

Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la energía

Diseño de un Parque Eólico de 50 MW

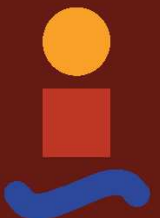
Autor: Raúl Noel Rodríguez

Tutor: Jesús Riquelme Santos

Juan Manuel Roldán Fernández

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

Sevilla, 2017



Diseño de un parque eólico de 50 MW

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Diseño de un Parque Eólico de 50 MW

Autor:

Raúl Noel Rodríguez

Tutor:

Jesús Riquelme Santos

Catedrático de Universidad

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Sustituto Interino

Depto. de Ingeniería Eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017

Diseño de un parque eólico de 50 MW

RESUMEN

Este proyecto consiste en diseñar un parque eólico con una potencia máxima de 50 MW, para lo cual se contará con una serie de turbinas de 3 MW de potencia cada una, siendo un total de 16 las finalmente dispuestas, por lo que el parque dispondrá finalmente de 48 MW.

En primer lugar, y tras una breve descripción del estado actual de esta tecnología, se hará uso de Openwind, software especializado en simulación de parques eólicos y con el que dispondremos de la configuración final de nuestro parque. Se verá cómo trabajar con este programa, cómo introducir los datos necesarios para su explotación, cómo crear el parque dentro de la interfaz del propio programa y finalmente se estudiará la producción energética de dos parques para su posterior comparación y finalmente, elección del mejor de ellos.

En segundo lugar, una vez decidido la localización final del parque se procederá al diseño de la red de media tensión, mediante el uso de tres criterios: térmico, caída de tensión y económico; se diseñará el conjunto de celdas que conectan la generación con la aparatamenta que transforma y vierte esta energía en la red y se hablará brevemente sobre estos últimos elementos: que transformador necesitaremos y cuál es la aparatamenta eléctrica de alta tensión más relevante. También serán incluidos planos para su mejor comprensión.

Y por último, se añadirá un estudio económico (calculando VAN Y TIR) así como un presupuesto que ayuden a discernir la viabilidad del proyecto y su interés.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Documento 1: MEMORIA
- Documento 2: PRESUPUESTO
- Documento 3: PLANOS

ÍNDICE DE LA MEMORIA

Contenido

CAPÍTULO 0	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETO & RESUMEN DEL TRABAJO FIN DE GRADO	1
1.2 ALCANCE DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO	1
1.3 PANORAMA ACTUAL (ESTADO DEL ARTE)	2
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS DEL RECURSO/POTENCIAL EÓLICO	5
1. ELECCIÓN EMPLAZAMIENTO	5
1.1 POTENCIAL EÓLICO	5
1.2 MEDICIONES DEL RECURSO EÓLICO	7
2. OPENWIND	13
2.1 INTRODUCCIÓN	13
2.2 PRIMEROS PASOS EN OPENWIND	13
2.2.1 MAPAS	13
2.2.2 TORRES DE MEDIDA METEOROLÓGICAS (MET MASTS)	16
2.3 CREACIÓN DEL PARQUE EÓLICO EN OPENWIND	23
2.4 SIMULACIÓN Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	30
CAPÍTULO 2: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	35
1. INTRODUCCIÓN	35
2. DISEÑO RED DE MEDIA TENSIÓN (20 kV)	35
2.1 ELECCIÓN DE LA TENSIÓN ASIGNADA DEL CABLE	35
2.2 CÁLCULO INTENSIDAD NOMINAL	36
2.3 ELECCIÓN DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR	36
2.3.1 DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES POR CRITERIO TÉRMICO	37
2.3.2 DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES POR CAÍDA DE TENSIÓN	41
2.3.3 DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES POR CRITERIO ECONÓMICO	51
3. PREDISEÑO DE LA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA	57
3.1 INTRODUCCIÓN	57

3.2	EDIFICIO DE CONTROL	58
3.2.1	SALA DE CONTROL	58
3.2.2	SALA ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN (20 KV).....	58
3.2.2.1	CELDA DE ENERGÍA	58
3.2.3	DISPOSICIÓN DE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y CONEXIÓN AL TRANSFORMADOR.....	60
3.3	ESTACIÓN INTEMPERIE A 220 kV	62
3.3.1	POSICIÓN DE TRANSFORMADOR	62
3.3.2	POSICIÓN DE LÍNEA.....	62
3.3.3	DESCRIPCIÓN APARAMENTA ELÉCTRICA	62
CAPÍTULO 3: VIABILIDAD ECONÓMICA		65
1.	COSTOS INICIALES	65
2.	COSTOS ANUALES.....	66
3.	OTROS.....	66
4.	INGRESOS	66
5.	CÁLCULO VAN Y TIR	67
6.	CONCLUSIONES.....	67
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES		69
CAPÍTULO 5: REFERENCIAS		71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Potencia total instalada (GWEC)	2
Figura 2. Evolución potencia eólica instalada en España (AEE)	3
Figura 3. Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas (AEE)	3
Figura 4. Cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2016 (AEE)	4
Figura 5. Densidad de potencial eólico medio anual a 80 m (IDAE)	5
Figura 6. Densidad de potencial eólico medio anual a 80 m ANDALUCÍA (IDAE)	6
Figura 7. Densidad de potencial eólico medio anual a 80 m GALÍCIA (IDAE)	7
Figura 8. Densidad potencial eólico medio anual Cádiz (IDAE)	8
Figura 9. Zonas protegidas-Cádiz (IDAE)	8
Figura 10. Datos de viento-CÁDIZ (IDAE)	9
Figura 11. Densidad potencial eólico medio anual GALICIA (IDAE)	10
Figura 12. Zonas protegidas-GALICIA (IDAE)	10
Figura 13. Datos de viento-GALICIA (IDAE)	11
Figura 14. Tarifa, Cádiz (Google Earth)	12
Figura 15. Dumbria, A Coruña (Google Earth)	12
Figura 16. GLOBAL DATA EXPLORER	14
Figura 17. Paso 1: Selección del área	14
Figura 18. Paso 2: Descarga de datos	15
Figura 19. Plano en Openwind	16
Figura 20. Ejemplo Fichero en Excel	17
Figura 21 Diagrama de flujo bucle for	20
Figura 22. Ejemplo datos de viento en Excel	22
Figura 23. Ejemplo datos de viento en archivo de texto	23
Figura 24. Ficheros de datos de viento	23

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Figura 25. Disposición mapa y torres de medida meteorológica	24
Figura 26. Creación mapa de viento	25
Figura 27. Configuración parámetros cálculo mapa de viento	26
Figura 28. Mapa de viento	26
Figura 29. Creación capa TURBINAS	27
Figura 30. Relación parental	28
Figura 31. Configuración final Openwind Dumbría	29
Figura 32. Configuración final Openwind Tarifa	29
Figura 33. Parque Eólico Tarifa optimizado	31
Figura 34. Parque Eólico Dumbría optimizado	31
Figura 35. Intensidad máxima admisible por sección. (UNE 21145:211)	41
Figura 36. Distribución original turbinas Dumbría	43
Figura 37. Configuración turbinas-subestación I	44
Figura 38. Disposición final aerogeneradores Dumbría	45
Figura 39. Configuración turbinas-subestación II	47
Figura 40. Resistencia por sección en Ω/km	49
Figura 41. Reactancia por sección en Ω/km	49
Figura 42. Curva potencia aerogenerador	53
Figura 43. Tabla de frecuencia G1	54
Figura 44. Distancia recomendada edificio celdas	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Energía neta producida	31
Tabla 2. Datos característicos parque 1	32
Tabla 3. Niveles de tensión recomendados para redes trifásicas.	36
Tabla 4 Intensidad nominal generada por circuito	36
Tabla 5. Temperaturas máximas en el conductor. Fuente UNE 21145:2011	37
Tabla 6. Factores de corrección para distintas temperaturas. Fuente UNE	38
Tabla 7. Factores de corrección para distintas profundidades. (UNE 21145:2011)	38
Tabla 8. Resistividad térmica del terreno en función a su naturaleza y humedad	39
Tabla 9. Factores de corrección para distintas resistividades térmicas	39
Tabla 10. Factor de corrección final	40
Tabla 11. Intensidad máxima admisible I_z (A)	40
Tabla 12. Distancias relativas a turbina base	43
Tabla 13. Posición Subestación	44
Tabla 14. Distancias circuitos a subestación	48
Tabla 15. Datos característicos parque 2	46
Tabla 16. Localización Subestación	47
Tabla 17. Distancia total circuitos-subestación	48
Tabla 18. Cálculo caídas de tensión	50
Tabla 19. Curva de potencia aerogenerador	53
Tabla 20. Cálculo intensidad que genera 1 turbina para cada valor de viento k	55
Tabla 21. Energía tota perdida para cada sección	56
Tabla 22. Cálculo VAN	57
Tabla 23. Especificaciones técnicas celda de línea ORMAZÁBAL cgmcosmos-l	59
Tabla 24. Especificaciones técnicas celda SSAA ORMAZÁBAL cgmcosmos-a	59

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Tabla 25. Especificaciones técnicas celda transformador MESA cpg.0-v	60
Tabla 26. Inversión inicial	66
Tabla 27. VAN & TIR	67

Documento nº1:

MEMORIA

Diseño de un parque eólico de 50 MW

CAPÍTULO 0

1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETO & RESUMEN DEL TRABAJO FIN DE GRADO

La finalidad del presente proyecto es el diseño de un parque eólico de 50 MW (potencia máxima), el cual contará con un total de 16 aerogeneradores de 3 MW de potencia, lo que supondrá finalmente una potencia total instalada de 48 MW.

Para dicho diseño, el presente proyecto se podrá caracterizar principalmente por dos bloques: el primero de ellos, donde mediante el uso de bases de datos y software especializado, OpenWind, se hará un estudio del potencial/recurso eólico de diversas localizaciones, se determinará la configuración (localización) de los aerogeneradores óptima y se cuantificará la cantidad de energía eléctrica producida por el parque; mientras que el segundo bloque vendrá caracterizado por el diseño de la aparamenta eléctrica más importante del parque.

Por otro lado, resulta de interés destacar el trabajo desarrollado sobre las funcionalidades de Openwind, aquí descrito y desarrollado. Así pues, parte del alcance de este proyecto incluye también la adaptación de datos de viento y geográficos a este programa, si bien, existen programas en el mercado cuya labor incluye este proceso de introducción de datos y que son de pago, este proyecto facilita alternativas a éstos mediante su interacción con otros programas (Matlab y Excel) y bases de dato externas: IDAE [5] Y GLOBAL DATA EXPLORER [6].

Por último, es objeto de este proyecto además hacer un estudio de la rentabilidad del parque, lo que nos ayudará a determinar si merece la pena llevarlo o no.

1.2 ALCANCE DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO

El alcance de este Trabajo de Fin de Grado incluye los siguientes puntos:

- Estudio previo del recurso eólico
- Tratamiento previo información e inclusión en software especializado de simulación de parques eólicos.
- Simulación del parque eólico y comparativa para diversas localidades.
- Diseño infraestructura eléctrica.
- Rentabilidad del parque eólico

1.3 PANORAMA ACTUAL (ESTADO DEL ARTE)

En la actualidad, la energía eólica es una de las energías renovables más madura y desarrollada, tan solo por detrás en cuanto impacto se refiere de la energía hidráulica. Tanto es así que, en 2015, según la “Renewable Energy Policy Network for the 21st Century” [7], supuso el 23.42% de la potencia total instalada (1849 GW) en todo el mundo. Por otro lado, actualmente acumula a nivel global un total de 486.749 GW de potencia instalada, con un crecimiento el último año de un 12.4%, siendo China, Estados Unidos, Alemania, India y España los principales productores mundiales.

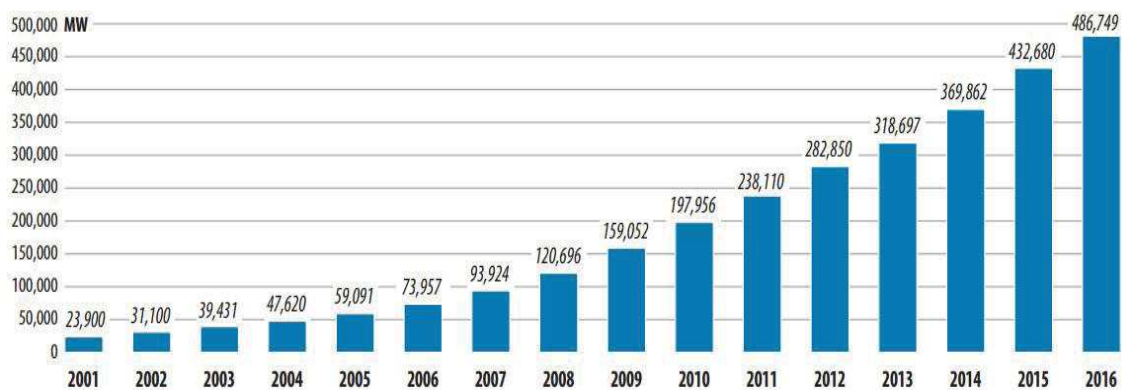


Figura 1. Potencia total instalada (GWEC)

En la Figura 1, además, cedida por la Global Wind Energy Council [2], se aprecia además un crecimiento exponencial de esta energía a través de los años.

Más concretamente, en España la energía eólica percibió un aumento de la potencia instalada en 36 MW durante el año 2016, habiendo un total de 23.026 GW instalados, siendo la segunda fuente de generación eléctrica del país con una aportación al sistema eléctrico de 47.319 GWh, lo que supuso la cobertura de la demanda de energía eléctrica de un 19.3 %.

Atendiendo a los números presentados, España contaría con el 4.73% de la potencia total instalada en todo el planeta.

Respecto a la potencia instalada, a continuación, la Figura 2 muestra la evolución de la misma, así como el reparto por comunidades autónomas:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

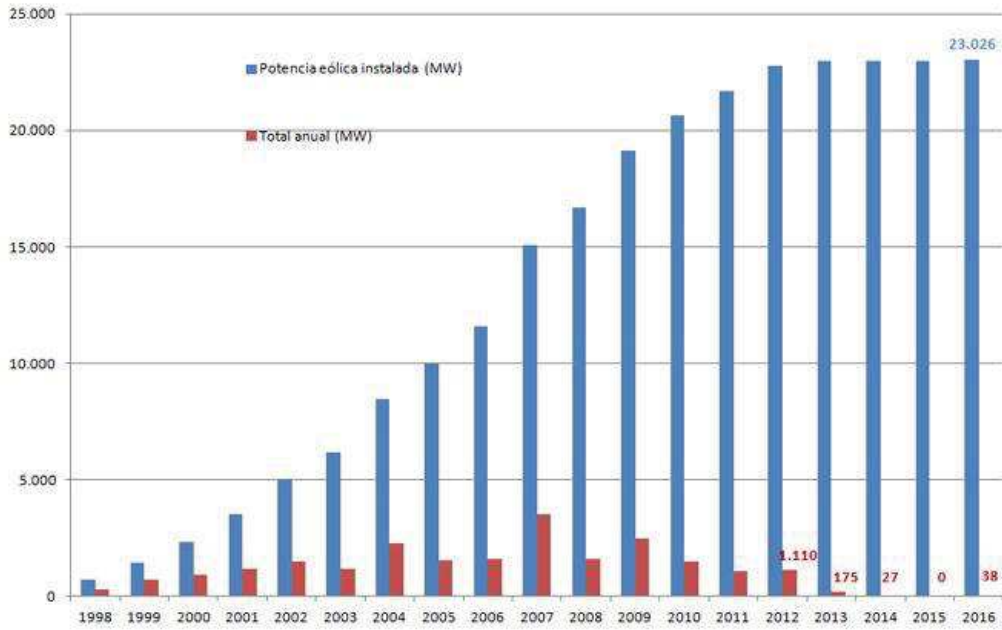


Figura 2. Evolución potencia eólica instalada en España (AEE)

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Potencia instalada en 2016 (MW)	Acumulado a 31/12/2016 (MW)	% sobre total	Nº de parques
Castilla y León	31,50	5.593	24,19%	243
Castilla-La Mancha	0,00	3.807	16,56%	139
Andalucía	0,00	3.338	14,52%	153
Galicia	2,10	3.330	14,48%	161
Aragón	0,00	1.893	8,24%	87
Cataluña	0,00	1.269	5,52%	47
Comunidad Valenciana	0,00	1.189	5,17%	38
Navarra	0,00	1.004	4,37%	49
Asturias	0,00	518	2,26%	21
La Rioja	0,00	447	1,94%	14
Murcia	0,00	262	1,14%	14
Canarias	4,60	182	0,77%	57
País Vasco	0,00	153	0,67%	7
Cantabria	0,00	38	0,17%	4
Baleares	0,00	4	0,02%	46
TOTAL	38,20	23.026	100,00%	1.080

Figura 3. Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas (AEE)

Tal y como se puede ver en las imágenes recién adjuntadas, Figuras 2 y 3, acordes a la información facilitada por la Asociación Empresarial Eólica, AEE [1], podría decirse que esta tecnología se encuentra en un estado actual de estancamiento en el cual apenas se produce crecimiento de la misma. Aun así, se espera un crecimiento en los próximos años de este sector con vistas al cumplimiento de los objetivos energéticos de la Unión Europea para 2020: reducir emisiones, ahorrar consumo de energía y promover las renovables todo en un 20%. Así, recientemente se

Diseño de un parque eólico de 50 MW

adjudicaron a la eólica una subasta de 2980 MW de 3000 MW totales subastados, a instalar para cumplir estos objetivos.

Por otro lado, destacar como las Comunidades Autónomas más importantes en el sector son Castilla Y León con un 24. 19%, Castilla-La Mancha con un 16. 56% y Andalucía y Galicia con un 14.52% y 14.48% respectivamente.

Por último, aunque la generación eólica ha descendido ligeramente durante los últimos 3-4 años, encontrándose el pico de generación en el año 2013 con 54334 GWh, el pasado año constituyó la segunda fuente de generación con el 19.3%, solo por detrás de la energía Nuclear (22%), tal como muestra la Figura 4.

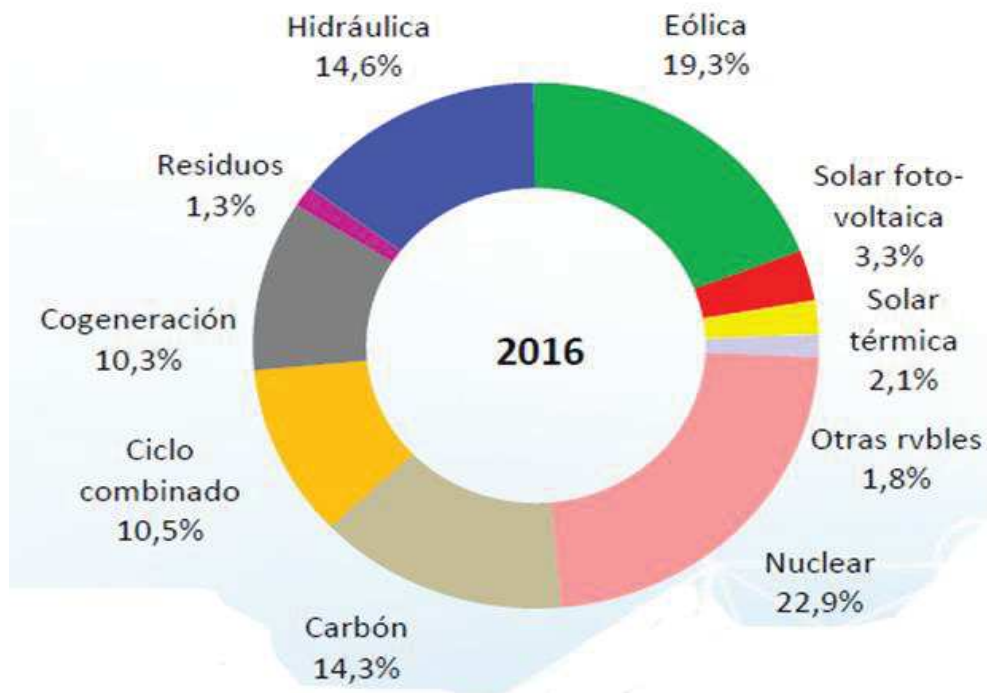


Figura 4. Cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2016 (AEE)

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS DEL RECURSO/POTENCIAL EÓLICO

1. ELECCIÓN EMPLAZAMIENTO

1.1 POTENCIAL EÓLICO

Antes de empezar a dar forma al contenido de este proyecto, habría que aclarar lo siguiente: las turbinas definidas al inicio de esta documentación presentan una altura de buje del rotor de 90 metros. Es por esto por lo que resulta de interés hacer el estudio del recurso eólico a alturas similares del mismo, si bien resultaría más preciso hacer un compendio de datos recogidos a diversas alturas, a modo de simplificación nos centramos en mediciones a 80 metros.

Dicho esto, la base de datos a la que se referirá el posterior desarrollo de este capítulo es la correspondiente al Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [5], el cual presenta un atlas eólico con diversos datos de viento a diversas alturas.

De él, se ha obtenido la Figura 5 que muestra al lector la densidad de potencia eólica media anual medida a la altura especificada, en este caso a 80 metros tal que así:



Figura 5. Densidad de potencial eólico medio anual a 80 m (IDAE)

Diseño de un parque eólico de 50 MW

En una primera aproximación, las zonas de mayor potencial eólico están en Andalucía y Galicia, precisamente dos de las regiones con mayor potencia instalada según se vio en el Estado del Arte del pasado capítulo.

Así, se decide hacer un estudio comparativo de dos parques eólicos instalados en dichas zonas que presentan las condiciones necesarias: buena densidad de potencial eólico, regularidad en el terreno, antecedentes con respecto al sector eólico etc. Posteriormente, previa justificación, se detallará cuál de estas Comunidades será elegida.

Antes de seguir con el desarrollo, se muestran a continuación la densidad de potencial en Andalucía y Galicia en las Figuras 6 y 7.

- Andalucía:

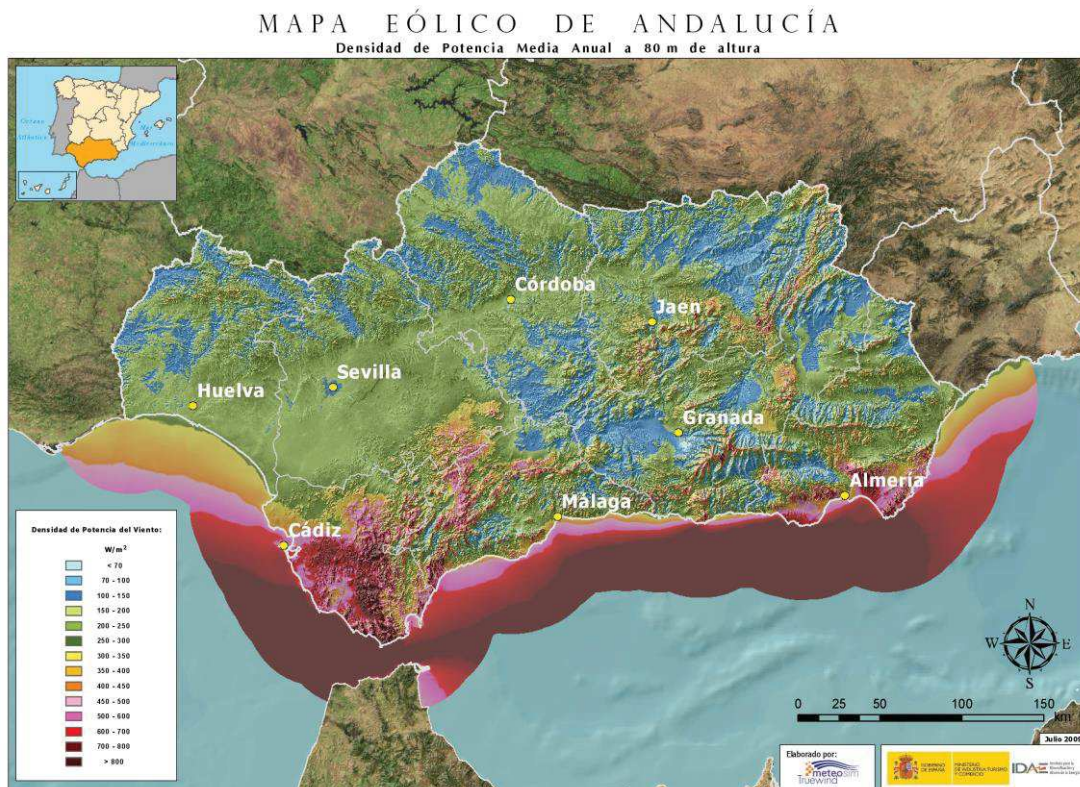


Figura 6. Densidad de potencial eólico medio anual a 80 m ANDALUCÍA (IDAE)

Diseño de un parque eólico de 50 MW

- Galicia:

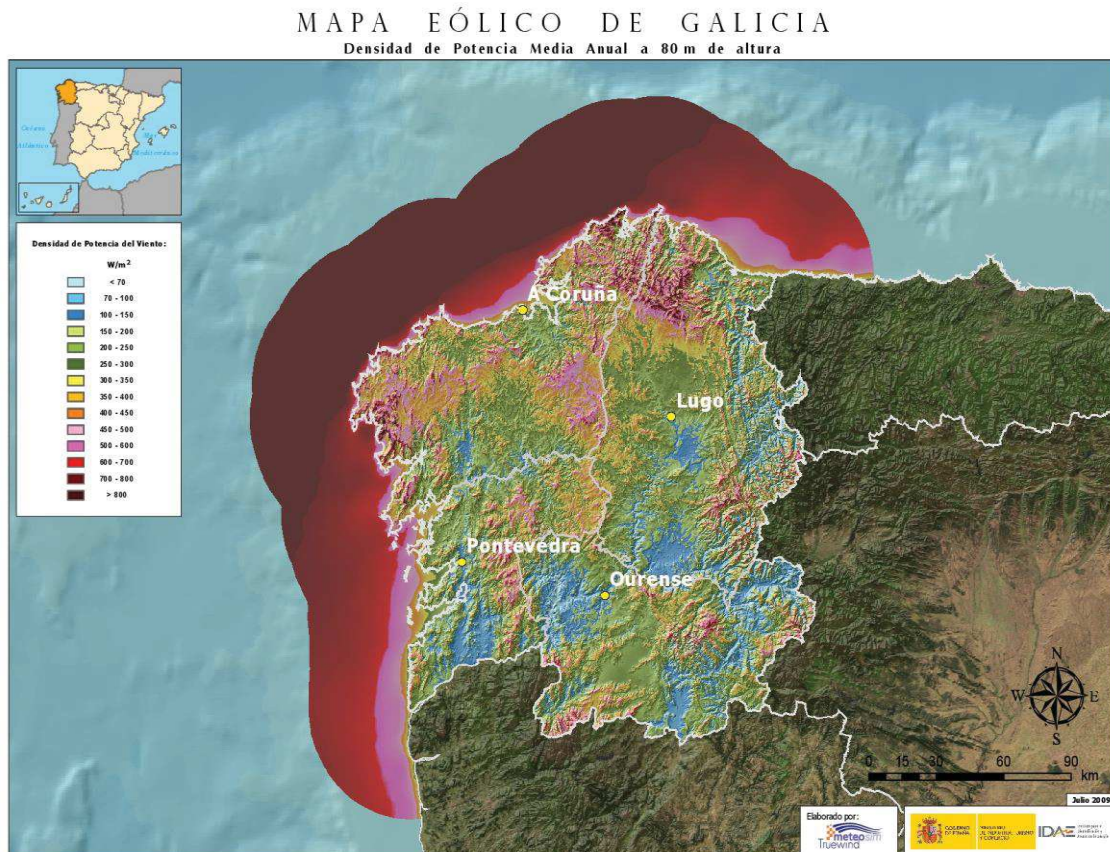


Figura 7. Densidad de potencial eólico medio anual a 80 m GALICIA (IDAE)

1.2 MEDICIONES DEL RECURSO EÓLICO

El siguiente paso del proyecto consiste en la extracción de datos de mediciones de viento sacados del IDAE [5] para su posterior tratamiento informático.

El Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía [5] presenta una matriz de puntos en la que cada elemento recoge una serie de valores medidos o simulados de forma que caracterizan al viento. Más concretamente, divide la rosa de los vientos en 16 partes de las cuales, ofrece los valores de los factores de escala (C) y de forma (K) de la distribución de Weibull, que mide la frecuencia del viento para una velocidad del viento dada y en una dirección determinada y también facilita frecuencia, velocidad media, y tanto por ciento de la potencia extraíble de cada dirección. Además, ofrece las coordenadas UTM y geográficas y algunos puntos, una representación gráfica de esta distribución de direcciones.

Sin más, lo siguiente que verán serán capturas donde el lector podrá visualizar todo lo anterior de forma más esclarecedora:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

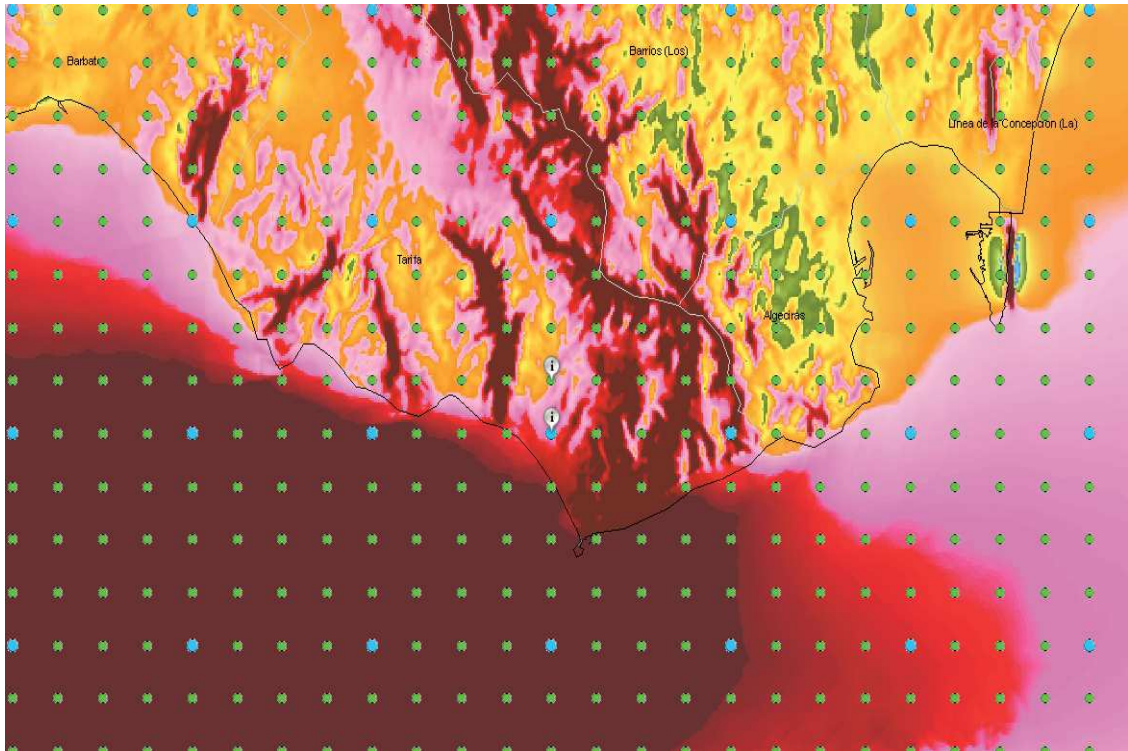


Figura 8. Densidad potencial eólico medio anual Cádiz (IDAE)

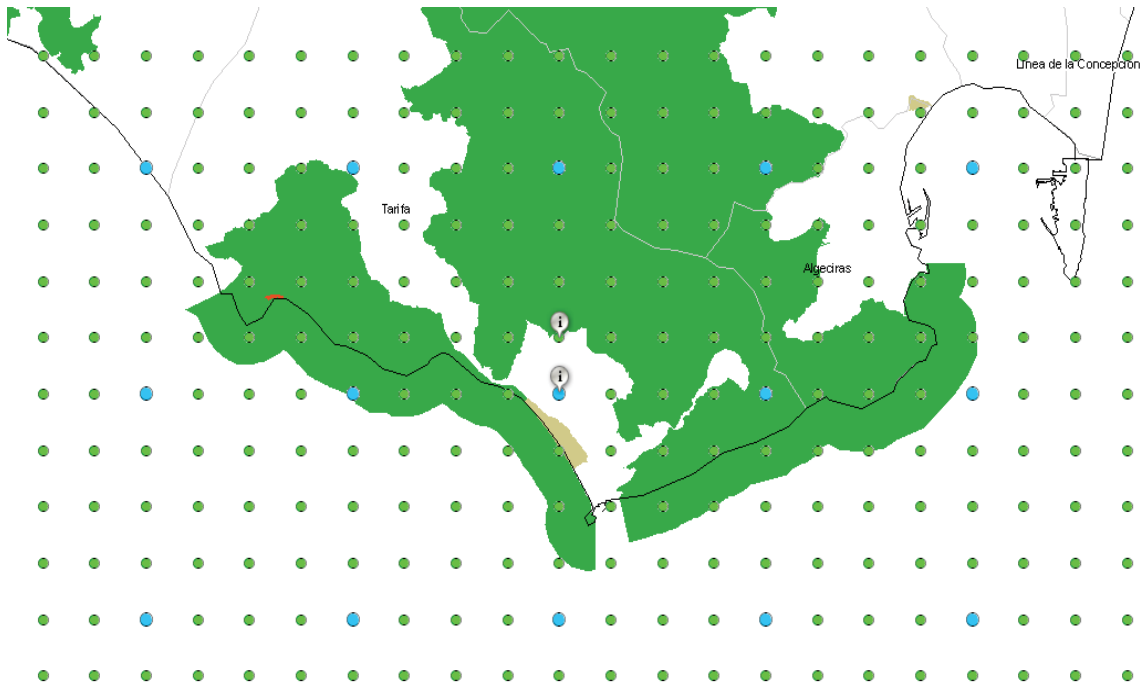


Figura 9. Zonas protegidas-Cádiz (IDAE)

Diseño de un parque eólico de 50 MW

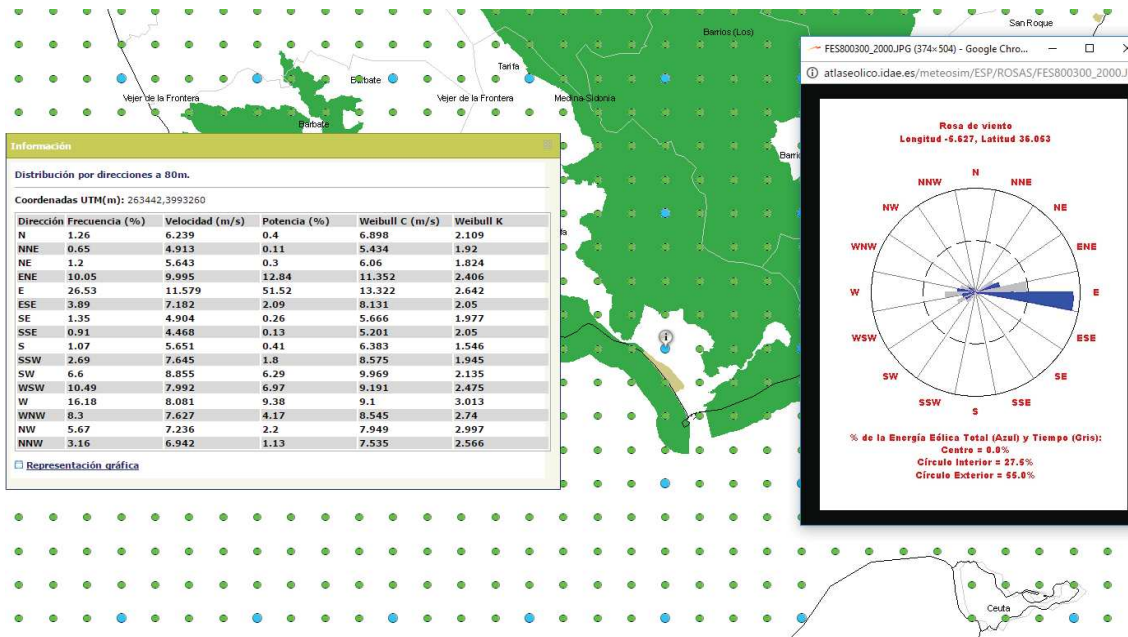


Figura 10. Datos de viento-CÁDIZ (IDAE)

Cabe destacar que para la ejemplificación de la información extraíble del IDAE [5] se ha recurrido a la inserción de imágenes correspondientes a la región escogida para la zona de Andalucía: Cádiz. La decisión se tomó en base a lo mostrado en la Figura 6 y 8, donde en color rojo intenso destaca esta zona como las de mayor potencial eólico a 80 metros. Así mismo, se puede observar la matriz de puntos de la que se ha hablado, así como dos iconos de información (“i”) situados en dicha imagen y que serán de los que se extraerán los datos de viento. La justificación de por qué son dos los puntos elegidos se mostrarán más adelante.

Por otro lado, la Figura 9 se ha añadido para demostrar al lector la consideración de terrenos o zonas protegidas las cuáles, obviamente, han sido descartadas del terreno potencial de explotación. De este modo el proyecto aseguro no estar violando dichas reservas naturales.

Por último, la Figura 10 visualiza la información que caracteriza el viento medido por torres meteorológicas de la zona tal y como ha sido descrito. Esta información será tratada más adelante, así como la descripción del proceso para ello y su aplicación práctica mediante software informático.

Además de Andalucía, Galicia ha sido mencionada como alternativa a la instalación del parque eólico. Por ello, las correspondientes imágenes que justifican la decisión de incluirla en este estudio:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

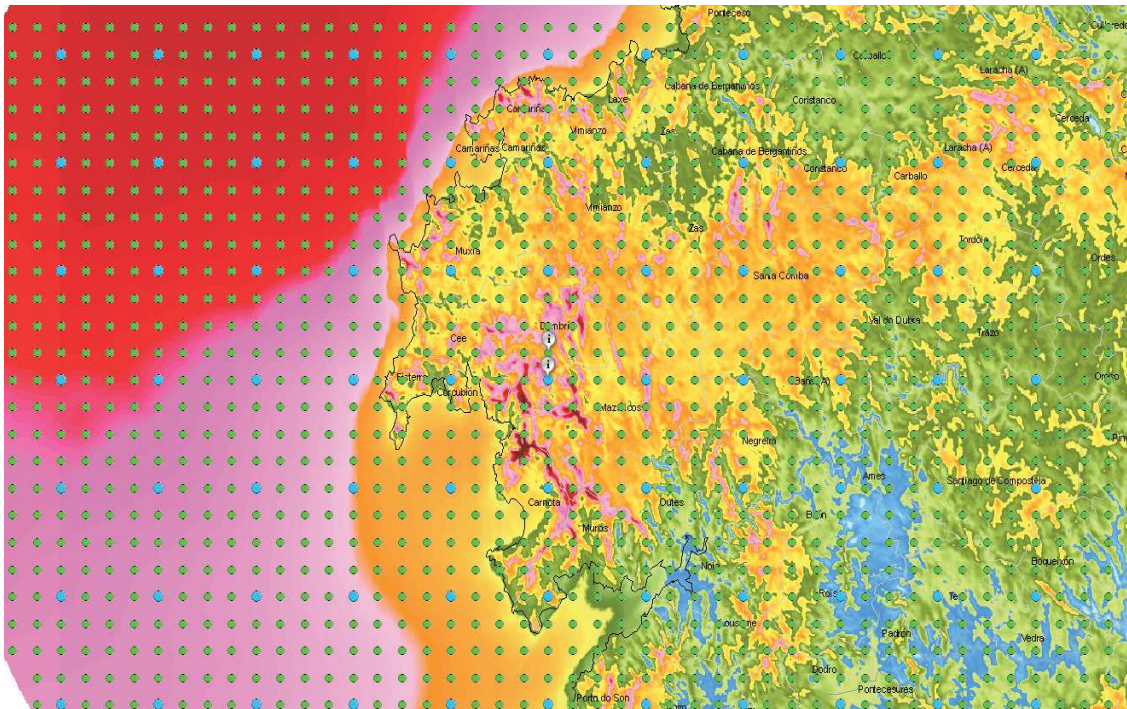


Figura 11. Densidad potencial eólico medio anual GALICIA (IDAE)

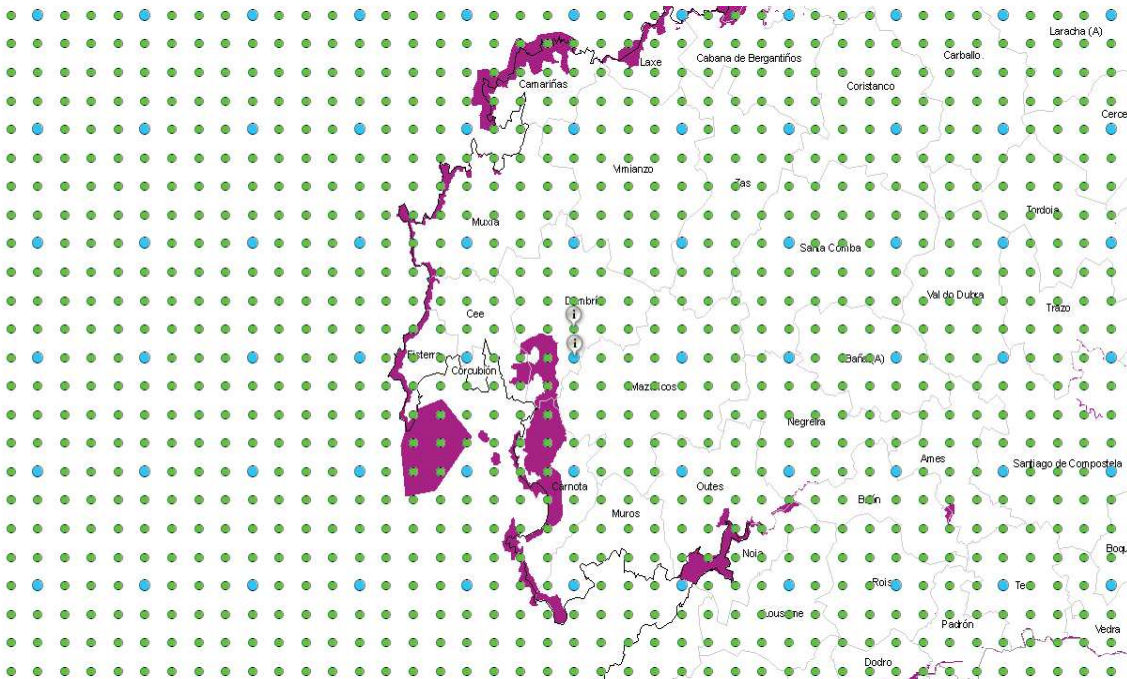


Figura 12. Zonas protegidas-GALICIA (IDAE)

Diseño de un parque eólico de 50 MW

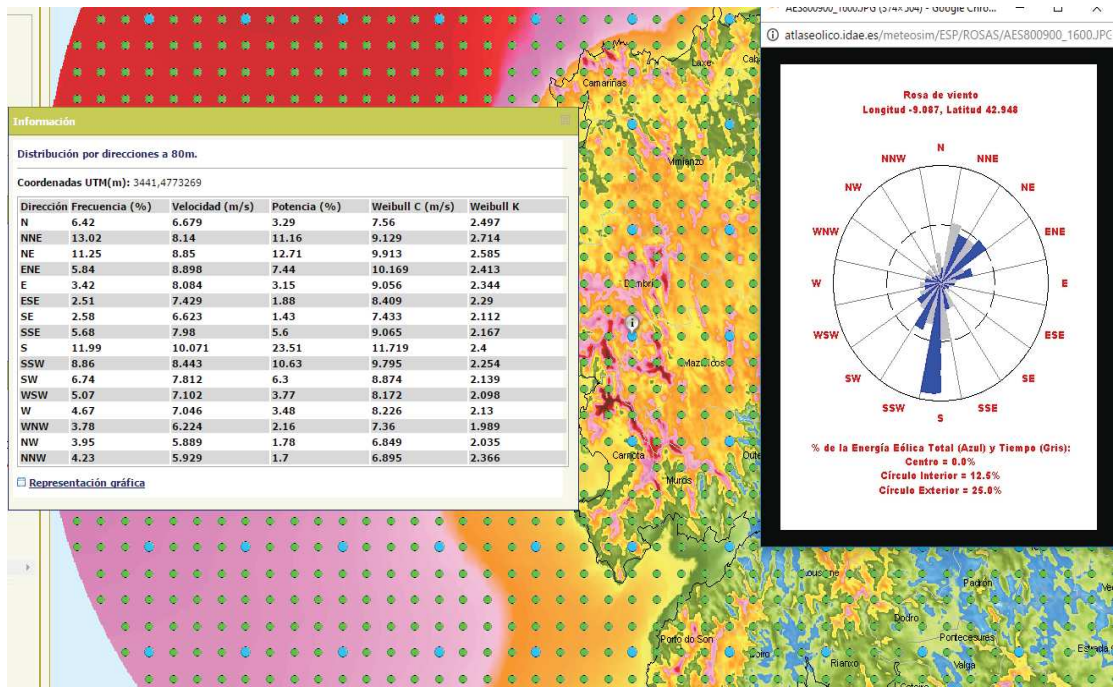


Figura 13. Datos de viento-GALICIA (IDAE)

Nuevamente, se han presentado datos de viento recogidos esta vez en una localidad gallega. La matriz de puntos de información es idéntica al primer caso, así como el formato de la información que presenta. Destacar también la consideración de zonas protegidas para su descarte a la hora de localizar el parque eólico. Como con Cádiz, se eligieron dos puntos para su posterior tratamiento los cuales fueron determinados de forma aleatoria condicionados una vez más por el colorido del mapa.

Para finalizar con este apartado, se van a mostrar ahora la localización exacta de los lugares comentados.

- Andalucía:

EL parque iría situado en torno a las siguientes coordenadas geográficas.

Latitud: 36.053 N

Longitud: -5.627 E

Estas coordenadas corresponden al municipio de Tarifa, Cádiz.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

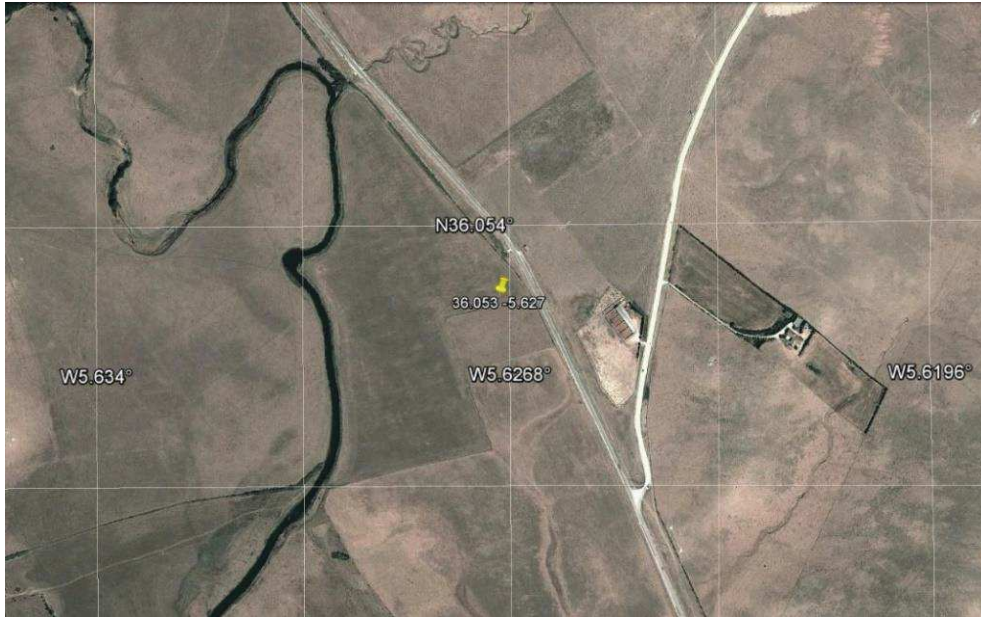


Figura 14. Tarifa, Cádiz (Google Earth)

- Galicia:

El parque iría situado en torno a las siguientes coordenadas geográficas:

Latitud: 42.948 N

Longitud: -9.087 E

Estas coordenadas pertenecen al municipio de Dumbría, en A Coruña, Galicia.

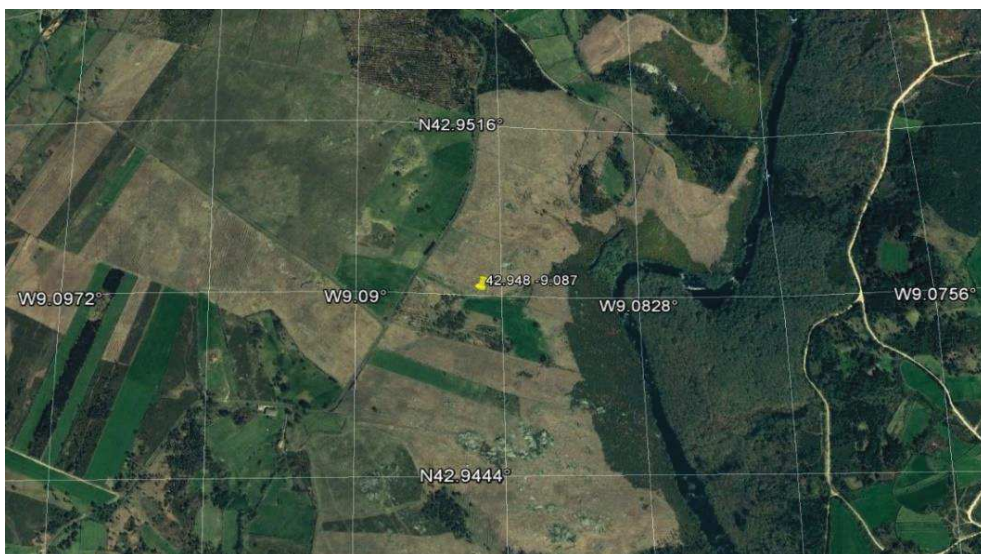


Figura 15. Dumbría, A Coruña (Google Earth)

Si bien las imágenes aquí mostradas ofrecen la localización exacta de las torres de medida de viento, así como una idea generalizada de las características del terreno, es conveniente aclarar

y/o recordar que el futuro parque eólico estaría expuesto en zonas próximas/cercanas a las mismas y no obligatoriamente justo donde se ha señalado. Por otro lado, nótese la idoneidad del terreno en las imágenes, donde la falta de estructuras, vegetación, la proximidad de carreteras etc. hacen que sean lugares propicios para este proyecto.

2. OPENWIND

2.1 INTRODUCCIÓN

Una vez obtenida la serie de datos de viento, toca realizar el cálculo de la energía eléctrica que se produciría en los emplazamientos descritos, apartado que se desarrollará en los siguientes puntos.

Para ello se utilizan modelos avanzados de simulación numérica, más concretamente, modelos linealizados de flujo (aplicables a topografía suave y sin desprendimiento de la capa límite) mediante el software informático especializado: OpenWind.

Destacar que, además del cálculo de la energía que produciría el parque eólico, la aplicación de este programa ayudará a definir de forma más específica la posición o localización de los aerogeneradores.

Así mismo, se hará un análisis comparativo de ambos emplazamientos a expensas de poder continuar el proyecto sobre la localización más interesante de cara a la producción energética.

Pero, qué es Openwind: Openwind es un software de aplicación para el diseño de proyectos sobre el recurso eólico y su optimización, que permite analizar y optimizar parques eólicos en función a sus costes, producción energética y pérdidas.

2.2 PRIMEROS PASOS EN OPENWIND

Antes de meternos de lleno en el estudio de la producción energética, es necesario disponer de los mapas y torres de medida meteorológicas correspondientes a las zonas de Dumbría (Galicia) y Tarifa (Cádiz), los cuales son pilares fundamentales para la posterior simulación en el programa. A continuación, se detallan como se obtienen y/o introducen en Openwind.

2.2.1 MAPAS

Éstos han sido obtenidos de la “GLOBAL DATA EXPLORER” [6], una herramienta puesta a disposición por la NASA a través de una de sus páginas web, cuya dirección se puede consultar en el correspondiente capítulo sobre referencias.

A continuación, la Figura 16 muestra el aspecto de la interfaz principal de esta página:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

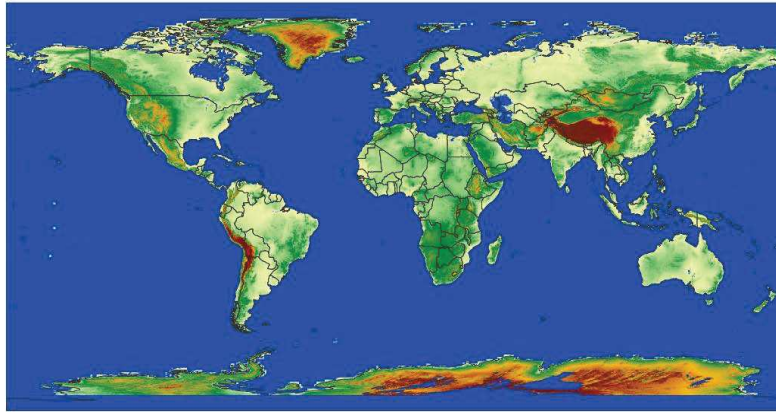
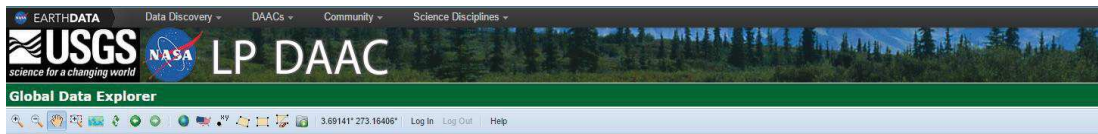


Figura 16. GLOBAL DATA EXPLORER

Esta herramienta permite pues, la extracción de mapas en diversos formatos. Para ello, habrían de seguirse los siguientes pasos:

- 1) Seleccionar área a descargar dentro del mapamundi (Es importante darse de alta por parte del usuario antes de llevar a cabo ninguno de los pasos dado que, sin él, no podrán llevarse a cabo):

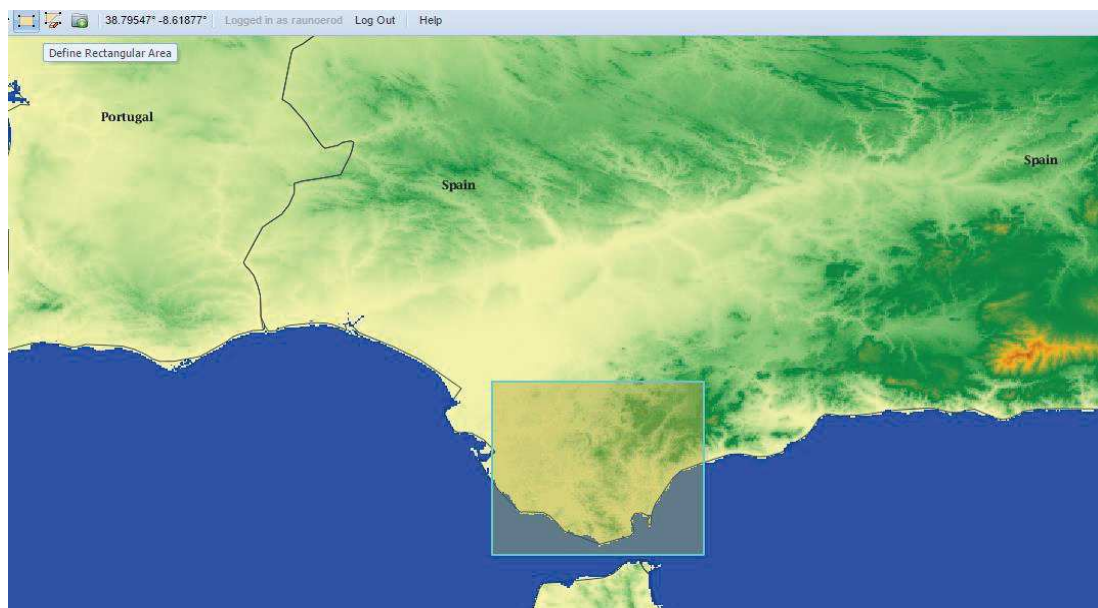


Figura 17. Paso 1: Selección del área

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Marcando la pestaña donde dice “Define Rectangular Area” se define, como su propio nombre indica, el área de interés donde se quiera o pretenda estudiar el parque eólico.

2) Descarga de datos para el área definida

Junto a la pestaña que se activó para definir el área, hay otra donde se lee “Download Data for Definid Area”. Si es activada, aparece una ventana emergente donde se caracteriza el conjunto de datos a descargar:

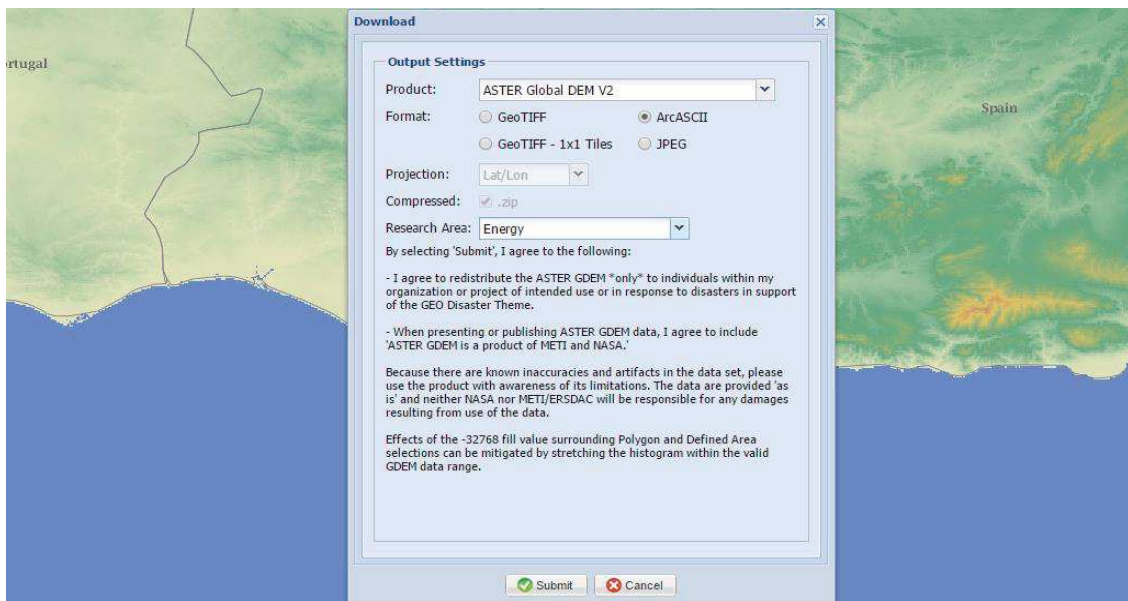


Figura 18. Paso 2: Descarga de datos

Es importante que, en la parte correspondiente al formato, sea seleccionado el denominado como “ArcASCII”. De este modo no habrá problemas en su lectura por Openwind.

Por otro lado, en la pestaña donde pone “Research Area”, marcar cualquiera de las opciones que aparecen en el desplegable, dado que esto no es relevante para el formato de los datos.

Una vez hecho todo esto, se continua hasta haber descargado los ficheros correspondientes. Éstos presentan los siguientes formatos: .asc y .tj.

De este modo, ya estarían disponibles los mapas. Por último, recordar que estos pasos habría que repetirlos tantas veces como mapas fuesen necesarios. En este ejemplo, se ha hecho con Cádiz, pero igualmente para el desarrollo del proyecto se hizo de igual modo con Galicia.

Ahora se verá como quedarían estos mapas en OpenWind.

Si se cogen los dos archivos descargados y se arrastran hasta el programa se podrá ver lo siguiente:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

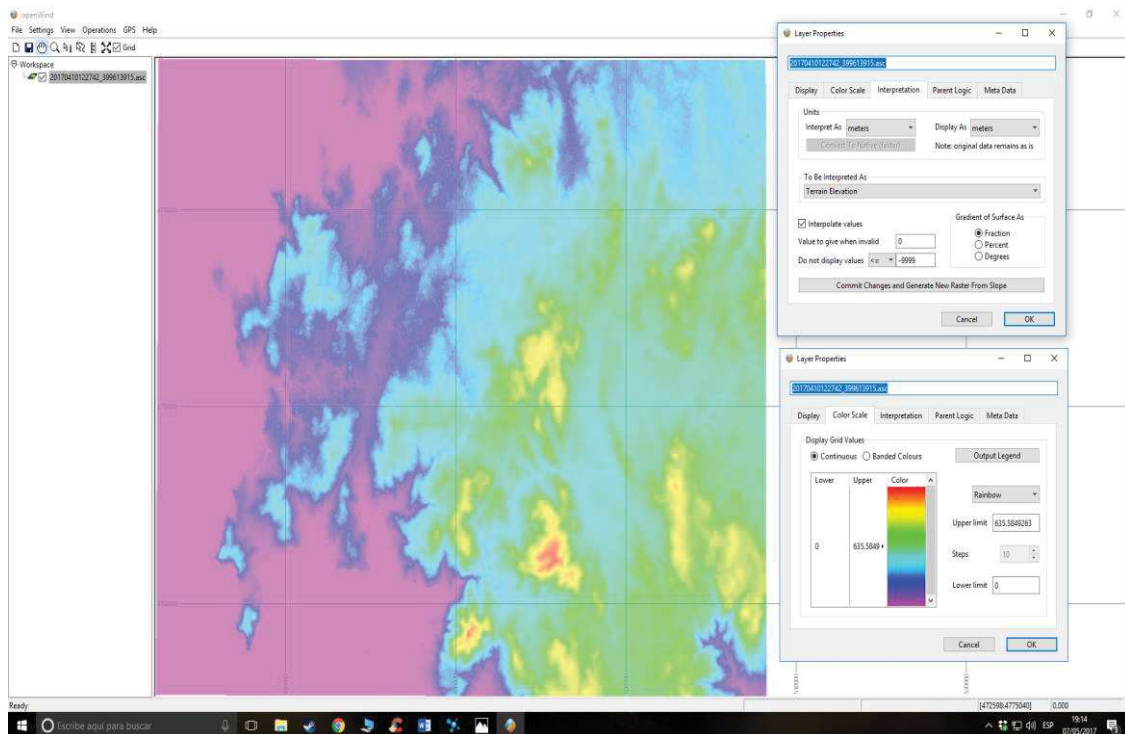


Figura 19. Plano en Openwind

En esta ocasión, el plano mostrado es el de Galicia. Es importante destacar dos cosas antes de continuar. En el apartado de propiedades del fichero adjuntado (click derecho sobre el mismo) en Openwind se ha de definir la interpretación del fichero como elevación de terreno (Terrain Elevation) y en la pestaña donde dice “Color Scale”, fijar el valor mínimo del límite (Lower limit) en 0. De no hacer esto último, la diferenciación del terreno por colores representativos de las diversas alturas quedaría confusa y no se podría hacer prácticamente distinción alguna de las zonas más altas de las más bajas.

2.2.2 TORRES DE MEDIDA METEOROLÓGICAS (MET MASTS)

El siguiente punto a considerar es la inclusión de las torres de medidas meteorológicas en el programa. Éstas permitirán al programa la creación de mapas de viento, los cuales son imprescindibles para la simulación del parque eólico. Así pues, en el punto presente se intentará discernir el proceso mediante el cual los datos de vientos procedentes del IDAE [5] son introducidos en el simulador.

Openwind admite diversos formatos para la interpretación de dichas torres. En todos ellos, el archivo en cuestión presenta en sus cuatro primeras líneas:

1. Nombre del documento asociado
2. Latitud (°), longitud (°) y altura del anemómetro (m).

Diseño de un parque eólico de 50 MW

3. Número de sectores en los que se divide la rosa de los vientos, factor de velocidad (diferencia entre velocidades consecutivas) y “direction offset” (por defecto 0).
4. Frecuencias para cada dirección de viento (% por ciento).

Respecto al resto del contenido, existen diversas alternativas. Es este proyecto, el formato que presentará el fichero será aquel en cuya matriz principal se represente la frecuencia de viento para una dirección y velocidad de viento concretas o distribución de Weibull. Además, es importante destacar que el formato final del documento creado ha de ser un fichero de texto convertido a .TAB, si bien durante este proceso el archivo creado en primera instancia será tipo Excel, dada la facilidad que presenta trabajar con matrices en dicha aplicación del paquete Office.

Dicho esto, y antes de continuar, así quedaría el archivo que se pretende crear:

GALICIA1									
	42.949		-9.088		80				
	16		1		0				
	3.42	5.84	11.25	13.02	6.42	4.23	3.95	3.78	4.67
1	13.317	8.920	6.857	6.698	15.884	24.296	39.756	36.832	23.667
2	33.028	23.376	20.299	21.674	43.521	59.982	76.587	69.120	49.869
3	54.395	40.118	37.475	42.036	74.955	95.755	104.938	94.062	73.707
4	74.490	57.148	56.228	64.967	103.855	123.795	121.850	109.828	92.439
5	90.864	72.665	74.320	87.155	124.573	138.611	126.641	115.987	104.344
6	101.687	85.100	89.543	105.135	133.282	138.181	120.696	113.432	108.786
7	105.981	93.270	100.018	115.950	128.972	124.263	106.841	104.028	106.177
8	103.726	96.523	104.511	117.869	113.629	101.467	88.512	90.143	97.779
9	95.802	94.817	102.669	110.854	91.420	75.475	68.957	74.164	85.377
10	83.747	88.698	95.072	96.575	67.227	51.211	50.686	58.128	70.911
11	69.412	79.168	83.091	77.917	45.174	31.707	35.231	43.505	56.145
12	54.604	67.501	68.565	58.147	27.708	17.905	23.195	31.148	42.442
13	40.792	55.012	53.408	40.066	15.491	9.216	14.483	21.361	30.664
14	28.945	42.867	39.247	25.434	7.879	4.318	8.584	14.048	21.192
15	19.507	31.938	27.185	14.837	3.639	1.840	4.833	8.866	14.016
16	12.485	22.748	17.731	7.932	1.523	0.712	2.587	5.374	8.876
17	7.586	15.485	10.876	3.876	0.576	0.250	1.317	3.130	5.383
18	4.374	10.071	6.266	1.726	0.197	0.079	0.637	1.753	3.127
19	2.392	6.254	3.386	0.698	0.060	0.023	0.294	0.944	1.741

Figura 20. Ejemplo Fichero en Excel

En la Figura 20, se muestra un fragmento del fichero en Excel que contiene la información correspondiente a los datos medidos de viento de una de las torres seleccionadas en Galicia. Se puede verificar en dicha imagen las características comentadas anteriormente. En orden descendente: nombre asignado al documento (primera línea); coordenadas y altura de medida del anemómetro (segunda línea); número de sectores en que se divide la rosa de los vientos, factor de velocidad y “direction offset” (tercera línea); frecuencia para cada una de las direcciones (cuarta línea) y a partir de ahí, la matriz de valores para la distribución de Weibull. Además, la primera columna señala todas y cada una de las velocidades de viento consideradas para las que se ha calculado la distribución de frecuencias de Weibull. Por último, es importante destacar que es fundamental mantener este mismo orden para los ficheros de torres meteorológicas. De no ser así, la lectura por parte de Openwind será errónea dado que este programa asigna a cada línea que lee el orden establecido en la descripción de las tablas. Por ejemplo, si el nombre del fichero se obviara y se dejase en blanco, la primera línea que leería el programa (la segunda aquí descrita)

Diseño de un parque eólico de 50 MW

la interpretaría como el nombre del fichero y, en consecuencia, la lectura de la torre real sería distinta a la real.

Dicho todo esto, surge la siguiente cuestión: de qué forma tomar los datos procedentes del IDAE [5] y formar la matriz de valores de Weibull. Nos centraremos en el cálculo de dicha matriz pues el resto de valores (velocidad de viento, frecuencia de direcciones de viento, y 3 primeras líneas) son introducidos de forma manual.

Ahora que se conoce la naturaleza del archivo .TAB, es obvio la necesidad de conocer la expresión del parámetro de Weibull y que es la siguiente:

$$p(u) = \frac{K}{C} X \left(\frac{u}{C} \right)^{(K-1)} \exp\left(-\left(\frac{u}{C}\right)^K\right) \quad (1)$$

Donde

- K: factor de forma (adimensional)
- C: factor de escala (m/s)
- u: velocidad del viento (m/s)

siendo K y C parámetros característicos de la distribución de Weibull que dependen únicamente de la dirección del viento en que sean considerados.

Así pues, habría que aplicar esta expresión para cada dirección y velocidad del viento medidas. Teniendo en cuenta que serán consideradas velocidades del viento desde 1 m/s hasta 36 m/s con paso entre ellas de 1 m/s y que se disponen de 16 direcciones distintas del viento, resulta que habría que aplicar esta expresión, teóricamente, un total de 36x16 veces. O lo que es lo mismo, calcular 576 valores distintos para la distribución de Weibull.

Obviamente, llevar a cabo esta tarea manualmente resultaría tedioso y poco eficiente. Por ello, se decide recurrir a la programación en Matlab. Gracias a un pequeño código en Matlab que represente un bucle iterativo “for” este cálculo será simplificado de forma más que considerable. Destacar además la facilidad que presente este programa para interactuar con Excel y transferir de forma prácticamente instantánea matrices de valores.

La idea a seguir entonces es la siguiente: es necesario crear una matriz de 36 filas y 16 columnas tal que cada uno de sus elementos, corresponde a la distribución de Weibull para una velocidad determinada y una dirección definida (K y C).

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Ahora, tomaremos como ejemplo la tabla de valores correspondiente a la Figura 13 para describir el proceso de obtención de la matriz descrita y posteriormente el archivo .TAB propio de una de las dos torres meteorológicas de Galicia, la cual recibirá el nombre de “G1”.

Una vez dentro del entorno de Matlab, se haría lo siguiente:

- 1) Se definen dos vectores que almacenaran los valores de los factores de escala y forma de la distribución de Weibull tal que así:

Vector Factor de Forma

```
k_g1= [2.344  2.413  2.585  2.714  2.497  2.366  2.035  1.989  2.13  2.098  2.139  
       2.254  2.4    2.167  2.112  2.29];
```

Vector Factor de Escala

```
c_g1= [9.056  10.169  9.913  9.129  7.56  6.895  6.849  7.36  8.226  8.172  8.874  
       9.975  11.719  9.065  7.433  8.049];
```

- 2) Una vez definidos estos vectores, se crea el código de programación que permita la obtención de la matriz de dimensiones 36x16

```
for i=1:16  
    a=k_g1 (i);  
    b=c_g1 (i);  
    for j=1:36  
        m_g1 (i,j)=1000*((a/b)*((j/b) ^ (a-1))*exp (-(j/b) ^a));  
    end  
end
```

Para aclarar el funcionamiento de este bucle, además del código de programación en Matlab se presenta su correspondiente diagrama de flujo:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

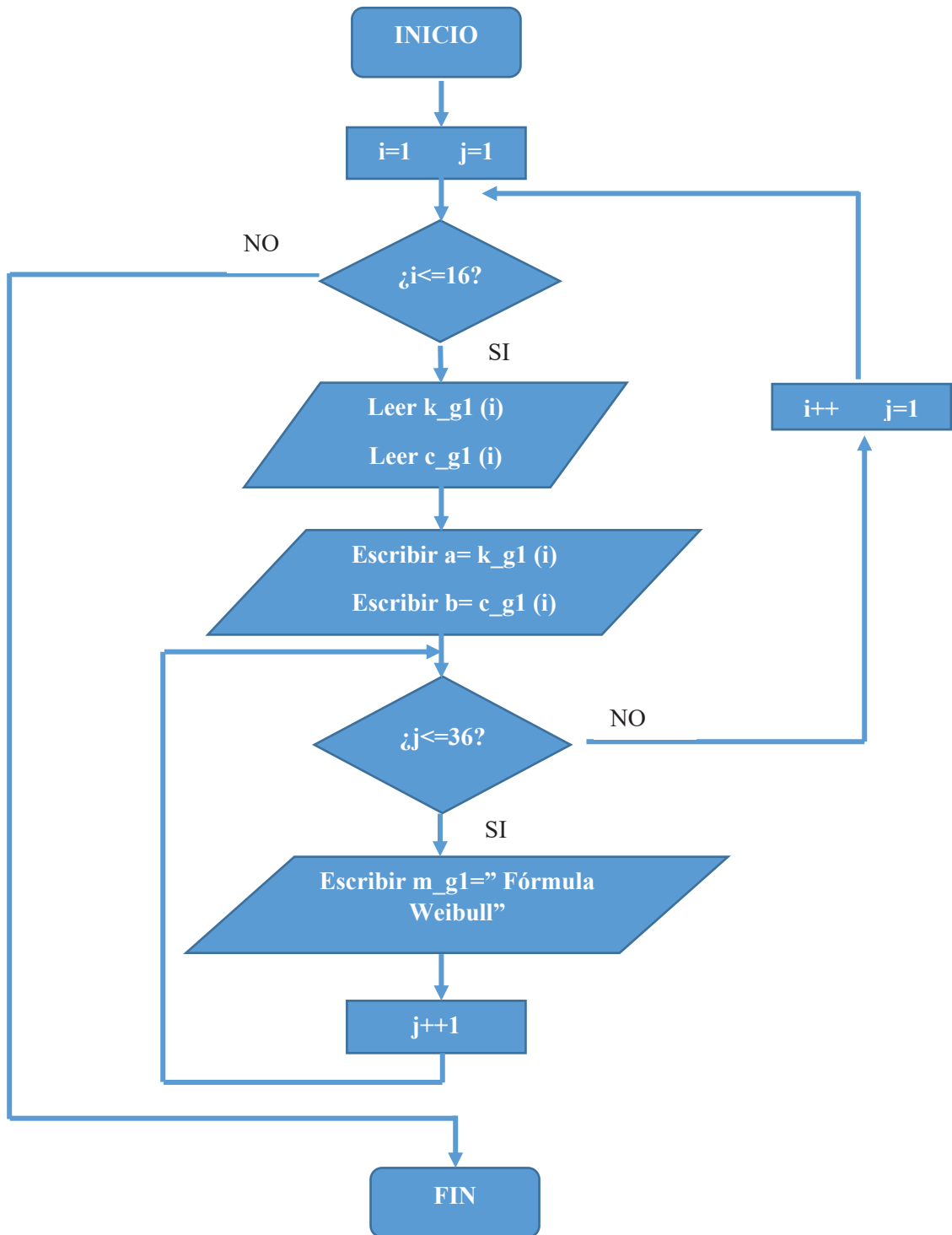


Figura 21 Diagrama de flujo bucle for

Diseño de un parque eólico de 50 MW

De esta forma Matlab genera matrices de 36 filas y 16 columnas. Antes de proseguir con este apartado, es importante comentar la razón por la que en el código de programación de este bucle for, se multiplica la fórmula correspondiente a la distribución de Weibull por mil. Esto se debe a que el formato del fichero final .TAB debe de representar cada uno de los valores que componen la matriz en tanto por mil.

Este proceso se repetiría tantas veces como torres meteorológicas se quieran añadir. En nuestro caso, 2 por cada territorio. Así, además de la matriz recién calculada `m_g1`, se calcularían `m_g2`, `m_t1` y `m_t2`, correspondientes a Galicia y a Tarifa en el caso de las dos últimas.

Ahora toca describir el proceso mediante el cual se transfieren estos datos a Excel:

Matlab admite un comando tal que crea una nueva hoja Excel y coloca la matriz en la posición que se le indique.

Dicho comando, en vistas a la creación del archivo Excel correspondiente a la matriz `m_g1` sería el siguiente:

```
xlswrite ('G1.xlsx',m_g1, 'Hoja1', 'B5');
```

Se distinguen cuatro términos en el comando. A continuación, su explicación:

- `G1.xlsx`..... Nombre asignado al fichero Excel que será creado.
- `m_g1`..... Matriz que desea ser transferido a dicho archivo.
- `Hoja1`..... Hoja de Excel sobre en la cual se quiere que aparezcan los datos de Matlab.
- `B5`..... Celda donde se desea que se grabe el elemento (1,1) de la matriz `m_g1`

Hay que tener en cuenta algunas consideraciones. Es importante escribir este comando tal cual, con las comillas incluidas. Además, el hecho de que el elemento de la matriz (1,1) sea colocado en B5 no ha sido arbitrario. Recuérdese que Openwind considera únicamente como datos de viento aquellos que estén escritos a partir de la 5 línea de las que componen al fichero .TAB. Además, la razón por la que es situado en la columna B es para dejar a su izquierda, la columna A, libre para poder añadir de forma manual los valores de velocidad de viento considerados: de 1 a 36 m/s con paso de 1 m/s (en total, las 36 filas de la matriz).

Ya se tendría el archivo en Excel. Es importante no olvidar que además de los valores de velocidad de viento, se ha de añadir un nombre (1 línea), valores de latitud, longitud y altura del anemómetro (2 línea) etc.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

A continuación, una imagen que esclarecerá la estructura de toda esta información:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	GALICIA1														
2		42,949		-9,088			80								
3		16		1			0								
4		3,42	5,84	11,25	13,02	6,42	4,23	3,95	3,78	4,67	5,07	6,74	8,86	11,99	
5	1	11.117	8,920	6,857	6,698	15,884	24,296	39,756	36,832	23,667	25,261	19,866	13,083	6,512	18
6	2	33,028	23,376	20,299	21,674	43,521	59,982	76,587	69,120	49,869	51,953	42,376	30,523	16,986	39
7	3	54,395	40,118	37,475	42,036	74,955	95,755	104,938	94,062	73,707	75,608	63,524	48,683	29,265	60
8	4	74,490	57,148	56,228	64,967	103,855	123,795	121,850	109,828	92,439	93,710	81,085	65,542	42,154	77
9	5	90,864	72,665	74,320	87,155	124,573	138,611	126,641	115,987	104,344	104,778	93,541	79,495	54,601	90
10	6	101,687	85,100	89,543	105,135	133,282	138,181	120,696	113,432	108,786	108,397	100,108	89,361	65,643	98
11	7	105,981	93,270	100,018	115,950	128,972	124,263	106,841	104,028	106,177	105,147	100,758	94,476	74,460	99
12	8	103,726	96,523	104,511	117,869	113,629	101,467	88,512	90,143	97,779	96,382	96,138	94,737	80,440	96
13	9	95,802	94,817	102,669	110,854	91,420	75,475	68,957	74,164	85,377	83,894	87,393	90,572	83,241	88
14	10	83,747	88,698	95,072	96,575	67,227	51,211	50,686	58,128	70,911	69,571	75,936	82,828	82,811	77
15	11	69,412	79,168	83,091	77,917	45,174	31,707	35,231	43,505	56,145	55,087	63,211	72,616	79,388	65
16	12	54,604	67,501	68,565	58,147	27,708	17,905	23,195	31,148	42,442	41,715	50,488	61,121	73,455	52
17	13	40,792	55,012	53,408	40,066	15,491	9,216	14,483	21,361	30,664	30,245	38,737	49,441	65,663	40
18	14	28,945	42,867	39,247	25,434	7,879	4,318	8,584	14,048	21,192	21,014	28,573	38,459	56,747	30
19	15	19,507	31,938	27,185	14,837	3,639	1,840	4,833	8,866	14,016	14,000	20,275	28,782	47,429	21
20	16	12,485	22,748	17,731	7,932	1,523	0,712	2,587	5,374	8,876	8,948	13,845	20,728	38,346	15
21	17	7,586	15,485	10,876	3,876	0,576	0,250	1,317	3,130	5,383	5,489	9,101	14,367	29,989	10
22	18	4,374	10,071	6,266	1,726	0,197	0,079	0,637	1,753	3,127	3,232	5,761	9,585	22,687	6
23	19	2,392	6,254	3,386	0,698	0,060	0,023	0,294	0,944	1,741	1,827	3,512	6,154	16,600	3

Figura 22. Ejemplo datos de viento en Excel

Aquí vemos un fragmento donde se distinguen el nombre de la hoja: Hoja1; de la torre meteorológica: Galicia1; en rojo, la posición del elemento (1,1) de la matriz calculada mediante Matlab; y el resto de elementos descritos anteriormente. No olvidar que los elementos de la matriz m_{gl} están en tanto por mil y que los valores de la fila 4, que representan la frecuencia con que se da cada dirección de la rosa de los vientos, en tanto por cien.

Lo siguiente que habría que hacer: guardar el archivo como texto (recomendación, hacerlo mediante la opción de separación mediante tabulaciones) y el fichero resultante, añadirle la extensión (cambiar formato) a su nombre .TAB.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

G1: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

GALICIA1

	42.949		-9.088		80				
	16		1		0				
	3.42	5.84	11.25	13.02	6.42	4.23	3.95	3.78	4.67
1	13.317	8.920	6.857	6.698	15.884	24.296	39.756	36.832	23.667
2	33.028	23.376	20.299	21.674	43.521	59.982	76.587	69.120	49.869
3	54.395	40.118	37.475	42.036	74.955	95.755	104.938	94.062	73.707
4	74.490	57.148	56.228	64.967	103.855	123.795	121.850	109.828	92.439
5	90.864	72.665	74.320	87.155	124.573	138.611	126.641	115.987	104.344
6	101.687	85.100	89.543	105.135	133.282	138.181	120.696	113.432	108.786
7	105.981	93.270	100.018	115.950	128.972	124.263	106.841	104.028	106.177
8	103.726	96.523	104.511	117.869	113.629	101.467	88.512	90.143	97.779
9	95.802	94.817	102.669	110.854	91.420	75.475	68.957	74.164	85.377
10	83.747	88.698	95.072	96.575	67.227	51.211	50.686	58.128	70.911
11	69.412	79.168	83.091	77.917	45.174	31.707	35.231	43.505	56.145
12	54.604	67.501	68.565	58.147	27.708	17.905	23.195	31.148	42.442

Figura 23. Ejemplo datos de viento en archivo de texto

Finalmente, para cada torre meteorológica se debe de tener tres ficheros: el Excel, el fichero de texto y el .TAB.

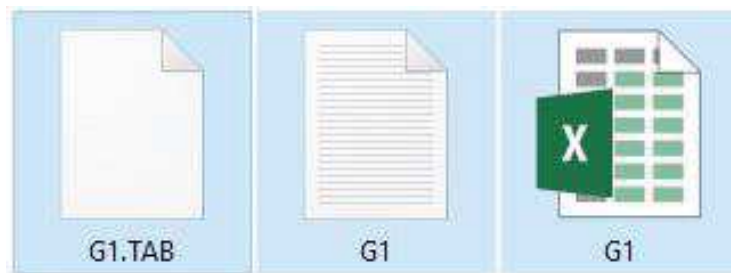


Figura 24. Ficheros de datos de viento

Finalmente, el archivo “G1.TAB” estaría listo para su directo volcado en Openwind. Por último, que no menos importante, volver a recordar que todos estos pasos, desde la elaboración de la matriz en Matlab hasta la creación final del fichero .TAB, ha de repetirse tantas veces como meteorológicas quieran añadirse al software especializado, en este caso, 4 veces.

2.3 CREACIÓN DEL PARQUE EÓLICO EN OPENWIND.

Ya ha sido descrita la forma en que se obtiene el mapa y los documentos correspondientes a las torres de medidas meteorológicas. Ahora, se hablará sobre cómo introducir estos datos en el programa y se especificará la forma en que se introducen los aerogeneradores, o turbinas y, en definitiva, la creación del parque eólico.

Lo primero a hacer es introducir el mapa, acción ya descrita en el apartado 2.2.1. Recordar que tan solo habría que arrastrar la carpeta que contiene los dos archivos descargados hasta la interfaz de Openwind.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Aprovechando que anteriormente se tomó como ejemplo Galicia para describir el proceso de creación de los datos de viento en .TAB, las figuras que se expondrán a continuación pertenecerán a dicha región. De este modo y hasta la conclusión de este subapartado, se considera por finalizada la explicación del proceso mediante el cual se recopilan datos de viento, se procesan para su posterior empleo por parte del simulador y se define el parque eólico en el mismo. Después de esto, solo quedaría simular el funcionamiento del parque.

Nuevamente me gustaría destacar que nos centraremos en Galicia y que igualmente se actuaría para con el parque eólico de Cádiz, si bien este último no irá acompañado de ilustraciones o de explicación alguna.

Así pues, procedamos, sin antes olvidar que la configuración de Openwind para las pérdidas energéticas se dejan por defecto las que trae el propio programa:

- 1) Lo primero que hay que hacer, como ya se ha dicho, es introducir en el programa el mapa de Galicia y las torres de medida meteorológicas.

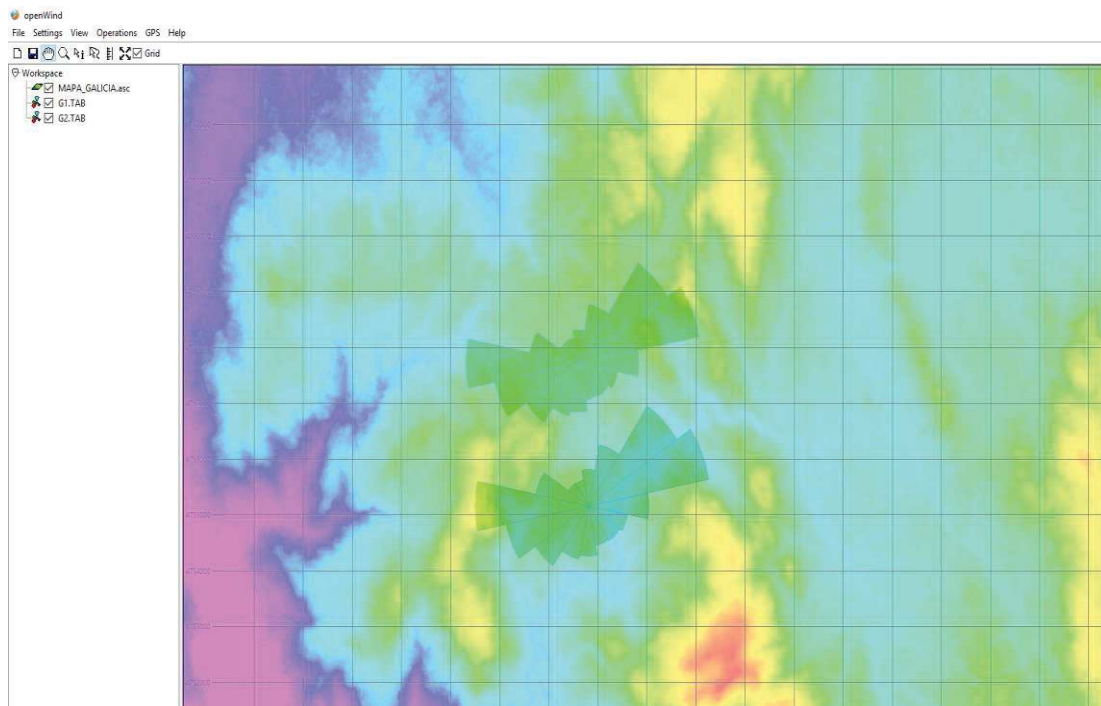


Figura 25. Disposición mapa y torres de medida meteorológica

En la figura se aprecia el archivo correspondiente al mapa, con formato .asc y las dos torres meteorológicas introducidas cuyos datos fueron extraídos del Atlas Eólico IDAE [5].

Llegados a este punto conviene explicar la razón por la que se han introducido dos torres en lugar de una.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Si bien los cálculos habrían podido ser obtenidos con una sola torre meteorológica y éstos no habrían diferido de forma muy significativa, se entiende que la interacción de una mayor cantidad de datos medidos de viento aportaría a nuestros cálculos una mayor fidelidad respecto a la realidad. Es por esto, además de por hacer más interesante este proyecto, por lo que se deciden poner dos torres, cuya implantación a la hora de llevar a cabo la simulación se llevará a cabo más adelante.

- 2) Creación del mapa de viento: Haciendo click derecho sobre el margen izquierdo donde aparecen las capas de plano y torres de medida, Openwind brinda la opciones de crear un mapa de viento (New Layer→Wind Map). Dentro de esta nueva capa se introducirán las anteriores y una vez dentro, sobre esta última se hará click derecho del ratón y se pulsará sobre la opción “Calculate”. Justo a continuación, se define un área del mapa sobre la que queramos que se calcule el mapa de viento y aparecerá una ventana donde se definirán los parámetros de nuestro “Wind Map”.

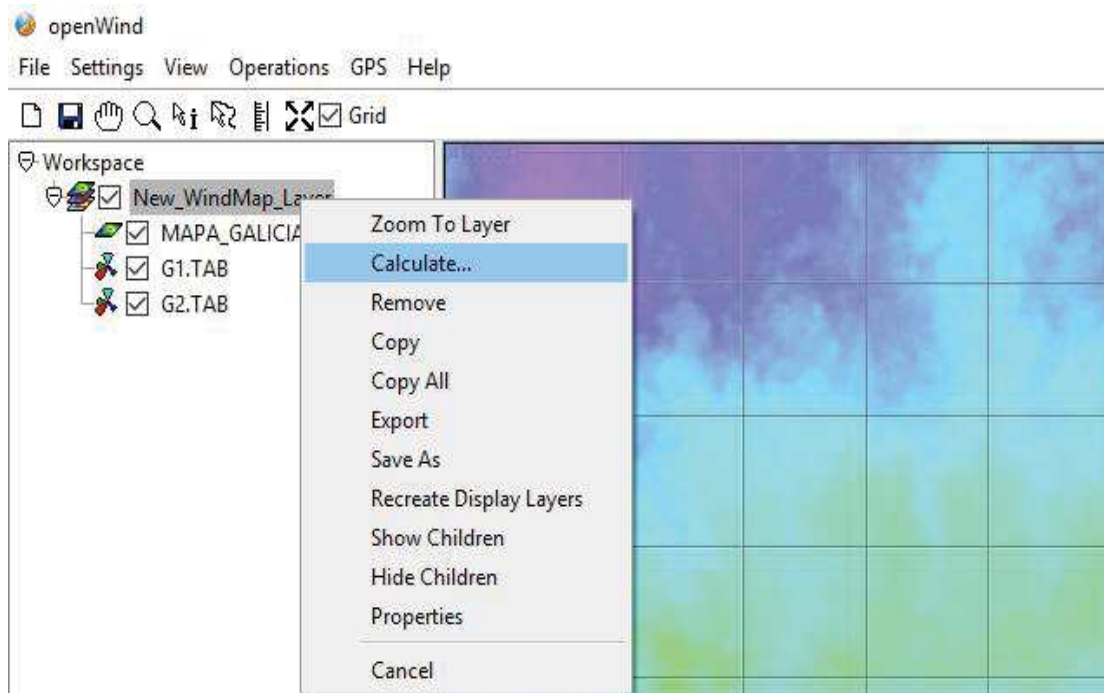


Figura 26. Creación mapa de viento

Diseño de un parque eólico de 50 MW

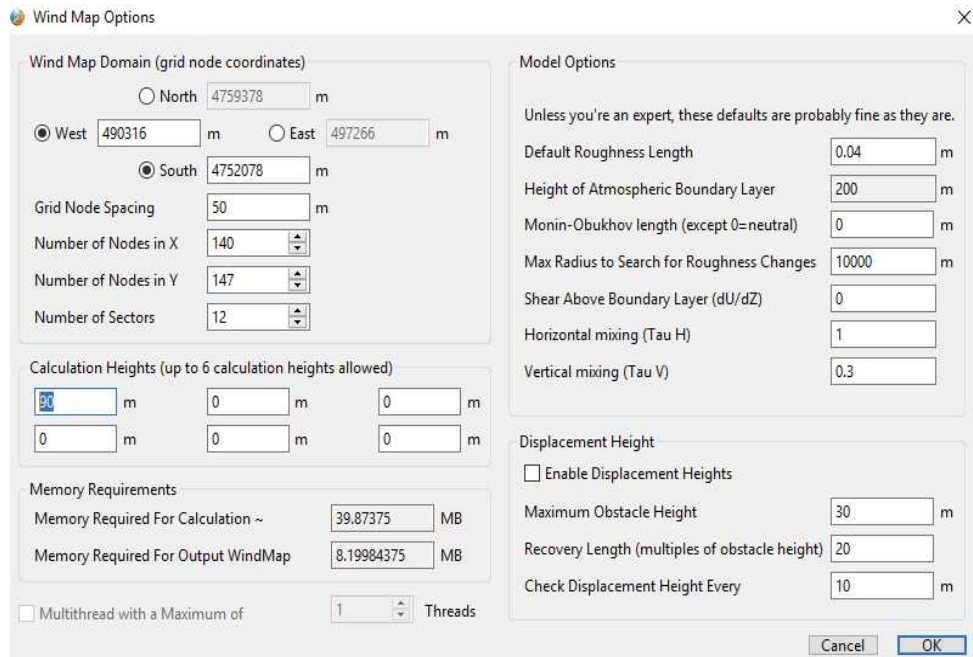


Figura 27. Configuración parámetros cálculo mapa de viento

Los dos únicos parámetros que nos interesan de la tabla correspondiente a la Figura 26 son: la altura a la que se calcula el mapa de viento, definido por nosotros como 90 metros dado que es la altura que presenta el buje del aerogenerador utilizado en este proyecto; y el “Grid Node Spacing” o espaciado entre nudos de la red el cual, mientras menor sea, proporcionará un mapa de viento más complejo y completo pero que requerirá de mayor cantidad de memoria por parte del equipo informático desde el que se simule. En nuestro caso, este se define en 50 metros. Así quedaría el mapa:

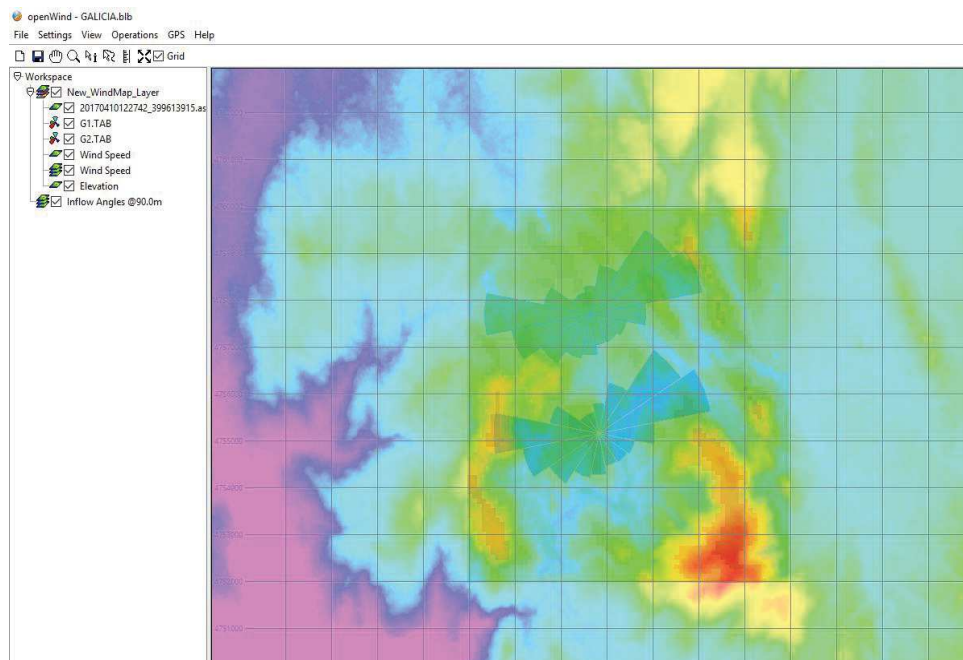


Figura 28. Mapa de viento

Diseño de un parque eólico de 50 MW

- 3) Creación de capa para turbinas: Así como fue creada la capa del mapa de viento, creamos una nueva del tipo “Turbine Layout”. Dentro de ella se introduce el mapa de viento, el cual recordemos que arrastra a las primeras capas introducidas en el programa. Además, ha de definirse en esta capa el modelo de turbina que va a ser usado.

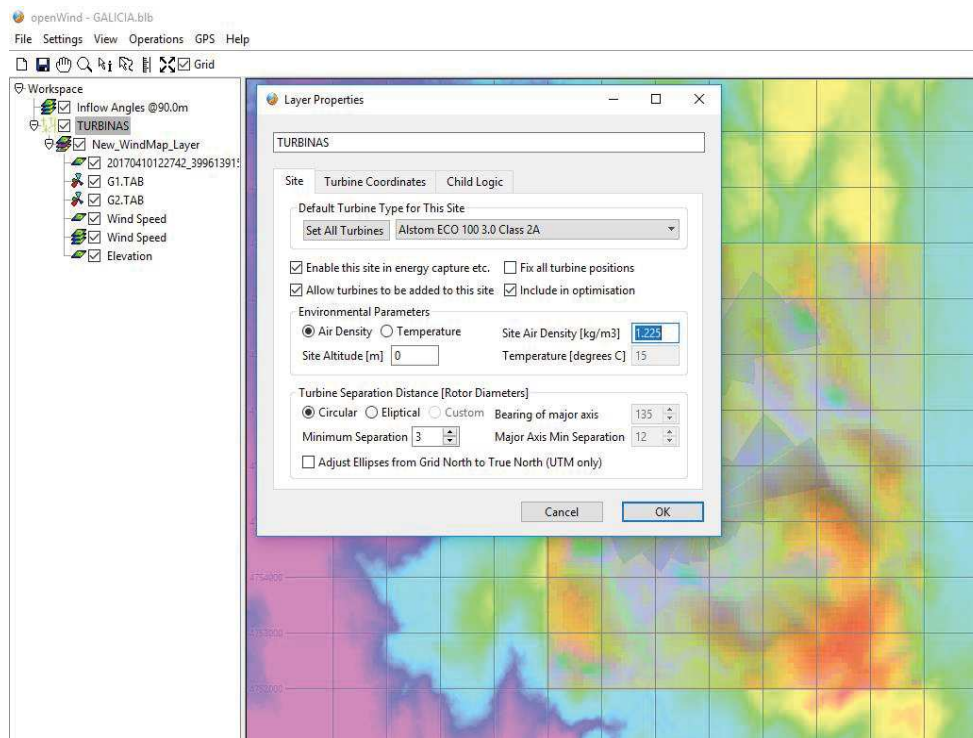


Figura 29. Creación capa TURBINAS

El modelo de aerogenerador es el siguiente:

- Alstom ECO 100 3.0 Class 2A

Se trata de una turbina que cuenta con 3 MW de potencia y un diámetro de barrido de palas de 100 metros.

Ya tendríamos todo dispuesto para colocar los aerogeneradores y simular. Pero nos encontraríamos con un pequeño inconveniente. Con la disposición actual de las capas, Openwind no hace distinción entre las torres meteorológicas dispuestos. En este caso, solo consideraría la primera de ellas, G1.

Para hacer que esto funcione correctamente, la idea principal consistiría en dividir la región del mapa del viento en dos y asociar cada porción a una de las torres meteorológicas. Así, si una turbina está localizada, por ejemplo, en el área correspondiente a la torre G2, los cálculos obtenidos por simulación referirán el comportamiento de dicha turbina a los datos de viento medidos por esa torre, en lugar de referirlos a los de la otra.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Para evitar que esto ocurra habría que modificar la configuración existente de capas de la siguiente forma:

Hay que copiar la capa referente al mapa de viento. En nuestro caso asignada como “New_WindMap_Layer”. Entonces, haríamos click derecho sobre ella y pulsamos sobre copiar. Haciendo esto, de forma automática ya se crearía una nueva capa de igual nombre. Ahora dentro de esta, introducimos cualquiera de las dos torres meteorológicas, en nuestro caso, seleccionamos y arrastramos el fichero de datos de vientos G2 hasta la nueva capa, quedando dentro de ella. Por último, se crea una capa del tipo poligonal (“Polygons”) que es introducida de igual forma en la nueva capa de mapa de viento y se designan los puntos del mapa que compondrán a este polígono. La razón por la que se crea esta capa es porque es necesario definir sobre qué región del total del originario mapa de viento creado queremos que actúe o se considere la acción de la torre de medida G2. Para finalizar habría también que definir correctamente la relación parental entre esta última capa y la segunda de viento creada tal que así:

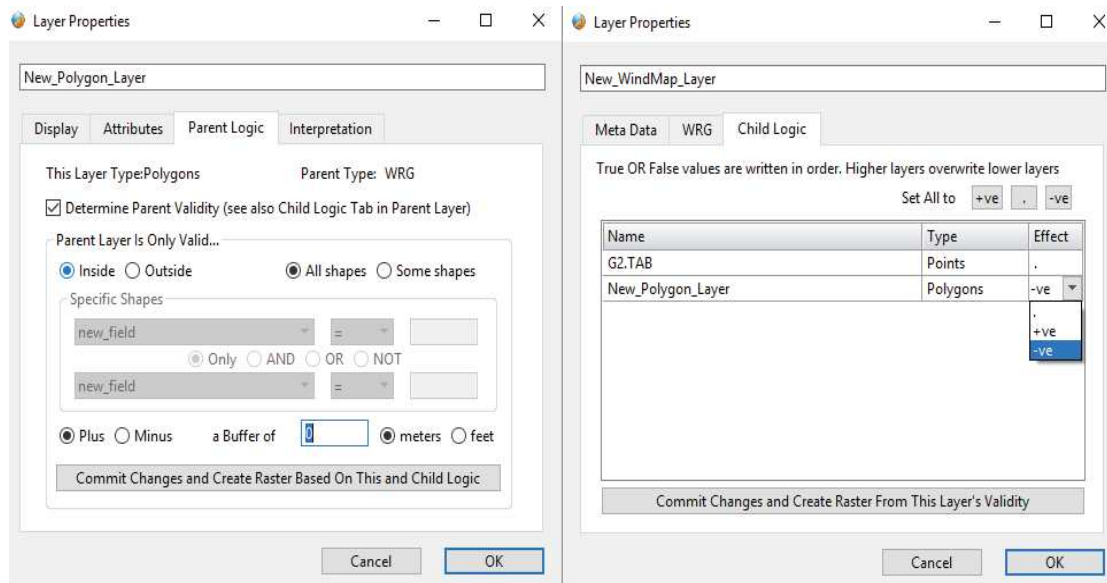


Figura 30. Relación parental

En el apartado de propiedades de la capa “hijo”, hay que especificar que la capa “padre” es válida únicamente dentro de la misma (“Parent Layer is Only Valid Inside”). Así mismo, en la capa “padre” el efecto que tendría la poligonal sobre la misma ha de definirse como “-ve”. De esta forma, cuando una turbina ocupe la zona poligonal creada, tomará como datos de viento para el cálculo de producción energética la turbina G2. Finalmente se mostrará la apariencia final del programa Openwind con todo lo descrito anteriormente, siendo las zonas más sombreadas las correspondientes a las nuevas capas tipo polígono:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

- GALICIA:

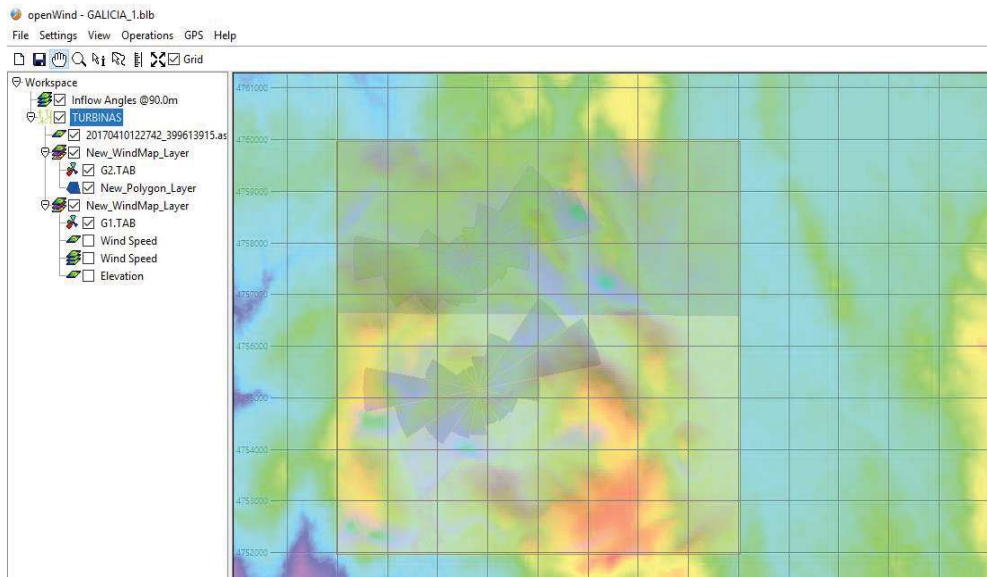


Figura 31. Configuración final Openwind Dumbria

Y repitiendo el mismo proceso para Tarifa, este sería el resultado:

- TARIFA:

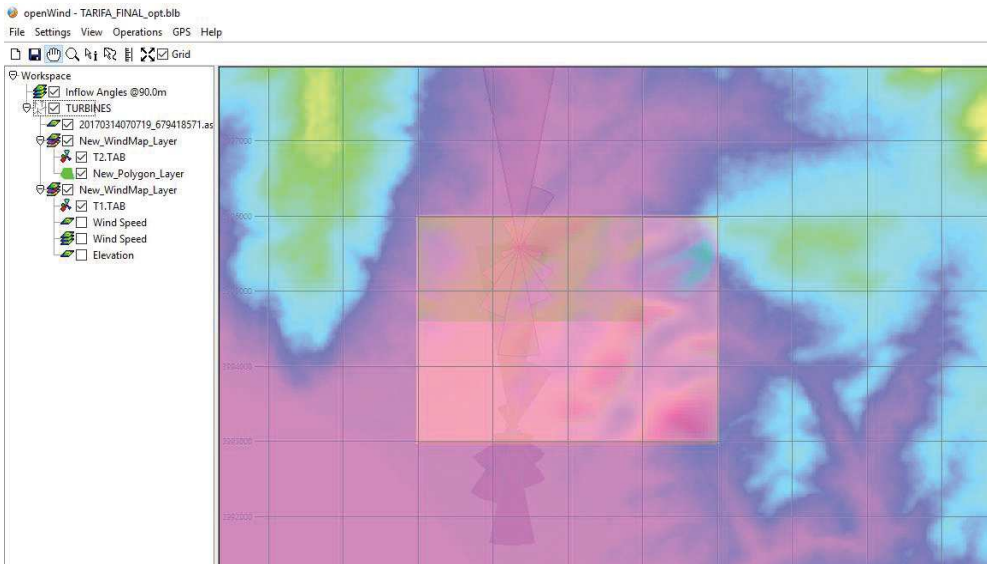


Figura 32. Configuración final Openwind Tarifa

En resumidas cuentas, hemos obtenido los mapas y datos de viento de diversas bases de dato y han sido introducidos en el programa, se han creado capas correspondientes a mapas de viento (cálculo incluido), de turbinas y se han configurado de la forma correcta para la posterior simulación. Entonces, lo último que quedaría para dar por finalizado este punto es la introducción de los aerogeneradores que se haría tal que así:

- 4) Introducción de aerogeneradores: manteniendo seleccionada la capa de turbinas, en la barra superior de herramientas se selecciona el icono editar. Esto nos permitirá colocar tantos aerogeneradores como y donde queramos. En nuestro caso se dispondrán de 16 aerogeneradores, haciendo un total de 48 MW de potencia eléctrica (el tope estaba establecido en 50 MW), que serán colocados de forma aleatoria por todo el mapa de viento creado.

2.4 SIMULACIÓN Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ya está todo dispuesto para que Openwind haga la simulación de los dos parques eólicos y muestre la energía producida por el parque además de otros datos de interés. Para llevar a cabo esto, en el apartado “Operations” del programa, situado en la parte superior del mismo, se deben de llevar a cabo dos acciones importantes previas al cálculo de producción energética: comprobar que no haya problemas en la configuración actual de capas, para lo cual se ha de pulsar sobre “Check Legality”; y optimizar la posición de las turbinas, para lo cual se ha de seleccionar la opción “Optimise Turbine Positions”. Esta última opción es importante de llevar a cabo dado que las 16 turbinas introducidas se colocaron de forma aleatorio, no considerándose problemas de pérdidas energéticas. De este modo el programa se asegura optimizar la posición de forma que el resultado sea el mejor posible.

Más concretamente, el programa llevará a cabo una serie de iteraciones en las que irá alternando las posiciones de cada uno de los aerogeneradores en orden de mejorar la eficiencia del parque: mejorar la producción y disminuir las pérdidas. Por decisión propia, se decide que Openwind lleve a cabo un total de 1000 iteraciones, si bien es tan solo recomendable hacer tantas como sean necesarias hasta comprobar que las curvas de producción y pérdidas se vayan haciendo constantes.

Por otro lado, nótese la adición de una capa poligonal en color blanco adicional en el caso del parque en Tarifa y añadida siguiendo el mismo proceso anteriormente descrito. Ésta se añadió para limitar el área del mapa de viento dado que parte de la misma incluye una zona natural protegida (esquina superior derecha). Para evitar entonces que ninguna turbina quede en dicha zona durante el proceso de optimización, hay que establecer validez de la capa padre dentro de dicho polígono y en la propia capa padre –ve.

Así, tal y como se mostrará a continuación, la Figura 33 y 34 refleja la disposición de las turbinas en los parques eólicos de Tarifa (Cádiz) y Dumbría (Galicia)

Diseño de un parque eólico de 50 MW

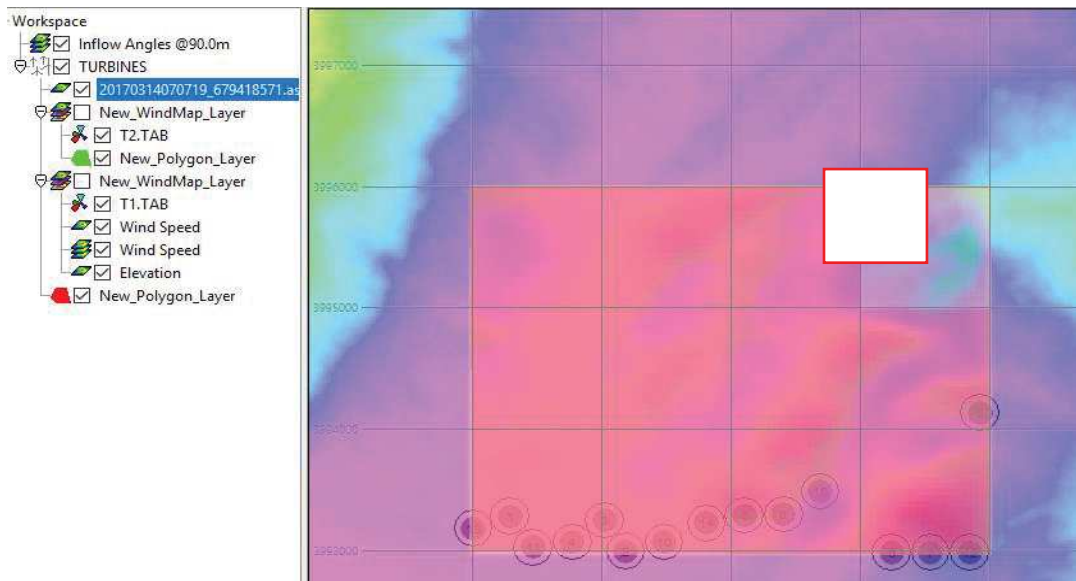


Figura 33. Parque Eólico Tarifa optimizado

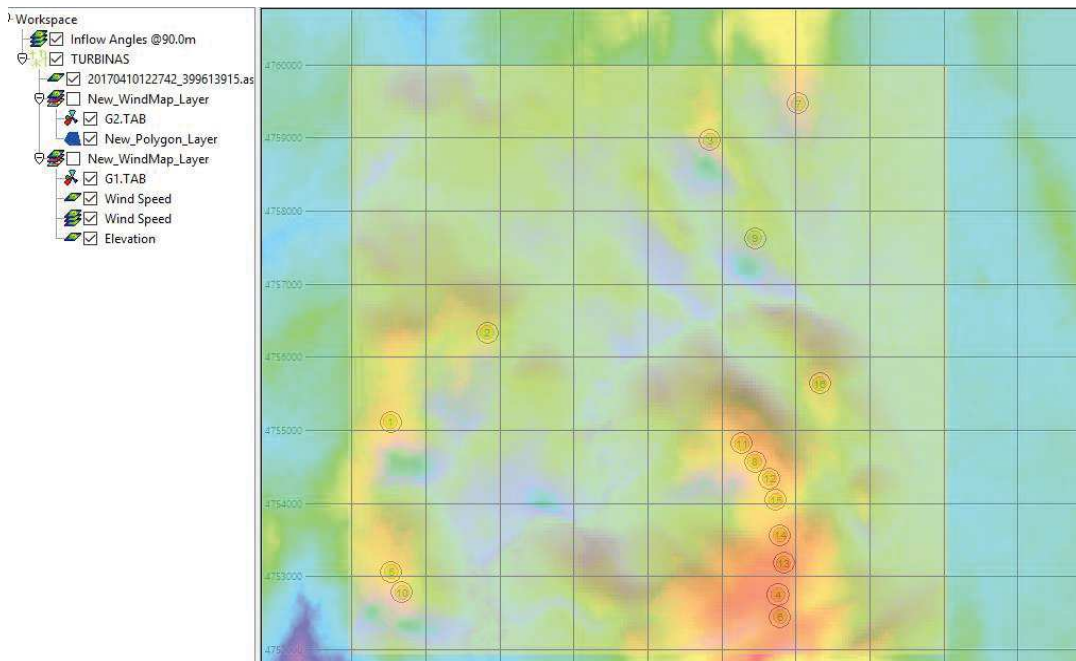


Figura 34. Parque Eólico Dumbria optimizado

Y por última, la producción energética de ambos parques, obtenida del apartado operaciones y captura de energía de Openwind (Operations→Energy capture):

Diseño de un parque eólico de 50 MW

PARQUE EÓLICO	ENERGÍA NETA (GWh)
GALICIA (DUMBRÍA)	200.37
CADÍZ (TARIFA)	176.31

Tabla 1. Energía neta producida

Dado que el criterio único de selección en cuanto al emplazamiento a elegir se refiere es la cantidad de energía neta producida, y dado que en el caso del parque eólico de Dumbría se produce un 13.65% más de energía, finalmente, se decide desarrollar el resto del proyecto en dicha localización.

Más allá de esta breve referencia a la energía producida, Openwind facilita un amplio abanico de datos referentes a la instalación. No obstante, no todos ellos resultan de interés para nuestro proyecto y a continuación, se reflejarán los que resultan de mayor importancia para nuestro caso:

TURBINA	X(m)	Y(m)	Net Yield [MWh]	ARRAY EFFICIENCY	Heq (h)	CAPACITY FACTOR
1	490532.56	4755111.01	12218.82	99.35	4072.94	46.49
2	491838.60	4756330.80	11720.90	99.44	3906.97	44.60
3	494842.97	4758962.63	12563.52	99.07	4187.84	47.81
4	495766.80	4752747.29	12412.98	97.15	4137.66	47.23
5	490538.43	4753057.20	12596.99	98.44	4199.00	47.93
6	495794.50	4752440.24	12489.44	98.60	4163.15	47.52
7	496038.24	4759470.84	12363.95	99.39	4121.32	47.05
8	495451.95	4754568.48	13010.87	96.99	4336.96	49.51
9	495451.99	4757620.19	12236.14	99.48	4078.71	46.56
10	490681.67	4752779.13	12713.74	98.80	4237.91	48.38
11	495271.92	4754819.99	12772.78	97.97	4257.59	48.60
12	495645.98	4754335.72	13070.68	97.22	4356.89	49.74
13	495839.44	4753178.70	12583.51	97.72	4194.50	47.88
14	495790.54	4753561.28	12494.37	98.19	4164.79	47.54
15	495733.18	4754045.73	12813.78	97.76	4271.26	48.76
16	496331.82	4755635.18	12304.31	99.01	4101.44	46.82

Tabla 2. Datos característicos parque 1

Tal y como se puede apreciar en la Tabla 2, se ha decidido mostrar en este documento la localización de cada aerogenerador, clave para la posterior cálculo de localización de la subestación; la energía neta para cada una de ellas y la eficiencia de la red, con lo que es posible calcular energía bruta y pérdidas en el aerogenerador; el número de horas equivalente, que cuantifica el tiempo que podría estar funcionando la planta a plena carga y producir la misma

Diseño de un parque eólico de 50 MW

energía y por último, el factor de carga, que expresa en tanto por ciento el número de horas respecto al número de horas del año en que podría estar funcionando la instalación ofreciendo los 48 MW de potencia. Nótese que estos dos últimos valores son muy altos cuando normalmente el número de horas equivalente suele rondar un tercio del año. Esto es debido a la idealidad del modelo configurado en el software de simulación, en el que no se añadieron parámetros propios a pérdidas eléctricas o por efectos aerodinámicos.

Para su mejor comprensión, el cálculo de horas equivalente y del factor de capacidad atienden a las siguientes expresiones.

$$Heq = \frac{\text{Energía neta producida (KWh)}}{\text{Potencia (KW)}} \quad (2)$$

$$Fc = \frac{Heq}{8760 h} \quad (3)$$

Estos dos parámetros pueden ser calculados para cada aerogenerador, como aparece en la tabla anterior, o bien teniendo en consideración toda la instalación.

De hecho, según las simulaciones llevadas a cabo por Openwind, el factor de carga del parque sería de un 47.62%.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

CAPÍTULO 2: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo consiste en diseñar la aparamenta eléctrica fundamental de la instalación. De este modo, se hará un diseño de la red de media tensión (20 kV) que conecta aerogeneradores con la subestación y se hará un prediseño de la misma sin entrar en detallarla a fondo. Por último y no menos importante, se añadirán una serie de planos: esquema unifilar de la planta desde aerogeneradores hasta su conexión a red (220 kV) y planos de alzado y planta de la zona de la subestación. Hay que aclarar que estos planos no se adjuntaran a este capítulo sino en otro documento adicional al proyecto, el documento 3.

2. DISEÑO RED DE MEDIA TENSIÓN (20 kV)

Este diseño comprende el cableado desde la base de las turbinas hasta su conexión en las correspondientes celdas en la subestación. Atendiendo a tres criterios: intensidad, caída de tensión y criterio económico; se determinará qué tipo de cable y que sección (diámetro) presentará para cumplir todos ellos. Además, los dos primeros criterios se harán en base a la normativa vigente 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”** [3], y al **Real Decreto R.D. 1565/2010: generadores en régimen especial** [15], que establece como rango obligatorio de factor de potencia entre 0.98 cap y 0.98 ind.

Dicho esto, el procedimiento a seguir sería el siguiente. En primer lugar, se calcularía la sección técnica de los cables, que es aquella que cumple los dos primeros criterios y resulta de elegir la mayor de ambos y, en segundo lugar, se calcularía la sección económica, siendo la sección resultante predominante sobre la anterior si se consigue optimizar el apartado económico de la inversión en los cables.

Sea pues, atendiendo las directrices que nos ofrece la Norma:

2.1 ELECCIÓN DE LA TENSIÓN ASIGNADA DEL CABLE

La tensión asignada del cable U_0/U se debe elegir de acuerdo con la tensión nominal de la red y con los sistemas de puesta a tierra.

Considerando la red como Categoría A, en la cual los defectos se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de 1 minuto, la tensión asignada recomendada por la norma UNE 21145:2011 [3] sería la siguiente:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Tensión nominal de la red Un kV	Tensión más elevada de la red Us kV	Categoría de la red	Tensión nominal del cable Uo/u ó Uo kV	Nivel de aislamiento a impulsos Up kV
20	24	A	12/20	125

Tabla 3. Niveles de tensión recomendados para redes trifásicas.

2.2 CÁLCULO INTENSIDAD NOMINAL

El conjunto de aerogeneradores, recordemos, un total de 16, ha sido agrupado de tal forma que el parque eólico quede compuesto de 4 circuitos distintos (4 aerogeneradores en serie por circuito) o líneas que se conectarán de forma independiente a la subestación.

Por otro lado, como las 4 turbinas de cada línea están dispuestas en serie, cada uno de los circuitos pueden tratarse como uno con una sola turbina equivalente con una potencia total resultado de la suma de la potencia de cada aerogenerador: 12 MW. Esto se hará así porque a la hora de seleccionar la sección del conductor, se tomará la sección mayor a modo de simplificación o lo que es lo mismo, la correspondiente al tramo de línea por donde circula mayor intensidad (donde la potencia es mayor).

Así, con la siguiente expresión se calcularía esta intensidad:

$$In (A) = \frac{Pn (kW)}{\sqrt{3} \times Un (kV) \times fdp} \quad (4)$$

CIRCUITO	Pn (kW)	Un (kV)	fdp	In (A)
A,B,C o D	12.000	20	0.98	353.48

Tabla 4 Intensidad nominal generada por circuito

2.3 ELECCIÓN DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR

Para la elección de la sección del conductor se utilizarán las tablas que proporciona la Norma UNE 211435:2011 [3] que fueron tabuladas para las siguientes condiciones tipo:

- Temperatura del aire ambiente: 40° C (en cables en galerías)
- Temperatura del terreno: 25° C (en cables soterrados)
- Profundidad de soterramiento: 1 m para tensiones superiores a 1 kV
- Radiación solar: los cables en galerías están protegidos del sol.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

- Agrupamiento de circuitos: un solo circuito trifásico alejado de otras fuentes de calor.
- Resistividad térmica del terreno: 1.5 K*m/W
- En función de la tensión asignada cuyo valor es de 20 kV, se utilizarán cables unipolares HEPR con conductor de cobre, que soportan mayores niveles de temperatura y de intensidad a su paso que los de aluminio.

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

Tabla 5. Temperaturas máximas en el conductor. Fuente UNE 21145:2011

2.3.1 DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES POR CRITERIO TÉRMICO

El proceso a seguir es:

1. Se ha de calcular la intensidad máxima admisible del cable (I_z), que dependerá de las condiciones de la instalación:

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

- Siendo k el producto de factores de corrección.
2. Con este nuevo valor, entramos en las tablas que nos facilita la Norma y se escoge una sección cuya intensidad máxima admisible sea mayor a la nuestra.
 3. Debe cumplirse que:

$$k * I_{\text{tabla}} > I_n \quad (6)$$

Cálculo de los factores de corrección: Para llevar a cabo este apartado, consideramos que la red de media tensión será constituida por un conjunto de cables soterrados, que no en galerías, protegidos de la radiación solar, por lo que no habrá factor de corrección asociado a dicha condición y agrupados de la misma forma que en las condiciones tipo que ofrece la norma: circuito

Diseño de un parque eólico de 50 MW

trifásico alejado de otras fuentes de calor. Dicho esto, habrá que aplicar factores de corrección asociados a la temperatura del terreno, a la profundidad de soterramiento y a la resistividad térmica, todos ellos distintos a las condiciones iniciales. Antes de continuar, decir que, si bien no es materia de este proyecto hacer un estudio detallado de las características del terreno de la hipotética instalación, así como de las condiciones exactas en las que se verían expuestos los cables, se intentará aportar realismo a nuestras condiciones y, además, cubrir todos los escenarios posibles, más concretamente, aquellos en los que la densidad de corriente sea mayor.

Factor de corrección para distintas temperaturas en cables soterrados:

- Dadas las condiciones climatológicas de Galicia, donde la temperatura media durante el año 2016 fue de 14° C, no es descabellado considerar que la temperatura máxima media que podría alcanzar el soterramiento sería, con un incremento de temperatura de 10 °C, en torno a 25 °C.

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C				
	10	15	20	25	30
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96
105	1.09	1.06	1.03	1	0.97

Tabla 6. Factores de corrección para distintas temperaturas. Fuente UNE

Así, por lo que vemos en la Tabla 6, el factor de corrección asociado es 1.

- Respecto a la profundidad del soterramiento, se considera una profundidad 1500 mm que corresponde a un factor de corrección, según la Norma, de 0.97 o 0.96, según la sección del cable. A modo de simplificación, se tomará un valor medio entre éstos: 0.965.

Profundidad m	Soterrados	
	<185 mm ²	>185 mm ²
0.5	1.06	1.09
0.6	1.04	1.07
0.8	1.02	1.03
1	1	1
1.25	0.98	0.98
1.5	0.97	0.96

Tabla 7. Factores de corrección para distintas profundidades. (UNE 21145:2011)

Diseño de un parque eólico de 50 MW

- En Galicia es común encontrar un suelo de piedra arenisca, caracterizado por una alta resistividad térmica con valores en torno a 2 K*m/W.

Resistividad térmica del terreno (K*m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
1	SECO
1.2	ARCILLOSO MUY SECO
1.5	ARENOSO MUY SECO
2	DE PIEDRA ARENISCA
2.5	DE PIEDRA CALIZA
3	DE PIEDRA GRANÍTICA

Tabla 8. Resistividad térmica del terreno en función a su naturaleza y humedad

Resistividad del terreno K*m/W (UNE 21145:2011)			
Sección del conductor mm ²	1.5	2	2.5
70	1	0.89	0.81
95	1	0.89	0.8
120	1	0.88	0.8
150	1	0.88	0.8
150	1	0.88	0.8
185	1	0.88	0.8
240	1	0.88	0.8
300	1	0.88	0.8
400	1	0.88	0.79

Tabla 9. Factores de corrección para distintas resistividades térmicas

Como se puede apreciar en la Tabla 9, el factor de corrección asociado a esta condición del terreno será de 0.88.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Ya han sido consideradas todas las características diferenciales respecto a las condiciones tipo de la instalación iniciales. A continuación, se presentará una tabla donde quedan recogidos estos factores y posteriormente se aplicarán a la intensidad nominal para poder seleccionar la sección por criterio térmico del cable.

CRITERIO	k	K
Temperatura	1	0.85
Profundidad soterramiento	0.965	
Resistividad térmica	0.88	

Tabla 10. Factor de corrección final

Finalmente, si multiplicamos cada uno de los factores de corrección hallados, obtenemos el definitivo, el cual aplicaremos sobre la intensidad nominal de cada uno de los circuitos y que resulta valer 0,85.

La intensidad para la que debemos dimensionar la sección del cable sería entonces:

CIRCUITO	I_n (A)	$I_z = I_n / K$ (A)
1	353.48	416.25
2	353.48	416.25
3	353.48	416.25
4	353.48	416.25

Tabla 11. Intensidad máxima admisible I_z (A)

Nuestro cable debe soportar una corriente máxima de 416.25 amperios.

Ahora, atendiendo a la siguiente tabla seleccionamos un valor para la sección:

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de HEPR. Conductor de cobre			
Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
25	135	125	160
35	160	150	195
50	190	180	230
70	235	220	295
95	280	260	355
120	320	295	410
150	360	330	465
185	405	375	535
240	470	440	630
300	530	500	725
400	600	565	840

Figura 35. Intensidad máxima admisible por sección. (UNE 21145:211)

En esta figura se ve cómo el primer valor de sección para el cual la máxima intensidad admisible supera al valor calculado para las condiciones de la instalación es 240 mm², para la cual se tiene que el cable soportaría 470 A.

Para finalizar, según el criterio térmico, la sección que se debería elegir atendiendo a la Norma UNE 211435:2011 [3] es de 240 mm², con una intensidad máxima admisible de 470 A que supera a los 429.39 A calculados mediante los factores de corrección aplicados sobre la intensidad nominal.

2.3.2 DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES POR CAÍDA DE TENSIÓN

Este criterio consiste en calcular cuál es la caída de tensión que se produce para cada uno de los circuitos, sabiendo que el Reglamento de Alta Tensión [16] especifica que la caída de tensión para redes no ha de superar el 5% de la tensión nominal a la que se explota la red, 20 kV en nuestro caso.

Respecto a la forma de proceder, se aplicarán las herramientas correspondientes sobre el circuito más desfavorable, que será el más lejano a la teórica subestación, dado que la caída de tensión es directamente proporcional a la distancia mientras que, el resto de valores de los que depende la caída: intensidad, resistencia y reactancia de cada cable; serán los mismo para todos los circuitos. Entonces, habrá que situar esta primera y luego calcular la caída de tensión del circuito que acumule mayor distancia respecto a la posición de la subestación.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Localización subestación:

Ésta será teórica. Situaremos la subestación en el centro de cargas de la instalación, que sería la localización óptima donde se reducirían las pérdidas energéticas por la red de media.

El centro de cargas se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$SE (X) = \frac{\sum_{i=1}^{16} L_{x,i} * P_{-i}}{P_{total}} \quad (7)$$

$$SE (Y) = \frac{\sum_{i=1}^{16} L_{y,i} * P_{-i}}{P_{total}} \quad (8)$$

Con las fórmulas 7 y 8, calcularemos las coordenadas x e y de la subestación. Es necesario tomar una turbina como referencia, que será considerada en la posición (0,0) y se irán midiendo distancias relativas horizontales (x e y) a ésta. De esta forma, una vez obtenidas las distancias de cada uno de los aerogeneradores hasta la tomada como referencia, para cada coordenada se hará un sumatorio de distancia por potencia de la turbina en cuestión, dividido por la potencia total del parque.

Queda decir que las coordenadas de cada turbina nos la proporcionan Openwind. Veamos la distribución de cada una de ellas y el cálculo de la localización de la subestación. Tomando como referencia la turbina numero 1:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

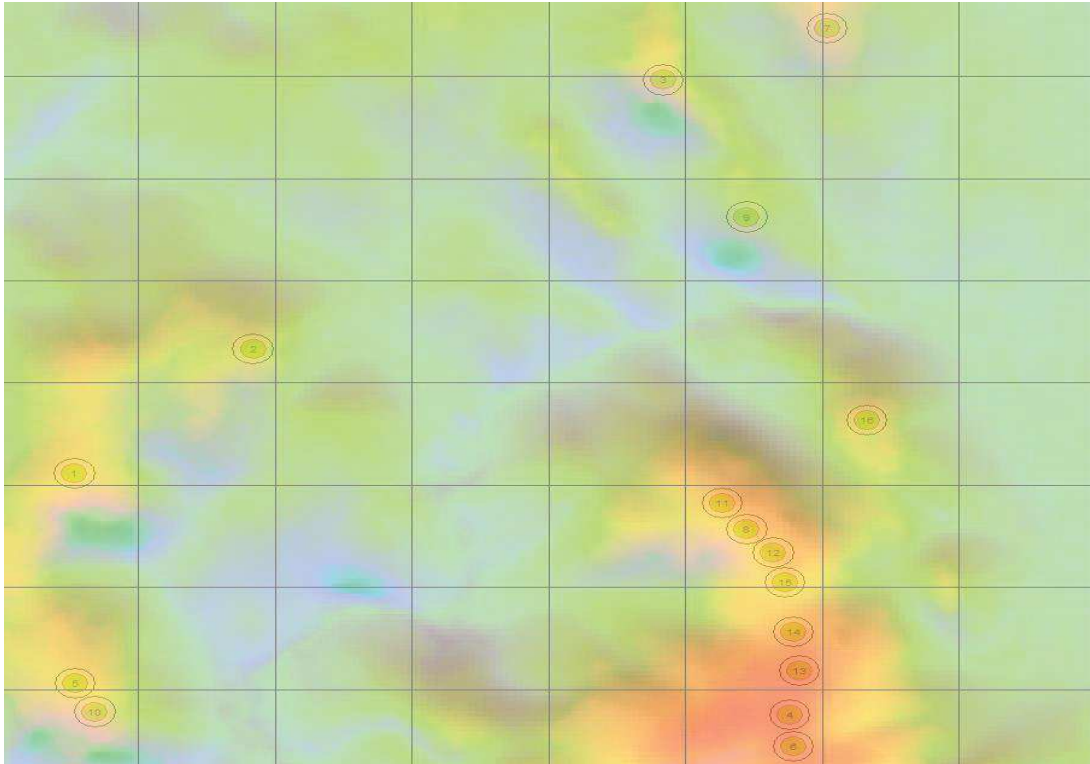


Figura 36. Distribución original turbinas Dumbria

TURBINA	Posición x (m)	Lx,i (m)	Posición y(m)	Ly,i (m)
1	490,533	0	4,755,111	0
2	491,839	1306	4,756,331	1220
3	494,843	4310	4,758,963	3852
4	495,767	5234	4,752,747	-2364
5	490,538	5	4,753,057	-2054
6	495,795	5262	4,752,440	-2671
7	496,038	5505	4,759,471	4360
8	495,452	4919	4,754,568	-543
9	495,452	4919	4,757,620	2509
10	490,682	149	4,752,779	-2332
11	495,272	4739	4,754,820	-291
12	495,646	5113	4,754,336	-775
13	495,839	5306	4,753,179	-1932
14	495,791	5258	4,753,561	-1550
15	495,733	5200	4,754,046	-1065
16	496,332	5799	4,755,635	524

Tabla 12. Distancias relativas a turbina base

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Así, las columnas L_x y L_y de la Tabla 12 representan cada uno de los elementos que compondrían el sumando del numerador de la fórmula antes vista, multiplicado por 3, la potencia de cada uno de los aerogeneradores.

Finalmente, considerando ambas ecuaciones antes vista, la posición de la subestación (SE) sería:

	X (m)	Y (m)
SE	494,472	4,754,916

Tabla 13. Posición Subestación

Para el cálculo de la caída de tensión, uno de los factores que entra de lleno en su cálculo es la longitud entre turbinas para cada uno de los circuitos y la distancia entre último eslabón de cada circuito y subestación.

Sea pues, agrupando los aerogeneradores tal que así.

CTO_1: 6-4-13-14-SE

CTO_2: 11-8-12-15-SE

CTO_3: 10-5-1-2-SE

CTO_4= 7-3-9-16-SE

Se obtendría la siguiente configuración aerogeneradores-subestación:

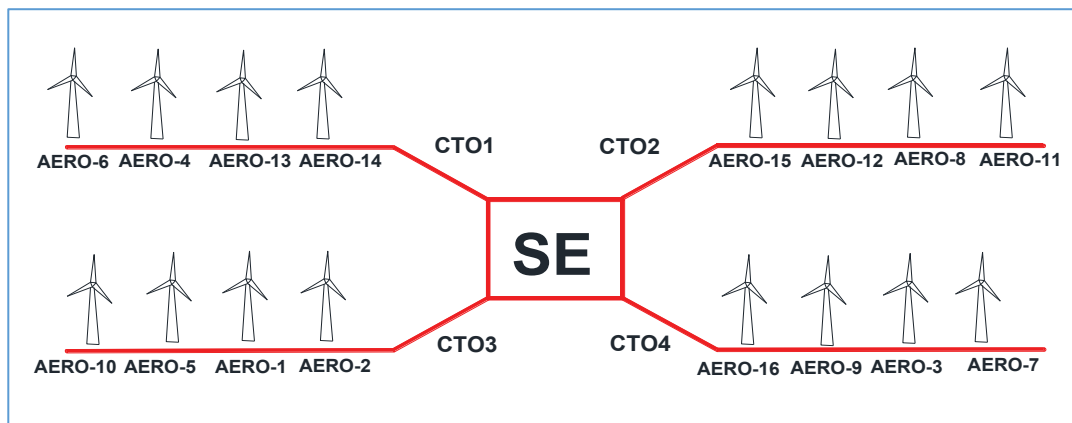


Figura 37. Configuración turbinas-subestación I

Son conocidas las coordenadas x, y de cada una de las turbinas, así como de la subestación, así que se puede entonces calcular distancia entre ella resultando como circuito más desfavorable, considerando caída de tensión, el circuito número 3.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

CIRCUITO	DISTANCIA ACUMULADA RESPECTO A SE (km)
1	3.023
2	2.447
3	7.143
4	6.938
TOTAL	19.55

Tabla 14. Distancias circuitos a subestación

Realmente, esta última tabla no será usada para el cálculo de caída de tensión. Su utilidad reside en la cuantificación de la cantidad de metros de red de media tensión que serían necesarios. Destacar que, si bien es posible hallar una sección que cumpla el criterio de tensión para estas distancias, se anticipa que esta red sería muy costosa y con niveles no despreciables de caída de tensión dadas las distancias. Es por ello, que se decide acotar y volver a optimizar el área de explotación en Openwind en vistas a reducir estas distancias y reducir el coste de la red, así como las potenciales pérdidas energéticas.

La nueva distribución, sería la siguiente:

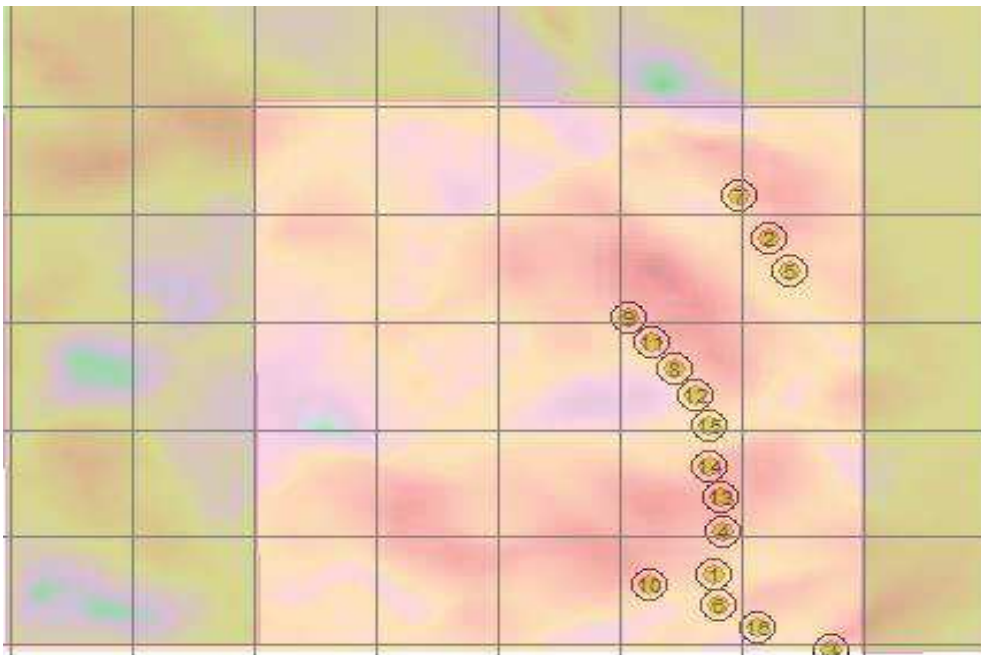


Figura 38. Disposición final aerogeneradores Dumbria

Donde la zona oscurecida representa una nueva capa poligonal añadida para cercar el área de interés para la nueva distribución de los aerogeneradores.

Con esta nueva configuración, el supuesto parque eólico produciría una energía neta total de 196,1 GWh, tan solo un 2,13% menos que con la configuración anterior. Presentando los nuevos datos característicos del parque con el formato visto anteriormente en la Tabla 2, se tendrían los siguientes valores:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

TURBINA	X (m)	Y (m)	Net Yield [MWh]	ARRAY EFFICIENCY (%)	Heq	CAPACITY FACTOR (%)
1	495,777.57	4,752,659.09	12,102.34	94.57	4034.11	46.05
2	496,235.80	4,755,761.10	12,024.75	97.31	4008.25	45.76
3	496,738.52	4,751,961.01	12,080.41	98.90	4026.80	45.97
4	495,848.15	4,753,051.49	12,375.37	95.99	4125.12	47.09
5	496,406.35	4,755,464.77	12,089.93	97.71	4029.98	46.00
6	495,820.19	4,752,358.77	12,146.47	96.67	4048.82	46.22
7	495,987.55	4,756,160.03	11,979.37	98.63	3993.12	45.58
8	495,456.45	4,754,560.31	12,950.99	96.47	4317.00	49.28
9	495,076.05	4,755,030.83	12,247.29	97.03	4082.43	46.60
10	495,247.60	4,752,559.35	11,377.48	95.05	3792.49	43.29
11	495,274.21	4,754,801.85	12,574.48	96.25	4191.49	47.85
12	495,637.87	4,754,316.26	13,025.10	96.82	4341.70	49.56
13	495,834.20	4,753,359.89	12,351.52	96.72	4117.17	47.00
14	495,739.26	4,753,655.35	12,405.60	97.44	4135.20	47.21
15	495,736.44	4,754,027.89	12,685.49	97.14	4228.50	48.27
16	496,138.12	4,752,159.68	11,676.65	97.76	3892.22	44.43

Tabla 15. Datos característicos parque 2

De este modo, además de la nueva producción energética de 196.1 GWh ya mencionado, se cuenta con un factor de capacidad de 46.6%, ligeramente inferior al anterior caso en apenas un 1%.

Ahora, con los nuevos datos de localización de aerogeneradores, se procederá al cálculo de las coordenadas de la subestación, aplicando, una vez más, las fórmulas vistas para la determinación del nuevo centro de masas eléctrico del parque.

Dicho esto, se presentan los parámetros utilizados para llevar a cabo estos cálculos:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

TURBINAS	Posición x (m)	Lx,i (m)	Posición y (m)	Ly,i (m)
1	495,777.57	0.00	4,752,659.09	0.00
2	496,235.80	458.22	4,755,761.10	3102.01
3	496,738.52	960.95	4,751,961.01	-698.09
4	495,848.15	70.57	4,753,051.49	392.40
5	496,406.35	628.78	4,755,464.77	2805.67
6	495,820.19	42.61	4,752,358.77	-300.33
7	495,987.55	209.98	4,756,160.03	3500.94
8	495,456.45	-321.12	4,754,560.31	1901.22
9	495,076.05	-701.52	4,755,030.83	2371.74
10	495,247.60	-529.98	4,752,559.35	-997.4
11	495,274.21	-503.37	4,754,801.85	2142.76
12	495,637.87	-139.70	4,754,316.26	1657.16
13	495,834.20	56.63	4,753,359.89	700.79
14	495,739.26	-38.31	4,753,655.35	996.26
15	495,736.44	-41.14	4,754,027.89	1368.80
16	496,138.12	360.55	4,752,159.68	-499.42
			X	Y
	SE	495,809	4,753,867	

Tabla 16. Localización Subestación

Y los nuevos circuitos estarían compuestos por las siguientes turbinas:

CTO_1: 7-2-5-9-SE

CTO_2: 11-8-12-15-SE

CTO_3: 14-13-4-1-SE

CTO_4: 3-16-6-10-SE

Quedando configurado el parque de la siguiente forma:

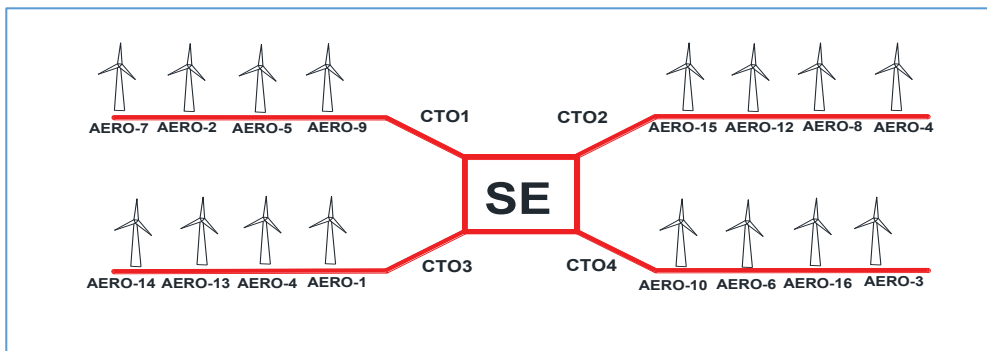


Figura 39. Configuración turbinas-subestación II

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Con distancias totales acumuladas de:

CIRCUITO	DISTANCIA ACUMULADA RESPECTO A SE (km)
1	3.59
2	1.087
3	2.227
4	3.039
TOTAL	9.939

Tabla 17. Distancia total circuitos-subestación

Como vemos, la reducción es más que considerable. Ahora nuestra red de media tensión estará compuesta de 9.94 km por los casi 20 de la configuración anterior. La cantidad de cable se ha reducido casi a la mitad. Además, ahora el circuito más desfavorable, en el que se produciría mayor caída de tensión dada su lejanía respecto a la subestación es el número 1. Si se consigue pues, encontrar una sección que cumple el RAT [16] para con este circuito, los demás también lo cumplirán.

Cálculo caída de tensión:

Ésta se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} * L (Km) * I(A) * (R * \cos \Phi + X * \sin \Phi) \quad (9)$$

Siendo:

L: longitud de la línea en km

I: intensidad nominal en A

R: resistencia del cable en Ω /km

X: reactancia del cable en Ω /km

$\cos \Phi$: factor de potencia

Se tienen ya valores de longitud, intensidad y factor de potencia, éste último establecido por normativa como 0.98. Lo único que faltaría para conocer el valor de las caídas de tensión serían los parámetros característicos de los cables, resistencia y reactancia, los cuales se obtendrán del catálogo de Prysmian [8]:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Eu	Al	Eu	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	0.887
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	-	-

Figura 40. Resistencia por sección en Ω/km

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

Figura 41. Reactancia por sección en Ω/km

Como la sección técnica ha de ser siempre mayor que la obtenida anteriormente, se parte de la sección calculada y se comprueba que la caída está por debajo del 5% en cada circuito. Si no se cumplierse, habría que repetir los cálculos para una sección mayor.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Así, comprobamos los cálculos para una sección de 240 mm², para la cual se tienen los siguientes valores de resistencia y reactancia:

- $r = 0.104 \Omega/\text{km}$
- $x = 0.102 \Omega/\text{km}$

Recordar que los parámetros R y X son el resultado del producto de la resistencia y reactancia expresada en Ω/km con las longitudes correspondientes a los tramos de línea para los que se quieran calcular.

Antes de comenzar, decir que se considerará el caso en que cada uno de los aerogeneradores estará inyectando potencia activa y reactiva, caso para el cual la caída de tensión será mayor, y se considerará, además, el factor de potencia como 0.98, impuesto por normativa vigente [15].

LÍNEA/CTO	TRAMO DE LINEA	LONGITUD (km)	ΔU (V)	$\Delta U_{\text{total}} (V) = \sum \Delta U (V)$	$\% \Delta U = \Delta U_{\text{total}} (V) / U_n$
1	G7-G2	0.52	5.51	314.41	1.57
	G2-G5	0.38	5.84		
	G5-G9	1.54	16.62		
	G9-SE	1.51	188.74		
2	G11-G8	0.33	2.29	15.37	0.08
	G8-G12	0.33	4.62		
	G12-G15	0.34	6.95		
	G15-SE	0.19	3.09		
3	G14-G13	0.34	2.40	149.70	0.75
	G13-G4	0.34	4.76		
	G4-G1	0.44	11.90		
	G1-SE	1.33	146.02		
4	G3-G16	0.70	9.98	224.07	1.12
	G16-G6	0.41	7.02		
	G6-G10	0.67	27.56		
	G10-SE	1.57	202.52		

Tabla 18. Cálculo caídas de tensión

Cómo se aprecia en la Tabla 16, todas las caídas de tensión son inferiores al 5% de la tensión nominal, 20 kV, incluso para el circuito que acumula mayor cantidad de longitud de cables, el número 1 con una caída del 1.73%. Por esto se puede concluir, que finalmente, la sección técnica definida por el criterio térmico y de caída de tensión es de **240 mm²**.

2.3.3 DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES POR CRITERIO ECONÓMICO.

Con este criterio se pretende analizar la viabilidad económica de incrementar la sección de los conductores con idea de reducir el coste de explotación del parque durante su explotación.

Para este método, atendiendo a las consideraciones de la **Norma UNE 2144-3-2. Sección 2: “Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia”** [14], se calculará el valor actual neto para secciones a partir de la sección técnica ya calculada. En este estudio, solo se considerarán costes por adquisición de línea y por pérdidas energéticas, por lo que el VAN que se calculará resultará negativo. Dicho esto, la sección que finalmente se elegirá será aquella que presente un VAN menor en valor absoluto, puesto que esto indicará que se habrán reducido las pérdidas económicas asociadas a la explotación del parque eólico.

La fórmula del VAN, que depende de la sección, sería la siguiente:

$$VAN(S) = -C_L(S) - C_{EP} * \frac{(1+i)^N - 1}{d_{eq} * (1+i)^N} \quad (10)$$

Siendo:

- C_L : coste de la línea en euros. Incluye precio de cable e instalación.
- C_{EP} : coste de la energía perdida por efecto Joule en euros.
- i : interés monetario.
- N : tiempo de explotación de la instalación.

De estos 4 parámetros, dos de ellos resultan constantes y con valores definidos en base al propio registro histórico de la energía eólica, con 20 años de funcionamiento de la planta y un interés monetario del 4%.

El coste de la línea dependerá de la longitud de cables considerados, así como del precio en euros por cada metro de cable y su instalación.

Por otro lado, para calcular el coste de la energía perdida, se necesita conocer el precio actual al cuál se vende la energía eólica, que multiplicándolo por la energía pérdida, cuantificaría las pérdidas por coste de oportunidad, o lo que es lo mismo, la cantidad de dinero que no se estaría ganando al precio de mercado al que se vende. Este valor se determinará en base al precio medio de la retribución total de esta energía de los pasados años, que se halla en torno a los 0.075 €/KWh.

Además, se necesitará conocer la cantidad de energía perdida, la cual se puede calcular con la siguiente ecuación (11):

Diseño de un parque eólico de 50 MW

$$E_p = 3 * r(S) * L * I_{EF}^2 * T \quad (11)$$

$$I_{EF} = \sqrt{\frac{\sum_K I_{iK}^2 * t_K}{T}} \quad (12)$$

Siendo:

- $r(S)$: resistencia característica del cable para la sección S en Ω/km
- L: longitud en km
- I_{EF} : intensidad eficaz
- T: número de horas que tiene un año (8760 horas)
- I_{iK} : intensidad que atraviesa el tramo de línea i para la velocidad de viento K
- t_K : número de horas al año en que se da la velocidad de viento K

La idea básica para entender lo que prosigue es la siguiente. Dado que la velocidad del viento es variable con el tiempo, la intensidad que atraviesa las líneas, así como las pérdidas, también lo serán. Por ello será necesario determinar la intensidad en función a este parámetro, el tiempo, que dependerá de dos factores principalmente: la curva de potencia del aerogenerador, que nos dirá que potencia genera cada uno de ellos para cada distintos valores de velocidad de viento; y la frecuencia o número de horas en las cuales se produce dichas velocidades, y esto último nos lo proporciona la distribución de Weibull.

Respecto a la curva de potencia del aerogenerador, ésta nos la proporciona Openwind para distintos valores de densidad de aire. De todos modos, este programa además nos facilita dicha información, y sitúa la media de la densidad del aire en torno a los aerogeneradores en 1.15 kg/m^3 . Es importante destacar, que los valores de potencia que se expondrán a continuación son para el caso ideal en que no se consideran pérdidas. Más adelante, habrá que considerarlas para ajustar los cálculos en la medida de lo posible a la realidad. Dicho, esto, los valores serían los que siguen:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

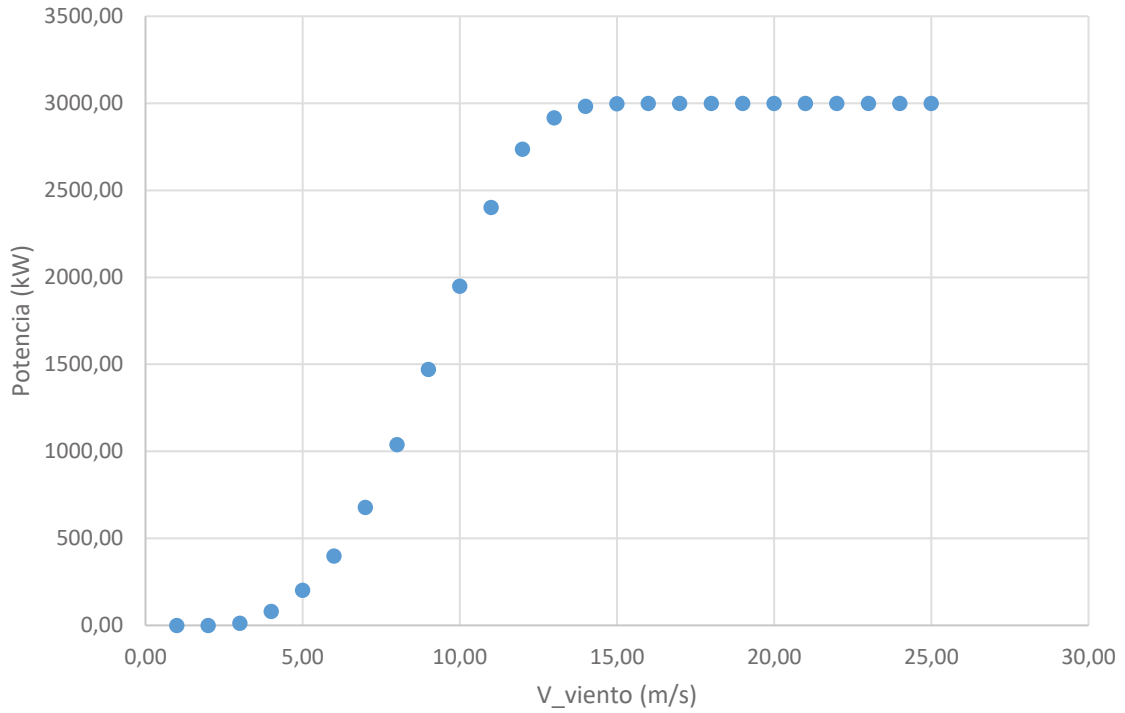


Figura 42. Curva potencia aerogenerador

Vviento (m/s)	P_ideal(kW)	Vviento (m/s)	P_ideal(kW)
1	0	14	2983
2	0	15	2998
3	13	16	3000
4	81	17	3000
5	202	18	3000
6	399	19	3000
7	679	20	3000
8	1039	21	3000
9	1471	22	3000
10	1949	23	3000
11	2402	24	3000
12	2737	25	3000
13	2917		

Tabla 19. Curva de potencia aerogenerador

Como dato adicional de estos aerogeneradores, decir que su rango de funcionamiento varía entre 3 y 25 m/s. Fuera de este rango, la turbina detendría su giro.

Contando con la característica de funcionamiento de los generadores, bastaría conocer con qué frecuencia se produce cada valor de viento considerado.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Una vez más, el programa nos facilita esta información, con la salvedad de que dispone de esta frecuencia para cada dirección en que se dividió la rosa de los vientos, es decir, para 16 sectores distintos, cuando en nuestro caso por simplificación en los cálculos, nos interesa disponer de estos datos de forma genérica para cualquier dirección.

Bien, si recurrimos a las propiedades de la torre meteorológica en cuya región se hallan todas las turbinas, en este caso, G1, y pinchamos sobre la pestaña que dice tabla de frecuencia, nos aparecería la información previamente descrita. Un extracto de ella sería la siguiente figura:

WS\Dir	348.75-11.25	11.25-33.75	33.75-56.25	56.25-78.75
0-1	0.0004554414	0.000520928	0.0007714125	0.0008720796
1-2	0.0011295576	0.0013651584	0.0022836375	0.0028219548
2-3	0.001860309	0.0023428912	0.0042159375	0.0054730872
3-4	0.002547558	0.0033374432	0.00632565	0.0084587034
4-5	0.0031075488	0.004243636	0.008361	0.011347581
5-6	0.0034776954	0.00496984	0.0100735875	0.013688577
6-7	0.0036245502	0.005446968	0.011252025	0.01509669
7-8	0.0035474292	0.0056369432	0.0117574875	0.0153465438
8-9	0.0032764284	0.0055373128	0.0115502625	0.0144331908
9-10	0.0028641474	0.0051799632	0.0106956	0.012574065
10-11	0.0023738904	0.0046234112	0.0093477375	0.0101447934
11-12	0.0018674568	0.0039420584	0.0077135625	0.0075707394

Figura 43. Tabla de frecuencia G1

Para obtener la Weibull o frecuencia general del parque para toda dirección, para cada valor de velocidad, se sumarán todos los elementos de la fila correspondiente. Así por ejemplo, si para el valor de velocidad 1 m/s se suma todas las celdas de su fila, al final me resultará la probabilidad o frecuencia de que se de ese valor de velocidad de viento para todas las direcciones, y así obtendríamos la distribución de Weibull deseada.

Conocidas la curva de potencia y Weibull de nuestra instalación, ya se puede proceder a calcular la intensidad eficaz que genera cada turbina y con la que podremos calcular las pérdidas, si bien para calcular la intensidad a partir de la cual se podrá calcular el valor eficaz, se considerarán las pérdidas aerodinámicas de cada turbina. Por lo tanto, en lugar de trabajar con la curva de potencia de partida, trabajaremos con aquel resultado de aplicar un coeficiente de pérdidas y como, en la configuración de Openwind el porcentaje de pérdidas eléctricas se dejó como venía configurado por defecto, 0% de pérdidas eléctricas, el cociente entre la energía neta y bruta producida por aerogenerador será el coeficiente del que hablamos. Como se está estudiando la intensidad eficaz

Diseño de un parque eólico de 50 MW

por un aerogenerador, se tomará un coeficiente global también proporcionado por el programa: 96.89%

Y así, quedarían los resultados para 1 aerogenerador:

Vviento (m/s)	FRECUENCIA (F)	P_ideal(kW)	P_final (kW)	tk(h)=F*T	li (A)
1	0.02	0	0.00	136.48	0.00
2	0.04	0	0.00	316.30	0.00
3	0.06	13	12.61	502.42	0.37
4	0.08	81	78.57	670.31	2.31
5	0.09	202	195.94	800.28	5.77
6	0.10	399	387.03	879.01	11.40
7	0.10	679	658.63	901.29	19.40
8	0.10	1039	1007.83	870.22	29.69
9	0.09	1471	1426.87	795.83	42.03
10	0.08	1949	1890.53	692.34	55.69
11	0.07	2402	2329.94	575.06	68.63
12	0.05	2737	2654.89	457.55	78.20
13	0.04	2917	2829.49	349.89	83.35
14	0.03	2983	2893.51	258.01	85.23
15	0.02	2998	2908.06	184.09	85.66
16	0.01	3000	2910.00	127.53	85.72
17	0.01	3000	2910.00	86.05	85.72
18	0.01	3000	2910.00	56.70	85.72
19	0.00	3000	2910.00	36.55	85.72
20	0.00	3000	2910.00	23.08	85.72
21	0.00	3000	2910.00	14.27	85.72
22	0.00	3000	2910.00	8.64	85.72
23	0.00	3000	2910.00	5.12	85.72
24	0.00	3000	2910.00	2.96	85.72
25	0.00	3000	2910.00	1.67	85.72

Tabla 20. Cálculo intensidad que genera 1 turbina para cada valor de viento k

Donde la intensidad generada por 1 turbina para el tramo i del circuito se calcula según la siguiente expresión:

$$I_i = \frac{P_{1aerogenerador}}{\sqrt{3} * U_n * f_{dp}} \quad (13)$$

Siendo:

- $U_n=20$ kV
- $f_{dp}=0.98$

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Dispuestos todos los datos, ya se puede calcular la intensidad eficaz (12) para un aerogenerador, que resulta ser de 47.57 A.

Por otro lado, la intensidad eficaz es un valor que depende de la curva de potencia, idéntica para cada aerogenerador y de la distribución de frecuencias, generalizada para todo el parque, o lo que es lo mismo, sea cualquiera de los 4 circuitos que componen la instalación eólica, la intensidad eficaz generada para cada turbina será la misma y por tanto, aquella que transcurre por el tramo i del mismo, será proporcional al número de generadores que haya habido hasta entonces. Es decir, si para el primer tramo, aquel que va desde la primera hasta la segunda turbina se da una intensidad eficaz de 47.57 A, la intensidad que va desde la segunda a la tercera será del doble y así hasta llegar a la cuarta turbina, donde la intensidad eficaz que llegará hasta la subestación será el valor cuádruple al calculado: 190.29 A.

Ya prácticamente estaría dispuesto todo para calcular la energía perdida de cada tramo de circuito. Como última consideración, el primero tramo de cada circuito, aquel que une la primera con la segunda turbina tienen la misma intensidad eficaz y la misma resistencia en Ω/km . Por tanto, para calcular la energía perdida, por ejemplo, del primer tramo de circuito de las 4 líneas consideradas, como estos dos valores son los mismos, se pueden sacar factor común, así como el resto de constantes (3 , r y T) y sumar las longitudes y así, para cada tramo por igual con sus correspondientes valores de intensidad eficaz.

Finalmente, la energía perdida según la ecuación 11:

ENERGÍA PERDIDA TRAMO i (kWh)

Sección (mm ²)	r (Ω/km)	Tramo 1 1-2	Tramo 2 2-3	Tramo 3 3-4	Tramo 4 4-SE	E_p (kWh)
240	0,104	10,968.21	34,042.18	155,910.22	428,046.56	628,967.17
300	0,083	8,753.47	27,168.28	124,428.35	341,614.08	501,964.18
400	0,066	6,960.59	21,603.69	98,943.03	271,644.93	39,915.24
500	0,054	5,695.03	17,675.75	80,953.38	222,254.95	326,579.11

Tabla 21. Energía tota perdida para cada sección

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Y el cálculo del VAN:

Sección (mm ²)	r (Ω/km)	PRECIO CABLE E INSTALACIÓN (€/m)	CL (M€)	Ep (kWh)	VAN (€)
240	0,104	54,77	598.833	628,967.17	-1,239,923
300	0,083	59,09	646.066	501,964.18	-1,157,705
400	0,066	63,53	694.612	399,152.24	-1,101,457
500	0,054	67,73	740.533	326,579.11	-1,073,406

Tabla 22. Cálculo VAN

Para concluir, vemos como a medida que se aumenta la sección, el VAN se hace más próximo a cero, siendo el mejor de los casos el cable correspondiente a 500 mm². Por tanto, finalmente, éste será el cable que montará nuestra red de media tensión: cable trifásico unipolar 3x500 mm² de cobre de 12/20 kV con aislamiento HEPR.

3. PREDISEÑO DE LA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

Como bien dice este apartado, aquí se hará un prediseño de la subestación del parque eólico dado que el diseño de esta parte de la infraestructura eléctrica forma parte de un estudio independiente para la implantación de los mismos.

3.1 INTRODUCCIÓN

La subestación eléctrica, encargada de elevar la tensión del parque eólico hasta el nivel necesario para su distribución, es una instalación que hace de nexo entre la parte correspondiente a generación del parque eólico y Red Eléctrica Española, que presenta un nivel de tensión próximo a nuestra instalación de 220kV. Este elemento de la instalación eólica se compone de los siguientes elementos:

- Edificio de control
- Obra civil
- Estructura y soportes metálicos
- Transformador de potencia
- Aparata de 220 kV
- Celdas de 20 kV
- Conductores y embarrados

- Protección, control y medida
- Instalaciones auxiliares
- Elementos de seguridad

En este caso, nos centraremos en dos elementos de la subestación: sala de control y parque a la intemperie.

3.2 EDIFICIO DE CONTROL

Este edificio es diseñado para la evacuación de la energía generada por los aerogeneradores. Además, consta de la sala eléctrica de 20 kV, que se encargará de realizar la protección de los circuitos, así como el control y mando de los principales parámetros técnicos del parque.

Dentro de este edificio, destacan los siguientes:

3.2.1 SALA DE CONTROL

Incluye un sistema de control y supervisión del parque eólico. Su función principal es la monitorización y control de los elementos correspondientes a generación (aerogeneradores) y a los correspondientes a la estación a int de la subestación eléctrica.

3.2.2 SALA ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN (20 KV)

Esta sala dispone de cuadro de protecciones, mando y medida, celdas de energía de 20 kV, transformador de servicios auxiliares, equipos de medidas, etc.

El alcance de este proyecto es tal que en este punto solo se describirán las celdas de energía:

3.2.2.1 CELDAS DE ENERGÍA

Serán un conjunto de 6 celdas. Cuatro de ellas serán celdas de línea, una celda destinada a los servicios auxiliares de la instalación y, por último, la celda de protección del transformador, que incluirá medidas de tensión e intensidad como se especificará más adelante.

- **CELDAS DE LÍNEA:**

Hay una celda de línea para cada circuito, en total, 4. Dotadas de un interruptor-seccionador de tres posiciones, permite comunicar el embarrado del conjunto de celdas con los cables, cortar la corriente nominal, seccionar esta unión o poner a tierra simultáneamente los tres bornes de los cables de MT. Por ello, estas celdas han de ser capaces de poder soportar la corriente nominal de las líneas, recuérdese de 364.64 amperios.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Presentan las siguientes características fundamentales:

CELDA	cgmcosmos-l (Ormazabal)
FUNCIÓN	LÍNEA
TENSIÓN ASIGNADA (kV)	24
CORRIENTE ASIGNADA (A)	630
W, H, D (mm)	365; 1740; 735

Tabla 23. Especificaciones técnicas celda de línea ORMAZÁBAL cgmcosmos-l

- **CELDA DE SERVICIOS AUXILIARES:**

Celda modular con protección con fusibles, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones que conecta con su correspondiente transformador de servicios auxiliares de 100 KVA. Cumple la función de suministrar energía en baja tensión a los servicios auxiliares del parque eólico como son: alimentación de equipos de regulación, motores de orientación, unidad hidráulica y otras herramientas de alumbrado y maniobra de la góndola y la torre.

Presenta las siguientes características fundamentales:

CELDA	cgmcosmos-a (Ormazabal)
FUNCIÓN	SSAA
TENSIÓN ASIGNADA (kV)	24
CORRIENTE ASIGNADA (A)	630
W, H, D (mm)	470; 1740; 735

Tabla 24. Especificaciones técnicas celda SSAA ORMAZÁBAL cgmcosmos-a

- **CELDA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR:**

Celda de interruptor automático de simple barra de corte en vacío y seccionar de tres posiciones en serie. Esta celda se encarga de dirigir toda la energía producida por el parque hasta el transformador elevador. Además, protege al mismo de posibles incidencias en el suministro energético.

Presenta las siguientes características fundamentales

CELDA	cpg.0-v
FUNCIÓN	PROTECCIÓN TRAF0 Y MEDIDA
TENSIÓN ASIGNADA (kV)	24
CORRIENTE ASIGNADA (A)	1600
W, H, D(mm)	600; 2350; 1250

Tabla 25. Especificaciones técnicas celda transformador MESA cpg.0-v

Por otro lado, este tipo de celdas ofrecen la posibilidad de incluir transformadores de tensión y transformadores toroidales de intensidad, evitando así la necesidad de celdas específicas de medida.

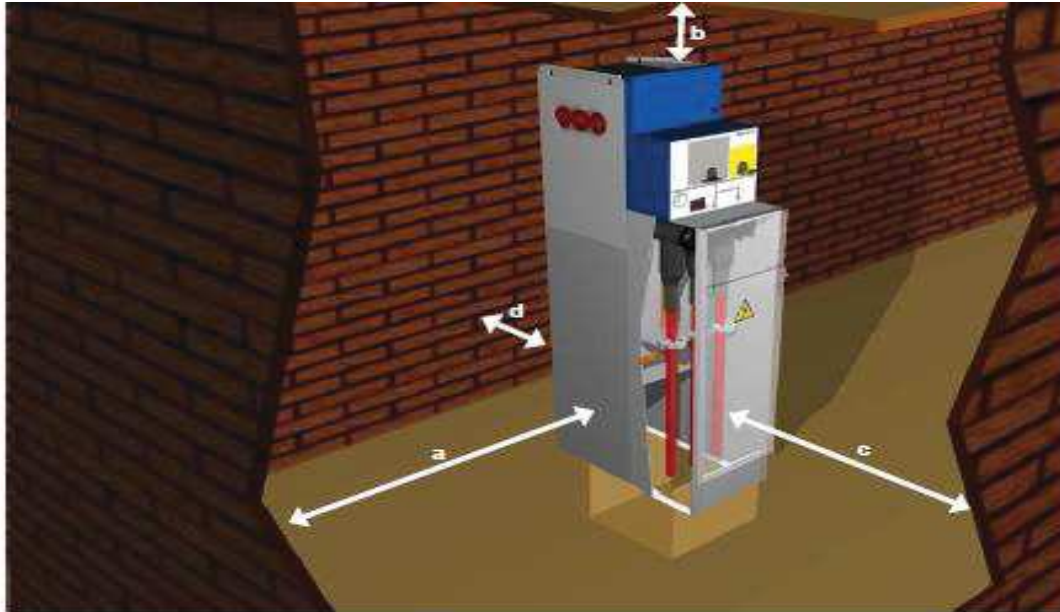
3.2.3 DISPOSICIÓN DE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y CONEXIÓN AL TRANSFORMADOR.

El conjunto de celdas aquí descrito será dispuesto en un habitáculo o edificio diseñado para la contención del mismo. Teóricamente, esta estructura contaría con una serie de dimensiones mínimas de seguridad que permitirían unas correctas maniobras de explotación y mantenimiento de dichas celdas. De este modo, el Reglamento de Alta Tensión [16] especifica la distancia mínima de las celdas respecto a la pared opuesta, aquella con la que se forma el pasillo principal de esta estructura, mientras que el resto de distancias no se rigen a este reglamento.

Por otro lado, y como bien se ha dicho, estas medidas serían teóricas, puesto que, en la realidad, esta estructura suele formar parte de un edificio mayor que contiene otros espacios para llevar a cabo otro tipo de funciones de la instalación eólica que serán brevemente descritas a continuación.

Dicho esto, en este caso se decide tomar como medidas mínimas base las recomendadas por el fabricante de celdas Ormazábal [11], quien las cuantifica respecto a techo, pasillo, pared lateral y trasera tal que así:

Diseño de un parque eólico de 50 MW



stancias Mínimas [mm]	
Pared lateral (a)	100
Techo (b)	500
Pasillo frontal (c)	500 ^(*)
Pared trasera (d)	> 100 ^(**)

^(*) El reglamento A.T. español (MIE-RAT 14) exige un pasillo de maniobra mínimo de 1000 mm.

Figura 44. Distancia recomendada edificio celdas

Finalmente, la conexión de la última celda con el propio transformador se hará por cables que han de ser capaces de conducir toda la intensidad y serán diseñados por el criterio correspondiente. Se omiten los criterios de caída de tensión y económico dada la cercanía de los elementos que se conectan.

Si volvemos a recurrir a la NORMA UNE 211435:2011 [3], observamos que no existen cables capaces de soportar tanta intensidad. Por ello, se hace necesario configurar la conexión de tal forma que se dispongan de varios cables por fase.

Entonces, según la figura 34, los cables de cobre con aislamiento HEPR de sección 300 mm² soportan una intensidad de 530 A. Si se colocan tres cables por fase, el conjunto soportará un total de 1590 A, superior a los 1458.57 A de intensidad nominal que salen de la última celda hasta el transformador.

3.3 ESTACIÓN INTEMPERIE A 220 kV

Si se deja a un lado el edificio donde se sitúan las celdas y desde donde se controla y monitoriza el funcionamiento de la instalación, nos encontramos con el resto de componentes que hacen posible la adecuación y evacuación de la energía generada para su transporte a través de la red eléctrica. Esta parte de la instalación se compone de dos posiciones: posición de transformador y de línea, ambas, con configuración de barra simple.

3.3.1 POSICIÓN DE TRANSFORMADOR

La posición de transformador estará compuesta, de los siguientes elementos:

- Autoválvula o pararrayos
- Transformador de intensidad toroidal
- Interruptor automático
- Seccionador de barra
- Barras de conexión

3.3.2 POSICIÓN DE LÍNEA

La posición de línea estará compuesta de los siguientes elementos:

- Barras de conexión
- Seccionador de barra
- Interruptor automático
- Transformador toroidal de intensidad
- Seccionador con puesta a tierra
- Transformador de tensión

3.3.3 DESCRIPCIÓN APARAMENTA ELÉCTRICA

- Transformador de potencia: se trata de un transformador de potencia trifásico con relación de transformación 220/20 kV y 50 MVA de potencia que contará, entre otras características, con aislamiento en aceite, frecuencia 50 Hz y grupo de conexión YNd11.
- Aparamenta de maniobra:

Interruptores automáticos: dispositivos que protegen ante sobreintensidades y cortocircuitos y que contarían con una tensión máxima admisible de 245 kV, 3150 A de intensidad nominal y 50 kA de poder de corte.

Seccionadores: permiten aislar (desconectar) determinadas zonas de la instalación para llevar a cabo acciones de seguridad o de reparación. Este último

Diseño de un parque eólico de 50 MW

elemento contará con una tensión máxima del material de 245 kV y 3150A de intensidad nominal.

- Aparamenta de protección:

Pararrayos autovalvulares: protegen ante sobretensiones descargándolas a tierra.

- Aparamenta de medida:

Son los transformadores de tensión e intensidad que actúan como elementos de medida y protección, informando a los relés de protección de la sala de control ante situaciones de sobrecarga o cortocircuitos. Además, sirven para la medida eléctrica en contadores.

Por último, además de esta breve descripción de la subestación eléctrica, este proyecto contará con una serie de planos que ayudarán a clarificar lo aquí descrito, así como a entender mejor la disposición de todos estos elementos y son: alzado eléctrico, esquema unifilar, planta subestación y alzado de las celdas.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

CAPÍTULO 3: VIABILIDAD ECONÓMICA

Para dar por finalizado este proyecto, es importante estudiar si el mismo resultaría o no rentable. Por ello, aquí se hará un breve análisis mediante el cálculo del Valor Actual Neto, en el cual no será considerado un nivel de rentabilidad mínima y la Tasa de Retorno Interna o TIR, que nos ayudará a determinar si fuese conveniente seguir adelante o no con el proyecto.

La fórmula de VAN que aplicaremos será la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+i)^t} - I_0 \quad (14)$$

Siendo:

- Vt : flujos de caja en cada periodo t
- I_0 : costos iniciales
- n : años que opera la instalación (20 años)
- i : tipo de interés (4%)

Y para el cálculo de la TIR, hallamos aquel valor que haga cero el VAN:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (15)$$

1. COSTOS INICIALES

Los costos iniciales del proyecto, es decir, la inversión inicial necesaria para poner en funcionamiento la instalación, quedan resumidos en la siguiente tabla:

Diseño de un parque eólico de 50 MW

AEROGENERADORES	61,475,855.97 €
INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	1,764,655.46 €
OBRA CIVIL	9,726,056.91 €
INGENIERÍA	5,379,137.39 €
TOTAL	78,345,705.73 €

Tabla 26. Inversión inicial

2. COSTOS ANUALES

Incluyen gastos de repuestos, salarios de los empleados de la planta y que llevan a cabo labores de mantenimiento o control de la planta. Estos costes se estiman en 70.000 € anuales.

Por otro lado, aquí se considerarán el coste por energía perdida (24,493.43 €/año) calculado anteriormente y que se supondrá constante a lo largo de los años.

3. OTROS

Además de todos estos costes, se tendrá en cuenta uno más: el coste de desmantelamiento. Una vez la planta haya operado durante sus 20 años de vida útil se procedería a llevar a cabo tareas tales como: retirada aerogeneradores, retirada de escombros, aporte tierra vegetal etc. Estos gastos, que se estima que pudiesen alcanzar en torno a 250,000 €, no son anuales y se sumaran a los costos iniciales del proyecto y se restarán al término positivo del VAN.

4. INGRESOS

Estos se corresponderán por la venta de energía. Es conocida la cantidad de energía producida al año: 196.1 GWh; y se ha estimado el precio de venta en 0.075 €/kWh. De todos modos, es obvio que el parque no siempre estará funcionando, sino que habrá ocasiones en las que, por diversas causas, uno o varios de sus aerogeneradores pararán por incidencias en su funcionamiento. Por ello se aplica una reducción del 5% sobre la energía total producida.

5. CÁLCULO VAN Y TIR

INGRESO ANUAL	13,971,640.5 €
PÉRDIDAS ANUALES	94,493.43 €
INTERÉS	0.04
INVERSIÓN INICIAL + FINAL	78,595,705.73 €
AÑOS OPERACIÓN	20
VAN	109,999,251.69 €
TIR	17%

Tabla 27. VAN & TIR

6. CONCLUSIONES.

Finalmente, dados los valores de VAN Y TIR hallados, se llega a la conclusión de que es rentable llevar a cabo el proyecto dado al ser el VAN mayor que cero, esto nos dice que este proyecto generará beneficios y el TIR, al ser mayor que la tasa de descuento de flujos, que es igual a $1/(1+i)$ y que resulta ser del 3.8%, nos indica que el proyecto es rentable, o lo que es lo mismo, dado que el TIR es el valor de la tasa de descuento para el cual el VAN es 0 y por tanto el proyecto no generaría beneficios, se podría decir que contaríamos con un margen de hasta el 17% de tasa de descuento para la cual el proyecto seguiría siendo rentable.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES

En este trabajo se ha llevado a cabo el diseño de un parque eólico de 50 MW realizando no sólo el prediseño de las infraestructuras eléctricas asociadas sino también, analizando el recurso eólico y eligiendo la ubicación más adecuada para las turbinas. Para el análisis del recurso eólico se ha empleado la herramienta informática gratuita OpenWind. Sin embargo, la utilización de esta herramienta está condicionada por el uso de otros paquetes informáticos de pago que sirven para adaptar los datos de las torres de medida al programa principal. Además, existe poca documentación que detalle el funcionamiento del mismo. Para salvar este obstáculo se ha desarrollado de forma exitosa un programa con Matlab que adapta los datos de viento al formato usado por OpenWind. En este proyecto se ha descrito y explicado detalladamente estas y otras singularidades del programa con la idea de que este trabajo sirva también como manual de consulta.

La segunda parte del proyecto se ha centrado en el diseño eléctrico. Este diseño no sólo se ha tratado de cubrir los aspectos técnicos, sino que se ha realizado un esfuerzo en diseñar la instalación en base a criterios económicos. Los resultados obtenidos arrojan que es más ventajoso desde el punto de vista económico aumentar la sección de los conductores de la red de media tensión, aunque esto suponga un aumento de la inversión inicial. Por otro lado, dado el largo periodo de explotación de este tipo de instalaciones la sobreinversión queda plenamente amortizada y con retornos positivos. Finalizando con esta parte del proyecto, también se ha llevado a cabo una introducción descriptiva acerca de la subestación eléctrica, definiendo elementos que la componen y su distribución, así como funcionalidad principal.

Por último, destacar que, a pesar de los puntos ya comentados, hay otros tantos que no han sido incluidos en este proyecto dada la naturaleza “eléctrica” del mismo. Éstos, si bien no menos importantes que los anteriores serían fundamentales para un proyecto completo de diseño de instalaciones eólicos y que son: descripción detallada de la obra civil correspondiente, procesos por los que pasa un parque eólico, desde la elaboración del mismo proyecto y puesta en marcha hasta su desmantelamiento; estudio de seguridad y salud, impacto medioambiental etc.

Diseño de un parque eólico de 50 MW

CAPÍTULO 5: REFERENCIAS

- [1]: Asociación Empresarial Eólica (AEE): www.aeeolica.org
- [2]: Global Wind Energy Council (GWEC) <http://www.gwec.net/>
- [3]: 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.
- [4]: Procesos de un parque eólico:
<http://adurcal.com/enlaces/mancomunidad/viabilidad/57.htm>
- [5]: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE): www.idae.es
- [6]: GLOBAL DATA EXPLORER: <https://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>
- [7]: REN21: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century:
<http://www.ren21.net/>
- [8]: PRYSMIAN: Cables y Accesorios para Media Tensión 2014-2015
- [9]: Catálogo aerogenerador Alstom Eco 100 3 MW 2.0 Class 2A
- [10]: Símbolos normalizados UNE-EN 60617
- [11]: Catálogo ORMAZÁBAL: Aparamenta de media tensión para Soluciones de la Red de Distribución.
- [12]: Catálogo MESA: Celdas de distribución primaria.
- [13]: DISEÑO RED DE MT PARA EVACUACIÓN EÓLICA. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS: Energía eólica. Seminario 3. Grado en Ingeniería de la Energía.
- [14]: Norma UNE 2144-3-2. Sección 2: “Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia”
- [15]: R.D. 1565/2010: generadores en régimen especial.
- [16]: Reglamento Alta Tensión (RAT)
- [17]: Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (RCE)

Diseño de un parque eólico de 50 MW

Documento nº2:
PRESUPUESTO INICIAL

PRESUPUESTO. INVERSIÓN INICIAL

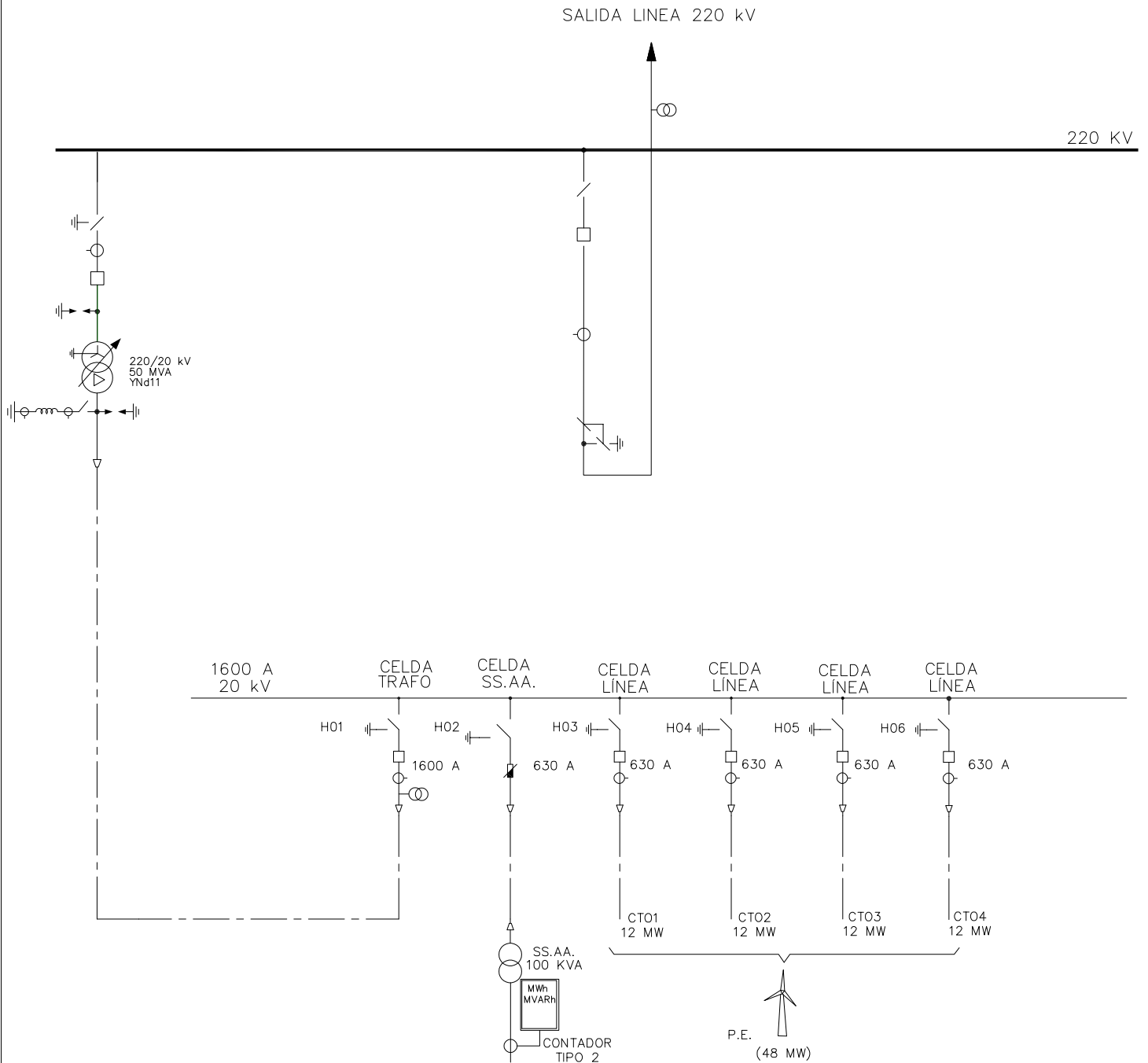
1	AEROGENERADORES
2	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA
2.1	RED MEDIA TENSIÓN
2.2	CELDAS DE DISTRIBUCIÓN
2.3	SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA INTEMPERIE
3	OBRA CIVIL
4	INGENIERÍA

Pos.	Cant.	Concepto	Importes (€)
1		AEROGENERADORES	
	16	Turbina Alstom ECO 100 3.0 Class 2A. Cuenta con 100.8 metros de diámetro de rotor y 3 MW de potencia.	
		Total Pos.:	61,475,855.97
		Total Capítulo 1 : AEROGENERADORES	61,475,855.97
2		INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	
2.1		RED MEDIA TENSIÓN	
	10933.6	Conductor 12/20kV 3x500 mm2 con aislamiento HEPR. Línea trifásica completamente instalado y tendido en zanjas.	
		Total Pos.:	812,944.35
		Total Subcapítulo 2.1: RED MEDIA TENSIÓN	812,944.35
2.2		CELDAS DE DISTRIBUCIÓN	
	4	Celda de línea Ormazábal cgmcosmos-I. Tensión asignada de 24 kV e intensidad nominal de 630 A.	
		Total Pos.:	15,116.03
	1	Celda de servicios auxiliares Ormazábal cgmcosmos-a. Tensión asignada de 24 kV e intensidad nominal de 630 A.	
		Total Pos.:	3,588.00
	1	Celda transformador MESA CBGS-0. Tensión asignada de 24 kV e intensidad nominal de 1600 A. Incluye trafos de medida de intensidad y tensión.	
		Total Pos.:	13,679.92

		Total Subcapítulo 2.2 : CELDAS DE DISTRIBUCIÓN	32,383.95
2.3		SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA INTEMPERIE	
	1	Transformador 20/220 kV de 50 MVA	
		Total Pos.:	919,327,16
		Total Subcapítulo 2.3: SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA INTEMPERIE	919,327,16
		Total Capítulo 2: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	1,764,655.46
3		OBRA CIVIL	
	1	Incluye: movimientos de tierra y acondicionamiento de la zona, construcción y ampliación de vías de acceso, zanja de media tensión para la evacuación de la electricidad y acondicionamiento para edificaciones anejas.	
		Total Pos.:	9,726,056.91
		Total Capítulo 3 : OBRA CIVIL	9,726,056.91
4		INGENIERÍA	
	1	ESTUDIO VIABILIDAD	
		Total Pos.:	548,891.57
	1	PROYECTO DE DISEÑO	
		Total Pos.:	1,646,674.71
	1	DIRECCIÓN DE OBRAS	
		Total Pos.:	3,183,571.11
		Total Capítulo 4: INGENIERÍA	5,379,137.39
		RESUMEN ECONÓMICO	
		Total Capítulo 1: AEROGENERADORES	61,475,855.97€
		Total Capítulo 2: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	1,764,655.46€
		Total Capítulo 3: OBRA CIVIL	9,726,056.914€
		Total Capítulo 4: INGENIERÍA	5,379,137.39€
		PRESUPUESTO FINAL:	78,345,705.73€

Documento nº3:

PLANOS



CARACTERISTICAS ASIGNADAS	
TENSION NOMINAL	20 kV
TENSION MAS ELEVADA	24 kV
TENSION S.S.A.A. C.A.	400 Vca

Nº PLANO: 1

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 50 MW



Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA

ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN EÓLICA

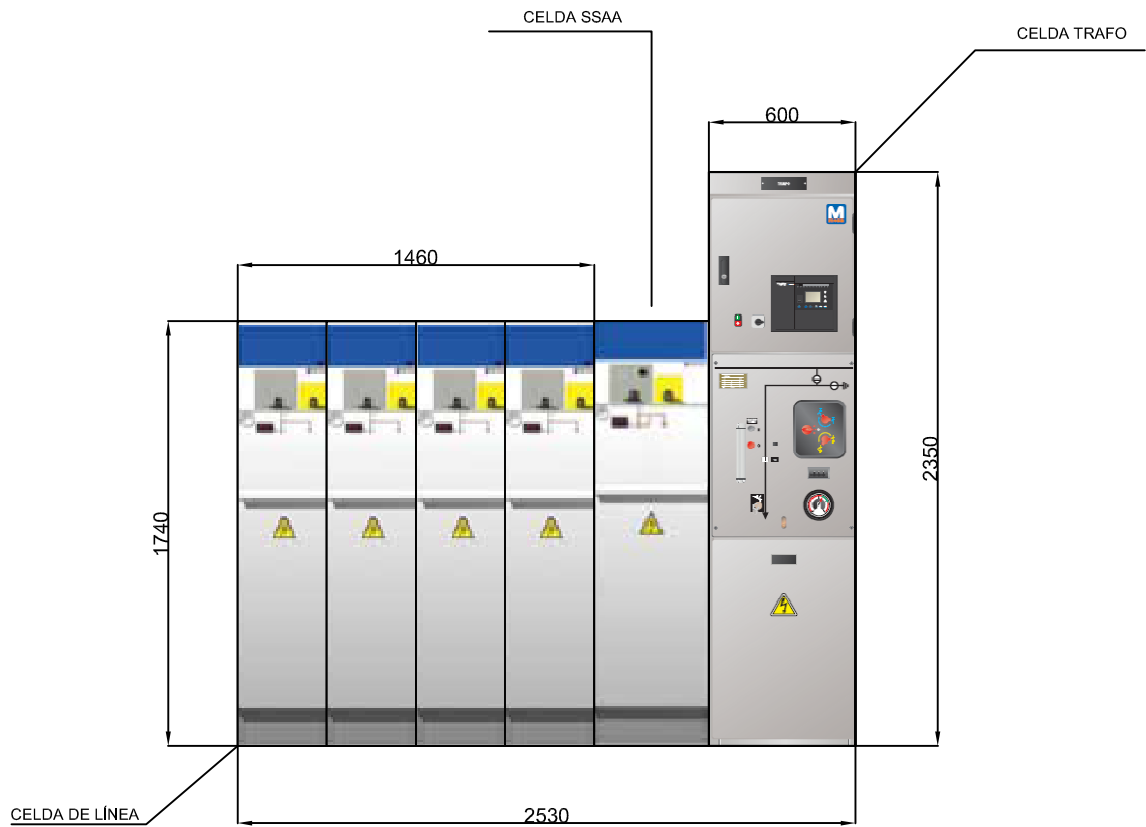
ESCALA

—

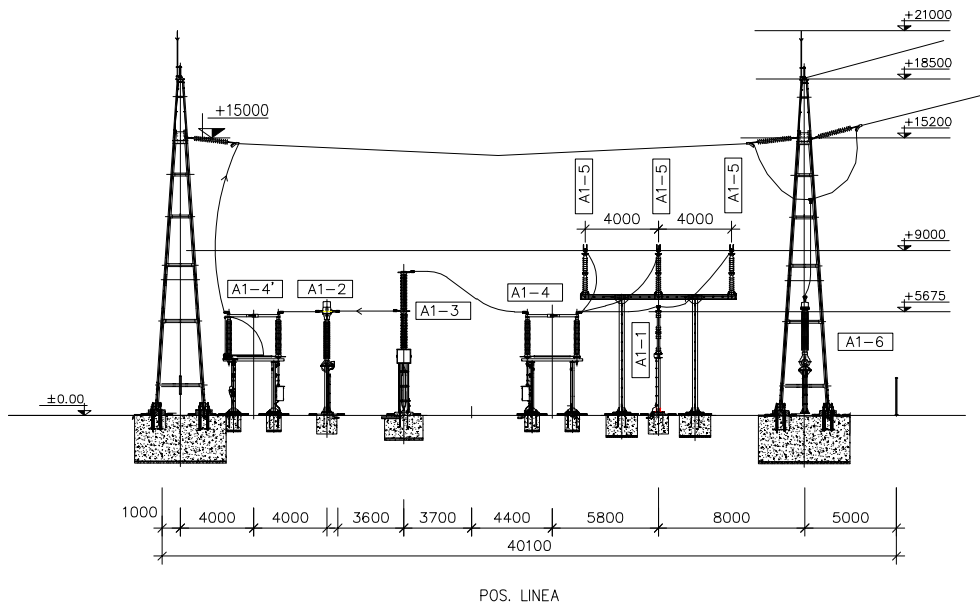
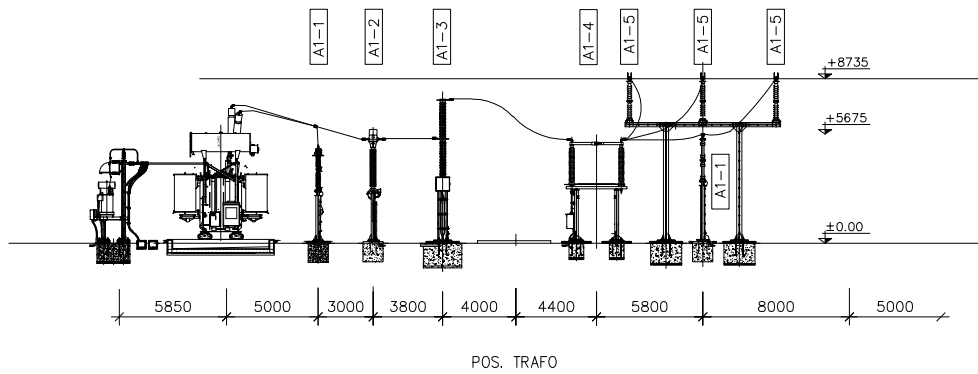
RAÚL NOEL RODRIGUEZ

JUNIO 2017

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

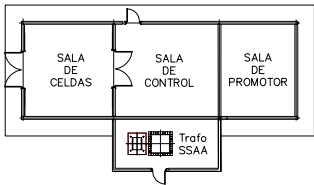
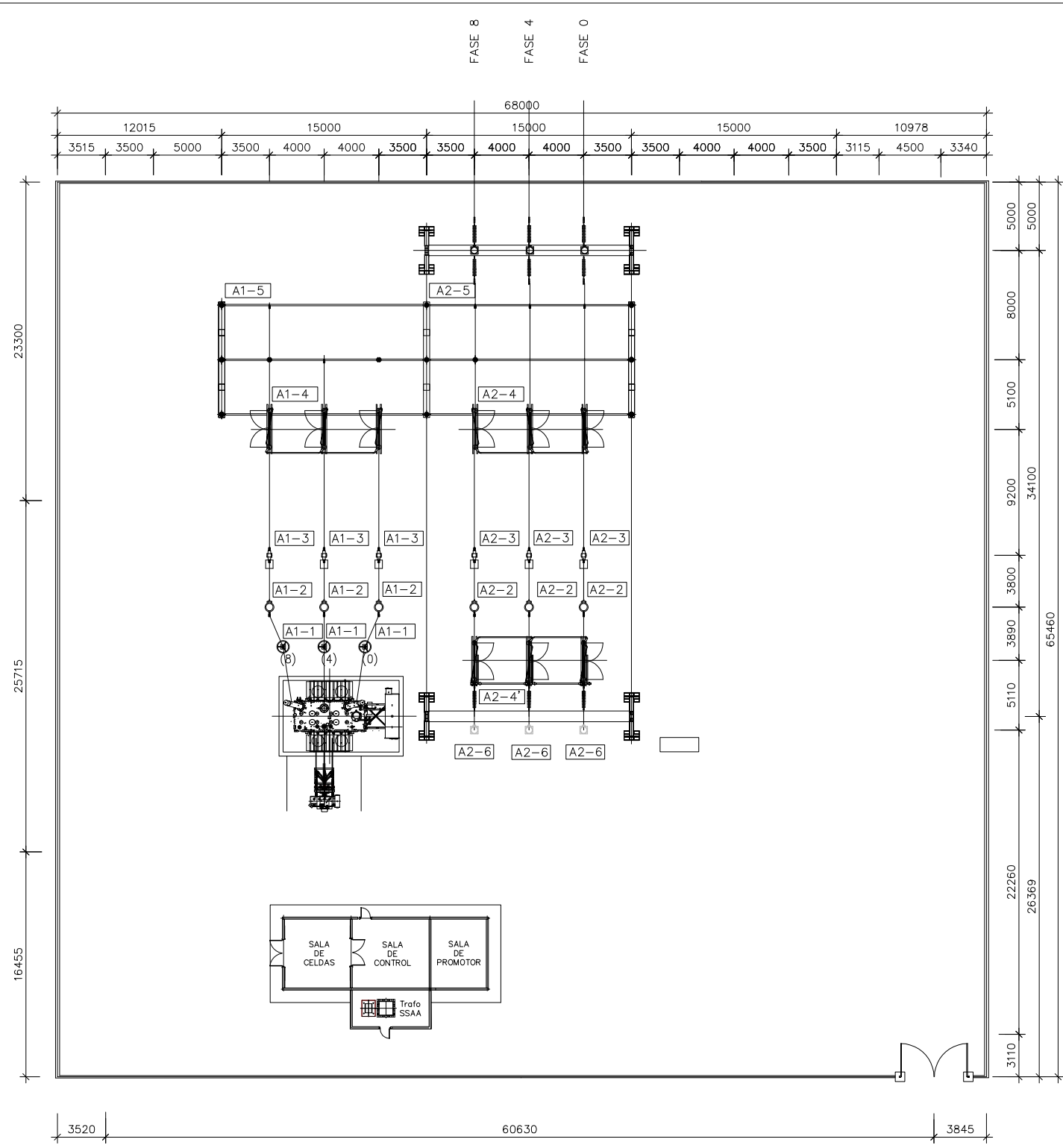


Nº PLANO: 2		DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 50 MW	
 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA		ALZADO CELDAS DE ENERGÍA	ESCALA 1/30
		RAÚL NOEL RODRÍGUEZ JUNIO 2017	GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



LEYENDA	
A1	APARUMENTA POSICIÓN TRAF0
A2	APARUMENTA POSICIÓN LINEA
-1	AUTOVÁLVULA O PARARRAYOS
-2	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD
-3	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
-4	SECCIONADOR
-4'	SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA
-5	BARRAS DE CONEXIÓN
-6	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Nº PLANO: 3	DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 50 MW	
	ALZADO PARQUE INTEMPERIE	ESCALA 1/400
	RAÚL NOEL RODRÍGUEZ JUNIO 2017	GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



LEYENDA	
A1	APARAMENTA POSICIÓN TRAF0
A2	APARAMENTA POSICIÓN LINEA
-1	AUTOVÁLVULA O PARARRAYOS
-2	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD
-3	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
-4	SECCIONADOR
-4'	SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA
-5	BARRAS DE CONEXIÓN
-6	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Nº PLANO: 4		DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 50 MW	
		PLANTA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	ESCALA 1/400
		RAÚL NOEL RODRÍGUEZ JUNIO 2017	GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA