

Proyecto Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de la Energía

# **Diseño de un Parque Eólico con Aerogeneradores de 2 M**

Autor:  
David Vega Ávila

Tutor:  
Jesús Riquelme Santos  
Catedrático de Universidad  
Juan Manuel Roldán Fernández  
Profesor Sustituto Interino

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2018

El proyecto se basa principalmente en el diseño un parque eólico con aerogeneradores de 2 MW, con un total de 15 aerogeneradores repartidos en un área determinada a seleccionar, y junto a un estudio del potencial eólico de la zona.

En primer lugar se hará una breve descripción del estado del arte de esta tecnología, potencia eólica instalada, aportación energética, etc. En segundo lugar y como parte más importante del trabajo, se recurrirá al uso de OpenWind, un software especializado en la simulación de parques eólicos, y que será el encargado de la configuración final del parque, además de calcular la energía total que será capaz de verter a la red. Se mostrará cómo trabajar con este programa, cómo introducir los datos necesarios para poder diseñar/crear el parque eólico, cómo se crean las capas, cómo optimizar la ubicación de las turbinas y finalmente cómo obtener la energía producida por la instalación.

En tercer lugar, una vez localizada la localización del parque se procederá a diseñar la red de media tensión, la red de media se diseñará teniendo en cuenta tres criterios, criterio térmico, criterio por caída de tensión y criterio económico. Además se diseñará un conjunto de celdas que conectan la generación con la a paramenta que transforma y vierte la energía producida a la red.

Para finalizar, se hará un estudio de la viabilidad del proyecto, calculando tanto el VAN como el TIR y un presupuesto que refuerce la viabilidad del proyecto.

Agradecimientos.....	vii
Resumen.....	vii
Índice.....	ix
Índice de tablas.....	xi
Índice de figuras.....	xiii
1. Introducción.....	1
1.1 Objeto y resumen del Trabajo Fin de Grado.....	1
1.2 Alcance del Trabajo Fin de Grado.....	1
1.3 Situación actual del sector eólico.....	1
2. Análisis del recurso eólico.....	5
2.1 Potencial eólico.....	5
2.2 Mediciones del recurso eólico.....	7
2.3 OpenWind.....	9
2.4 Primeros pasos en OpenWind.....	10
2.4.1 Mapas.....	10
2.4.2 Torres de medida meteorológicas.....	13
2.4.3 Creación del parque eólico en OpenWind.....	15
2.4.4 Simulación y producción de energía eléctrica.....	19
3. Infraestructura eléctrica.....	21
3.1 Posición de la subestación eléctrica.....	21
3.2 Diseño de la red de media tensión (20 KV).....	21
3.3 Elección de la tensión asignada del cableado.....	22
3.4 Cálculo de las intensidades nominales.....	22
3.5 Elección de la sección del conductor.....	23
3.5.1 Dimensionamiento de conductores por criterio térmico.....	23
3.5.2 Comprobación de sección por criterio de caída de tensión.....	26
3.5.3 Dimensionamiento de conductores por criterio económico.....	28
3.5.4 Aproximación al criterio de cortocircuito.....	34
3.6 Prediseño de la subestación transformadora.....	35
3.6.1 Edificio de control.....	35
3.6.1.1 Sala de control.....	35
3.6.1.2 Sala eléctrica de media tensión.....	35
3.6.1.2.1 Celdas de conexión.....	36
3.6.1.2.1.1 Celdas de protección para líneas.....	36
3.6.1.2.1.2 Celdas de protección para servicios auxiliares.....	37
3.6.1.2.2 Selección del transformador para servicios auxiliares (20/0,42 KV).....	38
3.6.2 Selección del transformador de potencia.....	39
3.6.3 Conexión de celdas-transformador de potencia.....	39

3.6.4	<i>Aparamenta de protección, seguridad y sistemas de medidas</i>	40
4.	Viabilidad económica	41
4.1	<i>Rentabilidad del proyecto</i>	41
4.2	<i>Costes del proyecto</i>	41
4.2.1	<i>Costes iniciales</i>	41
4.2.2	<i>Costes anuales</i>	42
4.2.3	<i>Costes por energía perdida</i>	42
4.2.4	<i>Costes finales por desmantelamiento</i>	42
4.3	<i>Ingresos</i>	42
4.4	<i>Cálculo de VAN y TIR</i>	42
5.	Conclusiones	45
	Anexo A: Presupuestos	47
	Anexo B: Planos	49
	Referencias	57

## Índice de tablas

---

Tabla 1. Energía neta producida .....	19
Tabla 2. Datos característicos del parque.....	20
Tabla 3. Coordenadas de la subestación eléctrica .....	21
Tabla 4. Tensiones recomendadas para redes trifásicas.....	22
Tabla 5. Pesos por sección de conductores.....	23
Tabla 6. Temperaturas máximas en el conductor. UNE 211435:2011 .....	24
Tabla 7. Factor de corrección para temperaturas del terreno. UNE 211435:2011 .....	24
Tabla 8. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y hum .....	24
Tabla 9. Factor de corrección para la resistividad térmica del terreno. UNE 211435:2011.....	25
Tabla 10. Factores de corrección para distintas profundidades. UNE 211435:2011 .....	25
Tabla 11. Factor de corrección final.....	25
Tabla 12. Intensidad máxima admisible .....	26
Tabla 13. Intensidades máximas admisibles por sección. UNE 211435:2011.....	26
Tabla 14. Longitudes de los circuitos.....	27
Tabla 15. Caída de tensión por circuitos.....	28
Tabla 16. Potencia de un aerogenerador .....	30
Tabla 17. Frecuencia para cada velocidad de viento en tanto por 1.....	31
Tabla 18. Cálculo intensidad que genera 1 aerogenerador para cada valor de viento k.....	32
Tabla 19. Valor de precios y resistencias por sección de conductor .....	33
Tabla 20. Costes de líneas por tramos.....	33
Tabla 21. Costes de pérdidas energéticas por tramos.....	33
Tabla 22. Valor actual neto por tramos.....	33
Tabla 23. Intensidad máxima de cortocircuito con aislamiento HEPR. UNE 211435:2011 .....	35
Tabla 24. Características principales de las celdas cgmcosmos-I [12] .....	37
Tabla 25. Características principales de las celdas cgmcosmos-I [12] .....	37

Tabla 26. Características principales de la celda Ormazabal gae1250kmax-1lsv [12] .....	38
Tabla 27. Factores de corrección por agrupación de conductores .....	40
Tabla 28. Costes iniciales del proyecto.....	42
Tabla 29. Cálculos VAN y TIR .....	42

## Índice de figuras

---

Figura 1. Potencia global instalada (GWEC) .....	1
Figura 2. Ranking de países europeos por nueva potencia instalada en 2017, onshore y offshore (MW).....	2
Figura 3. Evolucion anual y acumulada de la potencia instalada en España (MW) .....	2
Figura 4. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2017 (MW) .....	3
Figura 5. Cobertura de la demanda eléctrica peninsular 2017 .....	3
Figura 6. Potencial eólico medido a una altura de 80 metros.....	5
Figura 7. Densidad de potencial eólico medio anual a 80 metros de altura en Andalucía .....	6
Figura 8. Velocidad media estacional a 80 metros de altura en Andalucía .....	6
Figura 9. Potencial eólico medio anual en Tarifa (IDEA).....	7
Figura 10. Datos de viento (IDEA) .....	8
Figura 11. Zonas protegidas (IDEA).....	8
Figura 12. Ubicación del parque eólico (Google Earth) .....	9
Figura 13. Global Data Explorer .....	10
Figura 14. Selección de área .....	10
Figura 15. Área seleccionada.....	11
Figura 16. Descarga de datos.....	11
Figura 17. Mapa en OpenWind .....	12
Figura 18. Elevación de terreno.....	12
Figura 19. Mapas – Lower limit 0.....	12
Figura 20. Ejemplo Matriz.....	13
Figura 21. Matriz de resultados Torre 1 en Excel .....	14
Figura 22. Matriz de resultados Torre 1 en archivo de texto.....	15
Figura 23. Torres de medidas meteorológicas.....	15
Figura 24. Crear mapa de viento .....	16
Figura 25. Crear nuevo mapa de viento .....	16

Figura 26. Nuevo mapa de viento .....	17
Figura 27. Capa Turbinas .....	17
Figura 28. Relación parental entre capas.....	18
Figura 29. Introducción de aerogeneradores .....	18
Figura 30. Parque eólico optimizado .....	19
Figura 31. Configuración circuitos - SE.....	27
Figura 32. Resistencia por sección en ( $\Omega/\text{km}$ ). Prysmain .....	28
Figura 33. Curva de potencia del aerogenerador .....	30
Figura 34. Datos torre de medidas meteorológicas 1.....	31
Figura 35. Estructura constructiva y componentes de celdas Ormazabal cgmcosmos [12] .....	36
Figura 36. Estructura constructiva y componentes de celdas Ormazabal gae1250kmax-1lsv [12] .....	38



# 1. Introducción

## 1.1 Objeto y resumen del Trabajo Fin de Grado

El propósito del presente proyecto es diseñar un parque eólico con aerogeneradores de 2 MW de potencia pico, el parque contará con 15 turbinas, lo que supondrá una potencia total instalada de 30 MW.

El diseño del parque consta principalmente de dos bloques, el primero de ellos, mediante bases de datos y con la ayuda de OpenWind, se hará un estudio del potencial eólico de la zona elegida, para ello se obtendrá datos de viento de la zona, se determinará la configuración óptima de los aerogeneradores y se obtendrá la cantidad de energía eléctrica producida por el parque. En el segundo bloque se hará un diseño básico y un breve cálculo de la aparamenta eléctrica del parque eólico.

Por último, se hará un estudio de viabilidad del parque, esto determinará si la construcción del parque será rentable o no.

## 1.2 Alcance del Trabajo Fin de Grado

Alcance del proyecto:

- Selección del emplazamiento
- Análisis del recurso eólico con OpenWind
  - Datos de viento [IDAE]
  - Ecuación de Weibull
  - Mapas [NASA]
- Colocación de turbinas
- Simulación del parque eólico y obtención de la energía total generada
- Desarrollo de la infraestructura eléctrica
- Rentabilidad y proyecto

## 1.3 Situación actual del sector eólico

Hoy en día, la energía eólica es una de las fuentes de energía renovables más utilizadas y que mayor desarrollo técnico ha logrado durante las últimas décadas. La energía eólica instalada aumentó un 9% en 2017, hasta situarse en 539.123 MW de potencia total instalada en el mundo, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC) [1]. China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los primeros productores mundiales, seguidos de Reino Unido, Italia y Francia.

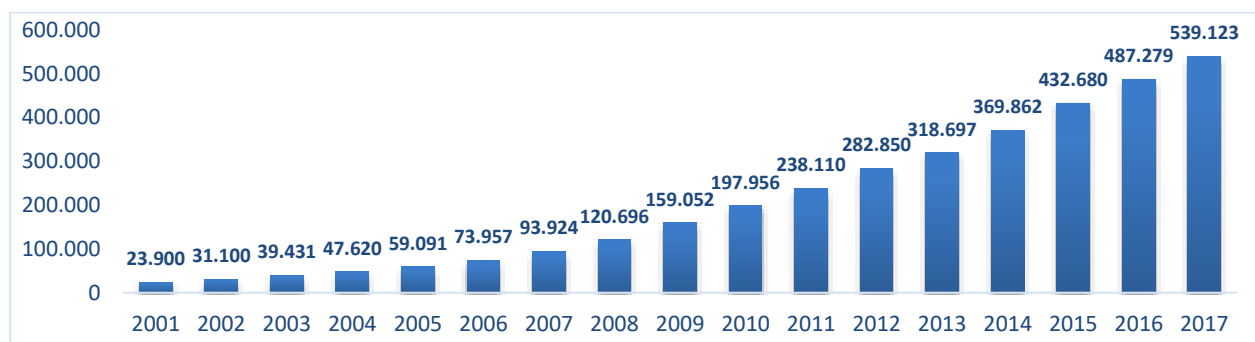


Figura 1. Potencia global instalada en MW (GWEC)

En la figura 1, cedida por Global Wind Energy Council (GWEC) [1], se muestra la evolución exponencial de la potencia total instalada en el mundo, pasando de 23.900 MW en el año 2001, a los 539.123 MW de 2017.

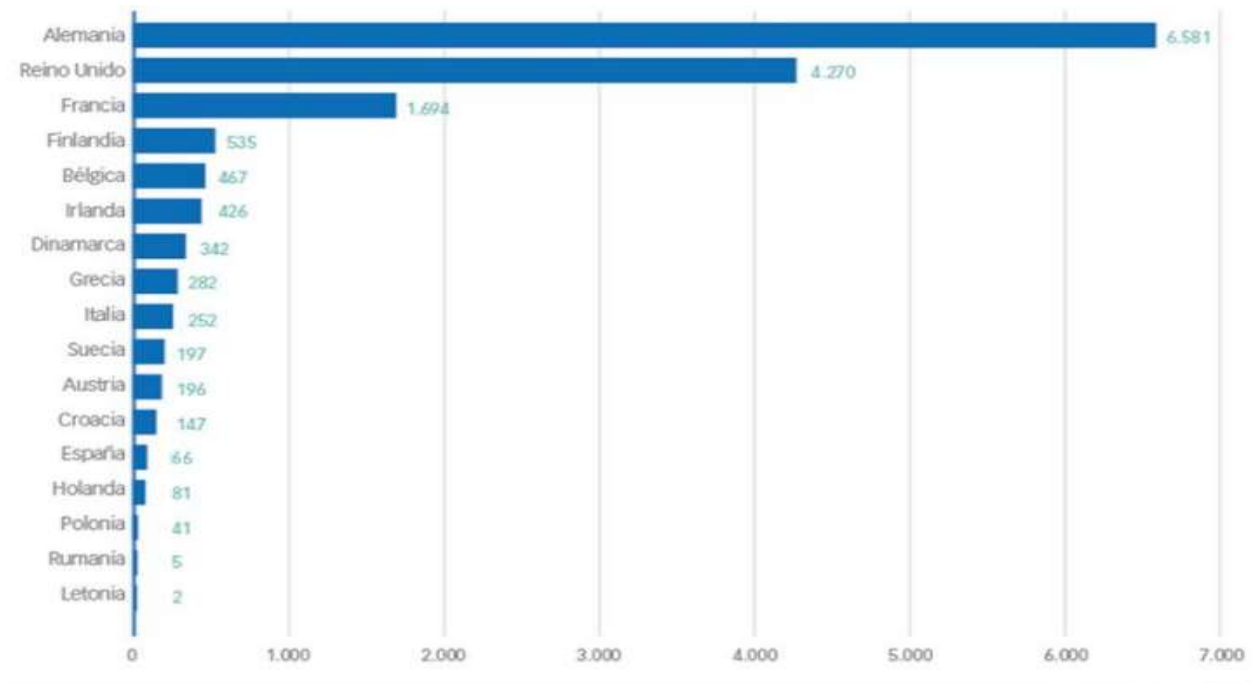


Figura 2. Ranking de países europeos por nueva potencia instalada en 2017, onshore y offshore (MW)

En la figura 2, cedida por la Asociación Empresarial Eólica, AEE [2], se muestra la evolución de los países europeos por potencia instalada en 2017, onshore y offshore, donde se observa un gran crecimiento en países como Alemania y Reino Unido, y el estancamiento de otros países como España, que aumentó tan solo 66 MW, comparados con los 6.581 MW de Alemania.

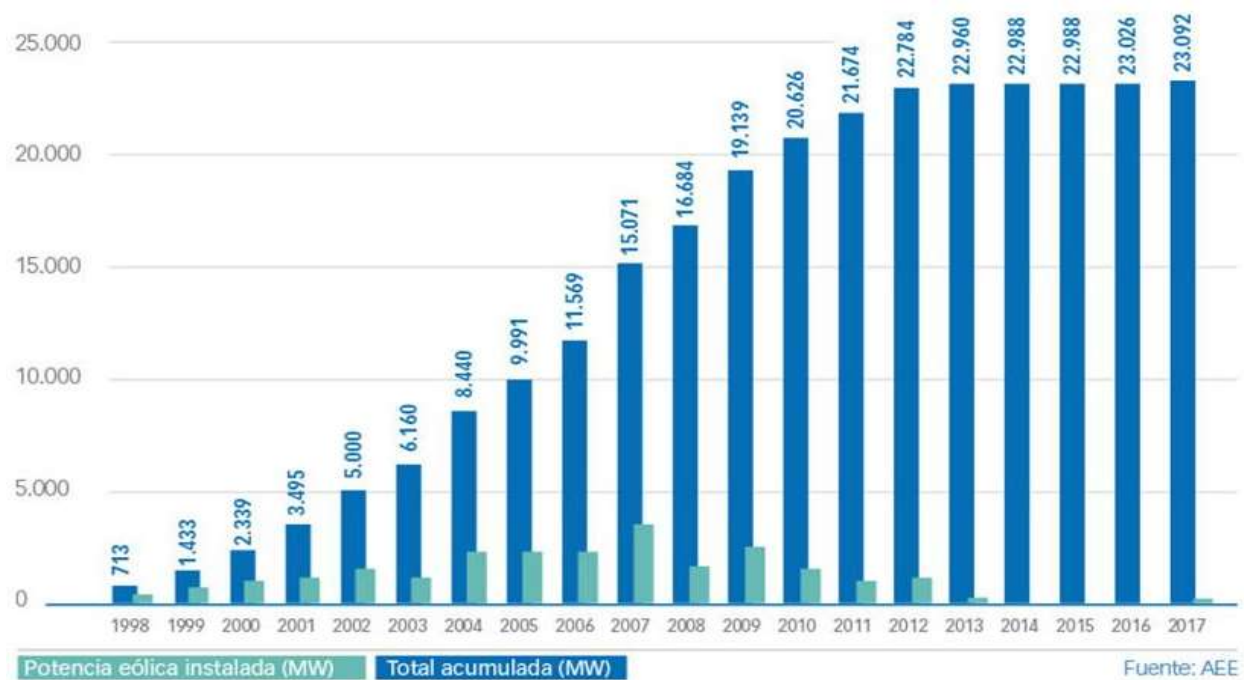


Figura 3. Evolucion anual y acumulada de la potencia instalada en España (MW)

En la figura 3, cedida por la Asociación Empresarial Eólica, AEE [2], se puede observar claramente la poca evolución que ha tenido España en los últimos 5 años, del año 2012 al 2017, solo se ha aumentado su potencia eólica en 308 MW, habiendo años en los que se ha mantenido sin variaciones.

Actualmente, en España hay instalados 1.090 parques eólicos, instalados en 803 municipios, con una potencia total instalada de 23.092 MW. La eólica evita la emisión de 28 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> cada año, según la Asociación Empresarial Eólica, AEE [2].

Andalucía, es la cuarta comunidad autónoma con mayor potencial eólico instalado, y la tercera comunidad autónoma en producción eólica en 2017, con 7.187 GWh, acordes a la información facilitada por la Red Eléctrica de España [3].

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

Figura 4. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2017 (MW)

Actualmente la energía eólica en España cubre el 18,2% de la energía consumida, siendo la segunda tecnología tras la nuclear, con un 21,5% de la cobertura de la demanda eléctrica peninsular, según datos de la Red Eléctrica de España [3].

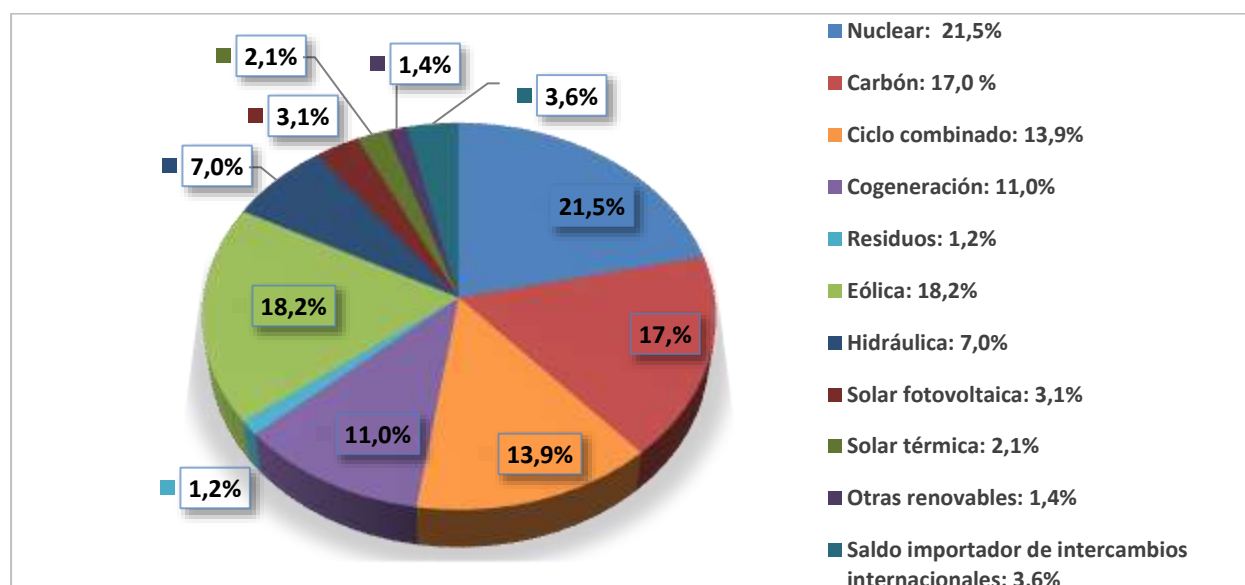


Figura 5. Cobertura de la demanda eléctrica peninsular año 2017 (253.082 GWh)

Por último, aunque la generación de energía eólica ha descendido ligeramente en estos últimos 3 años, encontrándose su pico de generación en 2013, con 54.334 GWh, el pasado año, hay que destacar que contribuyó con 47.896 GWh, siendo la segunda fuente de generación tras la energía nuclear, como se ha mencionado anteriormente.



