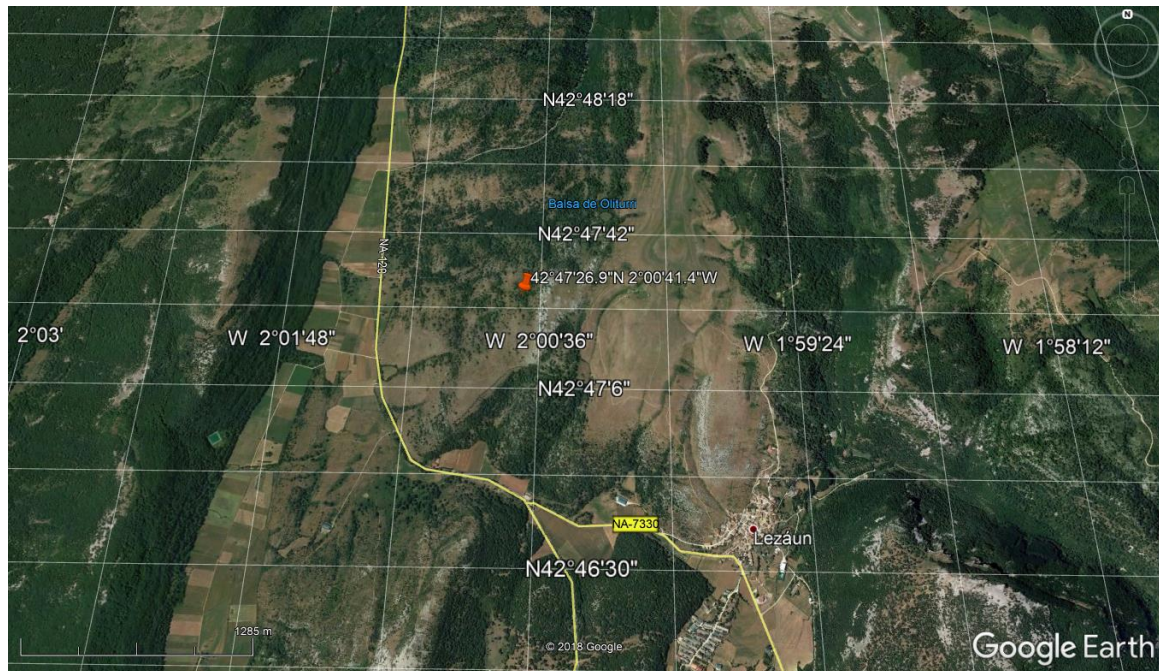


Figura 11. Ubicación de parque eólico [8]

En la *Figura 11* se muestran las coordenadas con una señal naranja, habiendo utilizado para las mediciones una torre meteorológica del IDAE cercana a este lugar. Cabe aclarar que el futuro parque se ubicará en las zonas próximas a las coordenadas, sin necesidad de que coincidan exactamente. La localización presenta características favorables a la realización del parque, ya que no se detectan estructuras que entorpezcan, la vegetación es reducida y se encuentra cerca de carreteras, a unos 500 m de distancia, lo que facilita el acceso al lugar. Además, por carretera se tiene acceso a zonas pobladas cercanas, en este caso Lezaun, un pueblo de Navarra de unos 250 habitantes, por lo que también sería un aliciente para favorecer el desarrollo de los pueblos locales.

En cuanto a su cercanía con subestaciones que permitan verter la energía producida, en la *Figura 12* se muestra las más cercanas a nuestro emplazamiento, marcado con una flecha. Red Eléctrica Española [5] muestra en mapas sectoriales las diversas instalaciones que conforman la red de transporte, mostrando con puntos negros las subestaciones y con líneas negras las líneas de transporte entre 60 y 100 kV. Dado que en este proyecto se pretende verter a 66 kV, la subestación más cercana se encuentra en Alloz, a unos 12 km del emplazamiento. Como criterio general se ha considerado que en ningún caso la distancia entre la localización del parque y la subestación debe ser superior a 35 km, por lo que se cumple la condición de manera holgada.

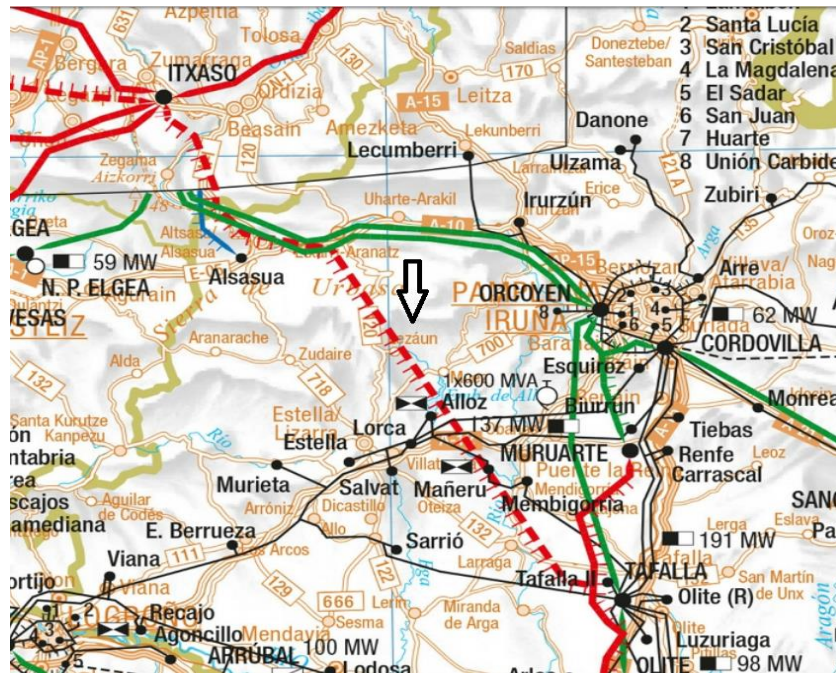


Figura 12. Mapa de la red eléctrica en Navarra [5]

No obstante, en la Figura 13 se muestra que la zona no es llana, ya que presenta características montañosas, pero aun así es aceptable dada la poca abruptosidad de las pendientes, haciendo posible que se encuentren algunos caminos rurales por la zona que permiten y facilitan el acceso.

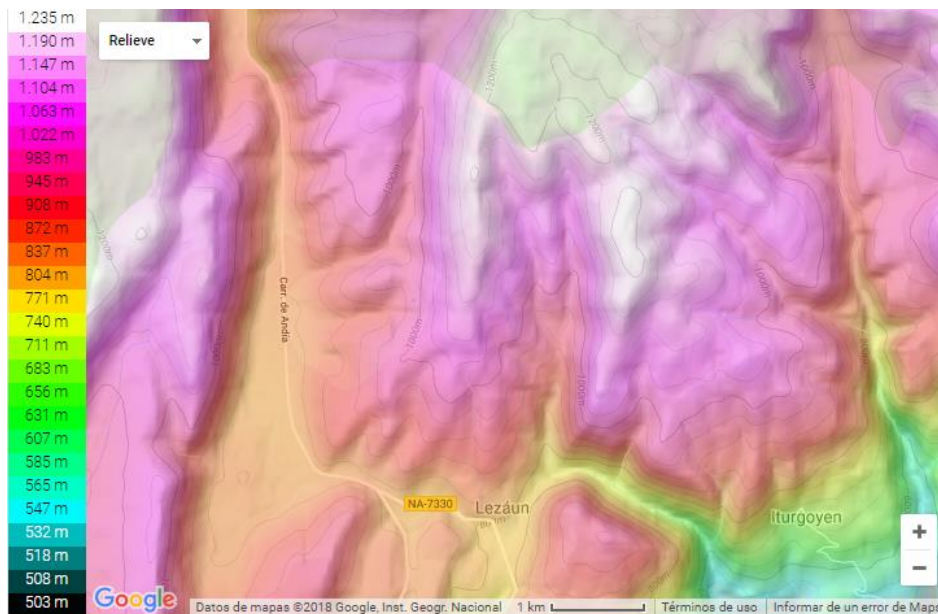


Figura 13. Topografía del emplazamiento del parque eólico [8]

2.2 Selección de la turbina eólica

El corazón de toda instalación de producción eléctrica es el generador, es por ello que la selección del mismo tomará un papel relevante en este trabajo. Para empezar, es necesario referirnos a la norma UNE-EN 61400-1:2006 [9] sobre requisitos de diseño, en concreto de aerogeneradores, donde vienen reflejadas las condiciones mecánicas que una turbina eólica debe tener según las condiciones ambientales.

Clases de aerogeneradores		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

En la tabla los valores de los parámetros se aplican a la altura del buje, y

- V_{ref} es la velocidad de referencia del viento promediada en 10 min;
- A designa la categoría para las características de las turbulencias más altas;
- B designa la categoría para las características de las turbulencias medias;
- C designa la categoría para las características de las turbulencias más bajas y
- I_{ref} es el valor esperado de la intensidad de turbulencia para 15 m/s.

Tabla 3. Parámetros de clasificación de aerogeneradores [9]

En la *Tabla 1* se muestra una tabla extraída de la norma UNE, donde se indica la clasificación de aerogeneradores según su resistencia mecánica en cuatro clases, de la clase I como la más resistente hasta la III como la que menos, y la clase S reservada para turbinas eólicas offshore. La necesidad del uso de una clase u otra viene dada por la velocidad del viento a la altura del buje promediada en 10 min, o bien considerando la velocidad media anual cumpliendo la siguiente relación que indica la norma:

$$V_{ave} = 0,2 V_{ref} \quad (1)$$

Donde V_{ave} corresponde a la velocidad media anual del viento y V_{ref} a la velocidad del viento promediada en 10min, esta última es la que se corresponde a la reflejada en las tablas. En la *Tabla 4* se resume la velocidad del viento para cada clase.

Clase de aerogenerador		I	II	III
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5

Tabla 4. Velocidades características para la clasificación de aerogeneradores [9]

En el caso de nuestro emplazamiento, cuyos datos de viento están referidos para 80 m de altitud, se ha extraído la velocidad media del viento anual de la aplicación del IDAE. Ésta viene dada para distintas alturas como se muestra en la *Figura 14. Características del viento en el emplazamiento para diferentes alturas*, siendo 8,69 m/s la velocidad a 80 m de altura. Esto nos indica que aproximadamente para nuestros requerimientos serían necesarios aerogeneradores de clase I o incluso II, considerando que estos valores de viento no dejan de ser una estimación y se encuentra muy próxima a los 8,5 m/s que indica la norma para los de clase II. Además, cabe recordar que para la elección de la turbina se pretenderá no diferir demasiado de los 80 m de altura como requisito, entre otros motivos, para evitar alejarnos de los datos del recurso eólico obtenido.



Figura 14. Características del viento en el emplazamiento para diferentes alturas [6]

A continuación, se procederá a determinar un conjunto de modelos de aerogeneradores con potencial para ser instalados en el parque. Para ello se definirán algunos criterios que permitan su selección:

1. Todos los aerogeneradores serán de la misma potencia nominal para evitar posibles desequilibrios en la red del parque.
2. Serán modelos de clase I o II únicamente.
3. Será posible acceder a sus curvas de potencia (dada la ausencia de éstas en los modelos mas modernos, se ha optado por seleccionar algunos ya existentes)

Como resultado de esta primera preselección, se muestra en la *Tabla 5* tres posibles modelos de 3 MW con distintas configuraciones de altura-diámetro.

Aerogenerador	Potencia nominal	Altura del buje	Diámetro del rotor	Clase IEC
Alstom ECO 100	3000 kW	90 m	100,8 m	Ila
Vestas V90-3000	3000 kW	80 m	90 m	Ia
Enercon E82/3000	3000 kW	84 m	82 m	Ia/Ila

Tabla 5. Características para modelos de aerogeneradores de 3MW [7]

Determinar cual de estos aerogeneradores constituirán el parque eólico no es una tarea sencilla, requiere de un gran número de variables e iteraciones. Para este proyecto se pretenderá dar una primera aproximación en su selección, atendiendo a algunos aspectos, entre ellos el económico, por lo que a continuación se mostrará en la *Tabla 6* el precio estimado de cada aerogenerador por unidad. La obtención de este tipo de datos no es directa, los fabricantes no aportan el precio de sus productos ya que estos vienen acompañados de largos periodos de negociación, es por ello que se ha recurrido a datos estadísticos. La compañía NREL [10] publicó en diciembre del 2006 un documento en el que se pretendía estimar, mediante fórmulas matemáticas, los costes asociados a los diversos elementos que intervienen en la implantación de un aerogenerador. Estas fórmulas están referidas a aerogeneradores del 2002, y comprende desde los gastos que supone la torre o el sistema de control, como la obra civil, transporte o ingeniería, y para actualizar estas correlaciones se disponen de dos parámetros:

- GDPE: representa la escala del coste laboral desde el 2002 hasta el año actual, en nuestro caso toma el valor de 1,346.
- BCE: representa la escala del coste del material de los álabes desde el 2002 hasta el año actual, en nuestro caso, el material, al tratarse de plástico reforzado y fibra de vidrio, toma el valor de 1,68.

Al implementar estas ecuaciones para que se ejecute como una función en el programa Matlab para simplificar y agilizar su resolución, estas fórmulas únicamente dependen de la potencia nominal del aerogenerador, del diámetro del rotor, de la altura de la torre y de los parámetros anteriormente dichos. Cabe destacar también que las fórmulas de este estudio dan sus resultados en dólares y están pensadas para aerogeneradores tripala entre 750 kW y 5 MW, como nuestros aerogeneradores entran dentro de dichos requisitos, se ha llegado a los siguientes resultados.

Aerogenerador	Dólares	Euros
Alstom ECO 100	3.248.573,8 \$	2.680.122,50 €
Vestas V90-3000	2.810.980,3 \$	2.319.101,23 €
Enercon E82/3000	2.590.932,1 \$	2.137.558,15 €

Tabla 6. Costes asociados a modelos de aerogeneradores de 3MW [10]

Como se aprecia en la *Tabla 6*, el aerogenerador más económico a priori, y atendiendo únicamente a los costes de implementación, es el modelo de Enercon, pero esto no es suficiente, aún hace falta comprobar que esta elección no afecte a la producción anual de energía. Para comprobar esto último se comenzará comparando las distintas curvas de potencia considerando la velocidad del viento más probable en nuestro emplazamiento, que corresponde a velocidades entre 8-9 m/s como se muestra en la *Figura 15*. Además, en la *Figura 16* al comparar los tres aerogeneradores se muestra como, para el intervalo de velocidades anterior, el modelo de Alstom presenta una mayor potencia frente al modelo Vestas y Enercon. Dada esta situación se simularán en Openwind [11] tanto el modelo Alstom como el de Enercon para comparar la producción de éstos en nuestro parque.

WS\Dir	348.75- ▶	11.25-3 ▶	33.75-5 ▶	56.25-7 ▶	78.75-1 ▶	101.25- ▶	123.75- ▶	146.25- ▶	168.75- ▶	191.25- ▶	213.75- ▶	236.25- ▶	258.75- ▶	281.25- ▶	303.75- ▶	326.25- ▶
0-1	0.00055 ▶	0.00061 ▶	0.00073 ▶	0.00094 ▶	0.00083 ▶	0.00091 ▶	0.00127 ▶	0.00086 ▶	0.00105 ▶	0.00129 ▶	0.00090 ▶	0.00058 ▶	0.00050 ▶	0.00063 ▶	0.00050 ▶	0.00056 ▶
1-2	0.00213 ▶	0.00177 ▶	0.00142 ▶	0.00143 ▶	0.00145 ▶	0.00187 ▶	0.00289 ▶	0.00270 ▶	0.00270 ▶	0.00239 ▶	0.00162 ▶	0.00116 ▶	0.00110 ▶	0.00140 ▶	0.00145 ▶	0.00201 ▶
2-3	0.00463 ▶	0.00318 ▶	0.00199 ▶	0.00165 ▶	0.00175 ▶	0.00248 ▶	0.00442 ▶	0.00516 ▶	0.00446 ▶	0.00318 ▶	0.00215 ▶	0.00170 ▶	0.00172 ▶	0.00216 ▶	0.00265 ▶	0.00417 ▶
3-4	0.00786 ▶	0.00465 ▶	0.00236 ▶	0.00167 ▶	0.00174 ▶	0.00259 ▶	0.00564 ▶	0.00794 ▶	0.00601 ▶	0.00361 ▶	0.00248 ▶	0.00216 ▶	0.00231 ▶	0.00284 ▶	0.00399 ▶	0.00685 ▶
4-5	0.01147 ▶	0.00597 ▶	0.00252 ▶	0.00154 ▶	0.00149 ▶	0.00226 ▶	0.00638 ▶	0.01068 ▶	0.00708 ▶	0.00368 ▶	0.00260 ▶	0.00251 ▶	0.00282 ▶	0.00339 ▶	0.00533 ▶	0.00980 ▶
5-6	0.01500 ▶	0.00694 ▶	0.00248 ▶	0.00132 ▶	0.00114 ▶	0.00169 ▶	0.00658 ▶	0.01302 ▶	0.00749 ▶	0.00346 ▶	0.00255 ▶	0.00274 ▶	0.00324 ▶	0.00378 ▶	0.00655 ▶	0.01272 ▶
6-7	0.01792 ▶	0.00743 ▶	0.00228 ▶	0.00107 ▶	0.00078 ▶	0.00109 ▶	0.00626 ▶	0.01465 ▶	0.00722 ▶	0.00303 ▶	0.00236 ▶	0.00285 ▶	0.00354 ▶	0.00398 ▶	0.00752 ▶	0.01526 ▶
7-8	0.01975 ▶	0.00739 ▶	0.00197 ▶	0.00082 ▶	0.00048 ▶	0.00061 ▶	0.00554 ▶	0.01535 ▶	0.00639 ▶	0.00248 ▶	0.00207 ▶	0.00285 ▶	0.00371 ▶	0.00401 ▶	0.00817 ▶	0.01709 ▶
8-9	0.02015 ▶	0.00685 ▶	0.00161 ▶	0.00060 ▶	0.00027 ▶	0.00030 ▶	0.00459 ▶	0.01504 ▶	0.00522 ▶	0.00192 ▶	0.00174 ▶	0.00274 ▶	0.00375 ▶	0.00386 ▶	0.00842 ▶	0.01798 ▶
9-10	0.01906 ▶	0.00594 ▶	0.00125 ▶	0.00042 ▶	0.00013 ▶	0.00013 ▶	0.00356 ▶	0.01380 ▶	0.00393 ▶	0.00141 ▶	0.00140 ▶	0.00256 ▶	0.00367 ▶	0.00358 ▶	0.00828 ▶	0.01782 ▶
10-11	0.01670 ▶	0.00482 ▶	0.00092 ▶	0.00028 ▶	0.00006 ▶	0.00004 ▶	0.00260 ▶	0.01189 ▶	0.00274 ▶	0.00098 ▶	0.00108 ▶	0.00231 ▶	0.00349 ▶	0.00320 ▶	0.00777 ▶	0.01663 ▶
11-12	0.01352 ▶	0.00365 ▶	0.00064 ▶	0.00018 ▶	0.00002 ▶	0.00001 ▶	0.00178 ▶	0.00960 ▶	0.00176 ▶	0.00065 ▶	0.00080 ▶	0.00203 ▶	0.00323 ▶	0.00276 ▶	0.00698 ▶	0.01463 ▶
Overall	0.1749	0.0659	0.0214	0.0124	0.0103	0.0141	0.0543	0.1411	0.0583	0.0292	0.0236	0.0341	0.0487	0.0449	0.0912	0.1755

Figura 15. Datos de viento para el emplazamiento en Openwind [11]

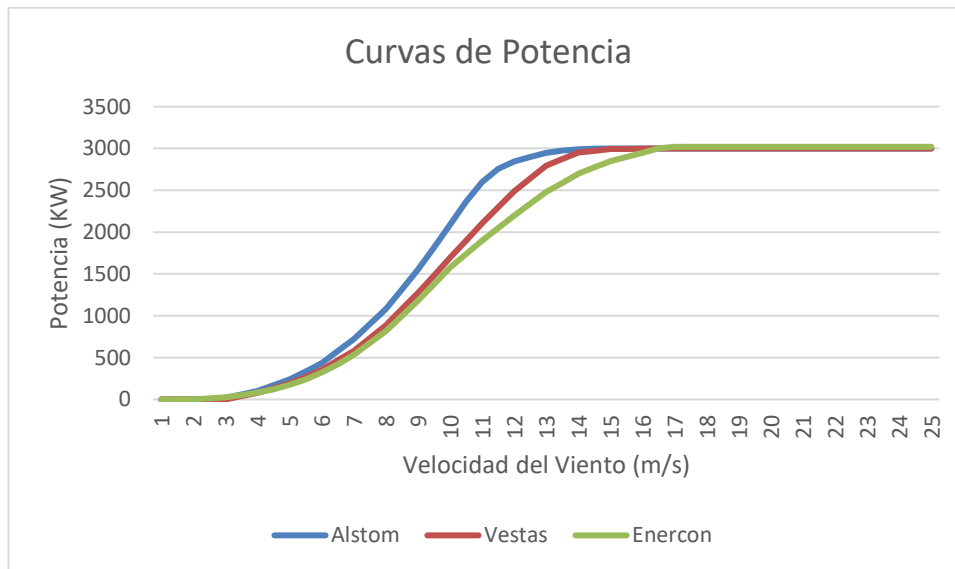


Figura 16. Curvas de potencia para los tres modelos de aerogeneradores de 3MW [7]

Para poder simular ambos modelos ha sido necesario introducir un nuevo modelo de turbina, concretamente el de Enercon, ya que el modelo de Alstom ya se encuentra incorporado en Openwind. Para ello, una vez en el interfaz de Openwind se ha accedido en 'Settings' seguido de 'Turbine Types', desde ahí se puede introducir un nuevo modelo dándole a 'New'. En la *Figura 17* se muestra la pantalla donde volcar todos los datos en relación al modelo, pero uno de los más importantes y del que dependerán fuertemente los resultados de producción es la curva de potencia del aerogenerador para una densidad del aire de 1.225 kg/m^3 .

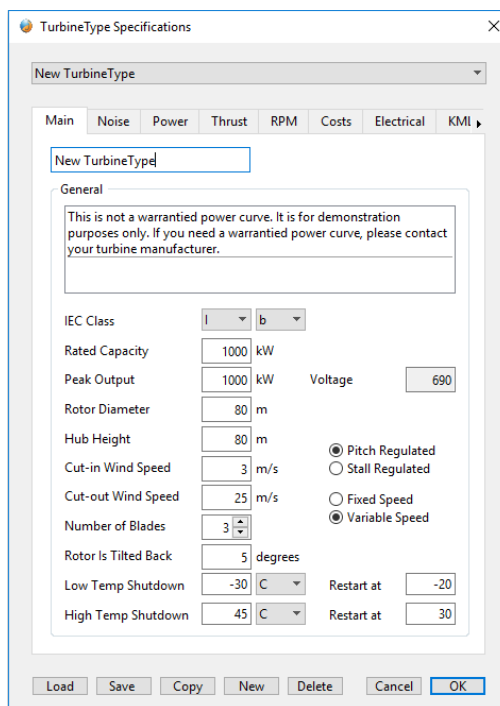


Figura 17. Pestaña de Openwind para crear un nuevo modelo de turbina [11]

Finalmente, el parque constará de la implantación de 10 aerogeneradores para conseguir los 30 MW instalados, optimizando su colocación para maximizar la producción. Como se realizará el cálculo de producción óptima con Openwind se explicará más adelante, ya que por ahora solo nos interesa la producción anual para determinar que aerogenerador seleccionar como mejor opción. Según la Tabla 7 se puede concluir que la instalación de 10 aerogeneradores del modelo Alstom suponen un incremento en la producción anual del 20.01 % con respecto al modelo de Enercon. Por esto, el modelo Alstom será el elegido pese a ser el más costoso en inversión inicial, pues su mayor producción anual podría amortizar dicho coste a largo plazo.

Aerogenerador	Energía anual neta
Alstom ECO 100	122,10 GWh
Enercon E82/3000	101,66 GWh

Tabla 7. Producción de energía anual neta del parque según el modelo de turbina [11]

2.3 Simulación y producción del parque eólico

2.3.1. Openwind

A continuación, se procederá al diseño del parque de manera óptima, teniendo de resultado tanto la posición geográfica de los aerogeneradores como la potencia eléctrica producida. Para ello se recurrirá al programa Openwind [11], un software de simulación mediante métodos numéricos para el diseño de instalaciones de producción eléctrica que dependan de un recurso eólico. Previo a la simulación, es necesario preparar la información que el programa requiere para su ejecución, entre ellos el recurso eólico y la topografía del terreno.

2.3.1.1 Recurso eólico

En este apartado se procederá a conseguir el fichero que contenga la información sobre la orientación predominante, velocidad media anual y probabilidad del viento para el emplazamiento, en nuestro caso en Navarra. Los datos serán extraídos del IDAE [6], entidad pública empresarial adscrita al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, datos que se muestran en la Figura 18. Estos datos son leídos por Openwind mediante un fichero .tab, por lo que se describirá a continuación el procedimiento para obtenerlo. Antes de todo, cabe aclarar que la aplicación del IDAE trabaja con dos capas, una de 2,5 km de resolución y otra de 100 m. Mientras que la de 2,5 km aporta datos para 16 orientaciones a 80m de altura, la de 100 m de resolución solo da la

velocidad del viento media en el emplazamiento y probabilidad de que se dé otra velocidad a 30, 60, 80 y 100 m. Dada la falta de datos que aporta la capa de 100 m, se ha recurrido a la de 2,5 km para los datos que se aportarán al programa.

Información					
Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 580947,4738268					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	17.49	9.237	17.18	10.072	2.964
NNE	6.59	8.203	5.03	9.024	2.546
NE	2.14	6.665	1.05	7.34	2.044
ENE	1.24	5.223	0.37	5.83	1.748
E	1.03	4.458	0.16	4.906	1.98
ESE	1.41	4.415	0.2	4.916	2.186
SE	5.43	6.83	2.77	7.638	2.234
SSE	14.11	8.794	13.3	9.764	2.666
S	5.83	6.83	2.79	7.619	2.404
SSW	2.92	5.935	1.14	6.724	1.981
SW	2.36	6.578	1.35	7.561	1.924
WSW	3.41	9.359	4.67	10.342	2.046
W	4.87	10.524	9.29	11.756	2.169
WNW	4.49	9.124	5.47	10.12	2.169
NW	9.12	10.037	12.97	11.101	2.551
NNW	17.55	9.82	22.25	10.89	2.836

Figura 18. Datos de viento para el emplazamiento a 80m según la dirección [6]

Para elaborar el fichero recurriremos al Excel [12], ahí se volcarán los datos en el orden y forma que Openwind pueda leerlos. El orden es el siguiente:

- 1ª Fila: Nombre del documento.
- 2ª Fila: Latitud (°), longitud (°) y altura a la que corresponden los datos (m).
- 3ª Fila: Número de orientaciones que forman la rosa de los vientos, incremento entre velocidades de viento (m/s) y offset de la dirección del viento (por defecto será 0).
- 4ª Fila: Probabilidad de que el viento circule por cada una de las orientaciones del viento que componen la rosa.
- 5ª Fila y en adelante: Velocidad del viento y probabilidad de que se dé esa velocidad para cada orientación.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Navarra							
2		42.7908		-2.0115		80		
3		16		1		0		
4		17.49	6.59	2.14	1.24	1.03	1.41	5.43
5	1	3.14906273	9.37147239	34.1675609	76.5998495	81.3575041	65.1420943	23.544019
6	2	12.1972515	26.8803082	66.8070181	115.450825	141.433301	132.892483	53.2371915
7	3	26.5290461	48.3875593	93.1888232	133.377278	170.845474	176.08831	81.5521269
8	4	44.9745118	70.7086301	110.655033	134.801134	169.496436	184.03904	104.008758
9	5	65.6043838	90.6637287	118.187579	124.433884	145.576135	160.733183	117.623513
10	6	85.7815591	105.388124	116.346251	107.038069	110.826651	120.122256	121.190103
11	7	102.494924	112.835623	106.933051	86.773716	75.7417258	77.6896765	115.333577
12	8	112.947302	112.19939	92.4608694	66.7693482	46.8257735	43.7326747	102.162779
13	9	115.25459	104.06662	75.5783655	49.0024268	26.318408	21.4886034	84.6152985

Figura 19. Hoja Excel con datos de viento [12]

En la *Figura 19* se muestra la ubicación exacta en la que cada dato ha de ser colocado, pues de lo contrario o en caso de saltarse alguno, incluso el nombre del documento, la lectura del mismo podría ser errónea. Al trabajar con Excel puede darse el caso de trabajar con los decimales mediante comas, es necesario utilizar puntos en su lugar pues el programa Openwind malinterpretaría los datos introducidos a causa de las comas. En nuestro caso, se ha introducido las coordenadas céntricas de nuestra ubicación junto a los 80 m de altura a la que se han obtenido los datos. Además, se ha dividido la rosa de los vientos en 16 sectores, empezando desde el Norte y siguiendo en sentido horario, y desde velocidades del viento de 1 a 30 m/s con incrementos de 1 m/s. La probabilidad de cada orientación es dada por el IDAE, pero la probabilidad de cada velocidad viene dada por los coeficientes de forma y de escala de la distribución de Weibull, coeficientes también dados por el IDAE. Para determinar la probabilidad se recurrirá a la función estadística de Weibull con la siguiente expresión:

DIST.WEIBULL(x ; alfa ; beta ; acumulado)

Donde ‘x’ es el valor de la velocidad del viento que se desea evaluar, ‘alfa’ corresponde al factor de escala (C), ‘beta’ corresponde al factor de forma (K), y el valor de ‘acumulado’ tomará el valor de TRUE o FALSE según se quiera la función de distribución acumulada o la de densidad de probabilidad, en este caso se usará el valor de FALSE. A cada orientación le corresponde un factor de forma y de escala constante para todas las velocidades del viento. Para terminar de elaborar la tabla hay que saber que Openwind leerá las probabilidades en tanto por mil, por lo que cada una se multiplicará por 1000.

Una vez completada la tabla, es necesario convertir el fichero de extensión **.xlsl** en uno tipo **.tab**, este ultimo es el formato que Openwind es capaz de leer. Para llegar a él, el fichero excel se guardará previamente como formato texto, delimitado por tabulación para evitar el mezclado de datos, y se modificará su extensión a **.tab** finalmente.

2.3.1.2 Mapa topográfico

El relieve del terreno es otro de los datos relevantes que son necesarios aportar en el programa, estos serán extraídos de una aplicación proporcionada por la NASA llamada “GLOBAL DATA EXPLORER” [13], que contiene datos sobre la topografía del terreno en varios formatos para distintas aplicaciones.

Antes de empezar, se ha de recordar que los datos sobre el recurso eólico obtenido anteriormente son válidos para el área comprendida en un cuadrado de 5 km de lado, por lo que se intentara extraer únicamente dicha área dado que fuera de ella los datos eólicos obtenidos pierden validez.

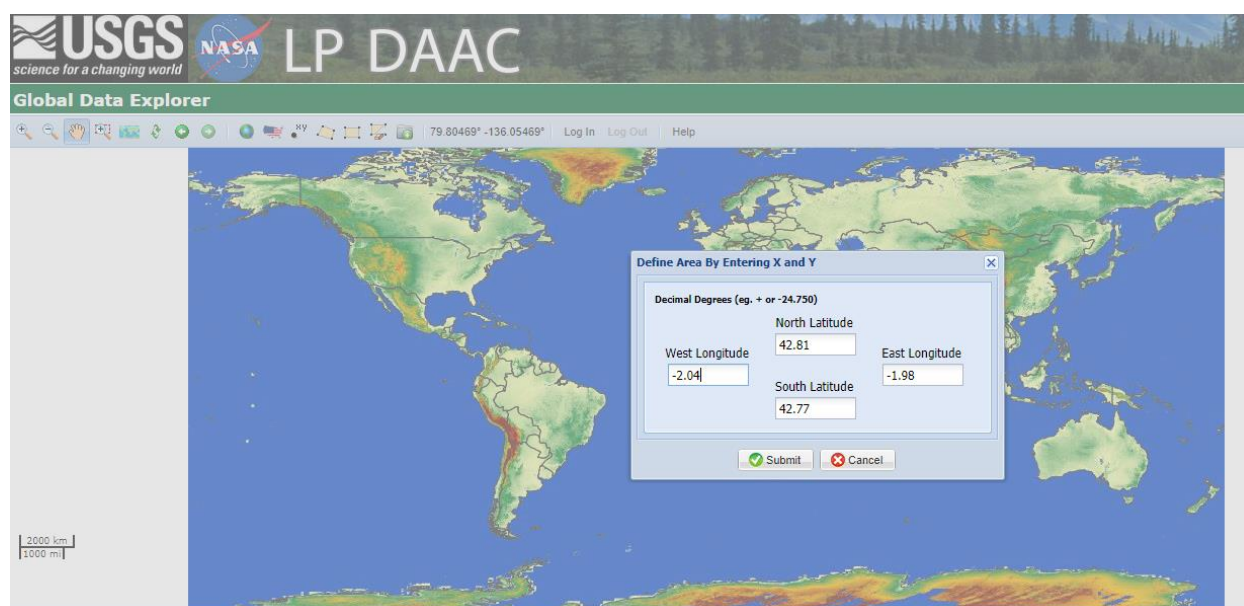


Figura 20. Area del emplazamiento definida con GLOBAL DATA EXPLORER [13]

La aplicación permite definir un rectángulo aportando las latitudes y longitudes que lo encierran, ésto se muestra

en la *Figura 20*. En este caso el area queda definida por las siguientes coordenadas:

Latitud Norte: 42,81

Latitud Sur: 42,77

Longitud Este: -1,98

Longitud Oeste -2,04

Una vez definido solo se tienen que descargar los datos, al hacerlo saldrá una pantalla como la que se muestra en la *Figura 21*. Es necesario que, en la parte correspondiente al formato, se seleccione 'ArcASCII'. Dentro del fichero .zip que se descargue, se encontrarán dos archivos, un .prj y un .asc, este último es el que se aportará al Openwind. El campo que pone 'Research Area' no afectará al formato ni contenido del archivo descargado por lo que puede rellenarse con la opción que se desee.

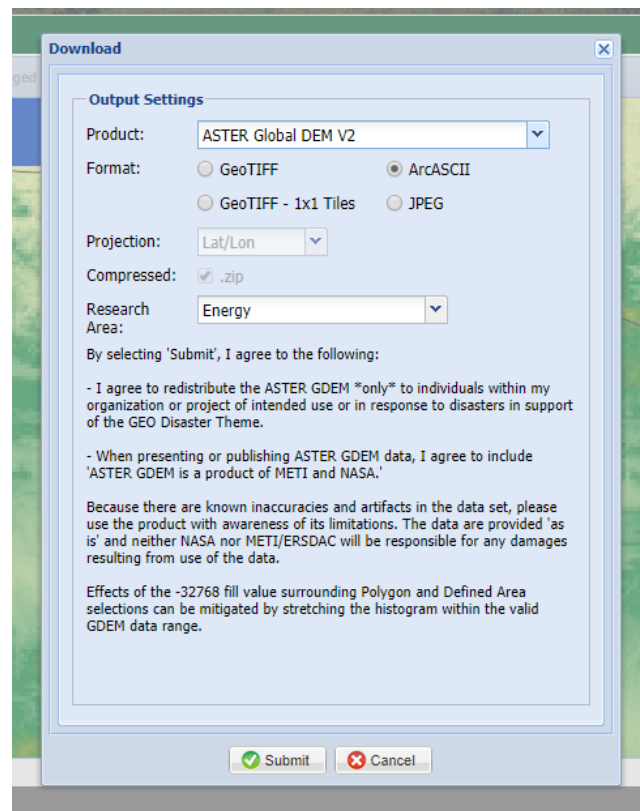


Figura 21. Descarga de datos topográfico [13]

2.3.2 Simulación

En este apartado se intentará explicar el procedimiento seguido para las simulaciones. Para comenzar, en la *Figura 22* se muestra el interfaz de Openwind, en el cual se han volcado los archivos tratados en los apartados anteriores. Esto se realiza simplemente arrastrando ambos archivos sobre el interfaz para incorporarlos. En el caso del fichero con el mapa topográfico, cabe indicar que el programa solicitará que se defina la resolución de las coordenadas, esto se debe a que Openwind trabaja con coordenadas UTM, aunque reconozca también las geográficas. Es por esto que el programa pasará de las coordenadas geográficas del archivo a UTM, y para ello preguntará con que exactitud, ya que toda conversión conlleva un cierto error, por defecto se seleccionarán 15 m.

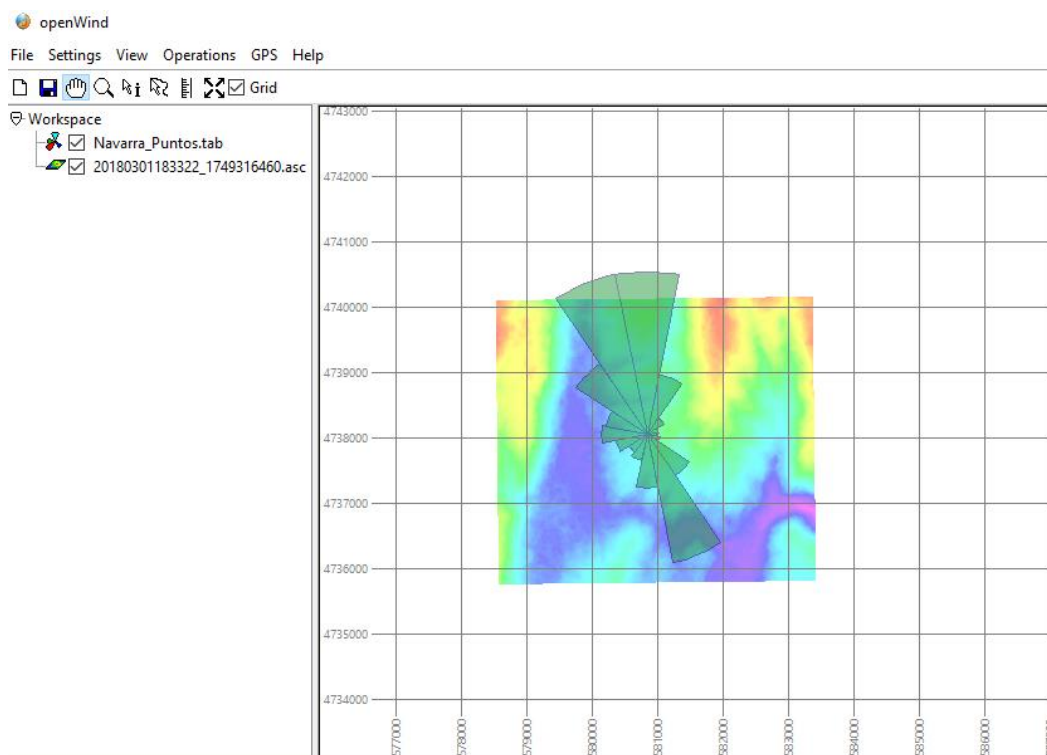


Figura 22. Interfaz de Openwind con datos de viento y topográficos [11]

Los ficheros **.tab** y **.asc** son representados por Openwind, en el caso del **.asc** es conveniente que una vez introducido se modifique la interpretación que el programa hace del mismo para su correcta lectura. Al clicar sobre él y accediendo a *'Interpretation'* habría que indicar que interprete el archivo como *'Terrain Elevation'*, además, en *'Color Scale'* se recomienda cambiar el *'Lower limit'* a 0 para una mejor visualización de los datos.

Para la simulación, ésta se dividirá en tres etapas, la primera será la creación del mapa de viento, la segunda consistirá en la creación de la capa de turbinas y la tercera en la optimización del diseño.

1) Mapa de viento:

Una vez nos encontramos en el escenario de la Figura 22, es necesario crear una nueva capa haciendo clic derecho sobre el menú y dar a *'New layer'*, y a continuación seleccionar el tipo de capa, en nuestro caso *'Wind Map'*. Dentro de esta nueva capa se introducirán los archivos **.tab** y **.asc** para que ésta los reconozca e incluya en sus resultados de simulación.

Llegados a este punto, se ejecutará la simulación haciendo clic derecho sobre la capa y dándole a *'Calculate...'*, acto seguido se tendrá que definir el área de muestreo, para ello no se saldrá en ningún caso del área coloreada. Una vez seleccionado el área, surgirá una pestaña como la que se muestra en la Figura 23, donde se indicarán, entre otras cosas, las coordenadas UTM del área cuadrilátera seleccionada, el número de sectores en los que dividir el mapa, y la altura a la que calcular la capa de viento. En este caso, el número de sectores se dejarán en 12 por defecto, y la altura que se calculará será a los 90 m, siendo ésta la altura del buje del modelo de aerogenerador que se ha decidido instalar. Cabe señalar que para el cálculo de la producción de aerogeneradores a alturas de buje distintas de 90 m se deberá simular nuevamente para la altura correspondiente, es por ellos que Openwind permite simular hasta para 6 alturas diferentes de una misma área de muestreo.

Tras un tiempo de ejecutar la simulación se crearán nuevos archivos junto a los anteriores, como se muestra en la Figura 24, con información como la velocidad media del viento en cada zona a la altura deseada.

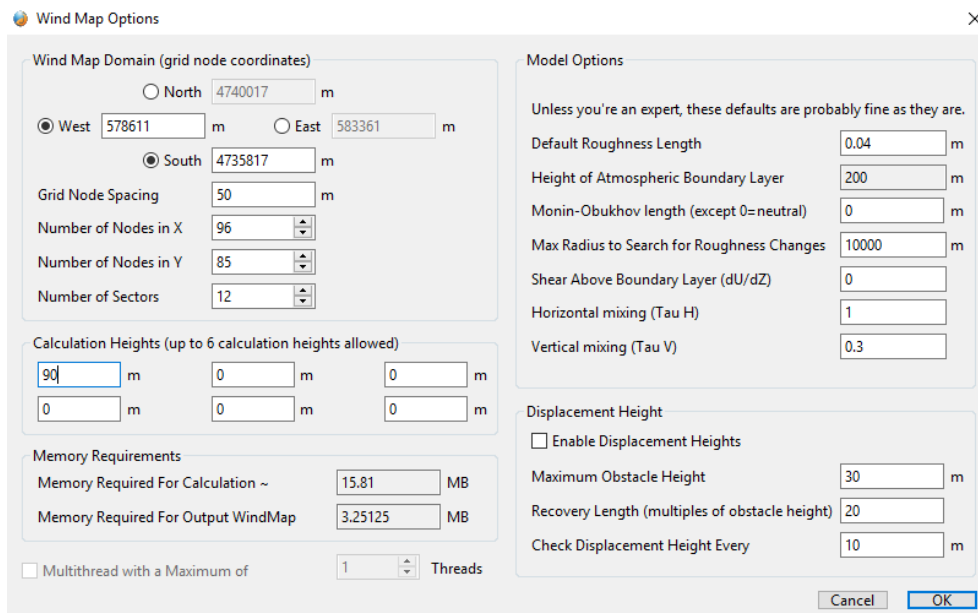


Figura 23. Configuración de parámetros para el cálculo del mapa de viento [11]

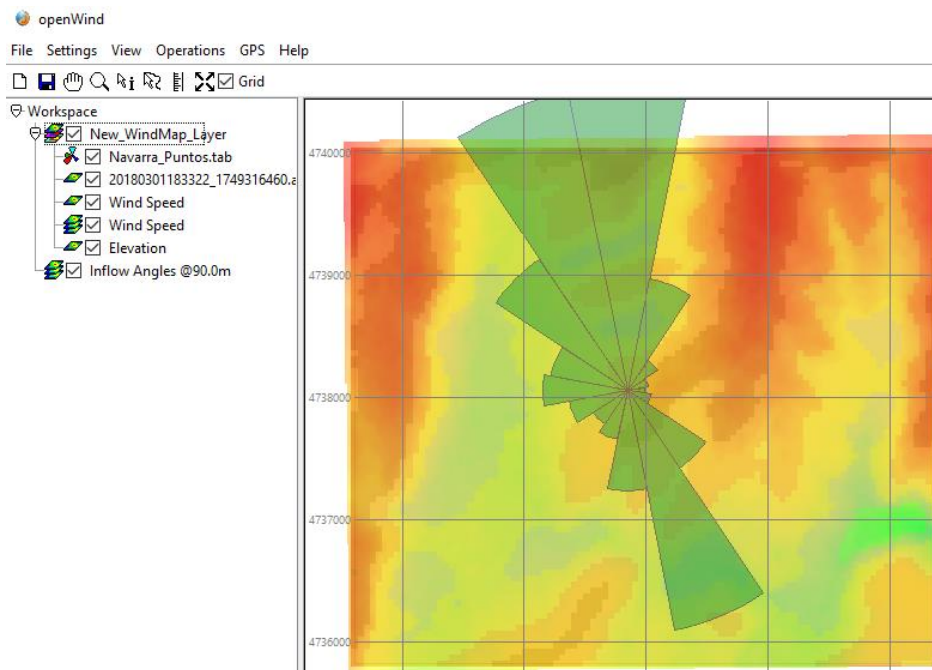



Figura 24. Mapa de viento a 90m de altura [11]

2) Capa de turbinas:

Para la creación de esta capa se accederá nuevamente a 'New layer', pero esta vez seleccionando 'Turbine Layout', acto seguido se creará la capa que contendrá la información relacionada con el número, ubicación y modelo de los aerogeneradores. Dentro de ésta se deberá indicar el modelo de aerogenerador que se empleará para la simulación, siendo éste el indicado con el nombre de 'Alstom ECO 100 3.0 Class 2A', pues contiene los datos del modelo que ya se indicó en apartados anteriores. A continuación, se incorporarán las turbinas pinchando sobre la capa de turbinas, seguido del icono , y una vez hecho esto, se podrán incluir tantos aerogeneradores como se desee haciendo clic derecho sobre el mapa que muestra el interfaz. En nuestro caso se incorporarán 10 aerogeneradores en la ubicación que queramos, puesto que más adelante se procederá a su optimización.

Por último, esta nueva capa con nombre inicial 'New_Layout' debe ser introducida dentro de la capa del mapa de viento para que ésta la perciba. En la *Figura 25* se muestra el resultado del fichero tras todas estas operaciones ya descritas.

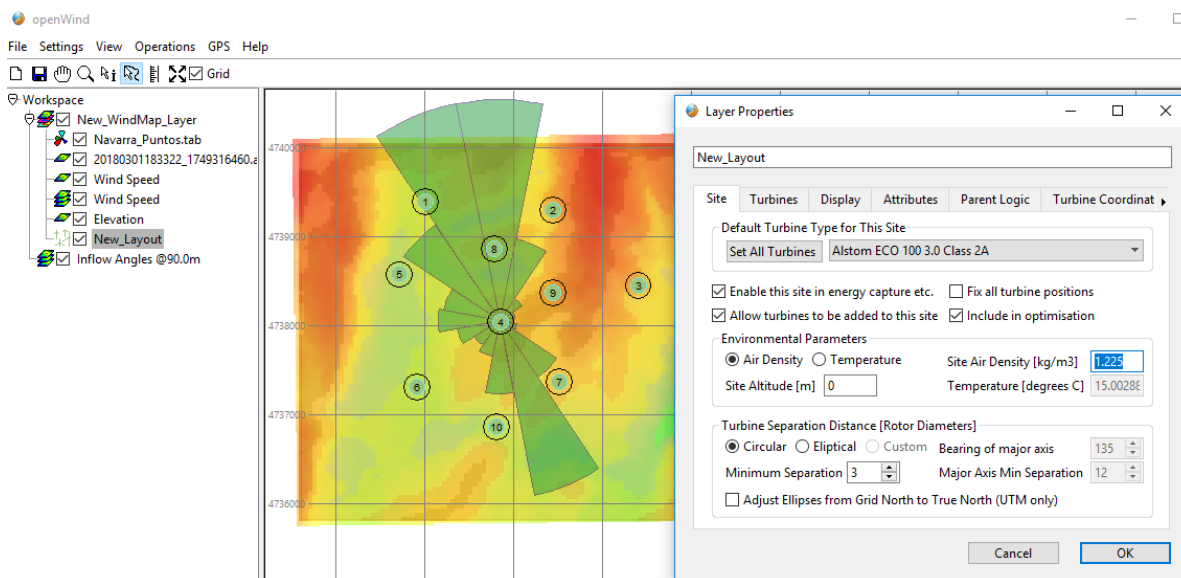


Figura 25. Ejemplo de insertar campo de turbinas [11]

3) Optimización del diseño:

Ya habiendo creado las capas de viento y turbinas en su totalidad, sólo queda la optimización del diseño del parque, que consiste en un mejor posicionamiento de los aerogeneradores. Para ello, la operación a seguir es muy simple, accediendo en 'Operations' se puede ejecutar 'Optimise Turbine Positions'. Este comando procederá a reubicar las turbinas mediante una sucesión de iteraciones que maximicen la producción de energía neta del conjunto. Una vez realizada esta operación y tras unas 1200 iteraciones que garantizan la optimización, al no apreciarse variaciones en la generación ni posición, se procede a detener la simulación con 'Stop Optimiser'. En el caso de nuestro parque eólico, la posición final de las turbinas en el mapa se muestra en la *Figura 26*, aunque más adelante se mostrarán las coordenadas exactas.

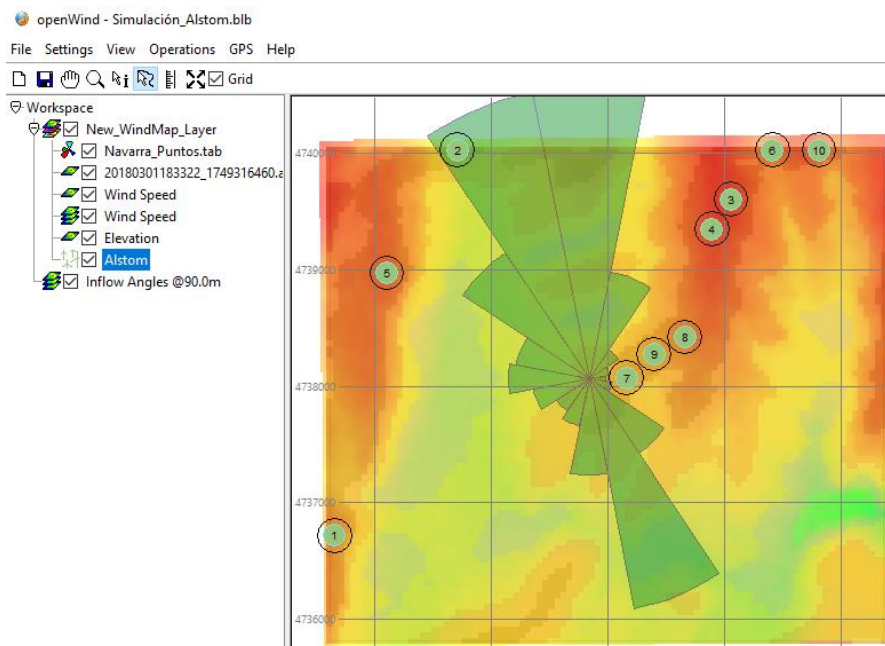


Figura 26. Campo de turbinas optimizado [11]

2.3.3 Resultados

Una vez efectuada todas las simulaciones en Openwind, ahora se aportarán todos los resultados obtenidos junto a la interpretación de los mismos. Uno de los parámetros clave es la producción de energía neta anual media de valor 122,1 GWh, como ya se indicó en la *Tabla 7*. Partiendo de este dato, se mostrará el desglose de esta energía para cada aerogenerador, así como un conjunto de parámetros a tener en cuenta por la información que aportan. Para ello se accederá en Openwind a 'Operations' seguido de 'Energy Capture', donde se mostrará un resumen de los resultados de la simulación.

Turbinas	X (m)	Y (m)	Energía Bruta (MW/año)	Energía Neta (MW/año)	Eficiencia (%)	Factor de capacidad (%)
1	578656	4736717	12149,95	12112,69	99,693	46,059
2	579710	4740017	12670,73	12624,66	99,636	48,006
3	582056	4739598	12272,41	12076,02	98,400	45,920
4	581891	4739344	12385,38	12100,44	97,699	46,013
5	579104	4738967	12156,29	12094,36	99,491	45,990
6	582413	4740017	12507,85	12432,88	99,401	47,277
7	581161	4738067	12317,079	12179,89	98,886	46,315
8	581659	4738418	12463,78	12152,42	97,502	46,210
9	581395	4738270	12198,89	11986,44	98,258	45,579
10	582812	4740017	12524,17	12344,51	98,565	46,941

Tabla 8. Resultados de la simulación por aerogenerador [11]

Como se puede apreciar, en la *Tabla 8* se encuentra parte de los resultados de la simulación más significativos de cada aerogenerador, como:

- Localización: expresada en coordenadas UTM mediante las componentes 'X' e 'Y'.
- Energía bruta y neta: dan idea de las pérdidas internas de la instalación como de la producción.
- Eficiencia: se puede deducir de los parámetros anteriores, siendo el cociente entre la energía neta y la bruta.
- Factor de capacidad: da idea de las horas anuales de funcionamiento de la instalación a plena capacidad de producción.

Con estos resultados se puede llegar a algunas conclusiones. Una de ellas viene a raíz de la elevada eficiencia y factor de capacidad de cada uno de los aerogeneradores, lo que viene a consecuencia de no haber considerado las distintas pérdidas que interviene en reducir la producción, como las pérdidas aerodinámicas, eléctricas, de curtailment, etc., pudiendo limitar la eficiencia y el factor de capacidad a un 40 y 33% respectivamente.

Además, se puede comprobar como todos los aerogeneradores presentan un comportamiento similar entre ellos, todos funcionando aproximadamente el mismo número de horas y produciendo 12,5 GWh netos al año. La producción del conjunto de las 10 turbinas da los 122,1 GWh del parque, así como un factor de capacidad global del 46,43%.

3 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se describen los elementos que constituirán la infraestructura eléctrica del parque como primera aproximación. Estos elementos son el diseño del tendido eléctrico de distribución y la subestación transformadora. En esta última no se entrará demasiado en detalles, puesto que su construcción se escapa del propósito de este proyecto. La red de media tensión de la instalación comprenderá desde la ubicación de cada aerogenerador a una subestación, que se hará de manera subterránea, y se indicarán los elementos más significativos que constituyen una subestación, aportando una visión general de la misma.

3.1 Posicionamiento de la subestación

Anteriormente se consiguió determinar la posición de cada uno de los aerogeneradores que constituyen la instalación, ahora se procederá a ubicar la subestación transformadora. La subestación es la encargada de aumentar la tensión, de 20 kV del parque a 66 kV, y el lugar por donde pasa toda la energía generada por cada aerogenerador para transportarla al punto de evacuación. La ubicación de ésta influye en las pérdidas por efecto Joule, directamente proporcionales a la distancia que recorren los cables que la conectan con los aerogeneradores, por lo que es importante minimizarlas mediante una adecuada ubicación.

La ubicación de la subestación se determinará siguiendo las expresiones 2 y 3, simplificaciones que se basan en aproximar las coordenadas calculadas al centro de masa del conjunto de aerogeneradores.

$$SE(X) = \frac{\sum_{n=1}^{10} L_{x,i} * P_i}{P_{total}} \quad (2)$$

$$SE(Y) = \frac{\sum_{n=1}^{10} L_{y,i} * P_i}{P_{total}} \quad (3)$$

Donde:

- L_x y L_y corresponden a las coordenadas cartesianas 'X' e 'Y' de cada aerogenerador respectivamente, referenciadas a un punto de origen.
- P_i corresponde a la potencia nominal de cada aerogenerador, en este caso todos son de 3 MW.
- P_{total} corresponde a la potencia total de la instalación, en este caso de 30 MW.

Para aplicar las expresiones anteriores, se han utilizado las coordenadas UTM de los aerogeneradores como la primera componente del numerador, ya que éstas ya están referenciadas a un punto común. Finalmente, conocida la potencia de cada aerogenerador y la total de la instalación, se ha llegado a que la localización de la subestación será la mostrada en la *Tabla 9*.

	X (m)	Y (m)
SE	581085,7	4738943,2

Tabla 9. Coordenadas de la subestación transformadora

3.2 Configuración de líneas de media

Para determinar la configuración de las líneas subterráneas se tendrá un criterio claro, el minimizar los metros instalados que repercutirán, tanto en una reducción de costes de instalación y materiales, como en las pérdidas térmicas. Dado el objetivo de interconectar el conjunto de aerogeneradores con la subestación, se ha partido de la configuración más utilizada en este tipo de instalaciones: agrupar las turbinas en múltiples circuitos o ramas independientes conectados en serie hasta llegar a la subestación, así como también que la turbina más próxima

a la subestación será la que conecte con ésta. Según lo dicho, en la *Figura 27* se muestra el resultado de la configuración en nuestra instalación, indicando la subestación en azul, e incluyendo en la *Tabla 10* la distancia, o lo que es lo mismo, los kilómetros de cable requeridos en este caso.

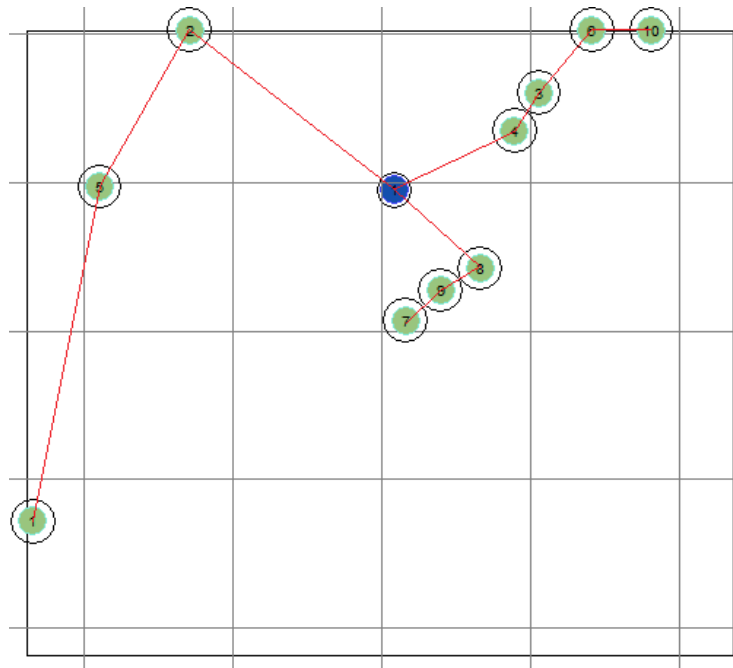


Figura 27. Configuración inicial de las conexiones entre turbinas

	Distancias (km)	
Circuito 1	1-5-2-SE	5,252
Circuito 2	7-9-8-SE	1,390
Circuito 3	10-6-3-4-SE	2,152
Dist.Total		8,793

Tabla 10. Distancia de las líneas según la configuración inicial

Se han establecido dos ramas con tres y cuatro turbinas respectivamente, donde se puede apreciar que es en el circuito 1 donde se concentra más del 50% de la red de media tensión. Esto lleva a plantearse nuevas configuraciones en este circuito en concreto, con el fin de intentar minimizar esa distancia distinguiendo tres posibles casos:

1. Caso 1: conectar cada aerogenerador directamente con la subestación, pues la distancia entre turbinas será mucho mayor que la de estas con la subestación.
2. Caso 2: conectar solo el aerogenerador 1 directamente con la subestación e interconectar en serie el 5 y el 2 como otra rama independiente, pues la distancia entre la turbina 1 y el resto es mucho mayor que la de ésta con la subestación.
3. Caso 3: conectar cada aerogenerador a un punto auxiliar que minimize la distancia de los aerogeneradores con la subestación.

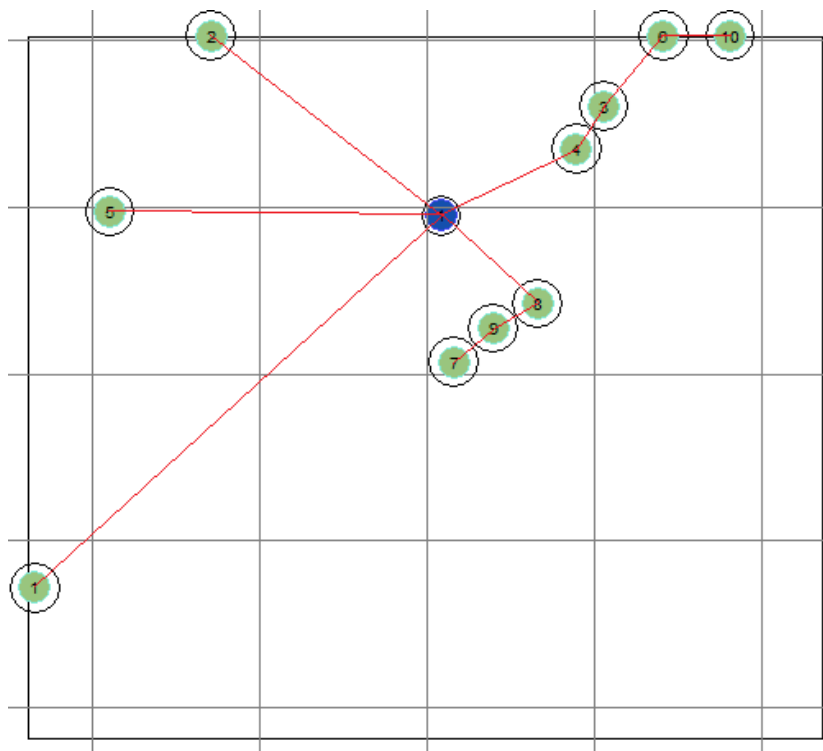


Figura 28. Configuración de líneas para el caso 1

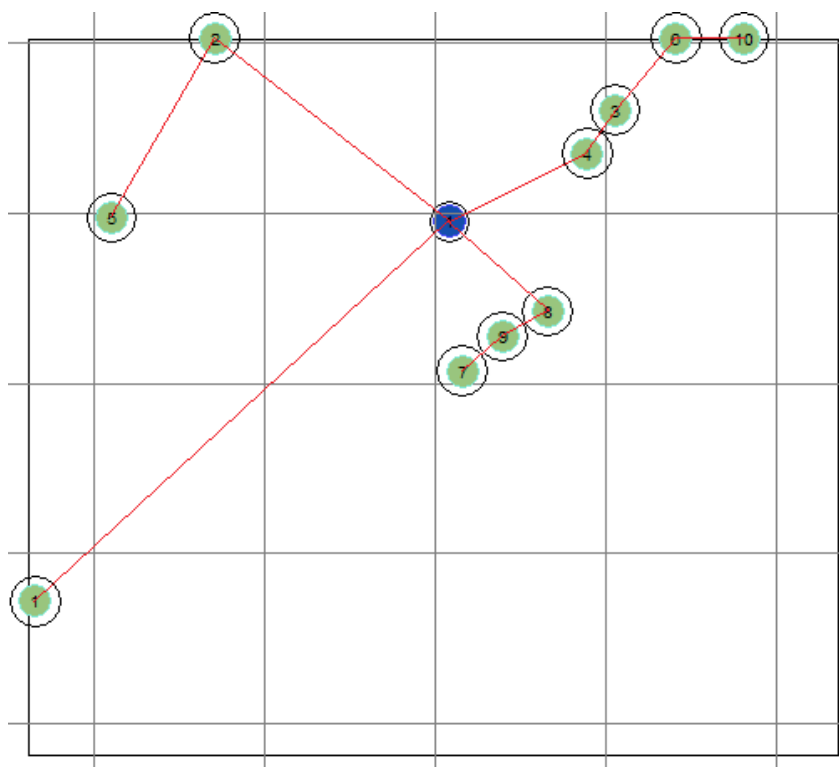


Figura 29. Configuración de líneas para el caso 2

Para el caso 3 se ha determinado el punto auxiliar de interconexión siguiendo los mismos pasos que para el cálculo de la posición de la subestación, pero solo considerando las turbinas 1, 5, 2 y la subestación. Este punto se representa en marrón en la *Figura 30* y con las coordenadas que se muestran en la *Tabla 11*, nombrándolo como punto 0.

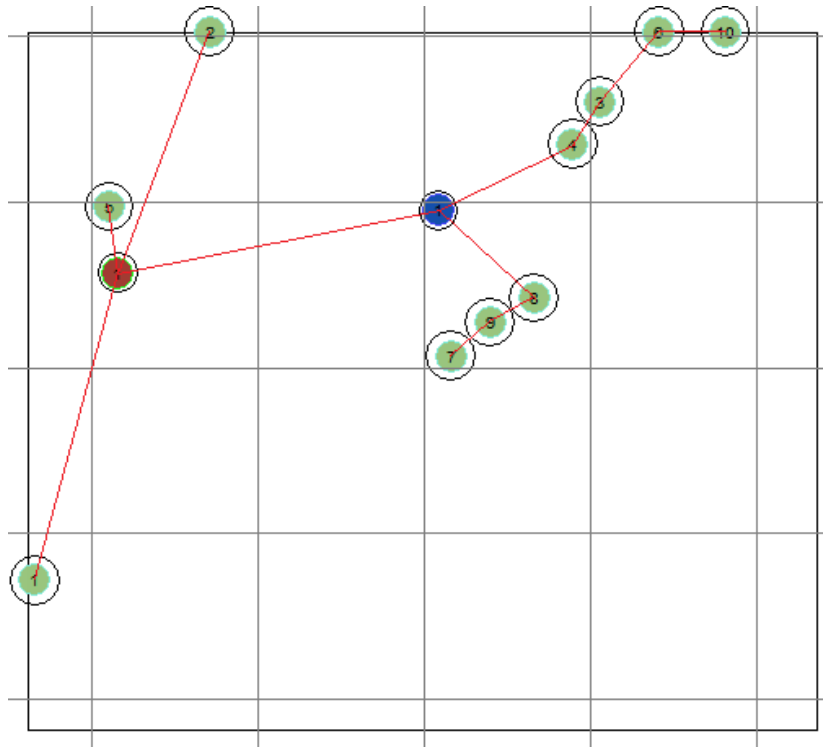


Figura 30. Configuración de líneas para el caso 3

	X (m)	Y (m)
Punto 0	579156,7	4738567

Tabla 11. Coordenadas del punto 0

Dadas las coordenadas de cada uno de los puntos, se han evaluado los tres casos dando como resultado lo que se muestra en la *Tabla 12*. Se comprueba como la configuración inicial, pese a suponer más del 50% de la red de media en el circuito 1, es la que requiere de un menor tendido eléctrico (5,252 km) en comparación con las demás posibles configuraciones. Por todo lo justificado anteriormente, se adoptará la composición de la *Figura 27*.

Caso 1: Distancias (km)		Caso 2: Distancias (km)		Caso3: Distancias (km)	
1-SE	3,295	5-2-SE	2,957	1-0	1,917
5-SE	1,982	1-SE	3,295	5-0	0,403
2-SE	1,745	Dist.Total	6,253	2-0	1,552
Dist.Total	7,022			0-SE	1,965
				Dist.Total	5,837

Tabla 12. Comparación de distancias entre los tres casos

3.3 Dimensionamiento de la red de media tensión

En este apartado se determinará el tipo y sección del conductor o conductores de la corriente eléctrica generada por los aerogeneradores, teniendo en cuenta el recorrido de los mismos, definido en el apartado anterior, y siguiendo diferentes criterios a desarrollar a continuación.

Se seguirán y cumplirán los requisitos de la normativa vigente correspondiente, recogida en la norma UNE 211435:2011: “Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0.6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica” [14]. En esta norma se establece la tensión a asignar a los cables, el tipo de aislamiento eléctrico y la sección del conductor según las características de la instalación. Para dimensionar este último, se establecen dos criterios técnicos: uno térmico como prioritario y otro con respecto a la caída de tensión.

Además, se recurrirá a la norma UNE 2144-3-2. Sección 2: “Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia” [15], para evaluar con un tercer criterio los posibles beneficios económicos de aumentar la sección y reducir así las pérdidas energéticas de la instalación.

3.3.1 Elección de la tensión asignada del cable

La tensión asignada del cable se debe elegir de acuerdo con la tensión nominal de la red y con los sistemas de puesta a tierra. La norma establece tres categorías en las que clasificar estas redes [14]:

1. Categoría A: los defectos se eliminan antes de 1 minuto.
2. Categoría B: comprende las redes que, en caso de defecto, funcionan con una fase a tierra durante un tiempo limitado. Generalmente no excederá de 1 hora, pero podrá extenderse cuando se especifique en la norma particular del tipo de cable considerado.
3. Categoría C: comprende todas las redes no incluidas ni en la categoría A ni en la B.

Según estas categorías se le asignará la tensión al cable, para ello la propia norma indica que las redes de distribución que se emplean en España, por lo general, son trifásicas de categoría A, siendo ésta la que tomaremos para nuestra instalación.

Red sistema trifásico			Cable	
Tensión nominal de la red	Tensión más elevada de la red	Categoría de la red	Tensión asignada del cable	Tensión soportada a impulsos
U_n	U_s		U_o/U	U_p
kV	kV		kV	kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B		6/10
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B	26/45	250
		C		

Tabla 13. Niveles de tensión recomendadas para redes trifásicas [14]

La norma también facilita la tabla que se muestra en la *Tabla 13*, donde:

- U_n es el valor de la tensión de línea por el cual se denomina la red.
- U_s es el valor más elevado de la tensión eficaz de línea que puede presentarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación (un 20% más que la U_n).
- U_o es la tensión de fase asignada eficaz a frecuencia industrial, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
- U es la tensión de línea asignada eficaz a frecuencia industrial, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

- U_p es la tensión máxima soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o cubierta para el que se ha diseñado el cable y sus accesorios.

Dado que a la red del parque se le asignará una tensión de 20 kV, y la categoría de la misma sería de tipo A, se puede emplear un conductor diseñado para 12/20 kV que soporte 125 kV a impulsos de tipo rayo.

3.3.2 Elección de la sección del conductor por criterio térmico

Según la configuración de los 10 aerogeneradores, tendremos 3 ramas por donde circularán sus propias corrientes eléctricas, las cuales vendrán determinadas por una serie de características. Las secciones que se implanten tendrán que soportar en cualquier caso dichas intensidades con el fin de cumplir la normativa e impedir posibles deterioros de la instalación. Para determinar la intensidad nominal de cada rama, se recurrirá a la siguiente fórmula:

$$I_n (A) = \frac{P_n (kW)}{\sqrt{3} * U_n (kV) * fdp} \quad (4)$$

Donde:

- P_n es la potencia nominal de cada aerogenerador.
- U_n es la tensión nominal de la red de distribución.
- fdp es el factor de potencia de cada aerogenerador.

La normativa impone las secciones de conductor a usar para cada corriente en unas condiciones estandarizadas [14], éstas son:

- Tipo de aislante: XLPE o HEPR.
- Tipo de conductor: cobre o aluminio.
- Tensión asignada: 0,6/1 kV o de 3,6/6 kV a 18/30 kV.
- Temperatura del aire ambiente: 40°C sea en galería o al aire libre.
- Temperatura del terreno: 25°C.
- Profundidad de soterramiento: 1m para tensiones superiores a 0,6/1 kV.
- Radiación solar: los cables en galería protegidos del sol y las redes aéreas expuestas a 1000 W/m².
- Agrupamiento de circuitos: un solo circuito trifásico alejado de otras fuentes de calor.
- Conexión de las pantallas: directamente a tierra en ambos extremos de la línea.
- Sección de la pantalla: 16 mm².
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K*m/W.

Antes de nada, es necesario definir el tipo de aislante y conductor a emplear pues nos permitirán identificar el conjunto de intensidades máximas admisibles en las que nos moveremos. Estos serán cables de aluminio con aislante HEPR, pues el aluminio, pese a soportar menos corriente que el cobre, es mucho más empleado y económico, así mismo, el aislante HEPR es más ventajoso que el tipo XLPE por aguantar mayores temperaturas como se muestra en la *Tabla 14*. Dicho esto, en la *Tabla 15* se muestran las intensidades máximas admisibles que se atenderán para el cumplimiento del criterio térmico de nuestra instalación.

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

Tabla 14. Temperatura máxima del conductor según el tipo de aislante [14]

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de HEPR. Conductor de aluminio Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm ²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
25	105	95	125
35	125	115	150
50	145	135	180
70	180	170	225
95	215	200	275
120	245	230	320
150	275	255	360
185	315	290	415
240	365	345	495
300	410	390	565
400	470	450	660
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire en °C			40
Resistividad térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			1
Temperatura del conductor en °C			105

Tabla 15. Intensidad máxima admisible según sección [14]

En muchas ocasiones, las condiciones normalizadas no se asemejan con exactitud a las condiciones reales de funcionamiento de la instalación, es por ello que la propia norma aporta una serie de factores correctores a aplicar en estos casos, cuyo valor dependerá de cuanto se desvíen de las normalizadas. En este proyecto tampoco se cumplen todas ellas, por tanto, se indicarán los factores correctores requeridos en éste, como la forma de aplicarlos.

El criterio térmico no es más que asegurar que la intensidad nominal (I_n) de la instalación, en condiciones estandarizadas, sea siempre menor que la intensidad máxima admisible (I_z) por la norma. Para corregir las desviaciones se emplea un factor corrector global (FC) como el producto de todos los factores correctores que sean necesarios. Los factores correctores son por temperatura, resistividad térmica del terreno, profundidad de soterramiento y agrupamiento del tendido eléctrico.

$$I_z = \frac{I_n}{FC} \quad (5)$$

Los cables de media tensión se instalarán mediante soterramiento directo de tres cables unipolares en triángulo en contacto, lo que anula la influencia de condicionantes como la temperatura ambiental o la radiación solar, y al estar agrupados de igual forma a la estándar, se evita usar el factor corrector sobre agrupación.

1º) Factor corrector por temperatura.

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del aire ambiente en cables en galerías, °C								
	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77
105	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83
Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

Tabla 16. Factores correctores por temperatura [14]

Según una estación meteorológica en Pamplona [16], se han conseguido datos de la temperatura media diaria del terreno a 500 mm de profundidad, los cuales se han dado por válidos por su proximidad al emplazamiento. Estos datos oscilan entre los 5°C y los 25°C a lo largo de un año, dando una media anual de 14°C. Dicho esto, se podrá considerar que para una temperatura del terreno de 15°C usaríamos un factor corrector de temperatura de 1,06 dado que el aislante es tipo HEPR.

2º) Factor corrector por resistividad térmica del terreno.

Cables directamente soterrados en triángulo en contacto							
Sección del conductor mm ²	Resistividad del terreno						
	0,8 K · m/W	0,9 K · m/W	1 K · m/W	1,5 K · m/W	2 K · m/W	2,5 K · m/W	3 K · m/W
25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73

Tabla 17. Factores correctores por resistividad térmica del terreno [14]

Según el Gobierno de Navarra, el Parque Natural Urbasa-Andia está formado por rocas caliza [17], lugar muy próximo al emplazamiento del parque y, por tanto, éste determina el material que constituye nuestro terreno. Dada la naturaleza caliza del suelo, su resistencia térmica es de 2,5 K*m/W.

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

Tabla 18. Resistividad térmica del terreno

Este factor corrector depende no sólo de la resistencia térmica, sino también de la sección del cable que se pretende determinar, y por consiguiente de la intensidad con la que trabajamos. Esto nos lleva, considerando las altas intensidades con las que se trabajan, a valorar dos posibles factores correctores: 0,8 o 0,79. Estos valores se definirán mediante un proceso iterativo simple, comprobando, una vez se tenga la sección asignada, que su factor corrector correspondiente no modifique la sección resultante.

3º) Factor corrector por profundidad de soterramiento.

Cables de 3,6/6 kV a 18/30 kV. Profundidad tipo 1 m				
Profundidad m	Soterrados		En tubular	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 19. Factores correctores por profundidad de soterramiento [14]

Al igual que para el factor corrector de la resistividad térmica, el de profundidad también depende de la sección del conductor, en este caso teniendo en cuenta si nos encontramos en secciones $\leq 185 \text{ mm}^2$ o mayores. Además, se tomará una profundidad de 0,6 m, reduciendo los costes de excavación para su instalación, reduciendo la sección de cable necesaria, y siendo una profundidad para la que los datos de temperatura del terreno disponibles tienen validez. Se llega a la conclusión de que, para la intensidad generada por 3 turbinas, se emplea un factor de 1,04, y en el caso de 4 turbinas, un factor de 1,07.

Finalmente se muestran en la *Tabla 20* los resultados de todo este proceso, seleccionando dos secciones distintas, una de 240 mm^2 para las dos ramas de 3 aerogeneradores y una de 400 mm^2 para la rama de 4 aerogeneradores.

	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3
Pn (kW)	3000		
Vn (kV)	20		
Fdp	0,87		
Nº aer serie	3	3	4
In (A)	298,63	298,63	398,17
FC	0,882	0,882	0,896
Iz (A)	338,61	338,61	444,38
Sección (mm ²)	240	240	400

Tabla 20. Secciones resultantes del criterio térmico

Con estos resultados se puede identificar dos secciones diferentes, las cuales podrían dificultar las operaciones de mantenimiento. Es por esto que inicialmente se modificarán la distribución de las mismas, realizando las conexiones a la subestación con una sección común, sobredimensionando algunos tramos y ajustando otros. Dado que la sección del circuito 3 deberá ser de 400 mm^2 según norma, ésta será la sección común a utilizar, además, dado que la sección de 240 mm^2 soporta la producción de hasta 3 turbinas, en parte del circuito 3 se empleará ésta para minimizar costes de instalación.

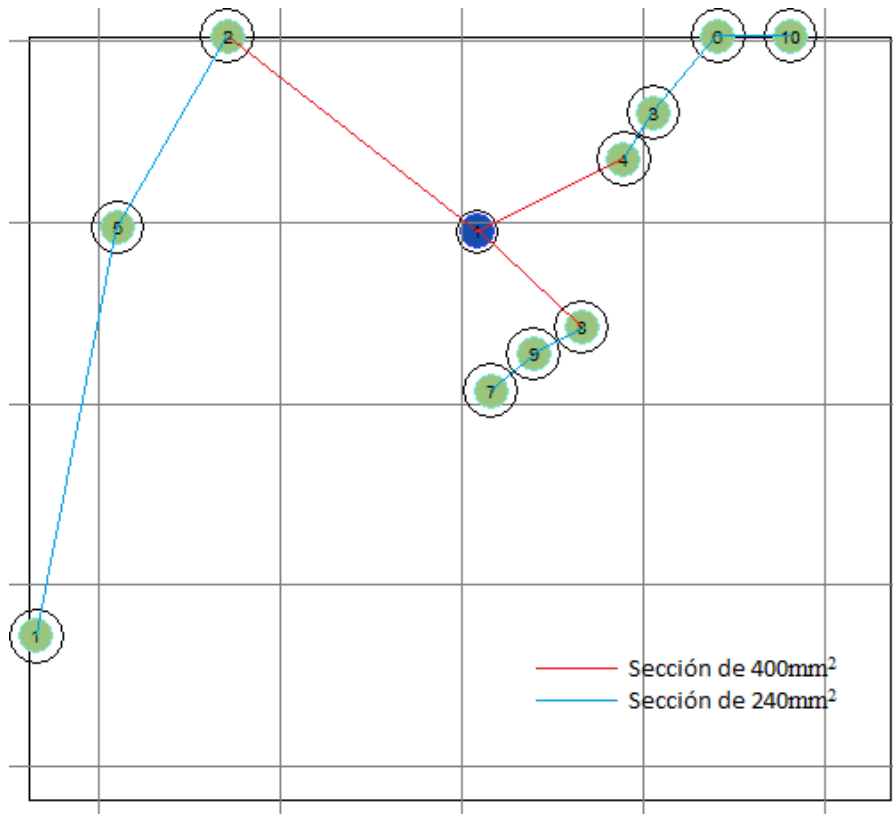


Figura 31. Secciones de línea por tramos tras el criterio térmico

3.3.3 Elección de la sección del conductor por criterio de caída de tensión

Una vez se verifique el cumplimiento del criterio térmico, que contempla asegurar la integridad de la instalación, se evaluará con el criterio de caída de tensión el buen funcionamiento de la misma. Este criterio consistirá en evitar caídas de tensión que perjudiquen tanto a los aerogeneradores como a la subestación, de un 10% (según el catálogo del modelo Alstom ECO 100 <http://pdf.archiexpo.com/pdf/alstom/eco-100-platform-powerof3/88574-142463.html>) de la tensión nominal de 20 kV para las turbinas según especificaciones. Según el RD 1955/2000 [18], se establece que, tanto para líneas de alimentación para el consumidor, como para líneas de distribución como es la de nuestro caso, los límites máximos de variación de la tensión se fijan en $\pm 7\%$, es por ello que por seguridad se intentará no superar más del 5%. Para ello se recurrirá a un sistema de cálculo simplificado que se describirá a continuación:

$$\Delta V_L = \frac{1}{V_n} \sum_{i=1}^n (R_{oi} P_i + X_{oi} Q_i) \quad (6)$$

Donde:

- ΔV_L es la caída de tensión que experimenta la línea.
- V_n es la tensión nominal de la red de distribución.
- R_o y X_o son la resistencia e impedancia de la línea respectivamente para una sección de conductor determinada.
- P_i y Q_i la potencia activa y reactiva que circula por la línea respectivamente.
- r y x son la resistencia e impedancia por unidad de longitud de línea.
- L es la longitud del tramo de línea.

Dicho esto, procederemos a determinar el valor de R_o y X_o , para ello se recurrirá a las especificaciones que

proporciona Prysmian, fabricante de cables entre otros elementos asociados a éstos, en concreto de los cables Eprotenax Compact (muy habituales en instalaciones de media tensión).

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

Tabla 21. Resistencia unitaria por sección en Ω/km [19]

Sección nominal mm ²	Reactancia X en Ω/km por fase						
	Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
	Un cable tripolar						
10	0.115	-	-	-	-	-	-
16	0.107	-	-	-	-	-	-
25	0.100	0.105	0.118	0.127	-	-	-
35	0.095	0.100	0.112	0.120	0.121	-	-
50	0.091	0.095	0.106	0.114	0.113	0.124	0.135
70	0.086	0.090	0.100	0.107	0.106	0.115	0.125
95	0.083	0.087	0.096	0.102	0.101	0.108	0.115
120	0.081	0.084	0.093	0.098	0.097	0.103	0.110
150	0.079	0.082	0.090	0.096	0.095	0.100	0.105
185	0.079	0.081	0.089	0.094	0.093	0.097	0.101
240	0.076	0.079	0.085	0.090	0.090	0.093	0.097

Tabla 22. Reactancia unitaria por sección en Ω/km [19]

Secciones (mm ²)	r (ohm/km)	x (ohm/km)
240	0,168	0,102
400	0,105	0,096

Tabla 23. Valores de resistencia y reactancia unitarias para las secciones seleccionadas [19]

En la Tabla 21 y Tabla 22 se muestran las resistencias (r) y reactancias (x) por unidad de longitud para conductores de aluminio con aislante tipo HEPR y diferentes secciones. Por consiguiente, partiendo de las secciones anteriormente seleccionadas y conociendo la longitud de cada tramo de cable, se obtiene fácilmente R_o y X_o . La potencia activa y reactiva también es conocida, dada la potencia nominal, el factor de potencia del generador y el número de turbinas que conecta dicho cable con la subestación. Ya estaríamos predispuestos al cálculo de la caída de tensión de cada circuito, la cual se mostrará de manera porcentual con respecto a la tensión nominal.

Caída de Tensión (V)					
Circuito 1		Circuito 2		Circuito 3	
ΔU_{1-5}	77,71	ΔU_{7-9}	10,49	ΔU_{10-6}	13,51
ΔU_{5-2}	82,13	ΔU_{9-8}	20,50	ΔU_{6-3}	37,29
ΔU_{2-SE}	125,19	ΔU_{8-SE}	55,77	ΔU_{3-4}	30,78
$\sum \Delta U$	285,02	$\sum \Delta U$	86,77	ΔU_{4-SE}	86,03
$\Delta U_{c1} (\%)$	1,43	$\Delta U_{c2} (\%)$	0,43	$\sum \Delta U$	154,10
				$\Delta U_{c3} (\%)$	0,77

Tabla 24. Caídas de tensión de cada circuito

Se observa en la *Tabla 24* que en ningún caso se supera el 5% de caída de tensión, por lo que no se altera los resultados del criterio térmico. Así mismo, cabe destacar que el circuito 1 es el que presenta una mayor caída dada la longitud de los cables.

3.3.4 Elección de la sección del conductor por criterio económico

Los criterios anteriores se aseguraban del correcto funcionamiento de la instalación, el criterio económico únicamente evaluará la posibilidad de aumentar la producción y rentabilidad de la misma. Se contemplarán tanto los costes que supondrá la instalación de la línea, como los asociados a las pérdidas energéticas, las cuales se valorarán mediante el uso de Valor Actual Neto (*VAN*) como ratio financiera.

$$VAN(S) = -C_L(S) - C_{EP} * \frac{(1+i)^N - 1}{i * (1+i)^N} \quad (7)$$

Donde:

- C_L es el coste de línea de la instalación.
- C_{EP} el coste de pérdidas energéticas de la instalación.
- i es la tasa de descuento del proyecto.
- N son los años de amortización del parque eólico.

Esta tasa de descuento (i) depende principalmente de las condiciones del préstamo que se llegue con la empresa financiera. Para este proyecto se considerará una tasa del 4%, pues tradicionalmente es la que se ha aplicado en este tipo de proyectos. Además, los parques eólicos hoy en día se acaban amortizando a lo largo de 20 años, lo que nos lleva a considerarlo un apropiado valor de N .

$$C_L = L * p_L \quad (8)$$

$$C_{EP} = E_p * p_E \quad (9)$$

Donde:

- L es la longitud de cable a instalar.
- p_L es el precio de la línea.
- E_p son las pérdidas energéticas producidas por los cables.
- p_E es el precio de la energía en España.

Para determinar el coste de cualquier línea, se debe conocer el precio de la misma para las diferentes secciones a evaluar. Para ello se ha recurrido a un generador de precios elaborado por CYPE Ingenieros y diversas empresas vinculadas a la arquitectura y la ingeniería [20], del cual se han obtenido precios para algunas secciones del tipo de cable con el que tratamos (95,150,240,400 mm²). Para determinar el precio de secciones adicionales a las proporcionadas, se establece una línea de tendencia que permita estimarlas de la manera más precisa

posible.

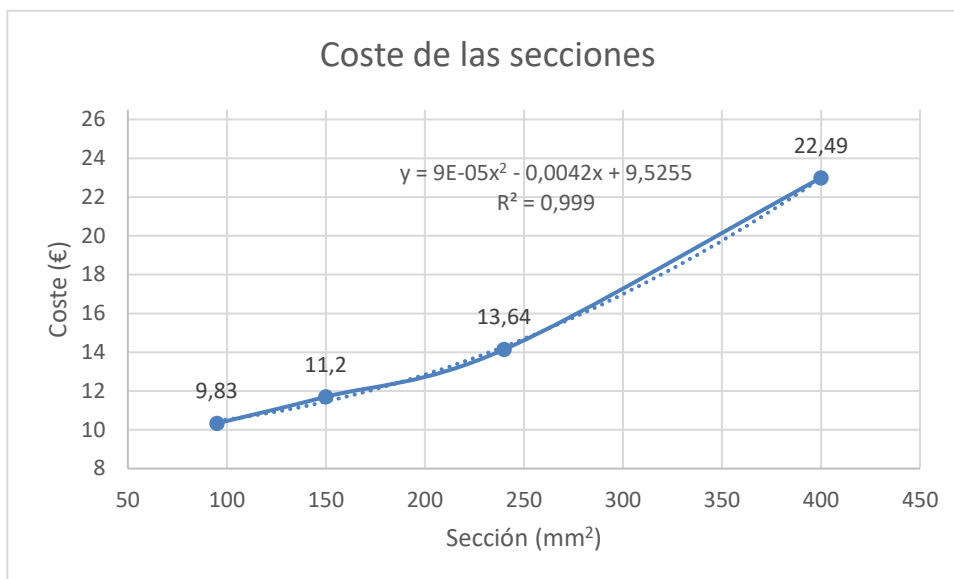


Figura 32. Línea de tendencia para precios de cables según sección [20]

Se ha aproximado la línea mediante un polinomio de grado dos, dando un valor de R cuadrado del 99,9%, lo que demuestra la gran aproximación de la misma. Con esta tendencia se han calculado algunas secciones como las que se muestran en la *Tabla 25*, junto a sus respectivos valores de *r* que serán útiles a continuación.

Sección (mm²)	r (ohm/km)	Costes (€/m)
240	0,168	13,64
300	0,136	16,37
400	0,105	22,49
500	0,089	29,93

Tabla 25. Valor de precios y resistencias unitarias según sección [19][20]

Las pérdidas energéticas se calcularán de manera aproximada mediante la expresión que se pondrá a continuación:

$$E_p = 3 * r(S) * L * I_{ef}^2 * T \tag{10}$$

Donde:

- T son las horas de un año (8760 horas).
- I_{ef} es la intensidad eficaz.

Esta energía no solo dependerá de la resistencia del cable, sino de la intensidad media ponderada que se espera generar por los aerogeneradores a lo largo de un año, o intensidad eficaz. Ésto se debe a la incertidumbre de la generación a causa de factores como la velocidad del viento en cada instante, es por ello que se considerará la curva de potencia junto a la probabilidad de producción que aporta la distribución de Weibull. Como se muestra en la *Figura 15*, Openwind proporciona la frecuencia del viento para 16 orientaciones de un mismo emplazamiento, pero para este caso solo nos interesará saber la frecuencia con la que se dan determinadas velocidades, es por ello que se realizará el sumatorio de cada una de las filas que se muestran en la figura para obtener la probabilidad que buscamos. La distribución es la mostrada en la *Figura 33* como resultado de la operación anterior.

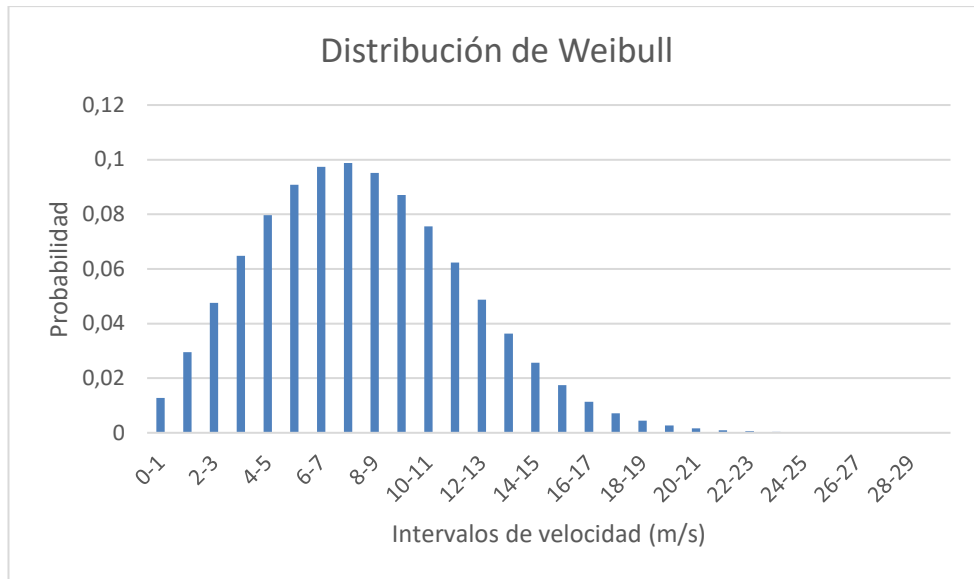


Figura 33. Distribución de Weibull para el emplazamiento del parque [11]

Adicionalmente, se muestra en la *Tabla 26* la curva de potencia mostrada en la *Figura 16* para el modelo de Alstom, pero de forma discretizada para facilitar su uso en operaciones, pero sin considerar pérdida alguna en su producción.

Curva de potencia			
Velocidad (m/s)	Potencia (KW)	Velocidad (m/s)	Potencia (KW)
0-1	0	15-16	3000
1-2	0	16-17	3000
2-3	0	17-18	3000
3-4	58	18-19	3000
4-5	168	19-20	3000
5-6	335	20-21	3000
6-7	578	21-22	3000
7-8	901	22-23	3000
8-9	1315	23-24	3000
9-10	1821	24-25	3000
10-11	2365	25-26	3000
11-12	2755	26-27	3000
12-13	2900	27-28	3000
13-14	2975	28-29	3000
14-15	2998	29-30	3000

Tabla 26. Curva de potencia del modelo Alstom discretizada [7]

Dado que la curva de potencia que a cada aerogenerador caracteriza se establece en condiciones óptimas de operación, una vez implantado experimentan condiciones diferentes, y éstas se manifiestan en ineficiencias. Las pérdidas se pueden clasificar en pérdidas eléctricas, mecánicas o aerodinámicas, de las cuales no todas se han contemplado en este proyecto dada la idealidad de la simulación de Openwind, como el 0% de pérdidas eléctricas que viene por defecto. El programa determinó que el 98,75% de la energía bruta acabaría siendo energía neta, por consiguiente, se considerará a éste como coeficiente global que represente la eficiencia del parque.

La intensidad eficaz del parque vendrá definida por la siguiente expresión matemática:

$$I_{ef} = \sqrt{\frac{\sum I_i^2 * T_i}{T}} \quad (11)$$

$$I_i = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_n * f * dp} \quad (12)$$

Donde:

- I_i es la intensidad que atraviesa la línea i a una velocidad del viento determinada.
- T_i son las horas del año en las que se da una velocidad del viento determinada.

Con los datos de la distribución de Weibull se conoce T_i y con la potencia neta de los aerogeneradores en las condiciones de operación se conoce I_i , pudiendo hallar el valor de I_{ef} de una turbina. Para el cálculo de E_p se considerará el número de aerogeneradores que comunica cada tramo con la subestación por el valor de I_{ef} .

Velocidad (m/s)	Potencia Bruta (KW)	Potencia Neta (KW)	I_i (A)	Probabilidad	T_i (horas)	$I_i^2 * T_i$
0-1	0	0	0,00	0,013	112,1	0
1-2	0	0	0,00	0,030	259,0	0
2-3	0	0	0,00	0,048	416,6	0
3-4	58	57	1,90	0,065	567,5	2050
4-5	168	166	5,50	0,080	697,5	21136
5-6	335	331	10,98	0,091	795,2	95814
6-7	578	571	18,94	0,097	852,5	305808
7-8	901	890	29,52	0,099	865,2	754134
8-9	1315	1299	43,09	0,095	833,4	1547263
9-10	1821	1798	59,67	0,087	762,3	2714206
10-11	2365	2336	77,49	0,076	662,2	3976569
11-12	2755	2721	90,27	0,062	546,0	4449280
12-13	2900	2864	95,02	0,049	427,4	3858888
13-14	2975	2938	97,48	0,036	317,9	3020580
14-15	2998	2961	98,24	0,026	225,2	2172788
15-16	3000	2963	98,30	0,017	152,5	1473260
16-17	3000	2963	98,30	0,011	99,3	959117
17-18	3000	2963	98,30	0,007	62,6	604833
18-19	3000	2963	98,30	0,004	38,6	372773
19-20	3000	2963	98,30	0,003	23,5	226660
20-21	3000	2963	98,30	0,002	14,2	137122
21-22	3000	2963	98,30	0,001	8,6	83049
22-23	3000	2963	98,30	0,001	5,2	50509
23-24	3000	2963	98,30	0,000	3,2	30845
24-25	3000	2963	98,30	0,000	2,0	18868
25-26	3000	2963	98,30	0,000	1,2	11519
26-27	3000	2963	98,30	0,000	0,7	6991
27-28	3000	2963	98,30	0,000	0,4	4204
28-29	3000	2963	98,30	0,000	0,3	2498
29-30	3000	2963	98,30	0,000	0,2	1462
					I_{ef} (A)	55,42

Tabla 27. Datos para el cálculo de la intensidad eficaz

Al estar ya en predisposición de aplicar la fórmula (5), se mostrará el conjunto de secciones, mayores que las establecidas como mínimas por los criterios anteriores, susceptibles a suponer una mejora en los beneficios de la instalación. Cada circuito, al estar constituido por al menos dos secciones diferentes, se ha analizado cada uno de los tramos por separado mostrándolo a continuación:

Sección (mm)	Pérdidas Energéticas por tramos (MWh)					
	Circuito 1		Circuito 2		Circuito 3	
	E_{p1-5-2}	E_{p2-SE}	E_{p7-9-8}	E_{p8-SE}	$E_{p10-6-3-4}$	E_{p4-SE}
240	190,17	-	33,22	-	152,82	-
300	153,95	-	26,89	-	123,71	-
400	118,86	133,10	20,76	59,30	95,51	121,96
500	100,75	112,82	17,60	50,26	80,96	103,38

Tabla 28. Pérdidas energéticas por tramos en MWh

Una vez conocidas las pérdidas y el coste de las diferentes secciones, se mostrarán los costes de las líneas junto a los costes por pérdidas energéticas, pero por último es necesario determinar el valor económico que presenta la energía pérdida. Para identificar dicho valor, se ha recurrido a la organización OMEI [21] gestionadora del mercado mayorista de la electricidad, examinando el precio medio anual de los últimos tres años.

	Precio Medio Mensual (€/MWh)		Precio Medio Mensual (€/MWh)	
	2017	2016	2016	2015
Ene	71,49	36,53	36,53	51,60
Feb	51,74	27,50	27,50	42,57
Mar	43,19	27,80	27,80	43,13
Abr	43,69	24,11	24,11	45,34
May	47,11	25,77	25,77	45,12
Jun	50,22	38,90	38,90	54,73
Jul	48,63	40,53	40,53	59,55
Ago	47,46	41,16	41,16	55,59
Sep	49,15	43,59	43,59	51,88
Oct	56,77	52,83	52,83	49,90
Nov	59,19	56,13	56,13	51,20
Dic	57,94	60,49	60,49	52,61
Año	52,24	39,67	39,67	50,32

Tabla 29. Precios medios mensuales y anuales de los tres últimos años [21]

Dado los datos aportados en la Tabla 29, se ha decidido estimar el precio de la energía en 44,41 €/MWh. Además, en la Tabla 32 se ha calculado el VAN para cada uno de los tramos indicando, con el valor más bajo marcado en rojo, cual resultaría la sección más económica a largo plazo.

Sección (mm)	Costes de línea por tramos (€)					
	Circuito 1		Circuito 2		Circuito 3	
	$CL1-5-2$	$CL2-SE$	$CL7-9-8$	$CL8-SE$	$CL10-6-3-4$	$CL4-SE$
240	47828,6	-	8353,6	-	17082,1	-
300	57385,5	-	10022,8	-	20495,4	-
400	78861,1	39248,7	13773,7	17486,0	28165,4	20230,4
500	104933,6	52224,9	18327,5	23267,1	37477,2	26918,8

Tabla 30. Costes de línea por tramos en €

Sección (mm)	Costes de pérdidas energéticas por tramos (€)					
	Circuito 1		Circuito 2		Circuito 3	
	CEP1-5-2	CEP2-SE	CEP7-9-8	CEP8-SE	CEP10-6-3-4	CEP4-SE
240	8445,6	-	1475,1	-	6786,8	-
300	6836,9	-	1194,1	-	5494,1	-
400	5278,5	5911,0	921,9	2633,4	4241,8	5416,4
500	4474,2	5010,2	781,5	2232,2	3595,4	4591,1

Tabla 31. Costes de pérdidas energéticas por tramos en €

Sección (mm)	Valor Actual Neto por tramos (€)					
	Circuito 1		Circuito 2		Circuito 3	
	VAN1-5-2	VAN2-SE	VAN7-9-8	VAN8-SE	VAN10-6-3-4	VAN4-SE
240	-162607,6	-	-28400,7	-	-109317,6	-
300	-150301,9	-	-26251,4	-	-95162,2	-
400	-150597,9	-119580,7	-26303,1	-53275,3	-85812,6	-93841,5
500	-165739,1	-120315,8	-28947,7	-53602,8	-86340,1	-89313,0

Tabla 32. Valor Actual Neto (VAN) por tramos en €

Por ello, se llega a la conclusión de aumentar las secciones de los tramos de 240 mm² a 300 mm², mientras que la mayoría de los de 400 mm² se mantendrán constante. El tramo que conecta el aerogenerador 4 con la subestación, pese a recomendarse emplear una sección de 500 mm², se mantendrá en los 400 mm² iniciales para conservar la uniformidad de los cables que conectan con la misma. Por consiguiente, se muestra en la Figura 34 el valor y configuración de los conductores como resultado del cumplimiento de los tres criterios.

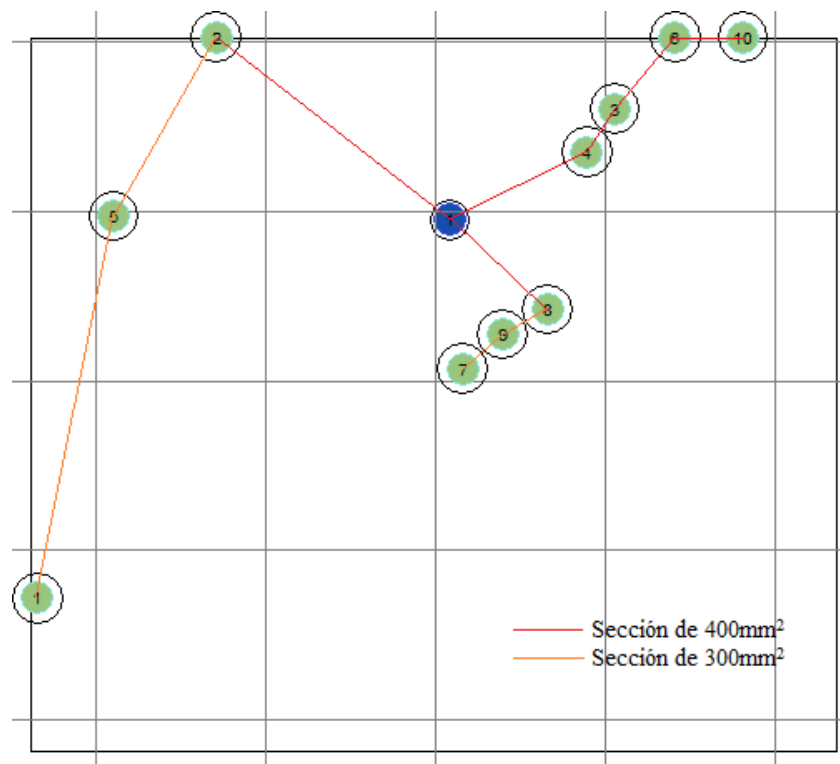


Figura 34. Secciones de líneas por tramos definitivas para el parque

3.3.5 Aproximaciones al criterio de cortocircuito

En este proyecto se ha obviado el criterio de cortocircuito para la selección del conductor, debido a que se considera que este criterio esté más vinculado a las características de las protecciones eléctricas, que al cálculo de secciones capaces de soportar las corrientes derivadas del cortocircuito.

Pese a ello, se intentará estimar el tiempo máximo que los cables ya seleccionados son capaces de tolerar las corrientes de cortocircuito. Para ello, se recurrirá al cálculo de dicha corriente y compararla a la estipulada como máxima admisible por la norma UNE 211435:2011 [14].

La corriente de cortocircuito a calcular a priori será en el punto de entrada a la subestación, la cual se estimará según las siguientes expresiones:

$$I_{cc} (A) = \frac{U_n / \sqrt{3} (V)}{Z_{ccRED} + Z_{ccT} (\Omega)} \quad (13)$$

$$Z_{ccRED} (\Omega) = \frac{U_n^2 (kV)}{S_{cc} (MVA)} \quad (14)$$

$$Z_{ccT} (\Omega) = \epsilon_{ccT} * \frac{U_n^2 (kV)}{S_n (MVA)} \quad (15)$$

Donde:

- U_n es la tensión nominal de la red de distribución de 20 kV.
- Z_{ccRED} es la impedancia de cortocircuito en el punto de conexión.
- Z_{ccT} es la impedancia de cortocircuito del transformador.
- S_{cc} es la potencia de cortocircuito en el punto de conexión.
- S_n es la potencia del transformador de potencia del parque, 30 MVA.
- ϵ_{ccT} es la impedancia de cortocircuito unitaria del transformador.

Una vez mostradas las expresiones, se recurrirán a algunas suposiciones, como que la potencia de cortocircuito en el punto de conexión será del orden de 500 MVA, y que la impedancia de cortocircuito unitaria del transformador será del 6 %. Tras los cálculos se llega a determinar una intensidad de cortocircuito de 7217 A.

Aislamiento de HEPR								
Sección mm ²	Conductor de cobre				Conductor de aluminio			
	Tiempo de cortocircuito, s							
	0,2	0,5	1	2	0,2	0,5	1	2
25	7 650	4 850	3 500	2 500	5 050	3 250	2 300	1 650
35	10 700	6 800	4 850	3 450	7 100	4 500	3 250	2 300
50	15 200	9 700	6 900	4 900	10 100	6 450	4 600	3 300
70	21 300	13 500	9 600	6 850	14 100	8 950	6 400	4 550
95	28 850	18 300	13 000	9 250	19 100	12 150	8 650	6 150
120	36 400	23 100	16 400	11 700	24 100	15 300	10 900	7 750
150	45 450	28 850	20 500	14 550	30 100	19 100	13 600	9 700
185	56 050	35 550	25 250	17 950	37 100	23 550	16 750	11 900
240	72 650	46 100	32 700	23 200	48 050	30 500	21 650	15 400
300	90 800	57 550	40 800	28 950	60 050	38 100	27 050	19 200
400	121 000	76 650	54 350	38 550	80 000	50 750	36 000	25 550

Temperatura inicial 105 °C; Temperatura final 250 °C

Tabla 33. Intensidad máxima de cortocircuito con aislamiento de HEPR [14]

Teniendo presente la *Tabla 33*, la intensidad de cortocircuito calculada y las máximas admisibles tanto para secciones de 300 mm² como para 400 mm², se observa como las líneas aguantan de manera holgada hasta 2 s la intensidad de cortocircuito, sin contar que dichos amperios se repartirían entre las tres ramas de aerogeneradores existentes, reduciendo el amperaje soportado por cada uno.

3.4 Prediseño de la subestación de transformación

La subestación se podría considerar el corazón de la producción, pues toda la energía atraviesa necesariamente la instalación para ser vertida a la red. Es por ello que, en este apartado, se intentará dar una aproximación a lo que sería el prediseño de la subestación, centrándonos en los elementos principales que componen la misma: las celdas de conexión, que canalizan las corrientes generadas, y los transformadores, que modifican la tensión de 20 kV a la que se requiera según su destino. Adicionalmente, se comentará por encima el resto de accesorios que constituyen la subestación con fines del control y correcto funcionamiento de la misma.

3.3.1 Selección de las celdas de conexión

Las celdas son las responsables de conectar las líneas de los aerogeneradores con los transformadores. Éstas no sólo garantizan la correcta configuración de los enlaces, sino que también incorporan protecciones para las líneas como interruptores automáticos y seccionadores.

Se ha apostado por Ormazabal [22], uno de los mayores proveedores de unidades funcionales de MT en el mundo, para la selección de las celdas. Ormazabal aporta una gran familia de accesorios, gran experiencia y fiabilidad, dado que se ha instalado su tecnología en más de 600 parques eólicos de más de 110 países.

En nuestro parque serán necesarias un total de cinco celdas, tres para cada una de las líneas que proceden de los generadores, una para conectar con el transformador de potencia, y la última para suministrar corriente a los servicios auxiliares que se necesiten. Para ello, recordar que las corrientes procedentes de los tres circuitos generadores son de 298,63 A, y uno de ellos de 398,17 A, datos de relevancia para la elección.

Todas las celdas garantizan el cumplimiento de todas las normativas pertinentes, de las cuales destacamos algunas:

- IEC 62271-1: Aparata de alta y media tensión.
- IEC 62271-100: Interruptores de corriente alterna de alta tensión.
- IEC 62271-102: Desconectores y puestas a tierra de corriente alterna.
- IEC 62271-200: Aparata bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones nominales superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- IEC 60529: Grados de protección para envolventes.

3.4.1.1 Celdas de protección para las líneas

Las tres celdas seleccionadas ha sido del modelo cgmcosmos-I, una celda modular de línea, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra. Estas protecciones se ubican en la parte superior de la celda, en el interior del cajón de control, e independientes a los componentes de MT. En esta parte superior existe también la posibilidad de instalar sistemas de medida si fuera necesario. El modelo será el correspondiente a la tensión de 24 kV, con capacidad de soportar corrientes de hasta 630 A, más que suficiente para las intensidades nominales, y sobretensiones del tipo impulso de rayo de hasta 125 kV.

En la *Tabla 34* se extraen los parámetros principales del catálogo, y en la *Figura 35* se muestra la estructura común que presentan los modelos cgmcosmos.

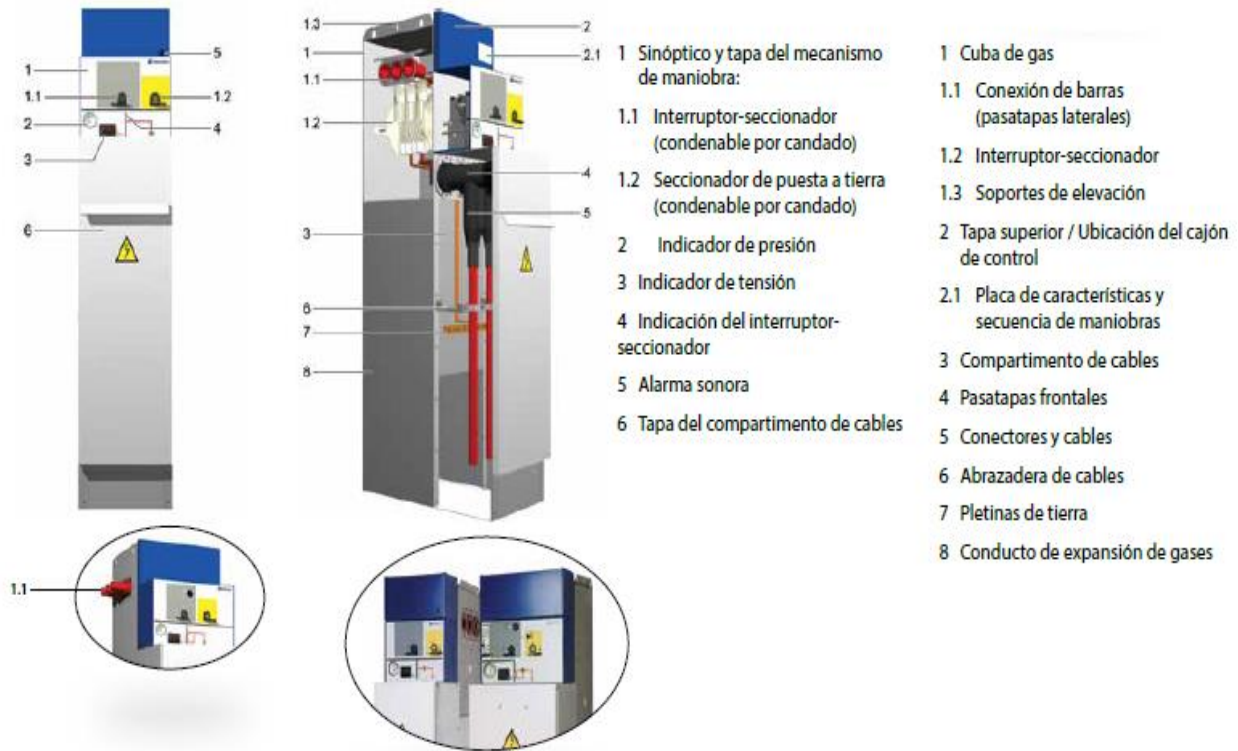


Figura 35. Estructura común de celdas Ormazabal modelo cgmcosmos [22]

Tensión nominal (kV)	24
Frecuencia (Hz)	50
Intensidad nominal (A)	630
Intensidad de cortocircuito	
Valor eficaz (kA/s)	25
Valor pico (kA)	62,5
Nivel de aislamiento mínimo	
A frecuencia industrial (kV)	50
A ondas de impulso tipo rayo (kV)	125
Clasificación del arco interno IAC	
Resistencia frente a arcos internos AFL (kA/s)	25
Dimensiones	
Altura (mm)	1740
Anchura (mm)	365
Longitud (mm)	735

Tabla 34. Características principales de las celdas modelo cgmcosmos-I [22]

3.4.1.2 Celdas de protección para servicios auxiliares

La celda que se conectará con el transformador de servicios auxiliares será el modelo cgmcosmos-a, especializada para ello. Esta celda modular cuenta con protección con fusibles, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones iguales al modelo anterior. En la *Tabla 35* se muestran las características principales de la misma.

Tensión nominal (kV)	24
Frecuencia (Hz)	50
Intensidad nominal (A)	630
Intensidad de cortocircuito	
Valor eficaz (kA/s)	25
Valor pico (kA)	62,5
Nivel de aislamiento mínimo	
A frecuencia industrial (kV)	50
A ondas de impulso tipo rayo (kV)	125
Clasificación del arco interno IAC	
Para servicios auxiliares AFC (kA/s)	16/0,5
Para el embarrado de media tensión AFC (kA/s)	20
Dimensiones	
Altura (mm)	1740
Anchura (mm)	470
Longitud (mm)	735

Tabla 35. Características principales de las celdas modelo cgmcosmos-a [22]

3.4.1.3 Celdas de protección del transformador de potencia

Ormazabal aporta accesorios tanto para redes de distribución primaria como secundaria, presentando estos primeros mejores características frente a trabajos con alta tensión, por ello se ha optado por elegir el modelo gae1250kmax-1Isv. Este cuenta con un interruptor automático de vacío extensible y de tres posiciones: cerrado, abierto y puesto a tierra. Además, es uno de los que más se ajusta a la intensidad nominal con la que trabajamos, de aproximadamente 1000 A, pues tolera hasta corrientes de 1250 A.

Al ofrecerse dos modelos, gae1250 y gae1250kmax, se ha optado por el segundo para homogeneizar las intensidades de cortocircuito capaces de soportar todas las celdas, y así simplificar las maniobras de control y mantenimiento. Sus protecciones no solo garantizan la seguridad de la línea, sino del transformador de potencia al que se conecta. Posee abrazaderas para cables de más de 240 mm² a 24 kV y la posibilidad de conectar relés de protección adicionales o aparatos de mando y medida. Contará también con un canal de absorción de presión o chimenea de expansión que pese a ser opcional, confiere a la celda mayor seguridad ante averías.

A continuación, se muestran algunas de sus especificaciones principales y los elementos que componen la celda.

gae1250 / gae1250kmax-1Isv



- 1 Compartimento MT
 - 1.1 Conexión de barras
 - 1.2 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra
 - 1.3 Interruptor automático
 - 1.4 Chimenea de expansión (opcional)
- 2 Tapa de mecanismos de maniobra y visualización de esquema
3. Compartimento de conexión de cables
4. Cajón de control
 - 4.1 Unidad de protección y control de campo

Figura 36. Estructura general de celdas Ormazabal modelo gae1250/gae1250kmax-1Isv [22]

Tensión nominal (kV)	24
Frecuencia (Hz)	50
Intensidad nominal (A)	1250
Intensidad de cortocircuito	
Valor eficaz (kA/s)	25
Valor pico (kA)	50
Nivel de aislamiento mínimo	
A frecuencia industrial (kV)	50
A ondas de impulso tipo rayo (kV)	125
Clasificación arco interno	
Resistencia frente a arcos internos IAC AFL (kA/s)	25
Dimensiones	
Altura (mm)	2000
Anchura (mm)	600
Longitud (mm)	1175

Tabla 36. Características principales de las celdas modelo gae1250kmax-11sv [22]

3.3.2 Selección del transformador de potencia (20/66 kV)

El transformador contará con una potencia de 30 MVA y relación de transformación de 20/66. El grupo de conexión será del tipo Dyn11, dificultando el traspaso de faltas entre el lado de 20 kV y 66 kV, y con posible acceso a neutro si fuera necesario. Además, el transformador seleccionado deberá cumplir las especificaciones que se contemplan en la normativa vigente, tales como:

- UNE-EN 60076-1:2013: Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
- UNE-EN 60076-2:2013: Transformadores de potencia. Parte 2: Calentamiento.
- UNE-EN 60076-3:2014: Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.
- UNE-EN 60296:2012: Fluidos para aplicaciones electrotécnicas. Aceites minerales aislantes nuevos para transformadores y aparata de conexión.

3.3.3 Selección del transformador para servicios auxiliares (20/0,42 kV)

Este será el transformador que alimente al conjunto de sistemas auxiliares del parque eólico, tales como:

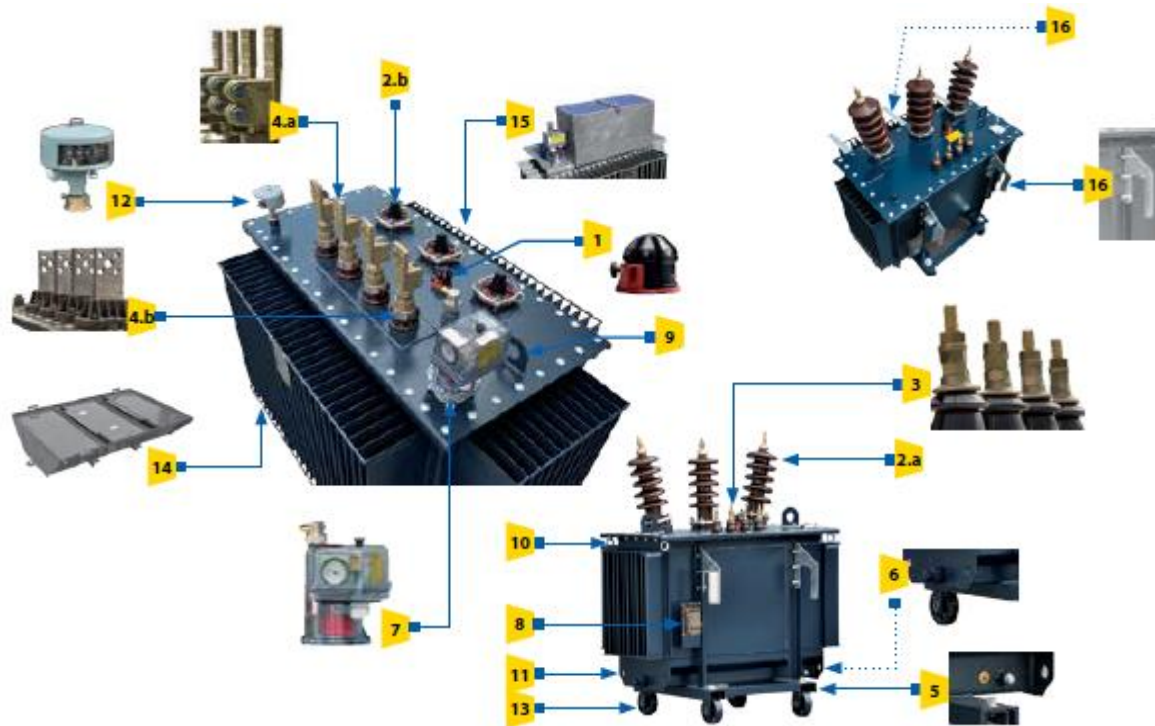
- Aparata de alta tensión.
- Equipos de protección.
- Sistemas de comunicación.
- Mecanismos de maniobra motorizados.
- Equipos de control y mando.
- Alumbrado y arranques.

El transformador seleccionado ha sido de la marca Ormazabal, los cuales se han diseñado cumpliendo la siguiente normativa:

- EN 50464: Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV.
- IEC 60076-1: Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.

- IEC 60076-3: Transformadores de potencia. Parte3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.

Ormazabal aporta transformadores con dieléctricos de aceites minerales líquidos con alto contenido en agua y punto de combustión, a la vez que de gran biodegradabilidad. En la *Figura 37* se indica el conjunto de elementos comunes a todos los transformadores de baja tensión de la marca, como son los terminales a tierra de la cuba. Otros elementos son opcionales y no necesariamente serán incluidos en nuestro caso.



		Estándar	Opcional
1	Conmutador de regulación (maniobrable sin tensión)	IEC 60214	*
2.a	Pasatapas MT de porcelana	EN 50180	*
2.b	Pasatapas MT enchufables		*
3	Pasatapas BT de porcelana	EN 50386	*
4.a	Terminales planos de conexión BT (≥630 kVA)		*
4.b	Pasabarras unipolar BT	EN 50180	*
5	Terminales de tierra en la cuba	EN 50216-4	*
6	Dispositivo de vaciado y toma de muestras.	EN 50216-4	*
7	Dispositivo de llenado	EN 50464-1	*
	Relé de protección integral Funciones: Control de presión interna de la cuba, control de temperatura del líquido dieléctrico, control de nivel de aceite y detección de gases	EN 50216-3	*
8	Placa de características	EN 50464-1	*
9	2 Cáncamos de elevación	EN 50464-1	*
10	4 Cáncamos de arriostamiento	EN 50464-1	*
11	4 Dispositivos de arrastre	EN 50464-1	*
12	Dispositivo para alojamiento de termómetro Termómetro: mide la temperatura de la capa superior del líquido aislante Disponibile con 2 contactos (alarma y disparo) y aguja de máxima	EN-50216-4	*
13	Ruedas (≥250 kVA)	EN-50216-4	*
14	Dispositivo de recogida del dieléctrico líquido		*
15	Cajón cubrebornas		*
16	Ganchos y soporte para autoválvulas (aplicación para poste hasta 160 kVA)		*

Figura 37. Estructura común de transformadores de baja tensión Ormazabal [22]

El modelo seleccionado será el convencional de 24 kV, 100 kVA de potencia y pérdidas clasificadas como A_0B_k . Este es el que presenta un mayor rendimiento a idéntica carga con respecto a los otros del mismo modelo, y cuyas características principales se muestran en la *Tabla 37*. Este transformador permitirá pasar los 20 kV de las celdas a 420 V para las múltiples aplicaciones ya mencionadas, y una configuración de triángulo-estrella que favorecerá el aislamiento de la red de 20 kV y 420 V, dificultando el traspaso de faltas.




Potencia asignada (kVA)	100	
Grupo de Conexión	Dyn11	
Tensiones asignadas		
Primaria (kV)	24	
Secundaria en vacío (V)	420	
Pérdidas		
En vacío (W)	145	
En carga (W)	1475	
Rendimiento		
Carga al 100% (%)	cos(ϕ)=1	98,41
	cos(ϕ)=0.8	98,02
Carga al 75% (%)	cos(ϕ)=1	98,72
	cos(ϕ)=0.8	98,40

Tabla 37. Características principales de los transformadores Ormazabal clasificados como A_0B_k [22]

3.3.4 Conexión celdas-transformador de potencia

En el edificio de control se ubicarán las celdas y el transformador de servicios auxiliares, con el transformador de potencia fuera. Éstos se comunicarán con un cable de sección diferente a las ya analizadas, dado que por él pasará el total de corriente producida, por lo que se deberá dimensionar para la máxima posible (995,43 A) a la misma tensión de 20 kV. Volvemos a la norma UNE 211435:2011 [14], donde ahora solo se contemplará el criterio térmico, ya que por la corta longitud de la línea no cobran importancia los otros. Esta vez la línea es aérea, pero en la norma no existen cables que soporten corrientes tan elevadas, por lo que se empleará dos cables por fase.

Al aplicar los factores correctores, se tomará que el cable estará expuesto a una temperatura ambiental de 40°C, por lo que, al ser una agrupación de dos circuitos, sólo se aplicará el factor corrector por agrupación. Éstos se encuentran en la *Tabla 38*, donde se tomará el factor de 0,98 por utilizar una única bandeja perforada en horizontal y dos circuitos trifásicos. Tras aplicar la fórmula (5) se obtiene una intensidad máxima admisible de 1015,74 A, que al repartirse entre dos circuitos nos da 507,87 A por circuito.

Método de instalación		Número de bandejas	Número de circuitos trifásicos			Factor a utilizar con
			1	2	3	
Bandejas perforadas instaladas horizontalmente (nota 3)	 <p>Separados</p>	1	1,00	0,98	0,96	Un circuito de tres cables en triángulo en contacto
		2	0,97	0,93	0,89	
		3	0,96	0,92	0,86	
Bandejas perforadas instaladas verticales (nota 4)	 <p>Separados</p>	1	1,00	0,91	0,89	
		2	1,00	0,90	0,86	
Bridas, soportes, ménsulas (nota 3)	 <p>Separados</p>	1	1,00	1,00	1,00	
		2	0,97	0,95	0,93	
		3	0,96	0,94	0,90	

NOTA 1 Los valores son la media para los tipos de cables y la gama de secciones consideradas. La dispersión de valores es inferior al 5% en general.

NOTA 2 Los factores se aplican a cables en capas separadas, o en cables en triángulo en capas separadas. No se aplican si los cables se instalan en varias capas en contacto. En este caso los factores pueden ser sensiblemente inferiores.

NOTA 3 Los valores están previstos para una separación vertical de 300 mm entre bandejas o soportes instalados horizontalmente. Para separaciones inferiores hay que reducir los factores.

NOTA 4 Los valores están previstos para una separación horizontal de 225 mm entre las bandejas instaladas verticalmente y montadas de espalda a espalda. Para separaciones inferiores hay que reducir los factores.

NOTA 5 Para circuitos que tengan más de un cable en paralelo por fase, conviene considerar cada conjunto de tres cables como un circuito en el sentido de aplicación de esta tabla.

Tabla 38. Factores correctores por agrupación de conductores [14]

Finalmente, atendiendo a las especificaciones de la norma mostrada en la *Tabla 15*, dos cables de aluminio y aislamiento de HEPR al aire y con secciones de 300 mm² serán capaces de aguantar la intensidad solicitada.

3.3.5 Aparata de protección, seguridad y sistemas de medida

La subestación deberá disponer de elementos auxiliares que la capaciten de medios de actuación ante incidentes o accidentes, para ello se ubicará en la misma una serie de sistemas de medida y autoprotección.

Dado que las celdas ya vendrían con interruptor automático y seccionador, los transformadores y demás elementos a los que se conecten quedarían protegidos ante cortocircuitos, pero para protegerlo ante sobretensiones se instalarán dos autoválvulas aguas debajo de la celda, una en el lado de 20 kV del transformador de potencia y otra en el lado de 66 kV. Tras el transformador se instalará un seccionador e interruptor automático que permita el aislamiento del transformador en caso de falta.

Finalmente, se instalará un transformador de intensidad y de tensión por fase de la red de media, que permitan realizar las mediciones necesarias y garantizar así el correcto funcionamiento de la subestación. En caso contrario, mandarían la orden a las protecciones pertinentes. Además, se instalará un pararrayos a la salida de la instalación que permita derivar a tierra todos los pulsos de tipo rayo que puedan impactar.

4 VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

Dada la naturaleza de este tipo de proyectos, la rentabilidad del mismo determinará el futuro de éste, y determinarla será la finalidad de este capítulo. Una vez obtenidos los resultados, se discutirán y extraerán las conclusiones a la que nos conducirán.

4.1 Rentabilidad del proyecto

La rentabilidad vendrá determinada por el índice ya utilizado anteriormente, el Valor Actual Neto (*VAN*). Tras un pequeño análisis de los ingresos y costes asociados al proyecto, se determinará un valor al *VAN*, que cuanto mayor valor adquiera, mayor rentabilidad supondrá la realización del mismo. Cabe destacar que, pese a que el *VAN* sea positivo, no asegurará el beneficio del proyecto, pero cuanto mayor sea su valor, mayor será la seguridad de que lo sea.

La formula a seguir será la siguiente:

$$VAN = -A_o + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (16)$$

Donde:

- A_o son los costes iniciales.
- CF es el flujo de caja para cada año t .
- n son el número de años de operación de la instalación (20 años).
- i es el tipo de interés, del 4% para este proyecto.

4.2 Costes e ingresos derivados del Proyecto

Para determinar cada término del *VAN*, se deberá identificar los diversos costes e ingresos asociados, estos son de manera simplificada: los costes iniciales, costes anuales por operación, costes finales por desmantelamiento, costes por pérdidas energéticas e ingresos de producción.

Los costes iniciales son los generados por la implantación del proyecto, que son los más cuantiosos, los cuales se muestran en la *Tabla 39* y son desglosados en el anexo de presupuesto.

Obra Civil	123.306,12 €
Aerogeneradores	26.801.225,00 €
Ingeniería	5.379.137,39 €
Infraestructura	1.107.501,70 €
Total	33.411.170,21 €

Tabla 39. Costes iniciales del proyecto

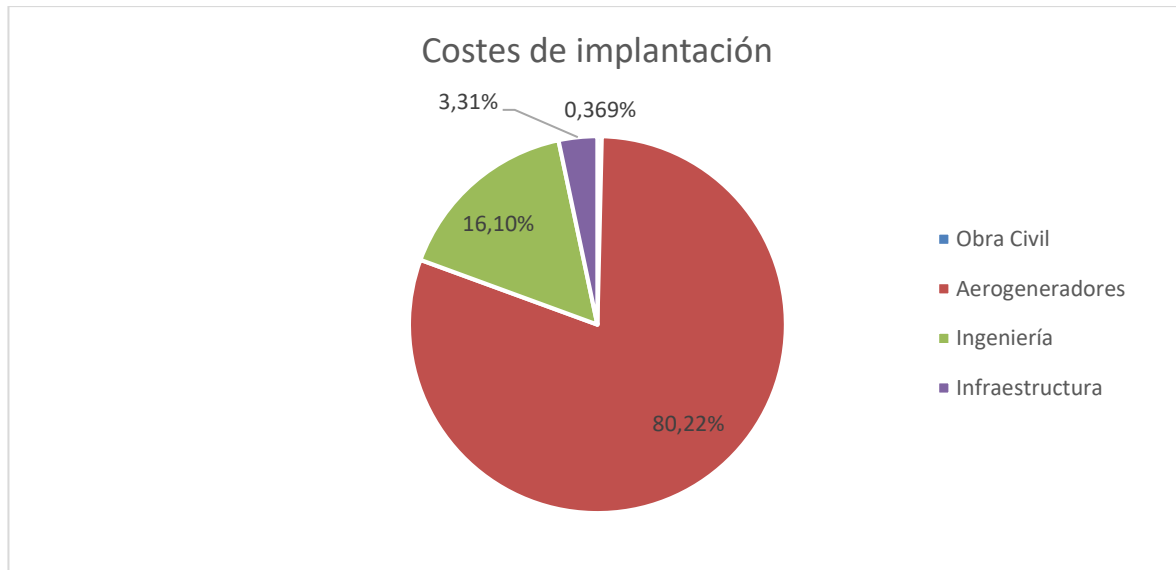


Figura 38. Estructura de costes de implantación del proyecto

De estos costes se extrae la conclusión de que más del 80% del presupuesto de un parque eólico se invierte en la adquisición e incorporación de la instalación de los aerogeneradores, demostrando la importancia de la correcta elección de éstos a la hora de la creación de la instalación.

Tras los 33.020.959,49 € de costes iniciales, se deben considerar los costes anuales que supone la operación y mantenimiento del parque, como son reparaciones, revisiones por parte de personal cualificado, personal de seguridad y el salario de los operarios. Todos estos se han estimado en 80.000 € anuales.

Además, se han considerado los costes relativos al desmantelamiento de la instalación una vez finalicen sus años de operación. Éstos se han estimado en 300.000 €, los cuales se considerarán en el último año de funcionamiento.

Los ingresos vienen dados por la energía producida, que como se mostró en capítulos anteriores, se cuantifican en 122,1 GWh al año, y dado su valor actual de 44,41 €/MWh, generan unos activos de 5.422.461,00 € anuales. La energía producida viene dada gracias a las 4070 horas equivalentes de funcionamiento del parque, un valor mucho mayor que el de los parques onshore convencionales, que rondan las 2000 horas equivalentes. Por consiguiente, como en este apartado se pretende ajustar los resultados económicos lo máximo posible a la realidad, se ha considerado aplicar un coeficiente de seguridad del 90%, reduciendo la energía producida en un 10%. El elevado número de horas equivalentes calculados por Openwind se justifica no sólo teniendo en cuenta que no se han cuantificado diversas pérdidas, sino que además se omitieron escenarios como las operaciones de mantenimiento, averías o escasa demanda eléctrica.

Dadas las pérdidas energéticas causadas por la propia instalación eléctrica, que suponen a su vez la pérdida de 26.233,70 € anuales, y los activos producidos de 4.880.214,90 € anuales tras aplicar el coeficiente de seguridad, los ingresos netos se estiman finalmente en 4.853.981,20 €.

4.3 Resultados y conclusiones

Una vez dispuestos a aplicar la fórmula del VAN con los datos ya expuestos en el apartado anterior, se llegan a los siguientes resultados:

Años de operación	20 años
Tasa de interés	4%
Precio de la energía	44,41 €/MWh
Pérdidas energéticas	590,72 MWh
Costes iniciales	33.411.170,21 €
VAN	31.331.876,25 €

Tabla 40. Valor Actual Neto (VAN) del proyecto

Se concluye, vistos los resultados, que el proyecto tiene una alta rentabilidad dado que el *VAN* supone más del 90% de los costes iniciales al cabo de 20 años de funcionamiento.

Cabe destacar que el cálculo del *VAN* ha sido realizado basándose en la suposición de varios factores como el valor de los aerogeneradores, transformadores, ingeniería y tasa de interés. Además, no se han considerado algunos costes asociados a la creación del parque como son la apartamentación, elementos auxiliares o adquisición de los terrenos. Por estos motivos el cálculo del *VAN* no deja de ser una estimación, pero con el elevado valor mostrado y el bajo coste que suponen los elementos no contemplados, con respecto a las turbinas, el proyecto se puede considerar rentable con cierta seguridad de ello y aceptar los resultados.

5 CONCLUSIONES

En este proyecto se han expuesto los componentes principales que forman parte de cualquier diseño de un parque eólico, desde el estudio del recurso eólico disponible, hasta el diseño eléctrico de la red de media tensión. Queda fuera del alcance de este proyecto el diseño de las líneas de alta tensión de conexión de la subestación de evacuación eólica con instalaciones propias de la red de transporte o distribución. Otros aspectos del proyecto, como el diseño de la subestación, no se han detallado dada la intención de dar una aproximación sobre su composición básica, sin entrar en cálculos ni dimensionamientos.

El trabajo se ha centrado sobre todo en la evaluación y cuantificación del recurso eólico mediante el uso de la herramienta Openwind, insertando en ésta tanto las características del terreno, como las de los aerogeneradores seleccionados. Para ello fue necesario considerar distintas ubicaciones y modelos de turbinas que permitan sacar el máximo partido a la instalación proyectada. El criterio principal para la selección fue la búsqueda de la máxima energía producida, traducéndose en mayores ingresos que permitirían un aumento de la rentabilidad.

A la hora de la selección del conductor eléctrico, además de considerar los criterios técnicos, se ha utilizado el criterio económico que ha permitido rentabilizar su dimensionamiento hasta en un 6,7% más que únicamente cumpliendo los criterios técnicos. Teniendo en cuenta que sólo el 1,55% de los costes de implantación del proyecto vienen a consecuencia de los conductores, una mejora del 6,7% puede no suponer un gran incremento en los beneficios económicos, pero si a este hecho se le suma un aumento de la vida útil de los mismos, para instalaciones de alto periodo de amortización u operación, puede ser interesante el plantearse este tipo de propuestas.

Una vez definidos los elementos principales que componen el parque, se determinó la rentabilidad del proyecto con un VAN de 31.331.876,25 €, mostrando su gran rentabilidad pese a haber considerado una reducción del 10% en la producción, con respecto a la obtenida en la simulación. El periodo de amortización se estableció típicamente en 20 años al 4% de interés, de los cuales, este proyecto se amortizaría en algo menos de 9 años dadas sus características. De los resultados obtenidos se comprobó como la implantación de las turbinas supone el 80% de los costes iniciales del proyecto, siendo determinante la correcta selección de éstas, ajustándose a las características del recurso eólico de la ubicación en la que se instalen.

Se ha tenido presente en todo momento la presencia de la normativa vigente vinculada a cada aspecto de este proyecto, considerándolo un elemento más a tener en cuenta en cualquier diseño, y con un papel crucial a la hora del dimensionamiento.

Por último, cabe señalar el gran potencial de la energía eólica como futuro vector energético, siendo hoy día una de las fuentes renovables con la tecnología más madura, sólo después de la hidráulica, y la que más cuota en el abastecimiento de la demanda tiene, no sólo nacional sino internacionalmente. La energía eólica podría, en unos años, permitir una reducción de otras fuentes de energías como los hidrocarburos, debido a la presencia de los cada vez más integrados vehículos eléctricos u otros propulsados por hidrógeno.

ANEXO A: PRESUPUESTO

1. Obra civil

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
5274	m ³	Eliminación de vegetación y despeje de tierra vegetal, con espesor de 10-20cm. Método mecanizado con tractor orugas 131/150CV [23].	0,13 €	685,62 €
5274	m ³	Excavación mecánica de zanjas (terreno duro-roca), con retroexcavadora y martillo hidráulico 131/160CV [23].	20,25 €	106.798,50 €
5274	m ³	Relleno mecánico de zanjas mediante materiales previamente extraídos, para diferentes tipos de terreno, incluido compactación. Uso de retroexcavadora oruga hidráulica 131/160CV [23].	3,00 €	15.822,00 €
TOTAL Obra civil				123.306,12 €

2. Aerogeneradores

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
10	Ud.	Aerogenerador ALSTOM Ecotécnia ECO 100 de 3 MW. Incluye suministro, transporte e instalación completa con complementos como transformadores de 0,69/20 kV, góndola, cableado de baja tensión y cuadros de control [10].	2.680.122,50 €	26.801.225,00 €
TOTAL Aerogeneradores				26.801.225,00 €

3. Infraestructura

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
4110	m	Cable AL HEPRZ1 unipolar de 300 mm ² . Modelo AL EPROTENAX H COMPACT 12/20 kV de PRYSMIAN (precio unitario para tres cables unipolares) [20].	49,11 €	201.842,10 €
4680	m	Cable AL HEPRZ1 unipolar de 400 mm ² . Modelo AL EPROTENAX H COMPACT 12/20 kV de PRYSMIAN (precio unitario para tres cables unipolares) [20].	67,47 €	315.759,60 €
TOTAL Conductores				517.601,70 €
3	Ud.	Celda ORMAZABAL cgmcosmos-I de 24 kV, 630 A (celda de protección de línea). Incluye interruptor-seccionador de tres posiciones, transporte e instalación [24].	22.800,00 €	68.400,00 €
1	Ud.	Celda ORMAZABAL cgmcosmos-a de 24 kV, 630 A (celda de servicios auxiliares). Incluye interruptor-	18.000,00 €	18.000,00 €

		seccionador de tres posiciones con fusibles limitadores, transporte e instalación [24].		
1	Ud.	Celda ORMAZABAL gae1250kmax-11sv de 24 kV. Corriente nominal de embarrado 1250 A (celda de protección de transformador). Incluye interruptor-seccionador de tres posiciones, transporte e instalación [24].	50.400,00 €	50.400,00 €
TOTAL Celdas				136.800,00 €
1	Ud.	Transformador de potencia de servicio continuo trifásico en baño de aceite de 30 MVA de potencia, relación 20/66 kV, conexión Dyn11, 50 Hz. Incluye suministro, transporte, descarga y montaje [24].	450.000,00 €	450.000,00 €
1	Ud.	Transformador trifásico de servicio continuo aislado en aceite de 100 kVA, para servicios auxiliares, instalación interior, relación 20/0,42 kV, conexión Dyn11. Sin regulación en carga. Incluye suministro, transporte, descarga y montaje [24].	3.100,00 €	3.100,00 €
TOTAL Transformadores				453.100,00 €
TOTAL Infraestructura				1.107.501,70 €

4. Ingeniería

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	Ud.	Estudio de viabilidad	548.891,57 €	548.891,57 €
1	Ud.	Proyecto de diseño	1.646.674,71 €	1.646.674,71 €
1	Ud.	Dirección de obra	3.183.571,11 €	3.183.571,11 €
TOTAL Ingeniería				5.379.137,39 €

ANEXO B: ANÁLISIS DE MEJORAS

En este anexo se propondrá una propuesta de mejora en el beneficio del proyecto, y a su vez, se evaluará la repercusión de la misma tras su implantación. Finalmente, se verificará y cuantificará el incremento en la rentabilidad, aclarando las suposiciones previamente realizadas.

1. Descripción y objetivos de la mejora

Hoy en día, las instalaciones de generación eléctrica se clasifican, entre otros aspectos, por su potencia nominal, fuertemente ligada a la capacidad de producción y tamaño de la central. Esta potencia viene dada por la potencia instalada y es fijada una vez se implanta cualquier instalación, marcando un techo en la producción y facilitando su previsión de cara a las necesidades del operador de la red eléctrica.

A continuación, se propone considerar la posibilidad de diferenciar entre la potencia instalada y la nominal del parque, que son la misma a nivel normativo, pero permitiría poder sobredimensionar las instalaciones pese a no sobrepasar en ningún caso la potencia nominal si el operador lo requiriera.

Aunque esta posibilidad no está contemplada en ninguna norma, se evaluará sus posibles beneficios en instalaciones de producción que, como en la nuestra, su producción está fuertemente condicionada por la incertidumbre del recurso al que recurre. Un sobredimensionamiento del campo de aerogeneradores podría permitir un aumento de los ingresos que compensaría con los costes derivados del mismo, y permitiendo en consecuencia, un incremento en los beneficios.

2. Ejecución de la propuesta

Para el análisis de la propuesta, ésta se dividirá en dos áreas a tratar: determinar el número de turbinas a implantar y el cálculo de la producción, atendiendo a la limitación de la potencia a no más de 30 MVA.

Según el conjunto de aerogeneradores y la curva de potencia de cada uno, se alcanzaría la potencia nominal del parque a una velocidad del viento determinada. Esta velocidad se denomina velocidad óptima o nominal, siendo la velocidad del viento mínima a la que se alcanza la máxima potencia posible del aerogenerador. Cuanto mayor sea el número de turbinas instaladas, también lo será la potencia instalada, superando así los 30 MVA de potencia nominal si se mantuviera fija. Limitando la potencia máxima del conjunto de aerogeneradores se podría observar como la velocidad óptima es menor, en nuestro caso, aquella que produce los 30 MVA. En la *Figura 39* se muestra la velocidad óptima que alcanza los 30 MW con los aerogeneradores Alstom ya empleados, frente al número de turbinas a instalar.

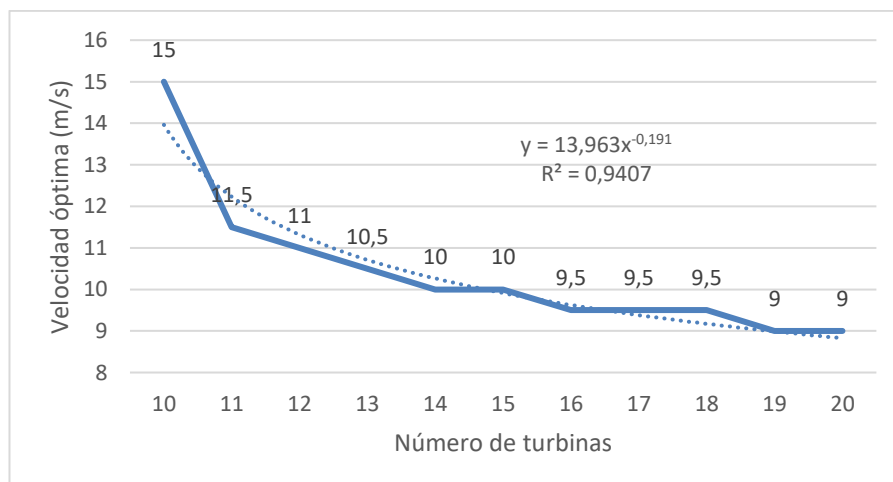


Figura 39. Relación entre número de turbinas y velocidad óptima

Se muestra como, para las 10 turbinas iniciales, la velocidad óptima parte de 15 m/s, y ésta decrece de manera potencial a medida que aumenta el número de turbinas. Esta tendencia será aprovechada dada la distribución de Weibull de nuestro emplazamiento que, como se pudo comprobar en la *Figura 33*, las velocidades del viento más frecuentes se dan entre los 4 m/s y los 11 m/s, y cuanto más próxima se encuentre la velocidad óptima del parque a este intervalo, mayor será la producción.

Se establecerá como criterio no superar en ningún caso el doble de la instalación inicial de 10 turbinas, dado que se supone que los ingresos generados no superarían el enorme peso de los costes de adquisición e implantación de los nuevos aerogeneradores (80% del total). Por consiguiente, se ha decidido implantar un total de 14 turbinas, por permitir una reducción de 5 m/s en la velocidad óptima con respecto a la inicial, y visto que, a un mayor número, el decremento es mucho menor.

En cuanto a los beneficios en la producción ligados a esta mejora serán obtenidos mediante la herramienta de Openwind. Para ello, a parte de implantar cuatro nuevos aerogeneradores a la simulación ya realizada en el capítulo del recurso eólico, se deberán adaptar los datos de simulación para que contemple la limitación de los 30 MVA de potencia nominal. Esto se ha conseguido modificando los datos referidos a la curva de potencia de cada aerogenerador, cuya alteración se muestra en la *Figura 40*.

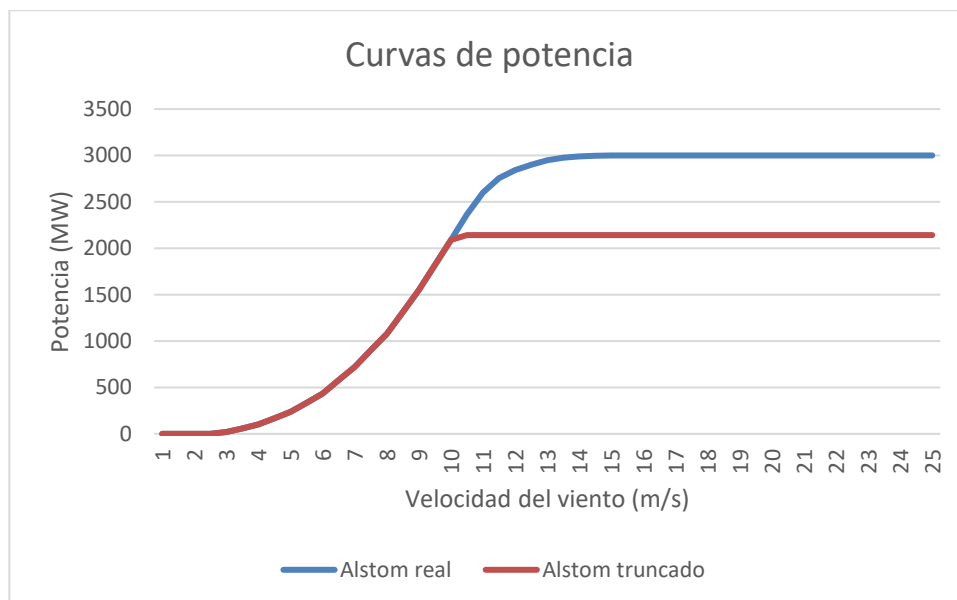


Figura 40. Comparación entre curvas de potencia real y modificada

Dado que a los 10 m/s como velocidad óptima se alcanza la potencia nominal del parque, cada aerogenerador no producirá energía a mayor potencia que la correspondiente para dicha velocidad, limitándola a 2142 kW para el caso de nuestro modelo 'Alstom ECO 100 3.0 Class 2A'.

En la *Figura 41* se representa la curva de potencia total del parque, comparando la situación inicial con respecto a la incorporación de las 4 turbinas adicionales, verificando la reducción de la velocidad óptima.

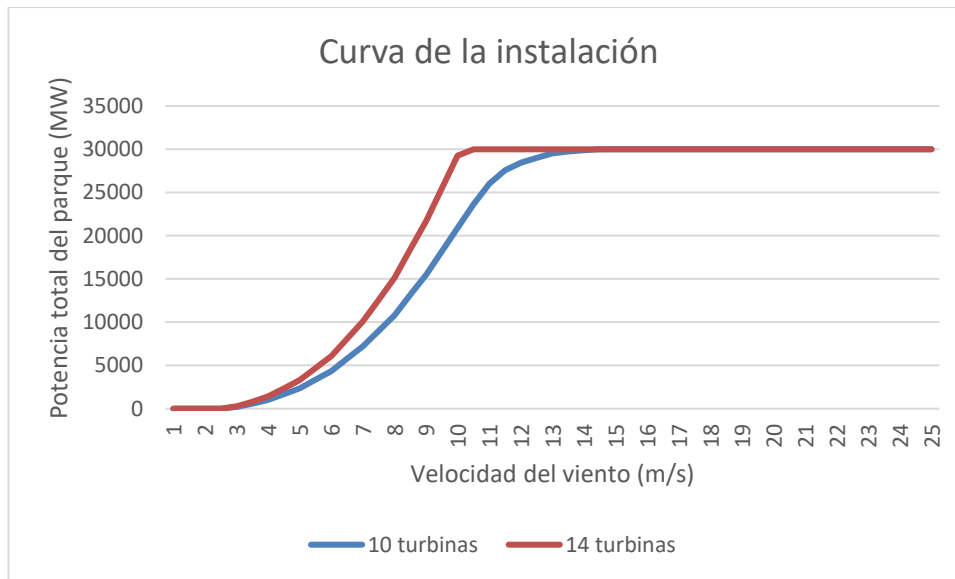


Figura 41. Comparación entre curvas de instalación

Tras modificar la curva de potencia del modelo de aerogenerador en Openwind, e incorporar las turbinas adicionales, se procedió a la optimización de su producción mediante sus ubicaciones. Finalmente, en la Figura 42 se muestra la nueva ubicación de las turbinas, y proporcionando una generación eléctrica anual de 142,92 GWh, un 17% mayor que la inicial. Aun así, no garantiza el beneficio en el proyecto, pues se deben considerar los costes asociados a la mejora, por lo que se podrían causar pérdidas. Además, como ya se comentó con anterioridad, el programa aporta un valor de horas equivalentes del parque que no se ajusta a la realidad, por lo que se aplicará nuevamente un coeficiente de seguridad del 90% a la energía producida.

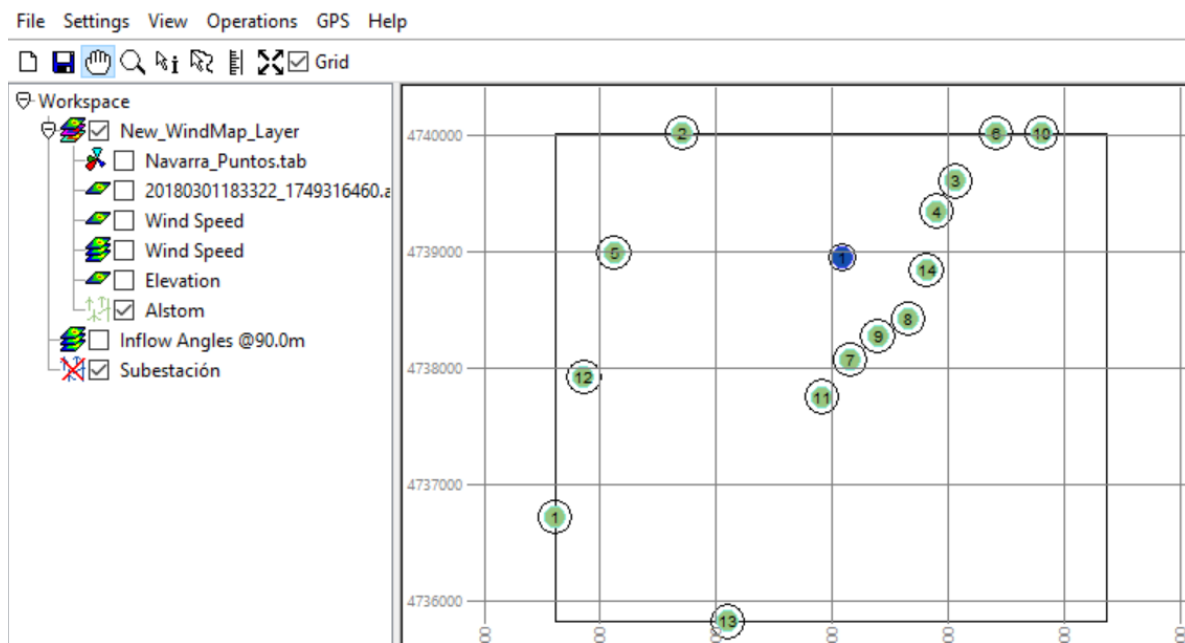


Figura 42. Campo de 14 turbinas optimizado [11]

3. Resultado y conclusiones

La implantación de los nuevos aerogeneradores no solo conlleva un incremento en los costes por su adquisición con respecto al caso base, sino que suponen un aumento en metros del tendido eléctrico, necesidad de celdas

adicionales para canalizar la corriente adicional, mayores pérdidas por efecto Joule en las líneas, e incluso la posibilidad de modificar los elementos ya implantados a causa de alteraciones en las propiedades de la instalación.

Es por todo ello, que se contemplarán dos casos: el primero será suponiendo que la mejora solo afectará en el incremento de la producción y los costes del conjunto de aerogeneradores; el segundo será suponiendo todo lo anterior, pero considerando que la ampliación de la instalación afectará como máximo en un aumento del 25% de los costes de obra civil e infraestructura, junto a las pérdidas energéticas de la red de media tensión del caso base, sin necesidad de modificar en ningún caso los elementos instalados.

	Caso 1: Simplificado	Caso2: Estimado
Obra Civil	123.306,12 €	154.132,65 €
Aerogeneradores	37.521.715,00 €	37.521.715,00 €
Ingeniería	5.379.137,39 €	5.379.137,39 €
Infraestructura	1.107.501,70 €	1.384.377,13 €
Total (lo)	44.131.660,21 €	44.439.362,17 €

Tabla 41. Costes de implantación tras la aplicación de la mejora para los casos 1 y 2

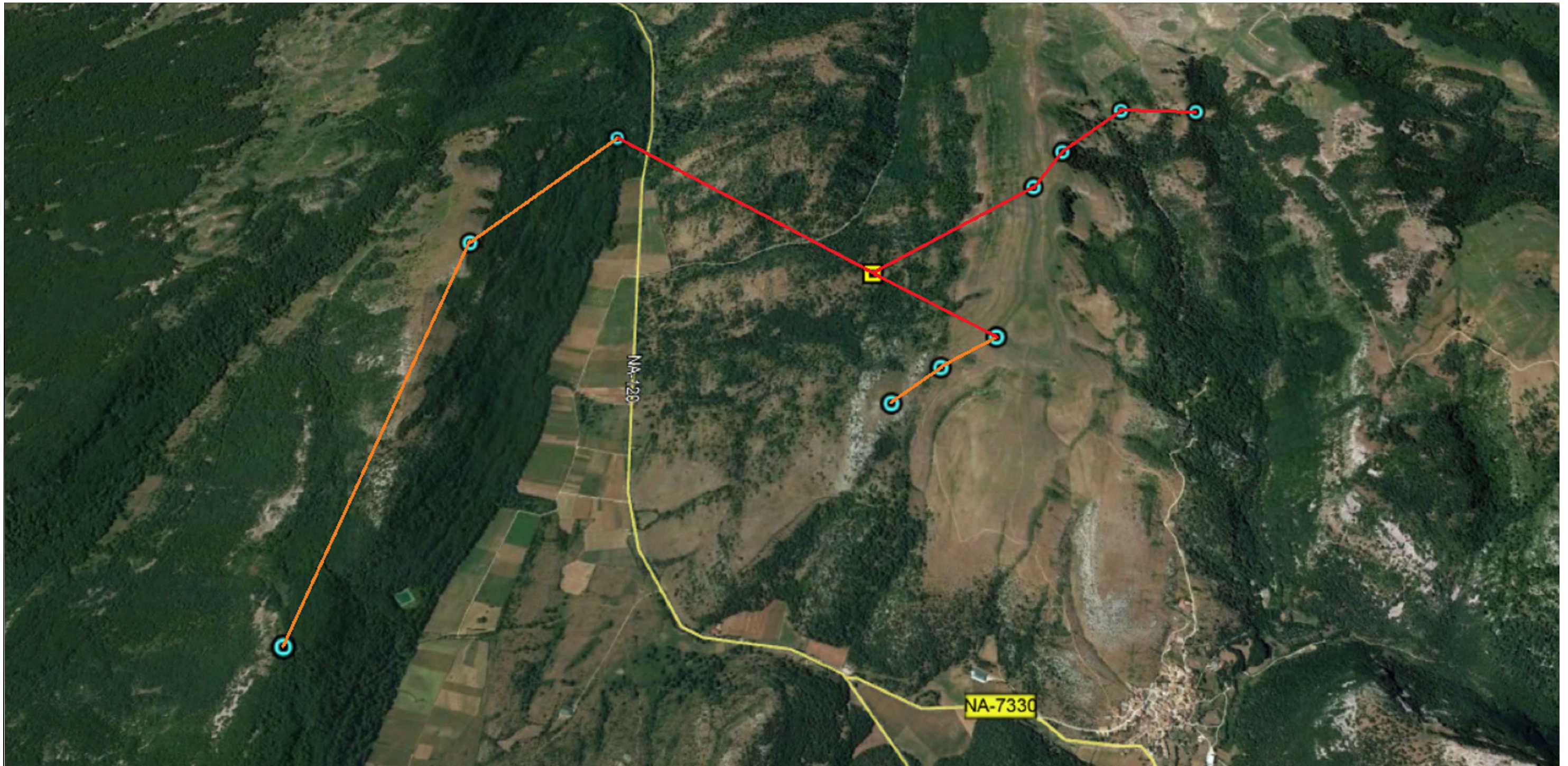
Como ya se comentó, dado que los costes controlantes son los procedentes de los aerogeneradores, un incremento en el resto de costes implicados solo supone un incremento de apenas el 1%, aún así se contemplarán los dos casos para el análisis. Para concluir con éste, cabe recordar que se evaluará la rentabilidad del proyecto, con la mejora propuesta, empleando el indicador del VAN ya formulado en el capítulo de viabilidad económica del proyecto. Al igual que en el proyecto original, se contará con los 80.000 € de costes anuales y los 300.000 € al final de la vida útil de la instalación por desmantelamiento.





Caso 1: Simplificado		Caso 2: Estimado	
VAN original	31.331.876,25 €	VAN original	31.331.876,25 €
VAN	31.921.939,28 €	VAN	31.525.106,21 €
Δ VAN	1,88%	Δ VAN	0,62%

Tabla 42. Valores del VAN tras la aplicación de la mejora

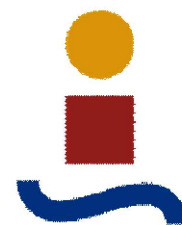
Tras finalizar el análisis, se llega a la conclusión del reducido beneficio de la mejora, suponiendo entre un 0,6% y un 2% con respecto al proyecto sin sobredimensionar. Lo que nos lleva a plantear la posibilidad de que sobredimensionar futuras instalaciones, si la normativa lo respaldase, podría resultar una medida positiva, aunque condicionada principalmente por la inversión inicial dispuesta a aportar para el proyecto. Pese a ello, esta medida garantiza una mayor producción de energía junto a un mayor aprovechamiento del terreno disponible, siendo posible el abastecimiento de una demanda cada día mayor. También se considera que la mejora es una oportunidad de estabilizar la producción frente a la incertidumbre inevitable del recurso eólico, permitiendo una mayor fiabilidad en el suministro, además de la flexibilidad de maniobra en caso de avería de algún aerogenerador.

ANEXO C: PLANOS



-  Aerogeneradores
-  Subestación
-  Línea de 300mm²
-  Línea de 400mm²

Plano nº1



Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA

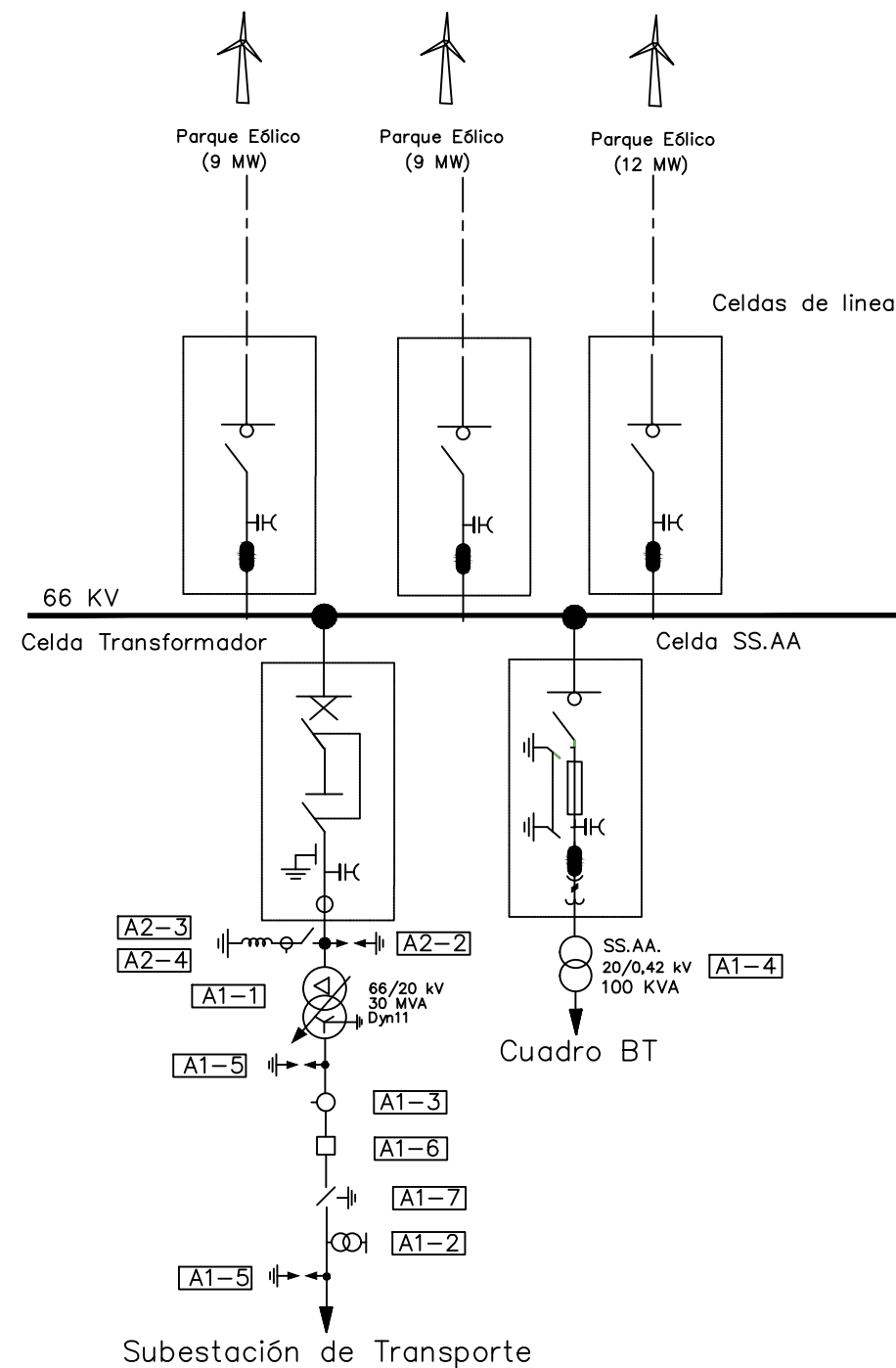
Plano de ubicación

Grado en Ingeniería de la energía | Julio 2018

Diseño de un parque eólico de 30MW

Germán Abril Contreras

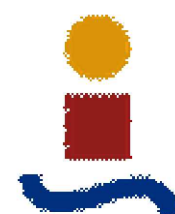
Escala
1:20000



EQUIPOS		
POS.	DESCRIPCION	CANTIDAD
A1-1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 30 MVA	1
A1-2	TRANSFORMADOR DE TENSION 66 kV CAPACITIVO	3
A1-3	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 66 kV.	3
A1-4	TRANSFORMADOR DE SS.AA. 100 kVA	1
A1-5	PARARRAYOS/AUTOVALVULA 66 kV	6
A1-6	INTERRUPTOR UNIPOLAR 66 kV	3
A1-7	SECCIONADOR 66 kV (BARRAS)	1
A2-1	AISLADOR DE APOYO 20 kV	1
A2-2	AUTOVALVULA 20 kV	1
A2-3	REACTANCIA 20 kV, 1000 A	1
A2-4	SECCIONADOR UNIPOLAR 24 kV	1

Plano nº2

Esquema unifilar



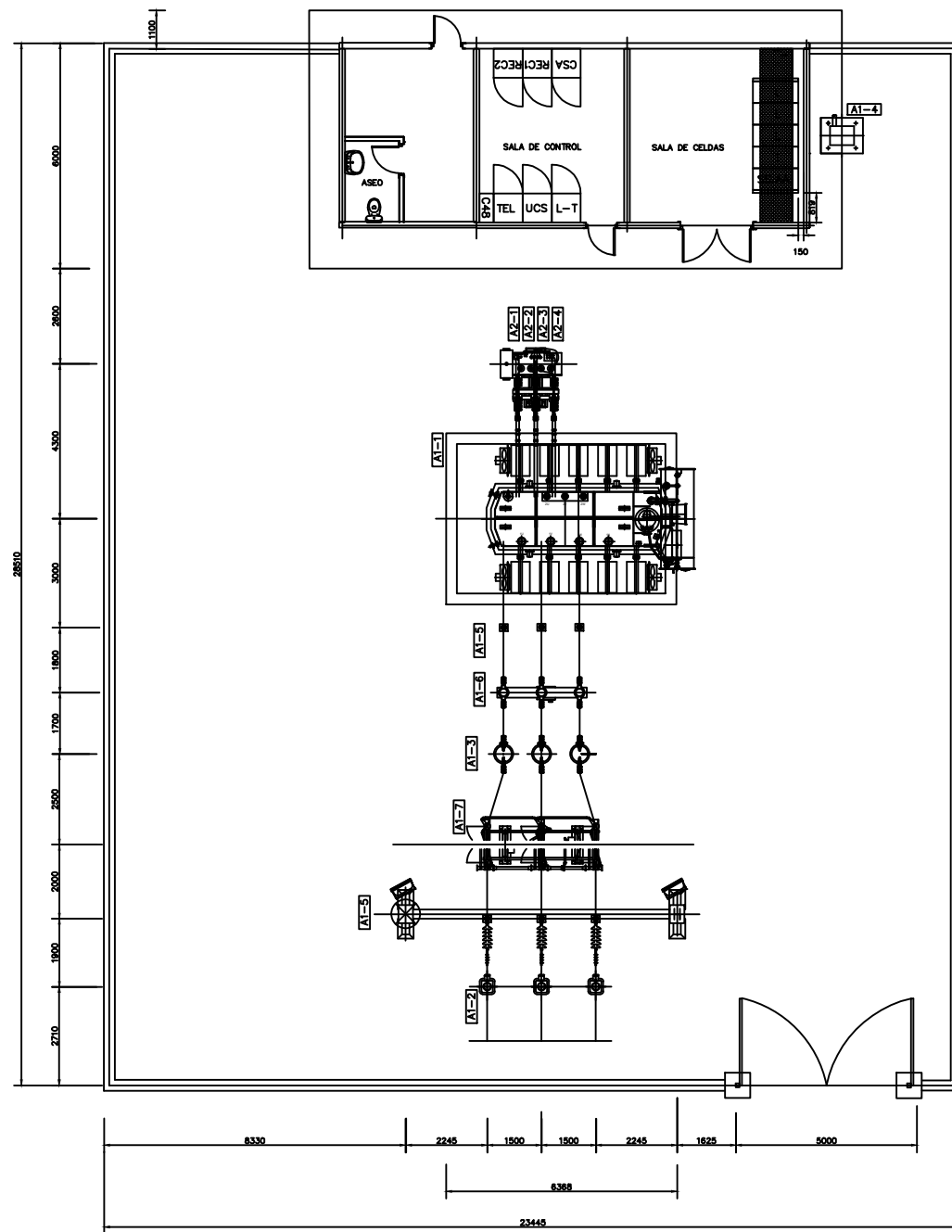
Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA

Grado en Ingeniería de la energía Julio 2018

Diseño de un parque eólico de 30MW

Germán Abril Contreras

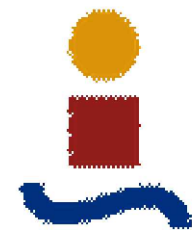
Escala
_



EQUIPOS		
POS.	DESCRIPCION	CANTIDAD
A1-1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 30 MVA	1
A1-2	TRANSFORMADOR DE TENSION 66 kV CAPACITIVO	3
A1-3	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 66 kV.	3
A1-4	TRANSFORMADOR DE SS.AA. 100 kVA	1
A1-5	PARARRAYOS/AUTOVALVULA 66 kV	6
A1-6	INTERRUPTOR UNIPOLAR 66 kV	3
A1-7	SECCIONADOR 66 kV (BARRAS)	1
A2-1	AISLADOR DE APOYO 20 kV	1
A2-2	AUTOVALVULA 20 kV	1
A2-3	REACTANCIA 20 kV, 1000 A	1
A2-4	SECCIONADOR UNIPOLAR 24 kV	1

Plano nº3

Planta de la subestación



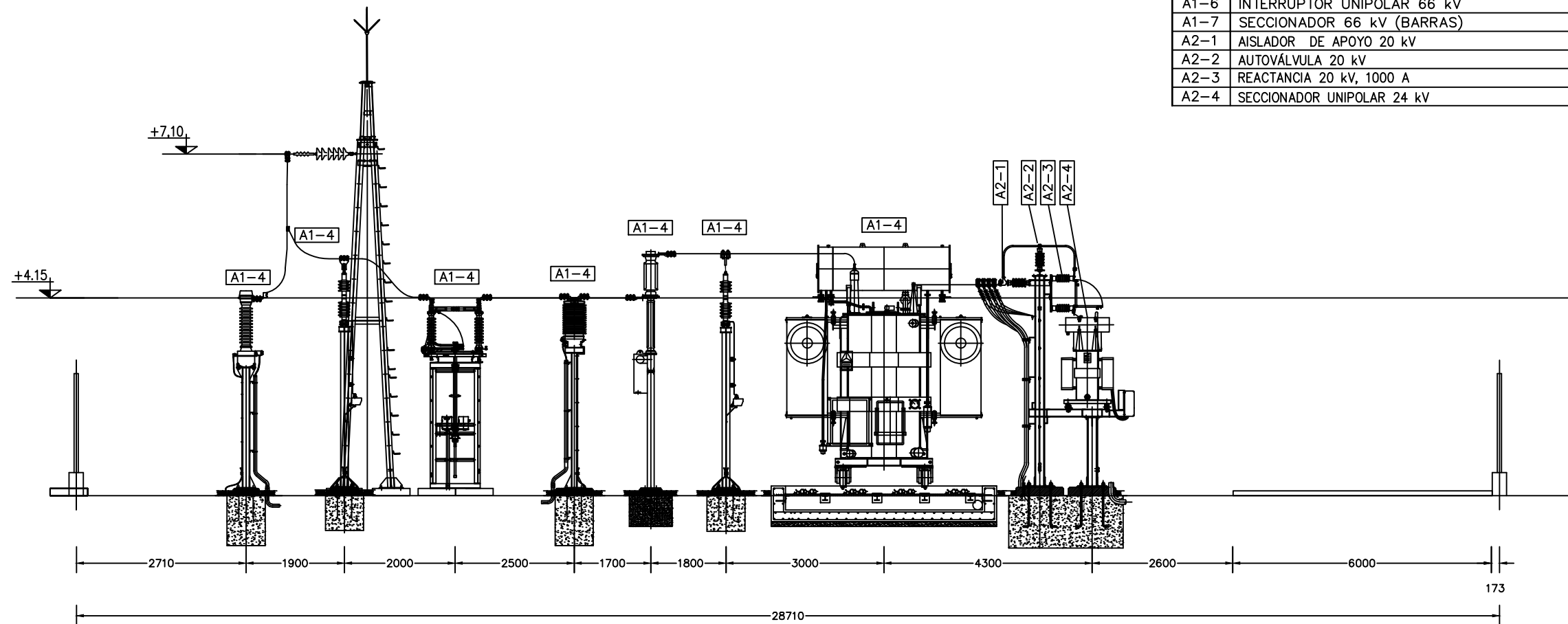
Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA

Grado en Ingeniería de la energía Julio 2018

Diseño de un parque eólico de 30MW

Germán Abril Contreras

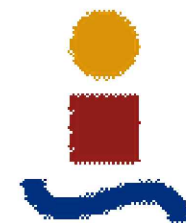
Escala
1:400



EQUIPOS		
POS.	DESCRIPCION	CANTIDAD
A1-1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 30 MVA	1
A1-2	TRANSFORMADOR DE TENSION 66 kV CAPACITIVO	3
A1-3	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 66 kV.	3
A1-4	TRANSFORMADOR DE SS.AA. 100 kVA	1
A1-5	PARARRAYOS/AUTOVÁLVULA 66 kV	6
A1-6	INTERRUPTOR UNIPOLAR 66 kV	3
A1-7	SECCIONADOR 66 kV (BARRAS)	1
A2-1	AISLADOR DE APOYO 20 kV	1
A2-2	AUTOVÁLVULA 20 kV	1
A2-3	REACTANCIA 20 kV, 1000 A	1
A2-4	SECCIONADOR UNIPOLAR 24 kV	1

Plano nº4

Alzado de la subestación



Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA

Grado en Ingeniería de la energía Julio 2018

Diseño de un parque eólico de 30MW

Germán Abril Contreras

Escala
1:90

REFERENCIAS

- [1] Asociación europea de la energía eólica: www.ewea.org
- [2] Global Wind Energy Council (GWEC): <http://gwec.net/>
- [3] Asociación Empresarial Eólica (AEE): <https://www.aecolica.org/anuario/2018>
- [4] WindEurope: <https://windeurope.org/>
- [5] Red Eléctrica Española (REE): <http://www.ree.es/es>
- [6] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE): <http://www.idae.es/>
- [7] The Wind Power: <https://www.thewindpower.net/>
- [8] Uso de herramienta Google y Google Earth
- [9] Norma UNE-EN 61400-1:2006: Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño
- [10] National Renewable Energy Laboratory (NREL): <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf>
- [11] Uso de herramienta de Openwind
- [12] Uso del manual de ayuda de Microsoft office: Excel
- [13] Uso de herramienta GLOBAL DATA EXPLORER de la NASA: <https://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>
- [14] Norma UNE 211435:2011: “Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0.6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica”
- [15] Norma UNE 2144-3-2. Sección 2: “Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia”
- [16] Gobierno de Navarra: Estaciones meteorológicas
http://meteo.navarra.es/estaciones/estacion_datos.cfm?IDEstacion=405&p_d=1047&fecha_desde=13%2F5%2F2017&fecha_hasta=13%2F5%2F2018
- [17] Gobierno de Navarra: Parque Natural Urbasa-Andía
<http://www.parquedeurbasa.es/informacion/el-parque/un-mundo-subteraneo.html>
- [18] RD 1955/2000: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019>
- [19] Catálogo Prysmian: Soluciones para media tensión cables y accesorios 2016
<https://es.scribd.com/document/318367965/201607-Prysmian-Catalogo-Soluciones-Para-Media->

[Tension-Cables-y-Accesorios-2016](#)

- [20] Generador de precios de la construcción. España. CYPE Ingenieros, S.A.:
<http://www.generadordeprecios.info/>
- [21] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE): <http://www.omie.es/inicio/publicaciones/informe-anual>
- [22] Ormazabal: <https://www.ormazabal.com/es/descargas/cat%C3%A1logos-y-documentaci%C3%B3n>
- [23] Tarifas forestales de Navarra: https://www.navarra.es/NR/rdonlyres/F8D69F46-A996-4090-8C10-8AD400A48F6C/382337/TFNAVERSION107_2019.pdf
- [24] < Diseño de las instalaciones eléctricas de alta tensión de un parque eólico, incluyendo líneas y cabinas de 20 kV, y subestación de evacuación de 45kV, 35MVA> María Lucía Ly Liu, Trabajo Fin de Grado, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)