## 2. Análisis del recurso eólico

La elección de un adecuado emplazamiento para la instalación del parque eólico es de vital importancia, pues repercutirá directamente en la producción de energía del mismo. Se atenderá a criterios como velocidad media y orientación, cercanía a la subestación eléctrica, zonas pobladas y a la topografía del terreno. Determinada la ubicación del parque se procederá a una estimación de la producción de energía eléctrica y la distribución de los aerogeneradores en la zona seleccionada.

### 2.1 Potencial eólico

Antes de entrar en profundidad en este proyecto, hay que aclarar varios conceptos; los aerogeneradores elegidos para este trabajo son los Alstom ECO 2.0 Class 2ª, estas turbinas tienen una altura de buje de 90 metros, es por ello que resulta de interés hacer un estudio de la zona elegida a alturas similares, para simplificar el estudio, los datos se han tomado a 80 metros.

Mencionado esto, la base de datos en la que se centra este capítulo es la correspondiente al Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE [4], del cual se puede obtener atlas eólicos a diferentes alturas.



Figura 6. Potencial eólico medido a una altura de 80 metros

Como se puede observar en la figura 6, las zonas de mayor recurso eólico están en las zonas costeras de Galicia y Andalucía.

En este trabajo nos hemos centrado en la zona sur de Andalucía, Tarifa, ya que cuenta con unas condiciones muy específicas del medio, niveles de intensidad y persistencia de los vientos. El área del Estrecho se configura como una de las de mayor potencial eólico de España, su velocidad media anual de los vientos está en torno a los 7-10 m/s.

MAPA EÓLICO DE ANDALUCÍA  
Densidad de Potencia Media Anual a 80 m de altura

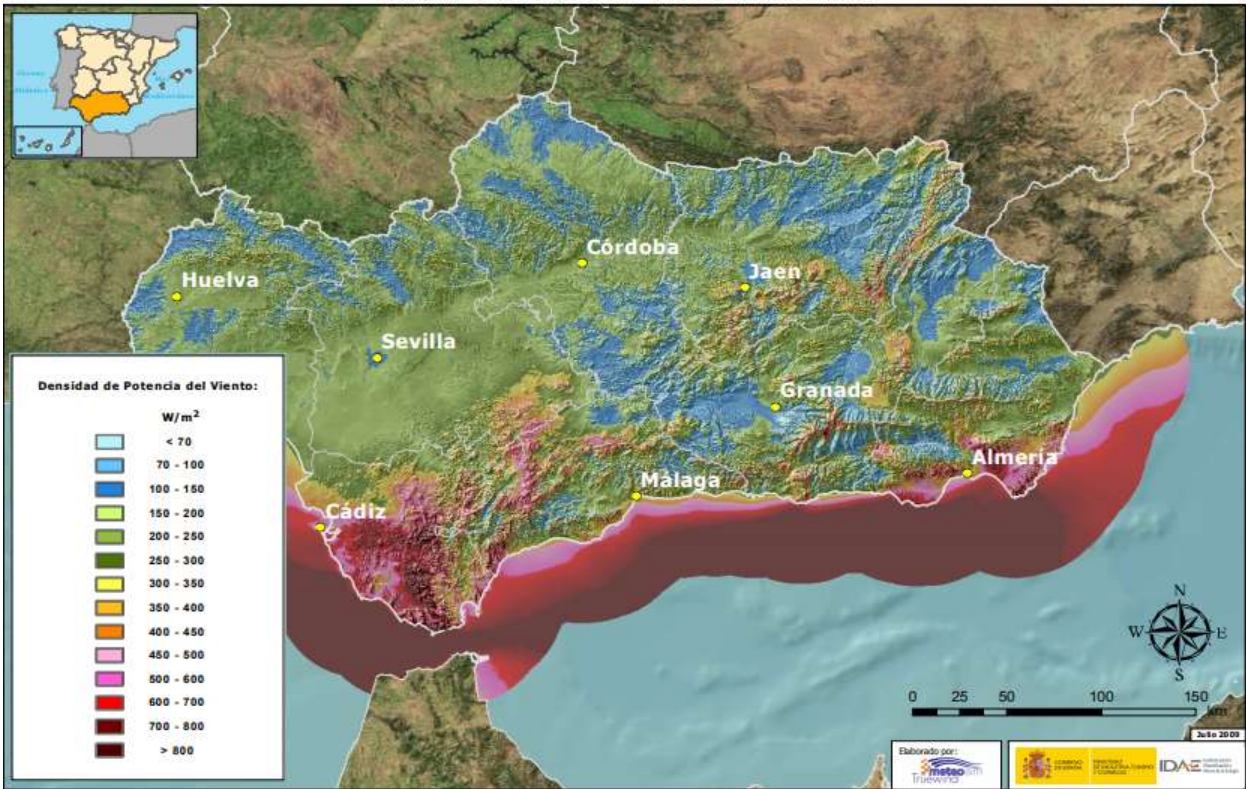


Figura 7. Densidad de potencial eólico medio anual a 80 metros de altura en Andalucía

MAPA EÓLICO DE ANDALUCÍA  
Velocidad Media Estacional a 80 m de altura

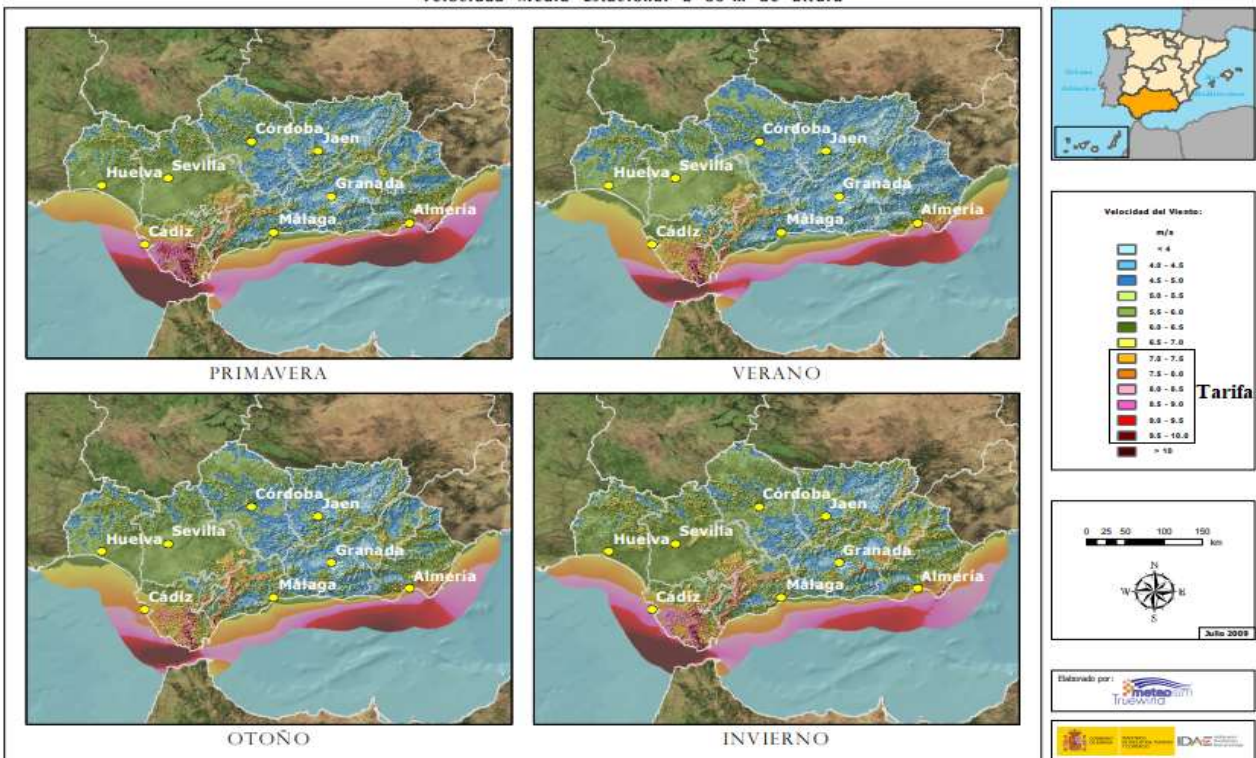


Figura 8. Velocidad media estacional a 80 metros de altura en Andalucía

## 2.2 Mediciones del recurso eólico

El siguiente punto del trabajo, consistirá en la extracción de los datos de vientos sacados por las mediciones del Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE [4], una vez obtenidos los datos de vientos de la zona seleccionada se pasará a su posterior tratamiento informático.

El Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE [4], representa una matriz de puntos, estos puntos representan una serie de valores medidos que permiten obtener una aproximación razonable sobre el potencial eólico del emplazamiento. Cada punto contiene una serie de valores, más concretamente, divide la rosa de los vientos en 16 partes, 16 direcciones, de las cuales ofrece los valores de la distribución de Weibull, factor de forma (K) y factor de escala (C), valores de frecuencia para una velocidad y dirección determinada, velocidad media y potencia extraíble en cada dirección de la rosa de vientos.

La figura 9, representa la matriz de puntos mencionados anteriormente, en los iconos de información (“i”), situados en la imagen, serán de los que se extraerá la información de la ubicación seleccionada.

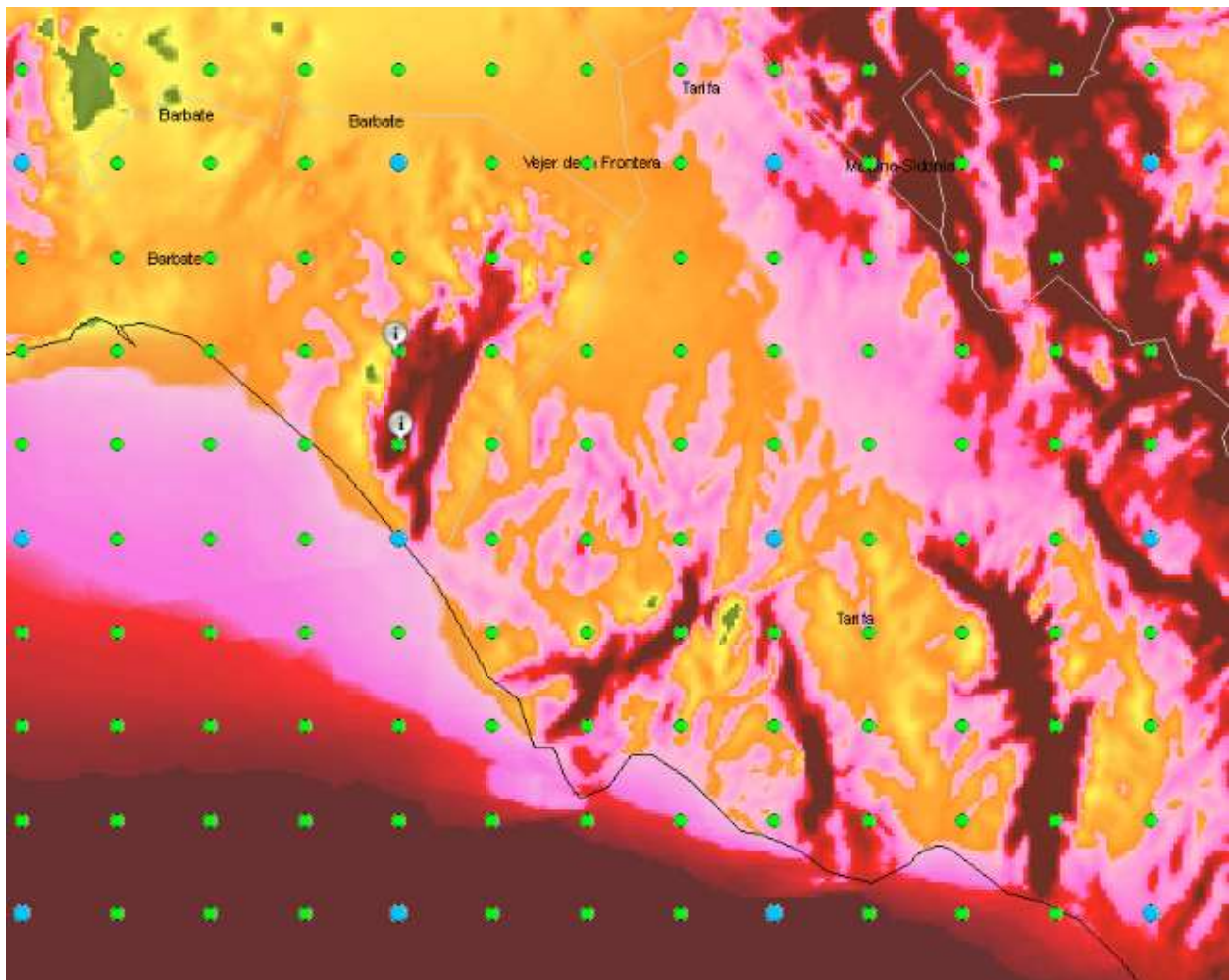


Figura 9. Potencial eólico medio anual en Tarifa (IDEA)

En la figura 10, se muestra la información del punto seleccionado, cada punto ofrece los valores de la distribución de Weibull, factor de forma (K) y factor de escala (C), valores de frecuencia para una velocidad determinada, velocidad media y potencial extraíble en cada dirección en la rosa de vientos. Estos datos de medidas serán de posterior estudio, e introducidos en el software OpenWind donde se obtendrá la energía que proporcionará el parque eólico.

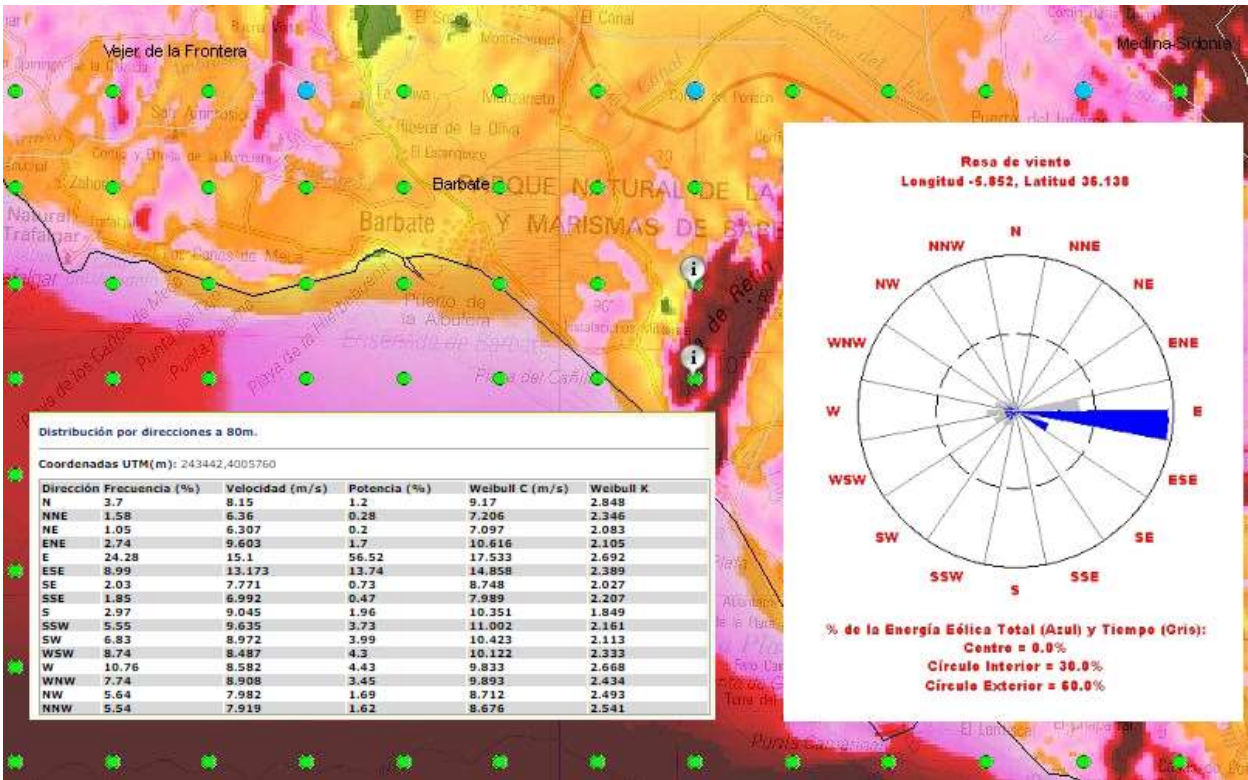


Figura 10. Datos de viento (IDEA)

La figura 11, muestra las zonas protegidas de la zona, estos terrenos se han excluido del estudio de potencial eólico ya que son zonas donde no se puede construir parques eólicos por la violación de dichas reservas naturales.



Figura 11. Zonas protegidas (IDEA)



Para terminar con este apartado, se va a mostrar la ubicación exacta donde se instalará el parque eólico.

- Andalucía

Torre 1

Latitud: 36.161 N

Longitud: -5.853 E

Torre 2

Latitud: 36.185 N

Longitud: -5.855 E



Figura 12. Ubicación del parque eólico (Google Earth)

La localización que se muestra en la figura 12, imagen tomada de Google Earth [5], es la localización exacta de la torre de medida 1, en este trabajo se ha obtenido datos de vientos de dos torres de medidas, una de las torres ubicada en la figura 12, y otra ubicada en la coordenadas mostradas anteriormente.

Para la elección del emplazamiento se ha tenido en cuenta las restricciones impuestas sobre la disponibilidad del terreno, medioambientales, y otras como distancia mínima a la carretera, distancia a las líneas eléctricas, etc.

### 2.3 OpenWind

Una vez obtenidos los datos de vientos ofrecidos por las torres de medidas ubicadas en el emplazamiento seleccionado, se obtiene la producción de energía eléctrica para cada aerogenerador y total del parque.

Añadir que, además de obtener la energía producida, el software OpenWind es capaz de optimizar la ubicación de cada aerogenerador, teniendo en cuenta factores como el efecto estela.

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

## 2.4 Primeros pasos en OpenWind

Antes de profundizar con OpenWind, lo primero que debemos hacer es introducir los mapas y torres de medidas del emplazamiento seleccionado, una vez introducidos estos datos, se irá creando las correspondientes capas para la posterior simulación del programa.

### 2.4.1 Mapas

El mapa del emplazamiento seleccionado se ha obtenido a través de la Global Data Explorer [6], una herramienta de la NASA, gratuita, donde se puede obtener/descargar mapas de todo el mundo.



Figura 13. Global Data Explorer

Para poder descargar mapas, lo primero que debemos hacer es darnos de alta como usuario, una vez dado de alta, accedemos a Global Date Explorer [6], y se elige el área a descargar dentro del mapamundi.

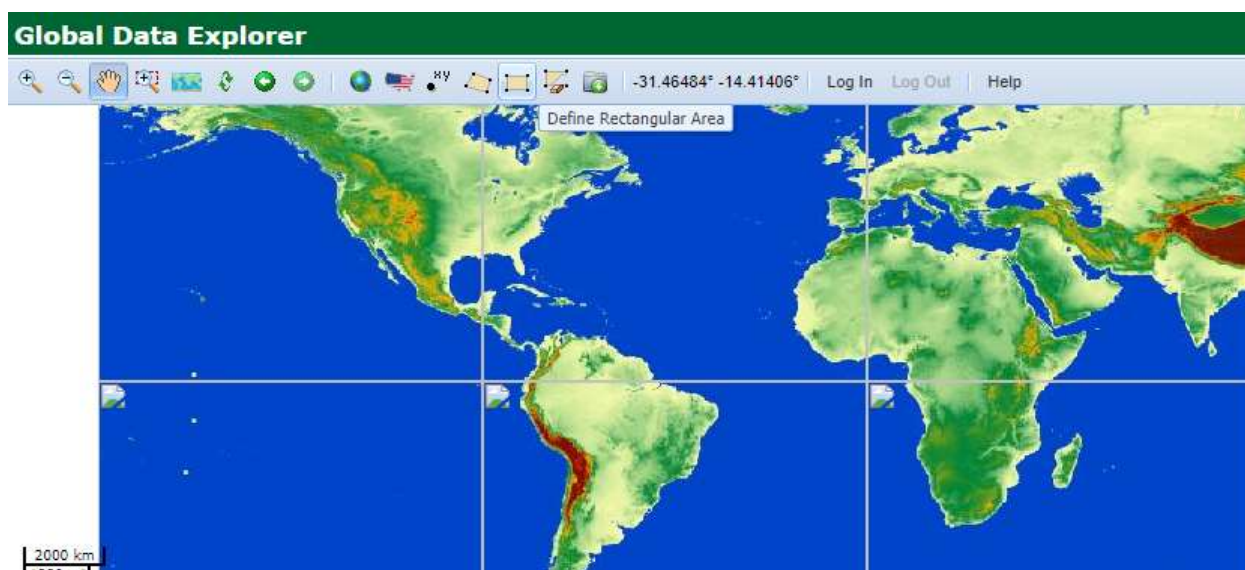


Figura 14. Selección de área

Seleccionando en la barra de herramientas el icono “Define Rectangular Area”, se define el área de interés, donde se estudiará e ubicará el parque eólico.



Figura 15. Área seleccionada

Una vez seleccionada el área, pasamos a descargar los datos. Seleccionando en la barra de herramientas el icono “Download Data for Definid Area” aparece una ventana donde se caracteriza los datos a descargar. Para no tener problemas con la lectura de los datos por el programa OpenWind, se selecciona el formato “ArcASCII”, de esta forma el programa lo leerá correctamente.

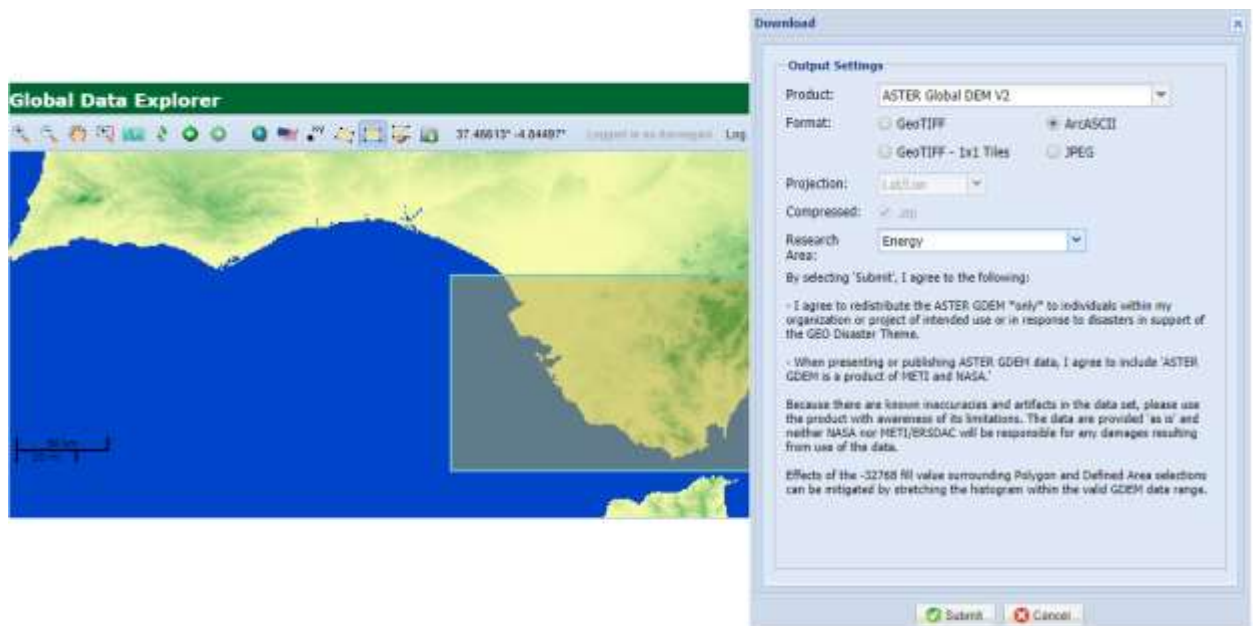


Figura 16. Descarga de datos

Además de seleccionar el formato “ArcASCII”, en la pestaña desplegable “Research Area”, seleccionamos Energy. Una vez realizados estos pasos, procedemos a la descarga de los ficheros, estos ficheros se descargará en formatos .ssc y .prj, que será introducidos posteriormente en OpenWind.

En el siguiente paso, se mostrara como quedarían estos mapas en OpenWind.

Para introducir los archivos descargados en el programa, lo único que tenemos que hacer es arrastrarlos a la zona mallada de OpenWind. Introducidos los archivos, en el apartado de propiedades (doble clic o clic derecho) en “Interpretacion”, se define en la pestaña desplegable “Elevación de terreno”, y en “Escala de colores”, se fijará el valor mínimo del límite “Lower Limit” a 0. Esto permite diferenciar las zonas más altas del mapa, de no ser así no se distinguirían.

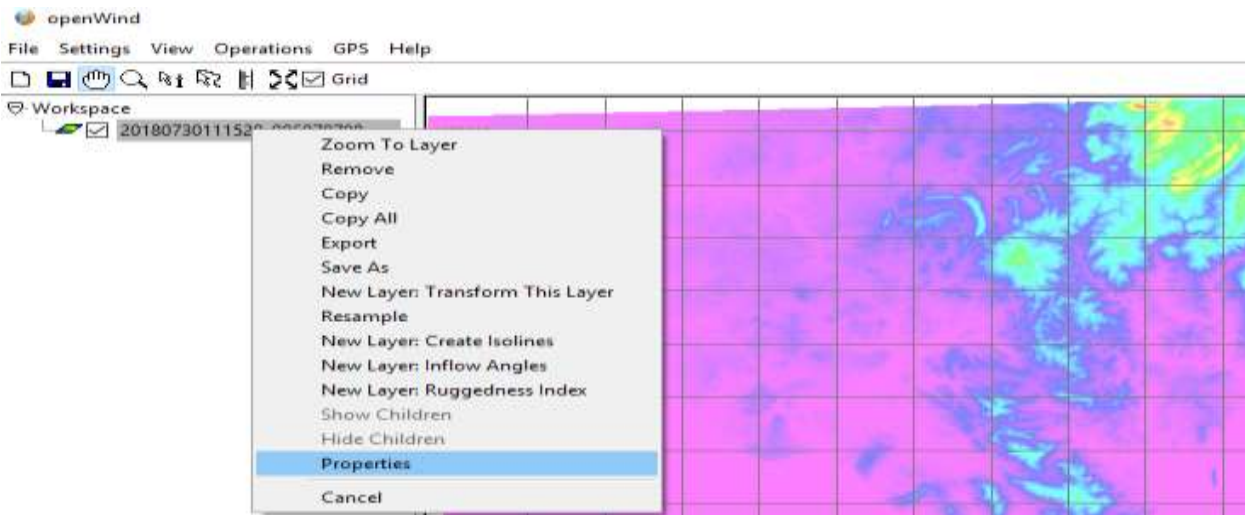


Figura 17. Mapa en OpenWind

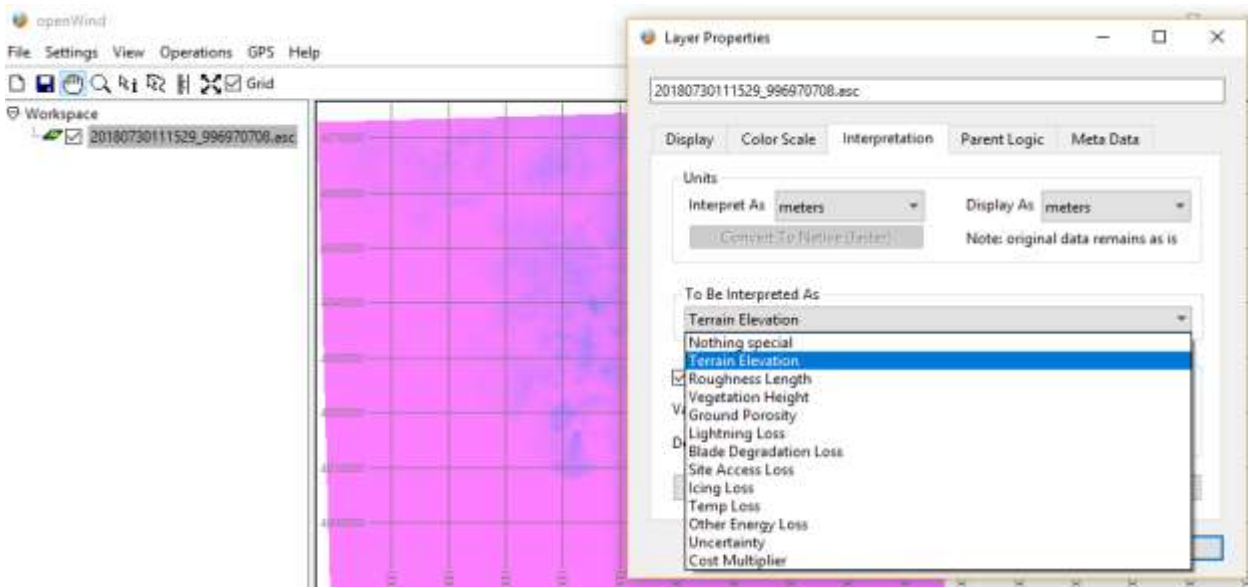


Figura 18. Elevación de terreno

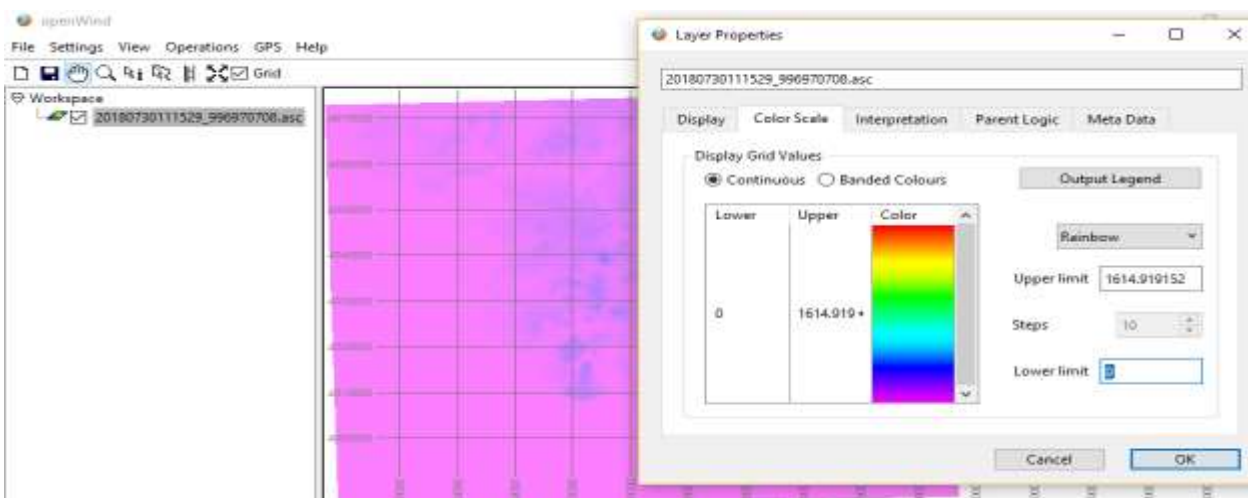


Figura 19. Mapas – Lower limit 0

## 2.4.2 Torres de medida meteorológicas

El siguiente punto, trata de como introducir las torres de medidas en OpenWind. Antes de introducir las torres de medidas al programa, es necesario pasar los datos de vientos procedentes del Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE [4], a un archivo .TAB, el cual es el reconocido por OpenWind.

Los datos ofrecidos por IDAE [4] son pasados a un documento Excel, dado la facilidad de trabajar con matrices en esta aplicación, también se podría utilizar programas como Matlab para crear la matriz.

El archivo que se pretende crear quedaría tal que así:

NOMBRE	CORD. LAT		CORD. LON		ALT. MEDIDA					
	16		1		0					
	3,88	1,66	1,04	2,56	24,63	9,11	2,07	1,96	2,84	
1	6,15792958	27,3774857	52,3730629	19,9322092	1,731078347	5,88243921	32,7964759	33,5686921	33,2927619	
2	23,1719721	67,6239984	94,2928049	40,8971799	5,702224374	14,7296191	63,4073438	70,7761578	55,7283201	
3	48,8927233	107,072	122,34097	60,0694586	11,37933204	24,843679	88,1954713	102,457197	72,1014014	
4	79,4862904	136,144035	134,828466	75,8447693	18,4110512	35,3818588	104,991136	123,554653	82,9083691	
5	109,231327	148,593082	132,925468	87,1523031	26,43316717	45,6388431	112,935486	131,707202	88,5761719	
6	131,507404	143,021021	119,990823	93,4675443	35,032615	54,984	112,445949	127,332378	89,7091028	
7	140,73997	122,916673	100,423553	94,8097525	43,74583939	62,8729966	104,966575	113,12562	87,0790813	
8	134,535017	94,8876372	78,514424	91,6777861	52,07583713	68,8764982	92,5662757	93,0499299	81,5557248	
9	114,837147	65,9690854	57,627576	84,9298915	59,52222583	72,707952	77,4935006	71,1807485	74,0254226	
10	87,2522333	41,3388424	39,8437414	75,6303538	65,61972857	74,2416621	61,7907308	50,7847019	65,3194718	
11	58,7174408	23,3431142	26,0142764	64,8913918	69,97975112	73,516521	47,0372858	33,85482	56,1605251	
12	34,7865053	11,8675069	16,0690683	53,7361755	72,32896092	70,7239053	34,2424669	21,1125024	47,1304517	
13	18,0192268	5,42507269	9,4041501	43,0009094	72,53867456	66,181018	23,8698873	12,3259542	38,6586379	
14	8,10114385	2,22655776	5,22025277	33,2835144	70,63976966	60,2932477	15,9487899	6,74011783	31,0271921	
15	3,13679397	0,81905673	2,75109474	24,9364898	66,81980873	53,5106611	10,2219455	3,45300599	24,3882441	
16	1,03773396	0,26957115	1,37749502	18,0942212	61,40184762	46,2843292	6,28833236	1,65754172	18,7883022	
17	0,29093412	0,0792348	0,65572184	12,7213782	54,80749543	39,0277835	3,71491877	0,74555239	14,1951749	
18	0,06854871	0,02076026	0,2969116	8,66900608	47,50954735	32,087661	2,1083906	0,31420612	10,5239436	
19	0,01345991	0,00483961	0,12794175	5,72750491	39,9813	25,7258183	1,14996789	0,12405828	7,65963572	

Figura 20. Ejemplo Matriz

Para que OpenWind reconozca el archivo e interprete las torres de medidas, tiene que estar estructurado tal y como se muestra en la figura 20. Primera fila, nombre del documento, segunda fila, latitud (°), longitud (°) y altura del anemómetro (m), tercera fila, número de sectores en los que se divide la rosa de vientos, factor de velocidad (diferencia entre velocidades consecutivas) y “dirección offset” (por defecto 0), cuarta fila, frecuencias para cada dirección de viento (% por ciento). A partir de la cuarta fila, la matriz de valores para la distribución de Weibull. Además, la primera columna de la matriz, determina toda y cada una de las velocidades de viento consideradas para las que se ha calculado la distribución de frecuencias de Weibull.

La figura 20, muestra parte del fichero Excel, el fichero completo sería una matriz 36x16, más las cuatro filas mencionadas anteriormente.

A continuación se describirá los pasos a seguir para crear el fichero Excel con los datos tomados de IDAE [4].

1. Introducir manualmente en las primeras 4 filas, nombre del documento, primera fila, nombre del documento, latitud (°), longitud (°) y altura del anemómetro (m), segunda fila, número de sectores en los que se divide la rosa de vientos, factor de velocidad (diferencia entre velocidades consecutivas) y “direction offset” (por defecto 0), tercera fila y frecuencias para cada dirección de viento (% por ciento), en la cuarta fila.

2. Introducir manualmente en la columna 1, y a partir de la cuarta fila, la velocidad desde 1 m/s hasta 36 m/s, con paso entre ellas de 1 m/s.
3. Introducción de la distribución de Weibull, para ello es necesario conocer el parámetro de Weibull.

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

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, estos parámetros dependen únicamente de la dirección del viento que se han considerados. Así que, habría que aplicar esta expresión para cada dirección y velocidad del viento, desde 1 m/s hasta 36 m/s, o lo que es lo mismo, habría que calcular 576 valores distintos, ya que son 16 direcciones distintas para cada velocidad. Hacer estos cálculos manualmente sería bastante tedioso por lo que se introducirá una expresión en Excel que calcule los 576 valores y los ordene en sus respectivas posiciones de la matriz.

En la figura 21, se mostrará parte del resultado de la matriz creada para una de las torres de medidas de este trabajo. La matriz completa sería una matriz de 36x16.

TORRE 1																			
	36,161		-5,853		80														
	16		1		0														
	3,88	1,66	1,04	2,56	24,63	9,11	2,07	1,96	2,84										
1	6,15792958	27,3774857	52,3730629	19,9322092	1,731078347	5,88243921	32,7964759	33,5686921	33,2927619										
2	23,1719721	67,6239984	94,2928049	40,8971799	5,702224374	14,7296191	63,4073438	70,7761578	55,7283201										
3	48,8927233	107,072	122,34097	60,0694586	11,37933204	24,843679	88,1954713	102,457197	72,1014014										
4	79,4862904	136,144035	134,828466	75,8447693	18,4110512	35,3818588	104,991136	123,554653	82,9083691										
5	109,231327	148,593082	132,925468	87,1523031	26,43316717	45,6388431	112,935486	131,707202	88,5761719										
6	131,507404	143,021021	119,990823	93,4675443	35,032615	54,984	112,445949	127,332378	89,7091028										
7	140,73997	122,916673	100,423553	94,8097525	43,74583939	62,8729966	104,966575	113,12562	87,0790813										
8	134,535017	94,8876372	78,514424	91,6777861	52,07583713	68,8764982	92,5662757	93,0499299	81,5557248										
9	114,837147	65,9690854	57,627576	84,9298915	59,52222583	72,707952	77,4935006	71,1807485	74,0254226										
10	87,2522333	41,3388424	39,8437414	75,6303538	65,61972857	74,2416621	61,7907308	50,7847019	65,3194718										
11	58,7174408	23,3431142	26,0142764	64,8913918	69,97975112	73,516521	47,0372858	33,85482	56,1605251										
12	34,7865053	11,8675069	16,0690683	53,7361755	72,32896092	70,7239053	34,2424669	21,1125024	47,1304517										
13	18,0192268	5,42507269	9,4041501	43,0009094	72,53867456	66,181018	23,8698873	12,3259542	38,6586379										
14	8,10114385	2,22655776	5,22025277	33,2835144	70,63976966	60,2932477	15,9487899	6,74011783	31,0271921										
15	3,13679397	0,81905673	2,75109474	24,9364898	66,81980873	53,5106611	10,2219455	3,45300599	24,3882441										
16	1,03773396	0,26957115	1,37749502	18,0942212	61,40184762	46,2843292	6,28833236	1,65754172	18,7883022										
17	0,29093412	0,0792348	0,65572184	12,7213782	54,80749543	39,0277835	3,71491877	0,74555239	14,1951749										
18	0,06854871	0,02076026	0,2969116	8,66900608	47,50954735	32,087661	2,1083906	0,31420612	10,5239436										
19	0,01345991	0,00483961	0,12794175	5,72750491	39,9813	25,7258183	1,14996789	0,12405828	7,65963572										

Figura 21. Matriz de resultados Torre 1 en Excel

Como se puede observar en la figura 21, el orden de la matriz es el mencionado anteriormente, primera fila, nombre del documento, segunda fila, latitud (°), longitud (°) y al tura del anemómetro (m), tercera fila, número de sectores en los que se divide la rosa de vientos, factor de velocidad (diferencia entre velocidades consecutivas) y “direction offset” (por defecto 0), cuarta fila, frecuencias para cada dirección de viento (% por ciento). A partir de la cuarta fila, la matriz de valores de la distribución de

Weibull, donde se ha introducido la ecuación (1) para cada valor de velocidad y dirección de viento.

Creada la matriz en Excel, pasamos a guardar el archivo texto, .TXT, y al fichero resultante cambiar el formato a .TAB para que sea reconocido correctamente por OpenWind.

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda								
TORRE 1												
	36,161		-5,853		80							
	16		1		0							
	3,88	1,66	1,04	2,56	24,63	9,11	2,07	1,96	2,84	5,63	6,87	8,89
1	6,157929576		27,37748575		52,37306288		19,93220922		1,731078347		5,882439209	
2	23,17197213		67,6239984		94,29280494		40,89717991		5,702224374		14,72961913	
3	48,89272326		107,0720002		122,3409697		60,06945863		11,37933204		24,84367896	
4	79,48629044		136,1440347		134,8284661		75,84476931		18,4110512		35,38185877	
5	109,2313274		148,5930817		132,9254678		87,15230313		26,43316717		45,63884314	
6	131,5074036		143,0210209		119,9908233		93,46754433		35,032615		54,98399996	
7	140,7399695		122,9166727		100,4235531		94,80975253		43,74583939		62,87299664	
8	134,535017		94,88763721		78,51442402		91,67778611		52,07583713		68,87649819	
9	114,8371468		65,96908536		57,62757602		84,92989149		59,52222583		72,70795199	
10	87,25223326		41,33884242		39,84374143		75,63035384		65,61972857		74,24166213	
11	58,71744076		23,34311417		26,01427641		64,89139179		69,97975112		73,51652096	
12	34,78650533		11,86750694		16,06906828		53,73617551		72,32896092		70,72390532	
13	18,0192268		5,425072692		9,404150103		43,00090942		72,53867456		66,18101802	
14	8,101143855		2,226557765		5,220252768		33,28351444		70,63976966		60,29324766	
15	3,136793965		0,819056733		2,751094738		24,93648984		66,81980873		53,51066111	
16	1,037733955		0,269571154		1,377495019		18,09422118		61,40184762		46,2843292	
17	0,290934122		0,079234797		0,655721836		12,7213782		54,80749543		39,02778354	
18	0,06854871		0,020760262		0,296911598		8,669006083		47,50954735		32,08766099	
19	0,013459913		0,004839615		0,127941748		5,727504914		39,9813		25,72581833	
20	0,002183899		0,00100193		0,052486563		3,669597692		32,65005465		20,1132734	
21	0,000290305		0,000183868		0,020506252		2,280366965		25,86122256		15,33461784	
22	3,13453E-05		2,98548E-05		0,007632389		1,374628439		19,8571464		11,40032792	
23	2,72546E-06		4,28127E-06		0,00270701		0,803912289		14,77181397		8,263809215	

Figura 22. Matriz de resultados Torre 1 en archivo de texto

Finalmente pasamos el archivo de texto a .TAB, este proceso se debe realizar para cada torre de medida meteorológica que se quiera introducir en el programa OpenWind.

### 2.4.3 Creación del parque eólico en OpenWind

Descrita la forma en la que se ha introducido los archivos correspondientes a las torres de medidas y el mapa, el próximo paso sería, introducir estos datos en el programa. Se explicará cómo introducir las turbinas y cómo crear el parque eólico.

Para introducir los archivos .TAB en el programa, lo único que debemos hacer es arrastrarlos a la zona mallada, interfaz de OpenWind, como se hizo anteriormente con los archivos .ssc y .prj del mapa.

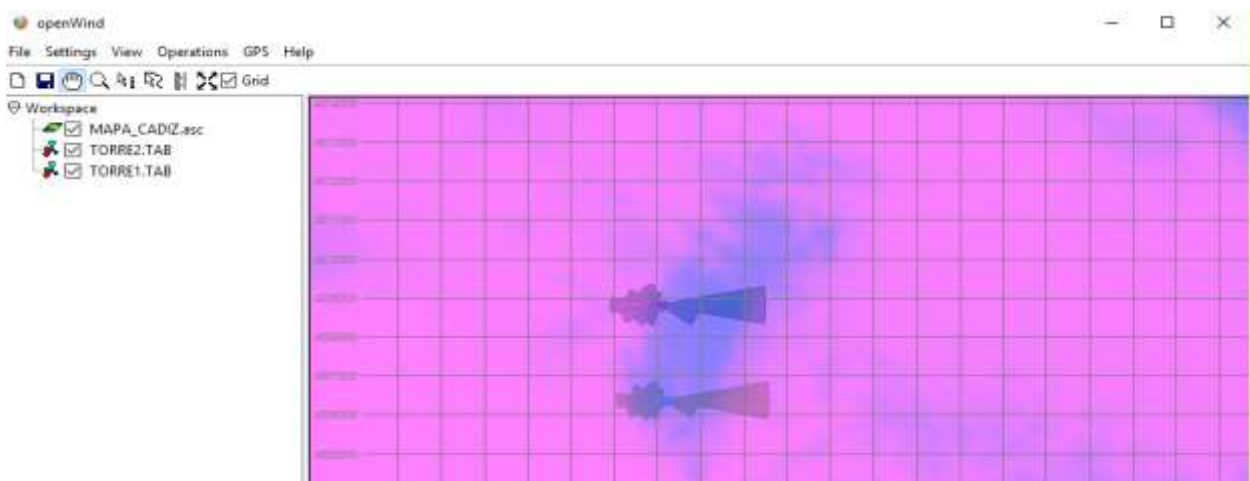


Figura 23. Torres de medidas meteorológicas

La figura 23, representa el mapa anteriormente introducido de la zona de Tarifa, Cádiz, archivos .asc, y al cual se le ha sustituido el nombre para que sea más fácil de reconocer. Por otro lado se observa las dos torres de medidas meteorológicas, archivos .TAB.

Introducidas las torres de medidas, el siguiente paso sería crear el mapa de viento, haciendo clic derecho sobre el recuadro izquierdo blanco, donde está el mapa y las torres de medidas, seleccionamos “New layer”, y a continuación “Wind Map” para crear el nuevo mapa de viento.

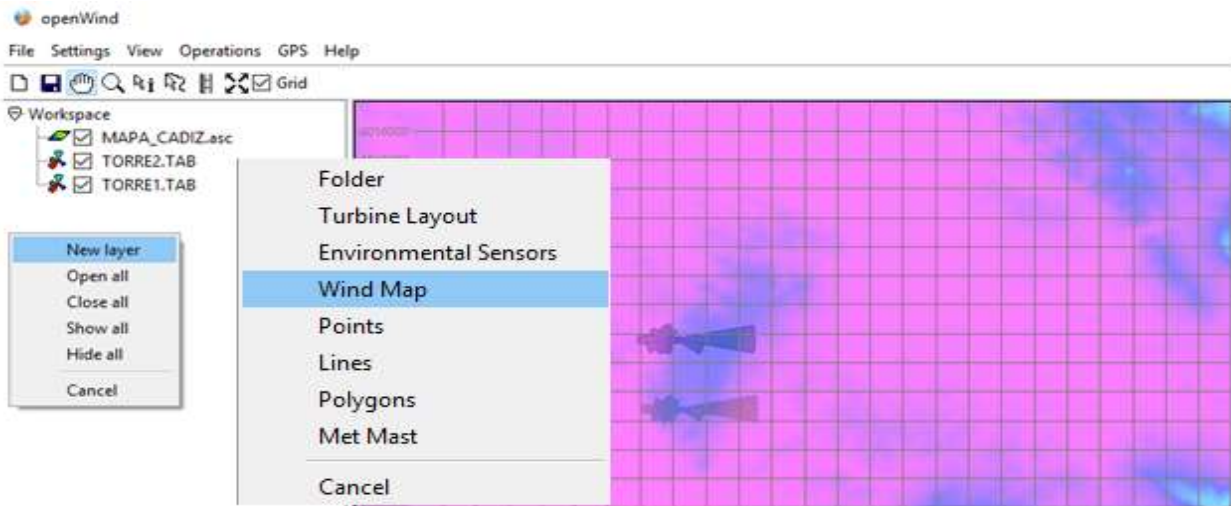


Figura 24. Crear mapa de viento

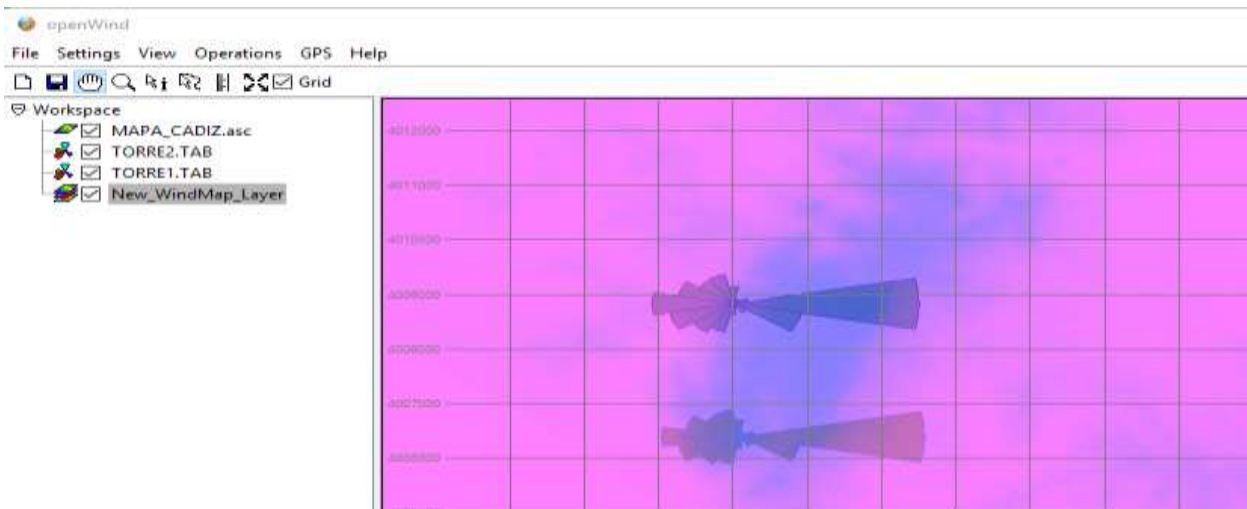


Figura 25. Crear nuevo mapa de viento

Creada esta nueva capa, mapa de viento, se introducirá las capas anteriores, mapa y torres, una vez dentro, clic derecho sobre la nueva capa de viento y pulsar la opción “Calculate”.

A continuación, se define un área dentro del mapa donde se quiere calcular el nuevo mapa de viento. Definido el área, aparecerá una ventana donde se tiene que definir algunos parámetros de interés. En nuestro caso los únicos parámetros que hay que definir sería la altura a la que se quiere calcular el mapa de viento, 90 metros en este caso, dado que es la altura del buje del aerogenerador seleccionado en este proyecto, y el “Grid Node Spacing” o espacio entre nudos de la red, mientras menor sea, proporcionará un mapa de viento más complejo pero requiere de una mayor memoria por parte del equipo informático del cual se simule, en nuestro caso se elegirá 50.



El nuevo mapa quedaría tal que así:

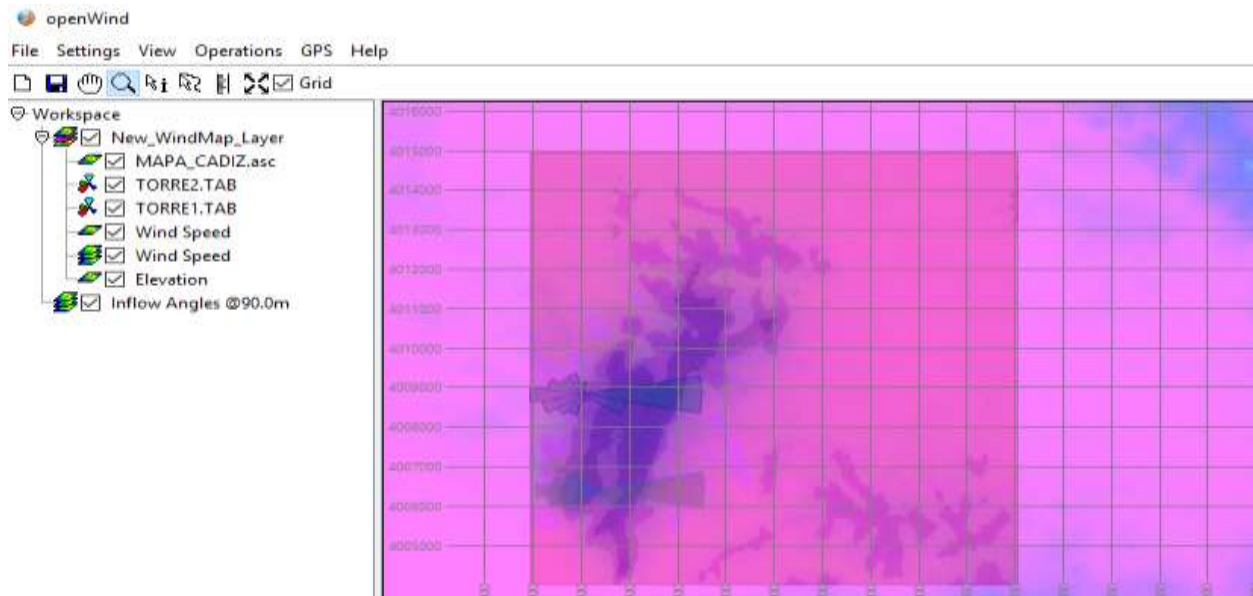


Figura 26. Nuevo mapa de viento

Creado el nuevo mapa de viento, el siguiente paso es crear una nueva capa para las turbinas, del tipo “Turbine Layout”, y definir el tipo de aerogenerador, en este caso Alstom ECO 80 2.0 Class 2<sup>a</sup>.

El aerogenerador ECO 80 2.0 Class 2<sup>a</sup>, es una producción de Alstom, un fabricante de Francia. La potencia nominal de este aerogenerador es de 2 MW. A una velocidad de viento de 3 m/s, la turbina eólica comienza a funcionar, la velocidad del viento de corte es de 25 m/s. el diámetro del rotor es de 80 metros y el área del rotor es de 5.027 m<sup>2</sup>.

Dentro de esta nueva capa “Turbinas”, se introduce el mapa de viento, el cual contendrá las capas anteriores, y deberá ser arrastradas con ella a la nueva capa “Turbinas”. La estructura de capas tendría este resultado:

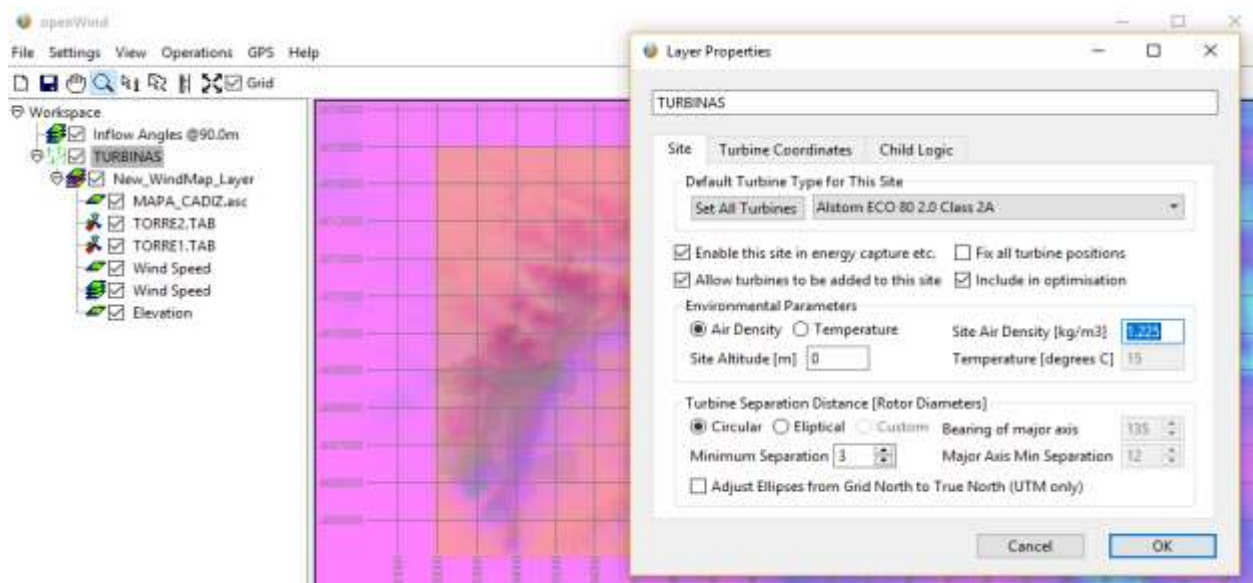


Figura 27. Capa Turbinas

Ya estaría todas las capas creadas, lo único que faltaría sería colocar las turbinas y simular. Pero nos encontraríamos con una pequeña incidencia, OpenWind no diferencia entre ambas torres meteorológicas y sólo consideraría la primera, la torre 2.

Para que funcione correctamente, hay que dividir el mapa de viento en dos, y asociar cada porción a cada torre de medida meteorológica. Para ello hay que copiar la capa de viento, “New\_WindMap\_Layer”, clic derecho sobre la capa y pulsar copiar, dentro de la nueva capa de viento se introducirá una de las dos torres de medida, en este caso, la torre 1, y por último creamos una nueva capa del tipo poligonal, “New\_Polygon\_Layer”, que es introducida en la nueva capa de viento junto con la torre 1. Para relacionar ambas capas, dentro de propiedades, en la capa “New\_Polygon\_Layer”, marcamos “Determine Parent Validity”, tal y como se muestra en la figura 28.

Para relacionar la nueva capa de viento, como padre, con la capa poligonal, capa hijo, habrá que definirla como “-ve”.

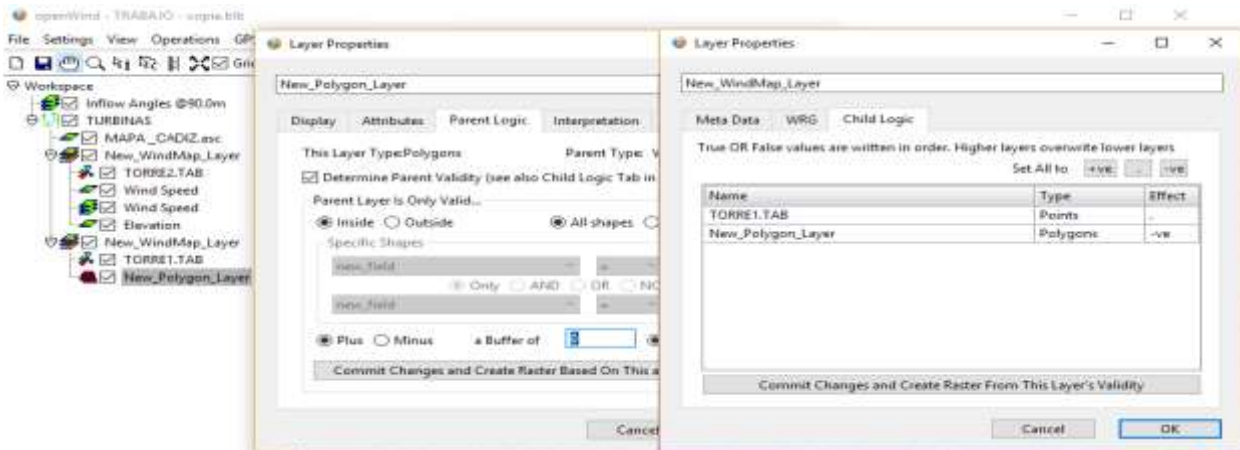


Figura 28. Relación parental entre capas

Por último, relacionas las capas mencionadas anteriormente, sólo quedaría introducir los aerogeneradores, para ello, manteniendo marcada la capa de turbinas, seleccionamos en la barra de herramientas superior “Edit”, clic derecho, e introducimos los aerogeneradores, esto permite introducir los aerogeneradores que necesites y donde quieras de forma aleatoria en el mapa de viento creado. Para este trabajo se introducirá 15 aerogeneradores de 2 MW cada uno, con una potencia total de 30 MW.

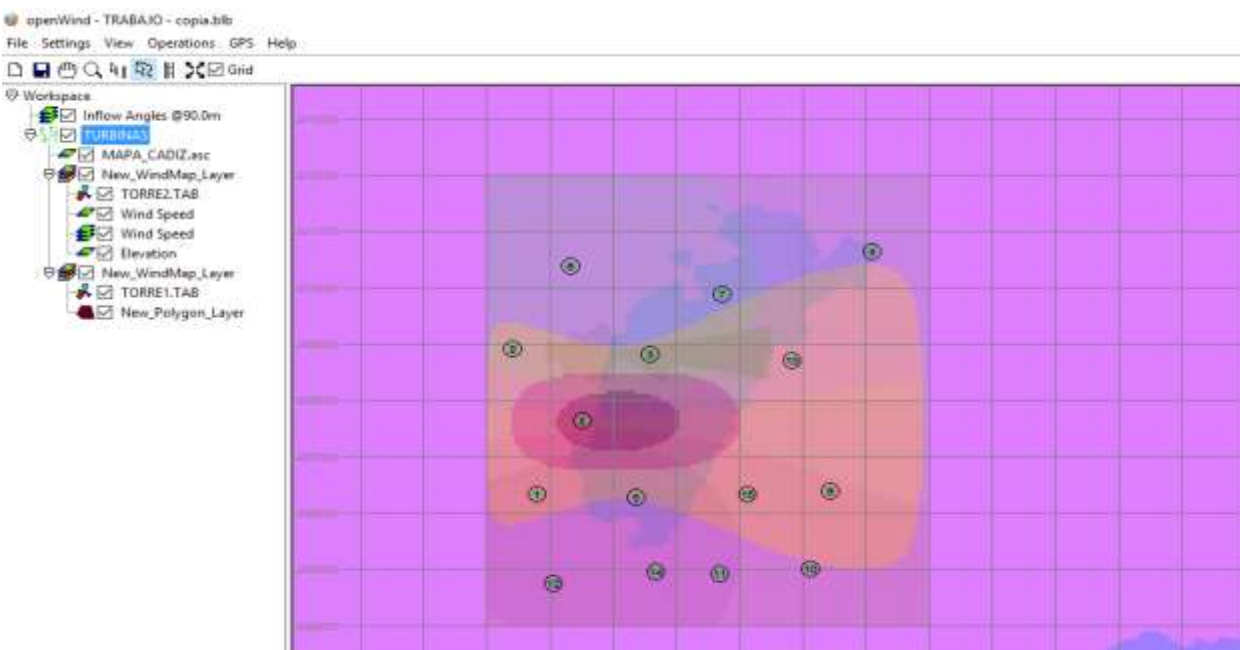


Figura 29. Introducción de aerogeneradores

## 2.4.4 Simulación y producción de energía eléctrica

Introducidos los aerogeneradores, ya estaría todo preparado para la simulación del parque eólico, y que nos muestre la energía que será capaz de producir. Para poder simular, en la barra de herramientas, en “Operations”, hay que hacer dos pasos previos antes de poder simular y obtener los datos de energía producida por el parque eólico. Primero, comprobar que la configuración de capas esté correcta, de no ser así mostrará en una ventana el error. Comprobando que todo este correcto, el siguiente paso sería optimizar la posición de los aerogeneradores, OpenWind es capaz de optimizar la posición de los aerogeneradores de forma iterativa para mejorar la eficiencia del parque, en este caso se dejará que OpenWind lleva a cabo un total de 2000 iteraciones. Las iteraciones será decisión propia del usuario, en la tabla irá mostrando la energía producida y las pérdidas, se podrá dejar de iterar cuando las variaciones entre iteraciones sean despreciables.

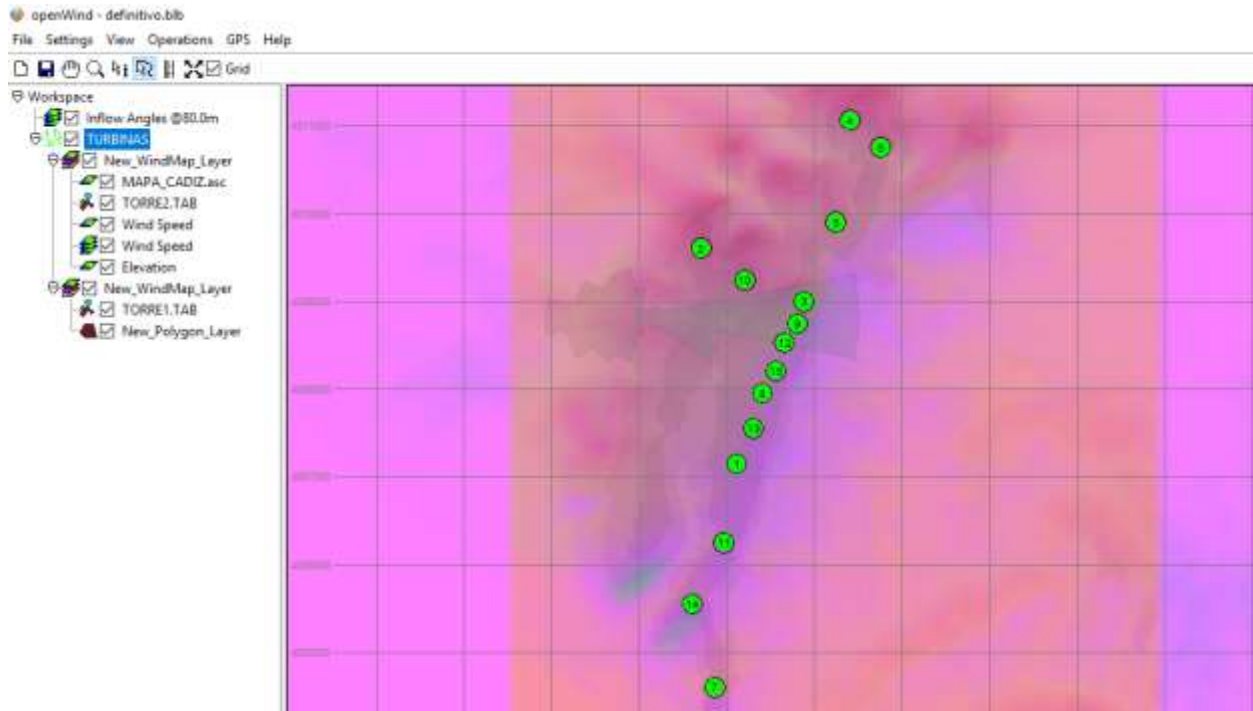


Figura 30. Parque eólico optimizado

Optimizadas las posiciones de los aerogeneradores, el último paso que quedaría por realizar con OpenWind sería obtener los resultados de energía producidas por el parque. En la barra de herramientas, operaciones y clic en captura de energía.

<b>Energía Neta producida [GWh]</b>	<b>118,15</b>
-------------------------------------	---------------

Tabla 1. Energía neta producida

En la tabla 2, se muestra los datos de mayor interés para este proyecto ofrecidos por OpenWind, muestra la localización de cada aerogenerador, columnas X e Y, energía neta de cada aerogenerador y eficiencia de la red, el número de horas equivalentes, que sería el tiempo de horas que podría estar funcionando en plena carga, y por último el factor de carga, que es el cociente entre la energía real generada por el parque durante un periodo, generalmente anual, y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga (30 MW) durante ese mismo periodo.

Turbinas	X (m)	Y (m)	Net Yiel (MWh)	Array Efficiency	Heq (h)	Capacity Factor
1	784117,30	4007145,79	7954,29	99,53	3977,15	45,37
2	783711,25	4009602,30	7839,99	99,21	3920,00	44,72
3	784886,31	4008992,38	7902,44	97,61	3951,22	45,07
4	785413,04	4011060,29	7852,40	99,31	3926,20	44,79
5	785251,37	4009897,28	7832,87	99,04	3916,44	44,68
6	785761,61	4010751,04	7825,68	98,58	3912,84	44,64
7	783868,73	4004596,79	7772,97	99,66	3886,49	44,34
8	784412,94	4007951,48	7967,90	98,73	3983,95	45,45
9	784811,03	4008742,47	7910,43	96,99	3955,22	45,12
10	784214,19	4009237,49	7794,63	98,39	3897,32	44,46
11	783971,71	4006247,87	7837,31	99,37	3918,65	44,70
12	784666,20	4008524,48	7967,56	98,02	3983,78	45,45
13	784309,09	4007551,44	7944,57	98,60	3972,29	45,31
14	783609,36	4005549,36	7848,24	99,83	3924,12	44,77
15	784564,65	4008203,30	7897,57	97,62	3948,79	45,05

Tabla 2. Datos característicos del parque

Expresión para el cálculo de las horas equivalentes:

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

Expresión para el cálculo del factor de carga:

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

Estos parámetros se han calculado para cada aerogenerador, como se muestra en la tabla 2, también se podría calcular para toda la instalación, considerando la energía total producida y la potencia neta del parque.

El factor de carga para todo el parque mostrado en OpenWind sería de un **44.93%** y las horas equivalentes sería en este caso **3935.87 horas**. OpenWind no tiene en cuenta ningún tipo de pérdidas eléctricas, aerodinámicas ni de operación por lo que se aplicará un factor de corrección de un 0.92%, teniendo en cuenta estos factores las horas equivalentes serán de **3621.00 horas**.

### 3. Infraestructura eléctrica

Este capítulo describe los elementos que constituirán la infraestructura eléctrica del parque eólico. Se diseñará el tendido eléctrico la red eléctrica de media tensión, que conectará los aerogeneradores con la subestación transformadora, red de media tensión de 20 KV, y se hará un breve diseño de la subestación eléctrica sin entrar mucho en detalle ya que su construcción se escapa del propósito de este trabajo.

Para el cálculo de la línea eléctrica de media tensión, que une las celdas de protección de los aerogeneradores con la subestación del parque eólico, se seguirá la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06: Líneas Subterráneas con Cables Aislados [7], aprobada por el Real Decreto 223/2008. Los cables se dispondrán directamente enterrados en una zanja de 1 metro de profundidad.

#### 3.1 Posición de la subestación eléctrica

En el apartado anterior se consiguió determinar la posición de cada uno de los aerogeneradores que componen el parque eólico, en este punto se procederá a ubicar la subestación transformadora. La subestación eléctrica será la encargada de aumentar la tensión, de 20 KV del parque a 220 KV para su correcta evacuación de energía. La ubicación de la subestación influye en la pérdidas de energía por efecto Joule, que son directamente proporcionales a la longitud de los cables que conectan los aerogeneradores con la subestación, por lo que será importante minimizar la distancia mediante una adecuada ubicación.

La ubicación de la subestación se determinará siguiendo las expresiones (4) y (5), estas ecuaciones son simplificaciones que se han basado en aproximar las coordenadas calculadas por OpenWind al centro de masa del conjunto de aerogeneradores.

$$SE (X) = \frac{\sum_{n=1}^{10} L_{x,t} * P_i}{P_T} \tag{4}$$

$$SE (Y) = \frac{\sum_{n=1}^{10} L_{y,t} * P_i}{P_T} \tag{5}$$

Donde:

- $L_x$  y  $L_y$  corresponden a las coordenadas cartesianas “X” e “Y” de cada aerogenerador respectivamente, referidas a un punto de origen.
- $P_i$  corresponde a la potencia nominal de cada aerogenerador, en este caso todos son de 2 MW.
- $P_T$  corresponde a la potencia total de la instalación, en este caso de 30 MW.

Para poder aplicar estas expresiones, se han utilizado las coordenadas UTM de los aerogeneradores mostrados en la tabla 2, referidas a un punto común. Finalmente, conocidas la potencia de cada aerogenerador y la potencia total del parque, se ha calculado la localización de la subestación, que será:

Subestación eléctrica	X (m)	Y (m)
	784504,55	4008270,25

Tabla 3. Coordenadas de la subestación eléctrica

#### 3.2 Diseño de la red de media tensión (20 KV)

El diseño de la red de eléctrica, será el cableado desde los aerogeneradores hasta las celdas de conexión de la subestación eléctrica, para ello, se llevará acabo tres criterios, criterio térmico, criterio por caída de tensión y criterio económico. Estos tres criterios determinarán la sección y el tipo de cableado que finalmente se instalará en el parque eólico.

Además, los dos primeros criterios, térmico y caída de tensión, se hará 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 K, para circuitos de distribución de energía eléctrica” [8], y al Real Decreto R.D. 1565/2010: generadores en régimen especial [9], que establece como rango obligatorio de factor de potencia entre 0.98 capacitivo y 0.98 inductivo.

El procedimiento a seguir para el cálculo del cableado es el siguiente:

- En primer lugar, se calculará la sección técnica del cableado, para ello se aplicará los dos primeros criterios, térmico y caída de tensión, y se elegirá la sección para el caso más desfavorable, la sección mayor que cumpla ambos criterios.
- En segundo lugar, se calculará la sección económica, siendo la sección la resultante predominante sobre el caso anterior si se consigue optimizar el apartado económico de la inversión del cableado.

### 3.3 Elección de la tensión asignada del cableado

Considerando la red como categoría A, y teniendo en cuenta la tensión recomendada por la norma UNE 211435:2011 [8], la tensión asignada es la siguiente:

Categoría de la Red	Tensión nominal (Un)	Tensión más elevada de la Red (Us)	Tensión nominal del cableado (Uo)	Nivel de aislamiento a impulsos (Up)
A	20 KV	24 KV	12/20 KV	125 KV

Tabla 4. Tensiones recomendadas para redes trifásicas

### 3.4 Cálculo de las intensidades nominales

Sabiendo que el parque eólico estará formado por 15 aerogeneradores de 2 MW, y agrupados por 5 aerogeneradores por circuitos, conectados en serie, con un total de 3 circuitos distintos, estos circuitos conectados a la subestación.

Teniendo en cuenta que en cada circuito irán conectados 5 aerogeneradores en serie, la potencia máxima del circuito es la suma de las potencias individuales de cada aerogenerador, en este caso, 10 MW. Para simplificar los cálculos, se tomará la sección del conductor que soporta la mayor intensidad, este tramo será el que conecta con la subestación eléctrica.

Para el cálculo de la intensidad máxima que pasa por cada circuito se aplicará la siguiente expresión:

$$In = \frac{Pn (KW)}{\sqrt{3} * Un (KV) * fdp} \quad (6)$$

Donde:

- Pn: Suma de las potencias individuales de cada circuito, 10 MW
- Un: Tensión nominal de la red, 20 KV
- Fdp; 0.98

La intensidad nominal para cada circuito será de 294,57 A, y para la cual hay que calcular la sección del conductos.

### 3.5 Elección de la sección del conductor

La elección del conductor irá asociada a las tablas proporcionadas por la Norma UNE 211435:2011 [8], estas tablas fueron tabuladas para las condiciones de tipo:

- Temperatura del aire ambiente: 40° C (sea en galerías o al aire libre)
- Temperatura del terreno: 25° C
- Profundidad de soterramiento: 0,7 m para 0,6/1 KV; 1 m para tensiones superiores
- Radiación solar: los cables en galerías están protegidos del sol. Los cables de red aérea están expuestos a una radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>
- Agrupamiento de circuitos: un solo circuito trifásico alejado de otras fuentes de calor
- Conexión de las pantallas: directamente a tierra en ambos extremos de la línea
- Sección de la pantalla: 16 mm<sup>2</sup> formada por 20 alambres de 1 mm de diámetro aproximadamente
- Resistividad del terreno: 1,5 k·m/W

En función de la tensión asignada cuyo valor es de 20 KV, el tipo de cableado que se empleará en la instalación, será cables de aluminio con aislante HEPR, el conductor de aluminio, pese a soportar menos corrientes que el conductor de cobre, es mucho más económico y se emplea más en este tipo de instalaciones por ser el aluminio menos pesado que el cobre, en la Tabla 4 se muestra los pesos por kilómetros de ambos conductores. El aislante HEPR es más ventajoso que el tipo XLPE, ya que aguanta mayores temperaturas.

Sección (mm <sup>2</sup> )	Conductor Al (Kg/Km)	Conductor Cu (Kg/Km)
120,00	1600,00	2320,00
150,00	1770,00	2650,00
185,00	1950,00	3050,00
240,00	2230,00	3700,00
300,00	2560,00	4400,00
400,00	2970,00	5310,00

Tabla 5. Pesos por sección de conductores

#### 3.5.1 Dimensionamiento de conductores por criterio térmico

Para el cálculo/dimensionado de la sección de conductores por criterio térmico, el proceso a seguir es el siguiente:

1. Dividir la corriente nominal o corriente máxima admisible ( $I_z$ ) por los factores de corrección,  $k$ .

$$I_z = \frac{I_n}{k} \quad (7)$$

1. Con el valor de  $I_z$ , se accede a las tablas de intensidades admisibles y se elige la sección ( $S$ ) correspondiente a una intensidad mayor o igual a  $I_z$ .
2. Debe cumplirse que:

$$k * I_{tabla} > I_z \quad (8)$$

Descrito el proceso a seguir para el cálculo de la sección por criterio térmico, el siguiente paso será obtener los factores de corrección.

El factor de corrección  $k$ , depende de las características de la instalación del presente proyecto. Teniendo en cuenta que los cables irán soterrados, es necesario calcular los factores de corrección de la temperatura del terreno, de la resistividad térmica del terreno y profundidad del terreno.

- Factor de corrección de la temperatura del terreno: La temperatura máxima del terreno en la localidad de Tarifa se alcanza en agosto, 37° C. se aplicará dicha temperatura, pese a no ser frecuente, para así evitar problemas con la instalación eléctrica en los días más calurosos del año.
- los días más calurosos del año.

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

Tabla 6. Temperaturas máximas en el conductor. UNE 211435:2011

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

Tabla 7. Factor de corrección para temperaturas del terreno. UNE 211435:2011

Interpolando entre 0,94 y 0,9 se obtiene el factor de corrección de la temperatura del terreno, 0,924 para una temperatura máxima del terreno en Tarifa de 37° C.

- Factor de corrección de la resistividad térmica del terreno: El tipo de suelo que predomina en la localidad de Tarifa es el vertisol cálcico. Este suelo es rico en arcilla y muy seco. En consecuencia, se considera una resistividad del terreno de 1,2 k· m/W.

Resistividad térmica del terreno (k·m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,4	Inundado
0,5	Muy húmedo
0,7	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1	Seco
1,2	Arcilloso muy seco
1,5	Arenoso muy seco
2	De piedra arenisa
2,5	De piedra caliza
3	De piedra granítica

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



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

Tabla 9. Factor de corrección para la resistividad térmica del terreno. UNE 211435:2011

Como se puede comprobar, no se puede determinar de la tabla 7 el factor de corrección sin saber la sección del conductor a utilizar. A modo de simplificar los cálculos, se ha interpolado y se ha realizado una media aritmética de los resultados interpolados.

El factor de corrección para la resistividad térmica del terreno sería de 1,114.

- Factor de corrección por profundidad de soterramiento:

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

Tabla 10. Factores de corrección para distintas profundidades. UNE 211435:2011

El factor de corrección para cables soterrados a una profundidad de 1 metro sería 1.

Obteniendo los 3 factores de corrección que depende de las características de la instalación, se procederá al cálculo de la intensidad máxima admisible.

El factor de corrección final, si se multiplica los 3 factores de corrección hallados, se obtiene 1,029, el cual se aplicará para obtener la intensidad máxima admisible de cada circuito.

Criterio	k	K
Temperatura	0,924	1,029
Resistividad Térmica	1,114	
Profundidad de soterramiento	1,000	

Tabla 11. Factor de corrección final

Circuito	In (A)	Iz = In/K (A)
1	294,57	286,27
2	294,57	286,27
3	294,57	286,27

Tabla 12. Intensidad máxima admisible

Por tanto, el cableado del que debe soportar una intensidad máxima de 286,25 amperios, teniendo en cuenta el criterio térmico.

Obtenida la intensidad máxima que debe soportar el cableado, se seleccionará la sección de los conductores.

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de HEPR. Conductor de aluminio Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrados	Al aire, protegido del sol
25	105	95	125
35	125	115	150
50	145	135	180
70	180	170	225
95	215	200	275
120	245	230	320
150	275	255	360
185	315	290	415
240	365	345	495
300	410	390	565
400	470	450	660

Tabla 13. Intensidades máximas admisibles por sección. UNE 211435:2011

La intensidad máxima que se ha calculado es de 286,25 amperios, la sección correspondiente a esa intensidad sería de 185 mm<sup>2</sup>, con una intensidad máxima de 315 amperios según la UNE 211435:2011.

### 3.5.2 Comprobación de sección por criterio de caída de tensión

La caída de tensión en las líneas es producida a la resistencia de los conductores, el reglamento de Alta Tensión, establece que la caída de tensión máxima por línea no debe superar el 5% para instalaciones de este tipo.

Sabiendo que la red se explota a una tensión de 20 KV, la caída de tensión que puede superar 1 KV.

La caída de tensión ( $\Delta U$ ) se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U (V) = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \sin\phi) \tag{9}$$

Siendo:

- L: longitud del tramo de línea (km)
- I: intensidad nominal de la línea (A)
- R: resistencia del cable ( $\Omega$ /km)
- X: reactancia del cable ( $\Omega$ /km)
- $\cos\phi$ : factor de potencia

El factor de potencia  $\cos\phi$ , es cercano a la unidad, por tanto, el seno del mismo ángulo es muy próximo a cero. Para simplificar los cálculos, se obviará el termino  $\sin\phi$ .

Dado que la caída de tensión es directamente proporcional a la longitud de la línea mientras que: intensidad, resistencia y reactancia de cada cable, serán el mismo para los 3 circuitos. Entonces, habrá que situar la subestación y calcular la longitud de cada circuito.

Para calcular la longitud de cada circuito y de éste a la subestación, se ha utilizado la herramienta de medida de OpenWind. En la barra de herramientas, marcamos “Measur” y manteniendo presionado el botón izquierdo, se traza una recta entre los puntos que se quieran medir. En este caso, se ha medido la distancia entre cada aerogenerador de cada circuito y la distancia desde la subestación hasta el final de cada circuito.

La subestación transformadora del que eólico estará situada en las coordenadas UTM (m): 784504,55 – 4008270,25. Se ha ubicado en la localización central con respecto a los aerogeneradores para lograr una distribución radial de la línea subterránea y un ahorro de la misma.

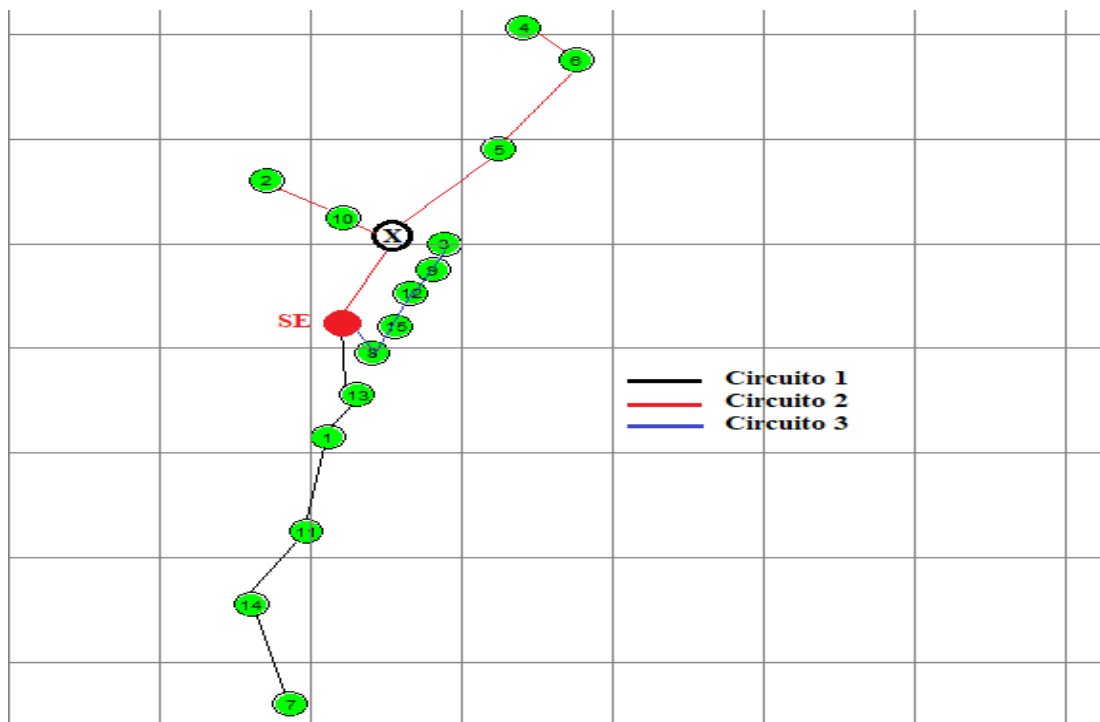


Figura 31. Configuración circuitos - SE

La figura 29, representa la ubicación de la subestación y los circuitos de la instalación del parque.

Obtenida la configuración del parque, las longitudes de los circuitos son las siguientes:

Circuito 1		Circuito 2		Circuito 3	
Aero 7 - Aero 14	0,98 km	Aero 4 - Aero 6	0,48 km	Aero 3 - Aero 9	0,29 km
Aero 14 - Aero 11	0,79 km	Aero 6 - Aero 5	1,02 km	Aero 9 - Aero 12	0,27 km
Aero 11 - Aero 1	0,89 km	Aero 5 - punto X	1,20 km	Aero 12 - Aero 15	0,35 km
Aero 1 - Aero 13	0,45 km	Aero 2 - Aero 10	0,64 km	Aero 15 - Aero 8	0,31 km
Aero 13 - SE	0,69 km	Aero 10 - punto X	0,36 km	Aero 8 - Aero SE	0,29 km
-	-	punto X - SE	0,78 km	-	-
Longitud total	3,8 km	-	4,48 km	-	1,51 km

Tabla 14. Longitudes de los circuitos

Obtenidas las distancias de los circuitos a través de OpenWind, para compensar desviaciones y pendientes del terreno, se aplicará un 10% más a los resultados obtenidos, por tanto, la longitud de cada circuito será:

- CTO-1: AERO7 – AERO14 – AERO11 – AERO1 – AERO13 – SE: 4,18 km
- CTO-2: AERO4 – AERO6 – AERO5 – PUNTOX – AERO2 – AERO 10 – PUNTOX – SE: 4,93 km
- CTO-3: AERO3 – AERO9 – AERO12 – AERO15 – AERO8 – SE: 1,66 km

Calculados los valores de longitud, intensidad y factor de potencia, en este caso se ha supuesto factor de potencia igual a 1. Lo único que faltaría para obtener el valor de las caídas de tensión por cada circuito serían los parámetros característicos de los cables, resistencia y reactancia, los cuales se obtendrá del catálogo de Prysmain [10].

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

Figura 32. Resistencia por sección en (Ω/km). Prysmain

Teniendo en cuenta la expresión de la caída de tensión (9) y los datos obtenidos del catálogo de la resistencia y reactancia del cableado utilizado para la instalación, la caída de tensión de los diferentes circuitos será:

Circuito	Longitud (km)	r (Ω/km)	In (A)	ΔU (V)	ΔU (%)
1	4,18	0,221	294,67	462,05	2,31
2	4,93	0,221	294,67	544,96	2,72
3	1,66	0,221	294,67	183,49	0,92

Tabla 15. Caída de tensión por circuitos

Como se puede apreciar en la tabla 13, todas las caídas de tensión son inferiores al 5% de la tensión nominal, 20 KV. Por esto, se puede concluir que la sección técnica definida por el criterio térmico y caída de tensión es de 185 mm<sup>2</sup>.

### 3.5.3 Dimensionamiento de conductores por criterio económico

El criterio económico pretende analizar si el incremento de la sección de los conductores aumenta o reduce la viabilidad económica del proyecto, estos es, si al aumentar la sección de los conductores aumenta o disminuye los costes de explotación del parque eólico durante el periodo de explotación del mismo.

Para este criterio, y atendiendo a las consideraciones de la Norma UNE 2144-3-2. Sección 2: “Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia” [13], se tendrá que calcular el valor actual neto para secciones mayores a la calculada anteriormente (185 mm<sup>2</sup>). Este estudio solo se considerará los costes de la línea y pérdidas de energía por sección de cableado seleccionado, esto sería, que el VAN calculado será negativo ya que no tendrá en cuenta los ingresos del proyecto. La sección que finalmente se instalará en este proyecto será la que presente un VAN menor en valor absoluto, esto significará que para esa sección las pérdidas económicas asociadas a la explotación del parque son menores.

La ecuación que determinará el VAN y que depende de la sección del conductor es la siguiente:

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

Donde:

- $C_L$ : costes de la línea (€), incluyendo precio de la línea e instalación
- $C_{EP}$ : costes de la energía perdida (€) por efecto Joule
- $i$ : interés monetario
- $N$ : tiempo (años) de explotación del parque

De los 4 parámetros descritos, dos de ellos resultan constantes y con valores definidos si tenemos en cuenta los registros históricos de la energía eólica. Para este trabajo se ha supuesto un tiempo de explotación de 20 años y un interés monetario de un 4%.

Los costes de la línea dependerá de la longitud del tramo/os, así como el precio en euros del cableado y su instalación.

Respecto al coste de la energía perdida, para conocer los costes de la energía perdida se necesita el precio actual al cual se vende la energía eólica en España, multiplicando el precio de la energía por la energía perdida se obtiene las pérdidas por coste de oportunidad, o lo que es lo mismo, el dinero que no se estaría ganando al precio de mercado al que se vende la energía. El precio medio de la energía se obtiene de la retribución total de esta energía de los pasados años, que sería en torno a los 44,41 €/MWh.

La energía perdida se obtendrá con la siguiente ecuación:

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

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

Donde:

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

Dado que la velocidad del viento es variable, también lo será la intensidad que atraviesa el cableado, esto hace que las pérdidas sean variables y dependan de la velocidad del viento. Para determinar las pérdidas es necesario calcular la intensidad en función de la velocidad del viento, esto nos dará la potencia que pasa en un instante “ $t$ ”, multiplicado por las horas “ $t$ ” que se dará esa velocidad se obtiene la energía perdida.

OpenWind proporciona la curva de potencia de cada aerogenerador para cada velocidad de viento y para distintos valores de densidad de aire, en este trabajo se tomará la media de la densidad de aire en  $1,15 \text{ kg/m}^3$ .

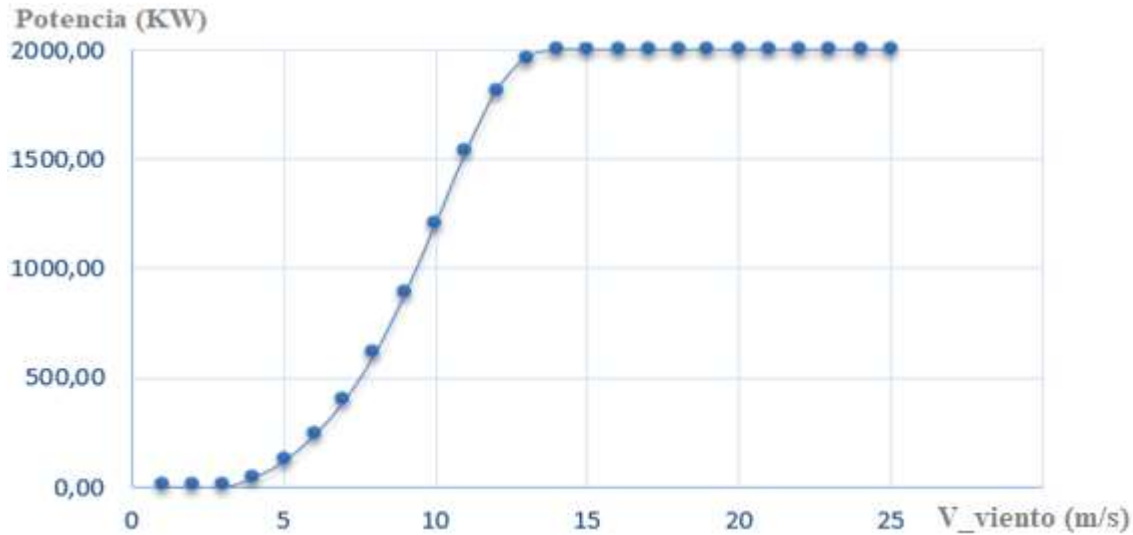


Figura 33. Curva de potencia del aerogenerador

V_viento	Potencia de 1 aero (KW)	V_viento	Potencia de 1 aero (KW)
1	0	14	1999
2	0	15	2000
3	0	16	2000
4	43	17	2000
5	118	18	2000
6	236	19	2000
7	396	20	2000
8	608	21	2000
9	885	22	2000
10	1202	23	2000
11	1531	24	2000
12	1810	25	2000
13	1964	-	-

Tabla 16. Potencia de un aerogenerador

Añadir que los aerogeneradores seleccionados para este trabajo, los Alstom ECO 80 2.0 Class 2<sup>a</sup>, tiene un rango de funcionamiento que varía entre 3 y 25 m/s. para velocidades menores de 3 m/s la turbina no arranca y para velocidades mayores de 25 m/s la turbina detiene su giro por motivos de seguridad.

El siguiente paso para poder determinar la energía perdida será obtener con qué frecuencia se produce cada valor de velocidad determinado y para el cual los aerogeneradores estarán en funcionamiento.

OpenWind nos facilita la probabilidad/frecuencia con la que se da cada valor de velocidad de viento.

La figura 32, muestra los datos de viento de la torre de medida 1, la cuarta fila representa la frecuencia/probabilidad con la que se da una de las 16 direcciones de la rosa de viento, para obtener la frecuencia con la que se da cada velocidad de viento, simplemente habría que multiplicar el valor de la frecuencia de cada dirección por el valor que representa cada velocidad desde 1 a 25 m/s. Para pasar los resultados a tanto por uno habría que dividir por 100000, esto formará una matriz 25x16, el sumatorio de cada fila representa la frecuencia/probabilidad que se dé para cada valor de velocidad desde 1 a 25 m/s.

TORRE 1	36,161		-5,853		80				
	16		1		0				
	3,88	1,66	1,04	2,56	24,63	9,11	2,07	1,96	2,84
1	6,15792958	27,3774857	52,3730629	19,9322092	1,731078347	5,88243921	32,7964759	33,5686921	33,2927619
2	23,1719721	67,6239984	94,2928049	40,8971799	5,702224374	14,7296191	63,4073438	70,7761578	55,7283201
3	48,8927233	107,072	122,34097	60,0694586	11,37933204	24,843679	88,1954713	102,457197	72,1014014
4	79,4862904	136,144035	134,828466	75,8447693	18,4110512	35,3818588	104,991136	123,554653	82,9083691
5	109,231327	148,593082	132,925468	87,1523031	26,43316717	45,6388431	112,935486	131,707202	88,5761719
6	131,507404	143,021021	119,990823	93,4675443	35,032615	54,984	112,445949	127,332378	89,7091028
7	140,73997	122,916673	100,423553	94,8097525	43,74583939	62,8729966	104,966575	113,12562	87,0790813
8	134,535017	94,8876372	78,514424	91,6777861	52,07583713	68,8764982	92,5662757	93,0499299	81,5557248
9	114,837147	65,9690854	57,627576	84,9298915	59,52222583	72,707952	77,4935006	71,1807485	74,0254226
10	87,2522333	41,3388424	39,8437414	75,6303538	65,61972857	74,2416621	61,7907308	50,7847019	65,3194718
11	58,7174408	23,3431142	26,0142764	64,8913918	69,97975112	73,516521	47,0372858	33,85482	56,1605251
12	34,7865053	11,8675069	16,0690683	53,7361755	72,32896092	70,7239053	34,2424669	21,1125024	47,1304517
13	18,0192268	5,42507269	9,4041501	43,0009094	72,53867456	66,181018	23,8698873	12,3259542	38,6586379
14	8,10114385	2,22655776	5,22025277	33,2835144	70,63976966	60,2932477	15,9487899	6,74011783	31,0271921
15	3,13679397	0,81905673	2,75109474	24,9364898	66,81980873	53,5106611	10,2219455	3,45300599	24,3882441
16	1,03773396	0,26957115	1,37749502	18,0942212	61,40184762	46,2843292	6,28833236	1,65754172	18,7883022
17	0,29093412	0,0792348	0,65572184	12,7213782	54,80749543	39,0277835	3,71491877	0,74555239	14,1951749
18	0,06854871	0,02076026	0,2969116	8,66900608	47,50954735	32,087661	2,1083906	0,31420612	10,5239436
19	0,01345991	0,00483961	0,12794175	5,72750491	39,9813	25,7258183	1,14996789	0,12405828	7,65963572

Figura 34. Datos torre de medidas meteorológicas 1

Como se observa en la figura 32, sería multiplicar la frecuencia de cada dirección por cada valor de velocidad desde 1 a 25 m/s. Para mayor comprensión por el lector, se realizará los cálculos de la primera fila, velocidad de viento igual a 1 m/s.

Frecuencia/probabilidad de que el viento tenga una velocidad de 1 m/s:

$$(3,88 * 6,1579)/100000 + (1,66 * 27,3775)/100000 + (1,04 * 52,3731)/100000 + (2,56 * 19,9322)/100000 + (24,63 * 1,7311)/100000 + (9,11 * 5,8824)/100000 + (2,07 * 32,7965)/100000 + (1,96 * 33,5687)/100000 + (2,84 * 33,2928)/100000 + (5,63 * 15,6720)/100000 + (6,87 * 16,4897)/100000 + (8,89 * 11,6394)/100000 + (10,15 * 9,2802)/100000 + (7,16 * 12,6911)/100000 + (5,73 * 13,1934)/100000 + (5,81 * 12,6198)/100000 =$$

**0,011382669**, esto sería para la velocidad de viento igual a 1 m/s, habría que hacer los mismo para cada velocidad de viento, desde 1 a 25 m/s, como se puede observar es un trabajo bastante tedioso por lo que se utilizará la herramienta Excel para realizar los cálculos.

La tabla 15 representa la frecuencia/probabilidad para cada velocidad de viento.

V_viento	Frecuencia	V_viento	Frecuencia
1	0,011382669	14	0,034826858
2	0,028341484	15	0,028842819
3	0,047410517	16	0,023964069
4	0,065815357	17	0,019860374
5	0,080956659	18	0,016309622
6	0,090786504	19	0,013194176
7	0,094252252	20	0,010466703
8	0,091538041	21	0,008114213
9	0,083951478	22	0,006131932
10	0,073467984	23	0,004508529
11	0,062113364	24	0,0032204
12	0,051439991	25	0,002231996
13	0,042283875	-	-

Tabla 17. Frecuencia para cada velocidad de viento en tanto por 1

Conocida la curva de potencia de los aerogeneradores y la frecuencia para cada velocidad de viento, ya se puede proceder a calcular la intensidad eficaz que genera cada turbina y con la que se podrá calcular las pérdidas. En la tabla 13, mostraba la potencia del aerogenerador para cada velocidad de viento sin tener en cuenta las pérdidas eléctricas, ya que OpenWind por defecto no aplica el coeficiente de pérdidas. El cociente entre la energía neta y bruta producida por cada aerogenerador será el coeficiente que habrá que aplicar para determinar la potencia final que genera cada aerogenerador para cada velocidad de viento.

El coeficiente determinado entre la energía neta y bruta es **0,9869** y será el que habrá que aplicar.

Velocidad Viento (m/s)	Frecuencia/probabilidad	Tk (h)	P(kW) de un aero	li (A) del parque	li <sup>2</sup> *ti
1	0,0113827	100	0,00	0,0	0
2	0,0283415	248	0,00	0,0	0
3	0,0474105	415	0,00	0,0	0
4	0,0658154	577	42,44	1,3	901
5	0,0809567	709	116,45	3,4	8345
6	0,0907865	795	232,91	6,9	37434
7	0,0942523	826	390,81	11,5	109421
8	0,0915380	802	600,04	17,7	250510
9	0,0839515	735	873,41	25,7	486779
10	0,0734680	644	1186,25	34,9	785822
11	0,0621134	544	1510,94	44,5	1077835
12	0,0514400	451	1786,29	52,6	1247599
13	0,0422839	370	1938,27	57,1	1207465
14	0,0348269	305	1972,81	58,1	1030284
15	0,0288428	253	1973,80	58,1	854112
16	0,0239641	210	1973,80	58,1	709639
17	0,0198604	174	1973,80	58,1	588118
18	0,0163096	143	1973,80	58,1	482971
19	0,0131942	116	1973,80	58,1	390714
20	0,0104667	92	1973,80	58,1	309947
21	0,0081142	71	1973,80	58,1	240283
22	0,0061319	54	1973,80	58,1	181583
23	0,0045085	39	1973,80	58,1	133509
24	0,0032204	28	1973,80	58,1	95365
25	0,0022320	20	1973,80	58,1	66095

Tabla 18. Cálculo intensidad que genera 1 aerogenerador para cada valor de viento k

Donde la intensidad de cada aerogenerador se obtiene aplicando la ecuación (6).

$$I_i = \frac{P_{1aero} (KW)}{\sqrt{3} * U_n (KV) * f dp} \tag{6}$$

Determinados todos los datos necesarios, procedemos a calcular la intensidad eficaz (12) para un aerogenerador, que sería 34,28 A.



La intensidad eficaz es un valor que depende de la curva de potencia, por lo que sería idéntica para cada aerogenerador y de la distribución de frecuencias. Esto quiere decir que todos los aerogeneradores tendrá el mismo valor de intensidad eficaz. Los circuitos del parque eólico están formados por 5 aerogeneradores por lo que la intensidad eficaz del circuito, y que llegará a la subestación eléctrica será el valor quintuple al calculado: 171,40 A.

Para simplificar los cálculos, solo se calculará el tramo de circuito que une el último aerogenerador con la subestación eléctrica, ya que es el tramo de circuito por el cual la intensidad eficaz será mayor.

Para conocer el coste de las líneas, se deben conocer el precio del cableado para las distintas secciones a evaluar. Para ello se ha recurrido al generador de precios elaborado por CYPE Ingenieros [11], donde se obtiene los siguientes precios por sección de conductor.

Sección (mm <sup>2</sup> )	r (Ω/km)	Costes (€/m)
185	0,221	12,13
240	0,168	13,64
300	0,136	16,37
400	0,105	22,49
500	0,089	29,93

Tabla 19. Valor de precios y resistencias por sección de conductor

Conocidos los precios por sección y la intensidad eficaz, el siguiente paso será calcular la energía perdida por circuitos, aplicando la ecuación (11), se obtiene el valor de la energía perdida por circuito.

Costes de líneas por tramos			
Sección (mm <sup>2</sup> )	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3
185	50.703,40 €	59.800,90 €	20.135,80 €
240	57.015,20 €	67.245,20 €	22.642,40 €
300	68.426,60 €	80.704,10 €	27.174,20 €
400	94.008,20 €	110.875,70 €	37.333,40 €
500	125.107,40 €	147.554,90 €	49.683,80 €

Tabla 20. Costes de líneas por tramos

Costes de pérdidas energéticas por tramos			
Sección (mm <sup>2</sup> )	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3
185	3.664,70 €	7.471,31 €	2.515,70 €
240	4.815,52 €	5.679,55 €	1.912,38 €
300	3.898,28 €	4.597,73 €	1.548,12 €
400	3.009,70 €	3.549,72 €	1.195,24 €
500	2.551,08 €	3.008,81 €	1.013,11 €

Tabla 21. Costes de pérdidas energéticas por tramos

Valor Actual Neto (VAN) por tramos			
Sección (mm <sup>2</sup> )	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3
185	- 136.794,09 €	- 161.338,49 €	- 54.324,93 €
240	- 122.459,71 €	- 144.432,14 €	- 48.632,32 €
300	- <b>121.405,49 €</b>	- <b>143.188,77 €</b>	- <b>48.213,66 €</b>
400	- 134.911,02 €	- 159.117,54 €	- 53.577,10 €
500	- 159.777,41 €	- 188.445,60 €	- 63.452,27 €

Tabla 22. Valor actual neto por tramos

La tabla 22, muestra como a medida que aumentamos la sección del conductor el VAN se hace más próximo a cero, hasta llegar a la sección de 300 mm<sup>2</sup>, a partir de esta sección el VAN empieza a aumentar en valor absoluto, siendo el mejor de los casos el VAN para una sección de conductor correspondiente a 300 mm<sup>2</sup>. Teniendo en cuenta estos resultados, finalmente, el cableado de media tensión que se instalará en el parque eólico será: cable unipolar trifásico 3x300 mm<sup>2</sup> de aluminio de 12/20 KV con un aislamiento HEPR.

### 3.5.4 Aproximación al criterio de cortocircuito

En este trabajo se ha obviado el cálculo de sección por criterio de cortocircuito, debido a que este criterio esté más vinculado a las características de las protecciones eléctricas de la subestación, que al cálculo de secciones capaces de soportar las corrientes de cortocircuitos.

Pese a ello, se estimará el tiempo máximo que los cables seleccionados son capaces de soportar las corrientes de cortocircuitos. Para ello, se calculará la corriente máxima de cortocircuito y se comparará a la estipulada como máxima admisible por la norma UNE 211435:2011 [8].

La corriente de cortocircuito a calcular será en el punto de entrada a la subestación eléctrica, la cual se estima según la siguiente expresión:

$$I_{CC} = \frac{U_n / \sqrt{3} (V)}{Z_{CC RED} + Z_{CC T} (\Omega)} \quad (13)$$

$$Z_{CC RED} (\Omega) = \frac{U_n^2 (KV)}{S_{CC} (MVA)} \quad (14)$$

$$Z_{CC T} (\Omega) = \epsilon_{CC} * \frac{U_n^2 (KV)}{S_n (MVA)} \quad (15)$$

Donde:

- $U_n$ : es la tensión nominal de la red de distribución de 20 KV.
- $Z_{CC RED}$ : es la impedancia de cortocircuito en el punto de conexión.
- $Z_{CC T}$ : es la impedancia de cortocircuito del transformador.
- $S_{CC}$ : es la potencia de cortocircuito en el punto de conexión.
- $S_n$ : es la potencia del transformador de potencia del parque, 30 MW.
- $\epsilon_{CC}$ : es la impedancia de cortocircuito del transformador.

Mostradas las expresiones, se ha de recurrir a las siguientes suposiciones; la potencia de cortocircuito en el punto de conexión será del orden de 500 MVA, y la impedancia unitaria de cortocircuito del transformador será del 6%, caso más desfavorable. Dicho esto, los cálculos determinan una intensidad de cortocircuito de 7217 A.

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

Temperatura inicial 105 °C; Temperatura final 250 °C

Tabla 23. Intensidad máxima de cortocircuito con aislamiento HEPR. UNE 211435:2011

Teniendo en cuenta la Tabla 23, las intensidades máximas admisibles para la sección de 300 mm<sup>2</sup> y la intensidad de cortocircuito calculada, se observa que las líneas aguantan hasta 2 segundos la intensidad de cortocircuito. Las protecciones se deberán diseñar teniendo en cuenta este tiempo de cortocircuito.

### 3.6 Prediseño de la subestación transformadora

En este trabajo no se ha profundizado en el cálculo de las características de la subestación del parque eólico debido a que estos cálculos forman parte de un estudio independiente para la implantación de los mismos, es por ello que se dará una aproximación al diseño de la subestación, nos centraremos en los elementos principales que componen la misma: las celdas de conexión, que canalizan las corrientes generadas, y los transformadores, que elevará la tensión de 20 KV a la que se requerirá según su destino, 220 kV. Adicionalmente, se hará una breve descripción por encima del resto de accesorios que componen la subestación con fines del control y el correcto funcionamiento de la misma.

#### 3.6.1 Edificio de control

Edificio diseñado para la evacuación de la energía generada por el parque eólico. Este edificio cuenta con una sala eléctrica de 20 KV, que será encargada de realizar la protección de los circuitos, así como el mando y control de los principales parámetros técnicos del parque eólico.

En el interior de este edificio, cabe destacar los siguientes:

##### 3.6.1.1 Sala de control

La sala incluye un sistema para la supervisión y control del parque eólico. La función principal es la monitorización y el control de los elementos correspondientes a la generación, aerogeneradores, y a los correspondientes de la estación eléctrica.

##### 3.6.1.2 Sala eléctrica de media tensión

Esta sala incluye un cuadro de protecciones, mando y medidas, las celdas de energía de 20 KV, el transformador para los servicios auxiliares, los equipos de medidas, etc.

### 3.6.1.2.1 Celdas de conexión

Las celdas de conexión son las responsables de conectar las líneas que vienen de los aerogeneradores con los transformadores. Estas celdas, incorporan interruptores automáticos y seccionadores para la protección de las líneas, además de garantizar la correcta configuración de los enlaces.

Para el parque diseñado serán necesarias un total de cinco celdas, tres de ellas para cada una de las líneas que proceden de los aerogeneradores, una para la conexión del transformador de potencia, y la última destinada para servicios auxiliares que se necesitan.

Las celdas a instalar deben cumplir todas las normativas pertinentes, de las cuales hay que destacar:

- IEC 62271-1: Aparata de alta y media tensión.
- IEC 62271-1: Interruptores de corriente alterna de alta tensión.
- IEC 62271-1: Desconectores y puesta a tierra de corriente alterna.
- IEC 62271-200: Aparata bajo envoltorio metálica de corriente alterna para tensiones nominales superiores a 1 KV e inferiores o iguales a 52 KV.
- IEC 60529: Grados de protección para envoltorios.

Se ha optado por instalar celdas Ormazabal [12], uno de los mayores proveedores de aparata de media tensión del mundo. En la actualidad se ha instalado más de 1.350.000 unidades funcionales de media tensión en las redes eléctricas de más de 100 compañías eléctricas y 600 parques eólicos en más de 110 países.

#### 3.6.1.2.1.1 Celdas de protección para líneas

Será necesario instalar tres celdas modulares de línea, una celda para cada circuito. Estas celdas están equipadas con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesta a tierra. Esto permite la comunicación con el embarrado principal del centro de transformación, cortar la corriente nominal, seccionar esta comunicación o poner a tierra simultáneamente los tres bornes de MT. Por ello, estas celdas han de soportar las corrientes nominales de líneas.

El modelo seleccionado es el cgmcosmos-I, correspondiente a la tensión 24 KV, este modelo soporta intensidades de hasta 630 A, y sobretensiones del tipo impulso de rayo de hasta 125 KV.

En la figura 35 se muestra la estructura que presenta el modelo seleccionado para las celdas de líneas.



Figura 35. Estructura constructiva y componentes de celdas Ormazabal cgmcosmos [12]

Los parámetros principales de las celdas son:

Características eléctricas		
Tensión asignada	KV	24
Frecuencia asignada	Hz	50
Intensidad nominal	A	630
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)		
Entre fases y tierra	KV	50
A través de la distancia de seccionamiento	KV	60
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo		
Entre fases y tierra	KV	125
A través de la distancia de seccionamiento	KV	145
Interruptor-seccionador		
Intensidad de cortocircuito Valor eficaz	KA/s	25
Intensidad de cortocircuito Valor pico	KA	62,5
Clasificación del arco interno ICA		
Resistencia frente a arcos internos AFL (KA/s)	KA/s	25
Dimensiones		
Altura	mm	1740
Anchura	mm	365
Longitud	mm	735

Tabla 24. Características principales de las celdas cgmcosmos-I [12]

### 3.6.1.2.1.2 Celdas de protección para servicios auxiliares

Esta celda se conectará con el transformador de servicios auxiliares, el modelo elegido es el cgmcosmos-a, sus aplicaciones principales son para medida de tensión de embarrado y para servicios auxiliares. Las características principales son:

Características eléctricas		
Tensión asignada	KV	24
Frecuencia asignada	Hz	50
Intensidad nominal	A	630
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)		
Entre fases y tierra	KV	50
A través de la distancia de seccionamiento	KV	60
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo		
Entre fases y tierra	KV	125
A través de la distancia de seccionamiento	KV	145
Interruptor-seccionador		
Intensidad de cortocircuito Valor eficaz	KA/s	25
Intensidad de cortocircuito Valor pico	KA	62,5
Clasificación del arco interno ICA		
Para servicios auxiliares AFC	KA/s	16/0,5
para el embarrado de MT AFC	KA/s	20
Dimensiones		
Altura	mm	1740
Anchura	mm	470
Longitud	mm	735

Tabla 25. Características principales de las celdas cgmcosmos-I [12]

La celda de protección del transformador general será el modelo gae1250kmax tipo 1 lsv, celda de interruptor automático de vacío extensible con interruptor automático, seccionador y seccionador de puesta a tierra (cerrado, abierto, puesto a tierra).

A continuación se muestra los elementos que componen la celda como sus especificaciones principales.



Figura 36. Estructura constructiva y componentes de celdas Ormazabal gae1250kmax-1lsv [12]

Características eléctricas		
Tensión asignada	KV	24
Frecuencia asignada	Hz	50
Intensidad nominal	A	1250
Tensión nominal soportada		
Entre fases y tierra	KV	50
A través de la distancia de seccionamiento	KV	60
Tensión soportada nominal a impulso tipo rayo		
Entre fases y tierra	KV	125
A través de la distancia de seccionamiento	KV	145
Interruptor-seccionador		
Intensidad de cortocircuito Valor eficaz	KA/s	25
Intensidad de cortocircuito Valor pico	KA	62,5
Clasificación del arco interno		
Resistencia frente a arcos internos IAC AFL	KA/s	25
Dimensiones		
Altura	mm	2000
Anchura	mm	600
Longitud	mm	1175

Tabla 26. Características principales de la celda Ormazabal gae1250kmax-1lsv [12]

### 3.6.1.2.2 Selección del transformador para servicios auxiliares (20/0,42 KV)

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

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

El transformador seleccionado deberá cumplir las especificaciones contempladas en la normativa vigente, tales como:

- IEC 60076-1: Transformadores de potencia. Parte 1. Generalidades.
- IEC 60076-3: Transformadores de potencia. Parte 3. Niveles de aislamientos, ensayos dieléctricos y distancias de aislamientos en el aire.
- EN 50464: Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite a 50 Hz, de 50 KVA a 2500 KVA con tensión más elevada para el material hasta 36 KV.

El transformador permitirá transformar los 20 KV de las celdas a 0,42 KV para las múltiples aplicaciones que se han mencionado anteriormente. Su configuración será de triangulo-estrella para favorecer el aislamiento de la red de 20 KV y 0,42 KV, dificultando así el traspaso de faltas.

### 3.6.2 Selección del transformador de potencia

El transformador contará con una potencia nominal de 30 MVA y relación de transformación 20/220. La conexión de grupo será del tipo Dyn11, esto dificultará el traspaso de faltas entre el lado de 20 KV y 220 Kv, con la posibilidad de acceso a neutros si fuera necesario. El transformador seleccionado deberá cumplir las especificaciones contempladas en la normativa vigente, tales como:


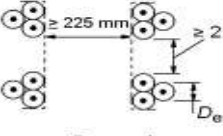
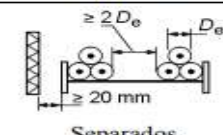
- UNE-EN 60076-1:2013: Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
- UNE-EN 60076-2:2013: Transformadores de potencia. Parte 2: Calentamiento.
- UNE-EN 60076-3:2013: Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.
- UNE-EN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

### 3.6.3 Conexión de celdas-transformador de potencia

Las celdas de protección de líneas y el transformador de potencia se comunicarán con un cableado de sección mayor a las secciones anteriormente calculadas, este cableado se debe dimensionar para soportar la corriente total producida por el parque y serán diseñados por el criterio correspondiente, norma UNE 211435:2011 [8]. Se omiten los criterios de caída de tensión y económico por la cercanía de las celdas al transformador de potencia.

El cableado se deberá dimensionar para la intensidad máxima posible (871,5 A) a la tensión de 20 KV. Observamos que no hay sección de cableado que soporte dicha intensidad, por ello, será necesario configurar la conexión para que dispongan de varios cables por fases.

Al aplicar los factores correctores en este caso, se va a suponer que el cableado estará expuesto a una temperatura de 40° C, al ser una agrupación de dos circuitos en principio, sólo aplicaremos el factor de corrección por agrupación. Dichos factores se muestran en la Tabla 24, donde se tomará como factor de corrección 0.98 por utilizar una bandeja perforada en horizontal y dos circuitos trifásicos. Aplicando la expresión (5), se obtiene la intensidad máxima admisible de 889,29 A, si se reparte en dos circuitos quedaría una intensidad máxima admisible de 444,65 A por circuitos.

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

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

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

NOTA 3 Los valores están previstos para una separación entre las bandejas verticales de 300 mm. Para espacios inferiores hay que reducir los factores.

NOTA 4 Los valores están previstos para una separación de las bandejas horizontales de 225 mm con las bandejas montadas de espalda a espalda. Si la separación es menor hay que reducir los factores.

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

Tabla 27. Factores de corrección por agrupación de conductores

La sección correspondiente a la intensidad máxima admisible de 444,65 A por circuitos, atendiendo a las especificaciones de la norma mostrada en la tabla 11, para conductores de aluminio con aislamiento HEPR al aire sería de 240 mm<sup>2</sup>, que serán capaces de soportar hasta 495 A, superior a la intensidad máxima admisible solicitada.

### 3.6.4 Aparamenta de protección, seguridad y sistemas de medidas

Las subestaciones eléctricas deben disponer de elementos auxiliares que serán capacitados para actuar ante incidentes o accidentes, por ello, se instalará en la misma una serie de sistemas de autoprotección y medida.

Dado que las celdas de protección ya llevan incorporado un interruptor automático y un seccionador, el transformador de potencia, transformador para servicios auxiliares y demás elementos que se conecten quedarán protegidos ante posibles cortocircuitos, pero se deberá instalar dos autoválvulas para proteger la instalación ante sobretensiones, se instalará una en el lado de 20 KV del transformador de potencia y otra en el lado de 220 KV. Además, se instalará un seccionador e interruptor automático tras el transformador que permitirá el aislamiento del transformador en caso de falta.

Finalmente, se instalará transformadores de tensión e intensidad por fases que actúan como elementos de medida y protección, estos transformadores informan a los relés de protección de la sala de control si hubiese sobrecargas o cortocircuitos. Además, se instalará un pararrayos a la salida de la subestación que permitirá derivar a tierra todos los pulsos de tipo rayo que puedan impactar.



## 4. Viabilidad económica

Dada la naturaleza de este tipo de proyectos e instalaciones, la rentabilidad del mismo determinará si se llevará a cabo o no, determinar la rentabilidad será la finalidad de este capítulo. Determinados los resultados, se discutirá y extraerán las conclusiones oportunas a las que nos conducirán.

### 4.1 Rentabilidad del proyecto

La rentabilidad vendrá determinada mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VAN). Para ello se debe hacer un análisis de los ingresos y costes asociados al proyecto para poder determinar el VAN, que cuanto mayor sea, mayor rentabilidad supondrá la realización del proyecto. Hay que destacar que, un VAN positivo no asegura el beneficio del proyecto, para ello se calculará la Tasa de Retorno Interna o TIR, que ayudará a determinar si conviene o no seguir adelante con el proyecto.

La expresión para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = -A_0 + \frac{\sum_{t=1}^n CF_t}{(1+i)^t} \quad (16)$$

Donde:

- $A_0$ : costes iniciales.
- $CF$ : flujo de caja para cada año  $t$ .
- $n$ : número de años de operación del parque eólico (20 años).
- $i$ : tipo de interés, 4% para este proyecto.

El TIR, será aquel valor que haga cero el VAN:

$$VAN = -A_0 + \frac{\sum_{t=1}^n CF_t}{(1+TIR)^t} \quad (17)$$

### 4.2 Costes del proyecto

Los costes asociados a un proyecto de este tipo de manera simplificada son:

- Costes iniciales
- Costes anuales por operación
- Costes por pérdida de energía
- Costes finales por desmantelamiento

#### 4.2.1 Costes iniciales

Los costes iniciales del proyecto, son los generados por la implantación del mismo, es decir, la inversión inicial que supone para poner en funcionamiento la instalación y que serán los más cuantiosos. Estos costes se muestran en la Tabla 25 y serán desglosados en el anexo de presupuestos. Cabe mencionar que dichos costes son tan sólo una aproximación.

Ingeniería	4.500.000,00 €	12,18%
Obra civil	650.000,00 €	1,76%
Aerogeneradores	30.000.000,00 €	81,19%
Infraestructura	1.800.000,00 €	4,87%
<b>Total</b>		<b>36.950.000,00 €</b>

Tabla 28. Costes iniciales del proyecto

Destacar, que más del 80% del presupuesto inicial del parque eólico es debido a la adquisición e incorporación de los aerogeneradores, esto demuestra la importancia de una buena elección de éstos.

#### 4.2.2 Costes anuales

Estos costes incluyen salarios de los empleados de la planta que llevan a cabo las labores de mantenimiento y control de la instalación, gastos de repuestos y gastos del personal de seguridad. Estos costes se estiman en 75.000 € anuales.

#### 4.2.3 Costes por energía perdida

Esto será el producto de la energía perdida por efecto Joule por el valor actual de la energía de 44,41 €/MWh. Estas pérdidas suponen un valor de 10.044,13 € anuales.

#### 4.2.4 Costes finales por desmantelamiento

Cuando la planta haya operado los años estimados, 20 años de vida útil, se procederá a llevar a cabo las tareas de desmantelamiento, tales como: retira de aerogeneradores, infraestructura eléctrica, retirada de escombros, etc. Éstos se estiman en unos 375.000 €, que serán considerados el último años de funcionamiento del parque eólico.

### 4.3 Ingresos

Los ingresos vendrán dados por la energía producida, como se mostró en capítulos anteriores, y se cuantifica en 118,15 GWh al año, teniendo en cuenta que el valor actual de la energía es de 44,41 €/MWh, esto supondrá unos activos de 5.247.041,50 € anuales. Cabe destacar que el parque no estará siempre en funcionamiento, habrá ocasiones en las que por diversas causas, uno o varios aerogeneradores por lo que se aplicará un coeficiente de corrección de un 92%, reduciendo la energía producida en un 8%. Tras aplicar el coeficiente de corrección a la energía producida, los ingresos anuales se cuantifican en 4.827.278,18 € anuales.

### 4.4 Cálculo de VAN y TIR

Costes iniciales	36.950.000,00 €
Costes anuales mantenimiento	75.000,00 €
Costes de desmantelamiento	375.000,00 €
Ingresos anuales	4.827.278,18 €
Pérdidas energéticas anuales	10.044,13 €
Tasa de interés	4%
Años de operación	20
<b>VAN</b>	<b>26.578.403,22 €</b>
<b>TIR</b>	<b>10,77%</b>

Tabla 29. Cálculos VAN y TIR

Finalmente, calculados los valores de VAN y TIR, podemos afirmar que el proyecto se puede llevar a cabo, dado que el valor del VAN es mayor a cero, esto implica que el proyecto generará beneficios, y el TIR, al ser mayor que la tasa de descuento de flujos, nos indica que el proyecto será rentable.

Cabe destacar que el cálculo del VAN ha sido realizado con la suposición de factores como el valor de los aerogeneradores, costes de ingeniería, transformadores y tasa de interés. Además, no se han tenido en cuenta algunos costes asociados a la creación del parque, como la adquisición de los terrenos, elementos auxiliares o aparamenta. Por ello, el cálculo del VAN no deja de ser una estimación.



## 5. Conclusiones

---

En este proyecto se ha llevado a cabo el diseño de un parque eólico de 30 MW con aerogeneradores de 2 MW, realizando no sólo el prediseño de las infraestructuras eléctricas asociadas al parque, sino también, se ha analizado el recurso eólico de las zonas más adecuadas para la instalación del mismo.

El trabajo se ha centrado sobre todo en la cuantificación y evaluación del recurso eólico mediante el uso de la herramienta OpenWind, en el que se ha tenido que insertar tanto las características del terreno como los aerogeneradores. La utilización de la herramienta OpenWind está condicionada a otros paquetes informáticos de pago que se utilizan para adaptar los datos de las torres de medidas para el funcionamiento del mismo. Para poder introducir los datos de vientos sin la utilización de estos paquetes informáticos, se ha desarrollado de forma exitosa una hoja Excel, donde adapta los datos de viento al formato usado por el programa OpenWind. En el proyecto se ha descrito detalladamente esta y otras singularidades del programa, con la idea de que este trabajo sirva además como un manual de consulta.

La segunda parte del trabajo se ha centrado en el diseño de la instalación eléctrica, donde no sólo se ha tratado de cubrir los aspectos técnicos sino que también se ha realizado el diseño en base a criterios económicos. Los resultados que se han obtenido en el diseño de las secciones de los conductores, arrojan que es más ventajoso desde el punto de vista económico aumentar la sección aunque esto suponga un aumento de la inversión inicial de proyecto. Para finalizar con este parte del proyecto, también se ha llevado a cabo una breve introducción descriptiva de la subestación eléctrica del parque, definiendo los elementos que la componen y la distribución de los mismos, así como su funcionalidad principal.

Para la realización de éste proyecto se ha tenido presente en todo momento la normativa vigente vinculada a cada aspecto del proyecto, se ha considerado un elemento más a tener en cuenta para el diseño, y con un papel crucial para el dimensionamiento.

Por último, destacar que, además de los puntos ya comentados, hay otros tantos no menos importantes que no se han podido incluir en este proyecto dada la naturaleza eléctrica del mismo, como podrían ser: proceso por el que pasa un parque eólico en su vida útil, estudios de seguridad y salud, impacto medioambiental, desmantelamiento, etc.



## Anexo A: Presupuestos

---

### 1. Obra civil

1	Incluye: movimientos de tierra y acondicionamiento de la zona, construcción de vías de acceso, zanjas para cableados de media tensión, excavación para soportes de hormigón para anclar los aerogeneradores	
	Total Pos.:	650.000 €
	<b>Total Obra Civil</b>	<b>650.000 €</b>

### 2. Aerogeneradores

16	Turbinas Alstom ECO 80 2.0 Class 2 de 2 MW. Incluye suministro, transporte e instalación completa.	
	Total Pos.:	30.000.000,00 €
	<b>Total Aerogeneradores:</b>	<b>30.000.000.00 €</b>

### 3. Infraestructura eléctrica

Red de media tensión	Conductor AL unipolar de 300 mm <sup>2</sup> con aislamiento HEPR. Línea trifásica completamente instalada.	
	Total Pos.:	528.914,70 €
Conexión celdas- transformador	Conductor AL unipolar 240 mm <sup>2</sup> con aislamiento HEPR. Línea trifásica completamente instalada.	
	Total Pos.:	5.350,00 €
Celdas de línea	3 celdas de línea Ormazabal Cgmcosmos-I de 24 KV, 630 A. incluye interruptor-seccionador de 3 posiciones, transporte e instalación.	
	Total Pos.:	70.600,00 €
Celda protección servicios auxiliares	Celda Ormazabal cgmcosmos-a de 24 KV, 630 A. Incluye interruptor seccionador de 3 posiciones con fusibles, transporte e instalación.	
	Total Pos.:	18.200,00 €

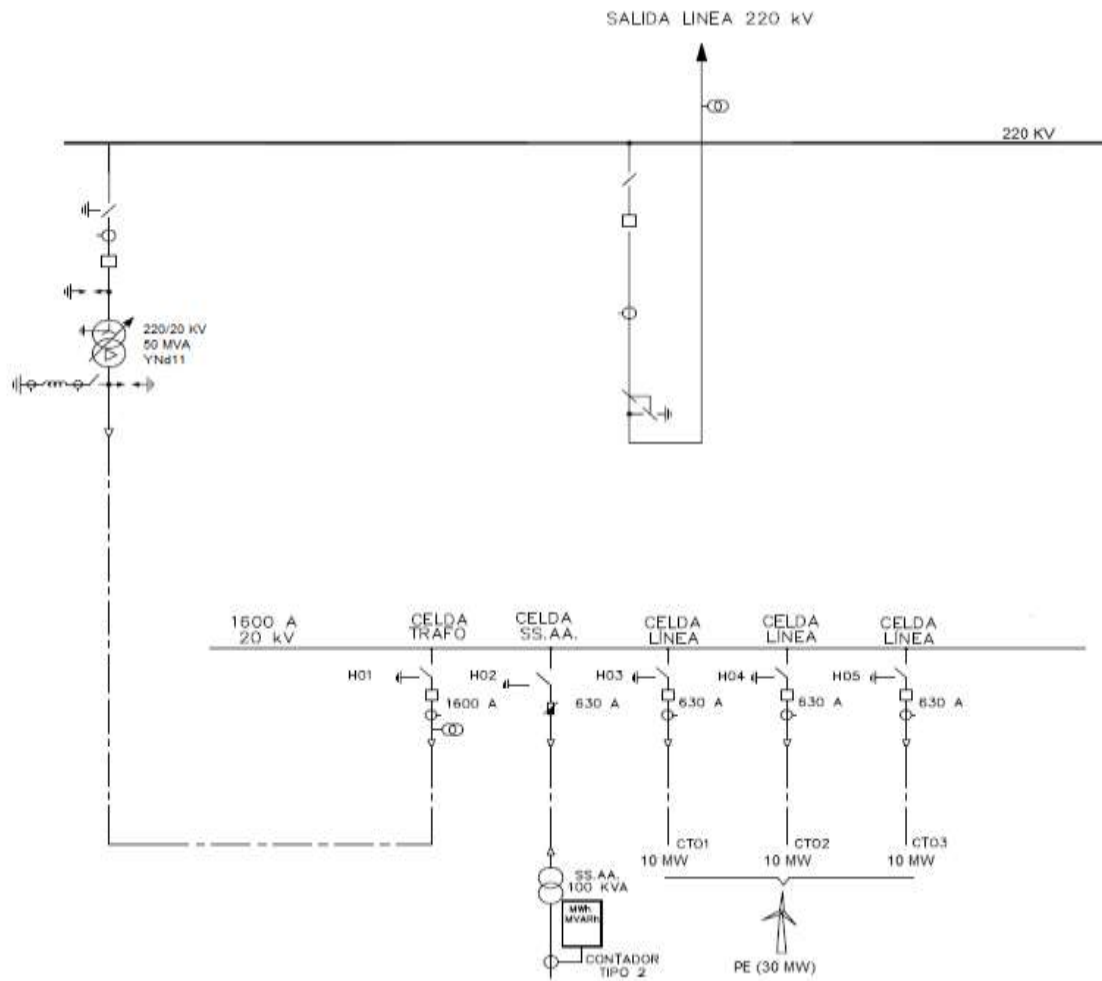
Celda protección transformador de potencia	de	Celda Ormazabal gae1250Kmax-11sv de 24 KV, 1250 A intensidad nominal. Incluye interruptor seccionador de 3 posiciones, transporte e instalación.	
		Total Pos.:	51.100,00 €
Transformador de potencia	de	Transformador de servicio continuo trifásico en aceite de 30 MW de potencia. Relación 20/220 KV. Incluye suministro, transporte e instalación.	
		Total Pos.:	650.000,00 €
Transformador servicios auxiliares		Transformador trifásico aislado en aceite de 100 KVA, instalación interior con relación de transformación 20/0,42 KV. Incluye suministro, transporte e instalación.	
		Total Pos.:	5.500 €
Adquisición terreno más construcción subestación eléctrica		4452, 64 m <sup>2</sup> de superficie para la construcción de la subestación eléctrica. Incluye terreno, material y mano de obra de los trabajadores para la construcción de la misma	
		Total Pos.:	470.335,30 €
		<b>Total infraestructura eléctrica:</b>	<b>1.800.000,00 €</b>

#### 4. Ingeniería

Estudio viabilidad		Total Pos.:	550.000,00 €
Proyecto de diseño		Total Pos.:	1.835.000,00 €
Dirección de obras		Total Pos.:	2.115.000,00 €
		<b>Total ingeniería</b>	<b>4.500.000,00 €</b>

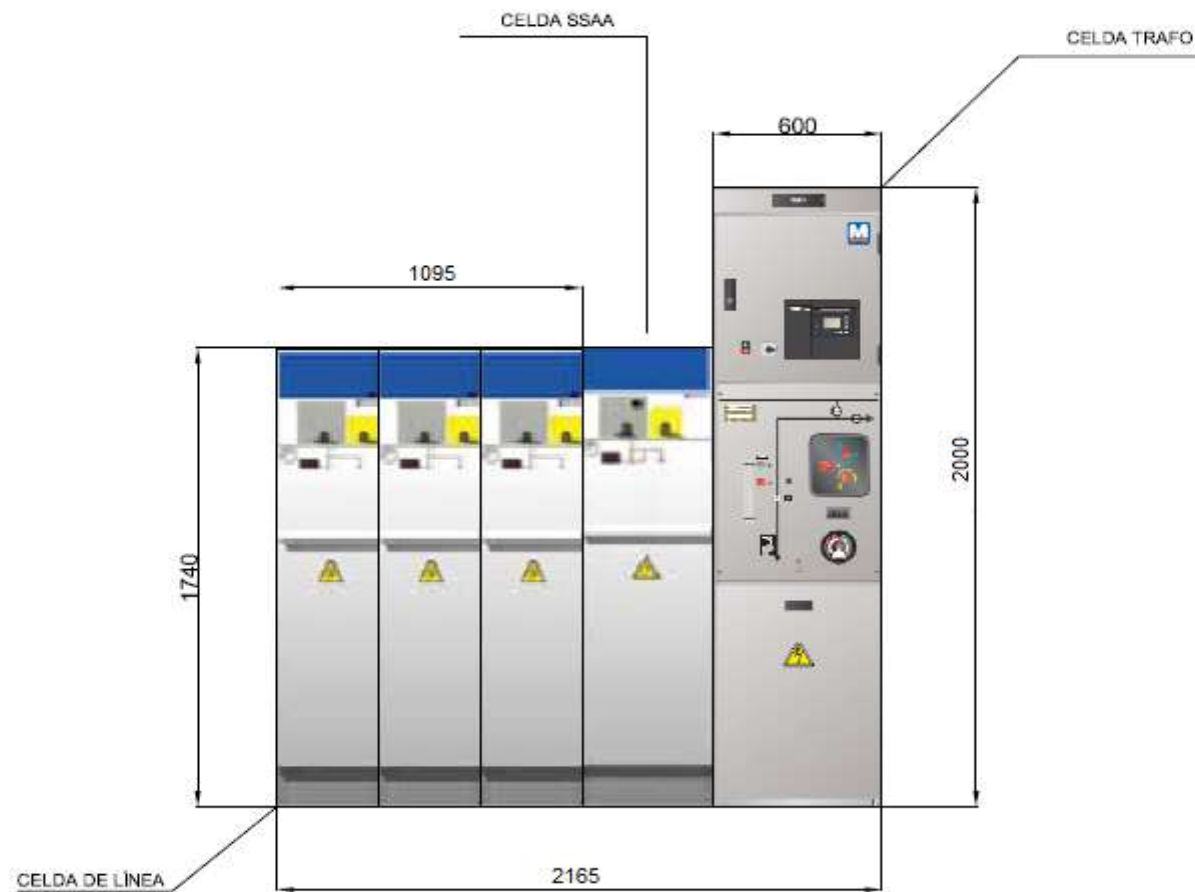





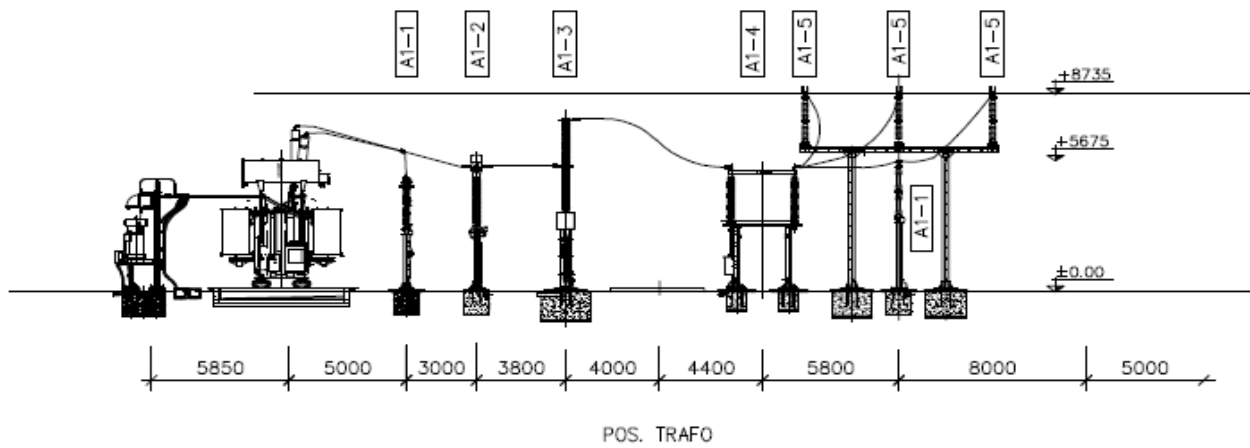


CARACTERÍSTICAS ASIGANDAS	
TENSIÓN NOMINAL	20 KV
TENSIÓN MÁS ELEVADA	24 KV
TENSIÓN S.S.A.A. C.A.	400 VcA

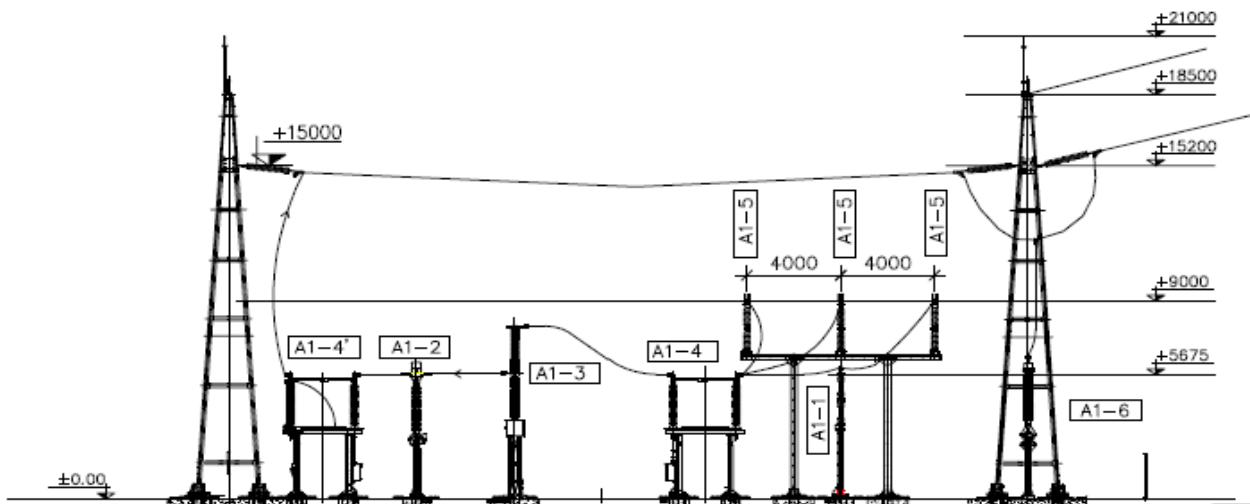
Nº PLANO 1	DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO CON AEROGENERADORES DE 2 MW	
	ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN ELÉCTRICA	ESCALA -
	DAVID VEGA ÁVILA NOVIEMBRE 2018	GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



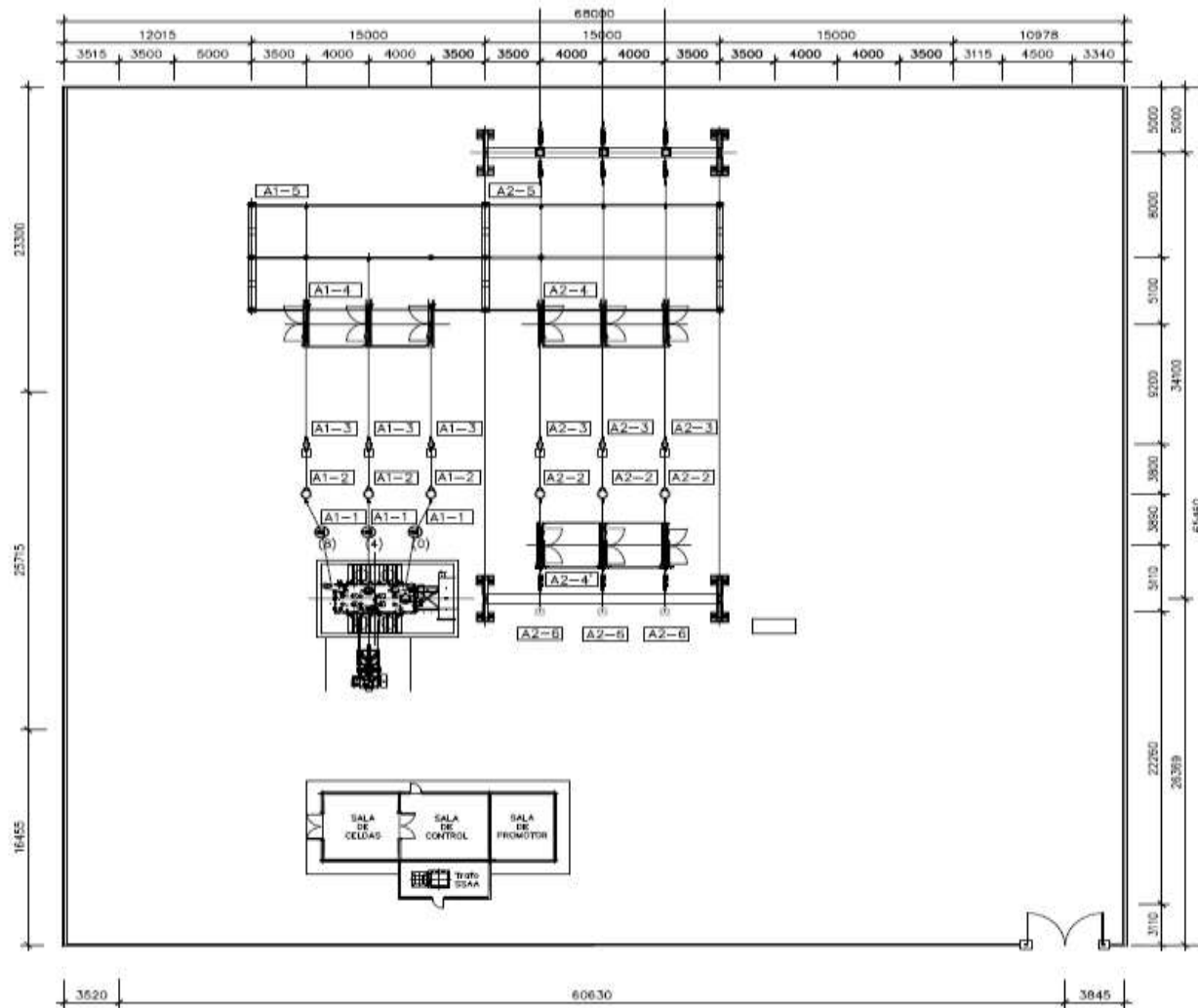
Nº PLANO 2	DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO CON AEROGENERADORES DE 2 MW	
	ALZADO CELDAS DE ENERGÍA	ESCALA 1/30
	DAVID VEGA ÁVILA NOVIEMBRE 2018	GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



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 3	DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO CON AEROGENERADORES DE 2 MW	
	ALZADO PARQUE INTEMPERIE	ESCALA 1/400
	DAVID VEGA ÁVILA NOVIEMBRE 2018	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 TENSIDAD

Nº PLANO 4		DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO CON AEROGENERADORES DE 2 MW	
		PLANTA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	ESCALA 1/400
		DAVID VEGA ÁVILA NOVIEMBRE 2018	GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





## Referencias

---

- [1] Global Wind Energy Council (GWEC): <http://gwec.net/>
- [2] Asociación Empresarial Eólica (AEE): <https://www.aeeolica.org/>
- [3] Red Eléctrica Española (REE): <https://www.ree.es/es>
- [4] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE): <http://www.idae.es/>
- [5] Google Earth: <https://earth.google.com/web/>
- [6] Global Data Explore: <https://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>
- [7] ITC-LAT 06 “Líneas subterráneas con cables aislados”: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-5269>
- [8] UNE 211435: 2011 “Guía de elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0.6/1 KV para circuitos de distribución de energía eléctrica”.
- [9] Rel Decreto R.D. 1565/2010 “Generadores en régimen especial”.
- [10] Catálogo Prysmain: <https://es.scribd.com/document/318367965/201607-Prysmian-Catalogo-Soluciones-Para-Media-Tension-Cables-y-Accesorios-2016>
- [11] Generador de precios de la construcción España. CYPE Ingenieros, S.A.:  
<http://www.generadordeprecios.info/>
- [12] Ormazabal: <https://www.ormazabal.com/es/descargas/cat%C3%A1logos-y-documentaci%C3%B3n>
- [13] UNE 2144-3-2. Sección 2: “Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia”