



PROYECTO DE PARQUE EÓLICO EN LEÓN

Jesús Díez Fernández, Guillermo Laine Cuervo

Departamento de Energía. Universidad de Oviedo.

RESUMEN

El presente Trabajo Fin de Máster pretende plantear, dentro del alcance correspondiente a un anteproyecto, la ejecución de un parque eólico ubicado en el municipio de Santa Colomba de Somoza, en la provincia de León (España).

El emplazamiento ha sido elegido en base a su elevado potencial eólico, constatado por los datos de viento registrados por una torre de medición ubicada en la zona del emplazamiento, y a su idoneidad desde el punto de vista legislativo.

Se han estudiado tres modelos de aerogeneradores de última generación para su implantación, atendiendo a distintos criterios, como la producción energética, el coste económico, o el tiempo de funcionamiento equivalente.

Así, se ha elegido el modelo que más se ajusta a las características del emplazamiento, buscando un rendimiento óptimo durante la vida útil de la instalación.

Además, se han presentado y descrito los principales elementos que componen el parque eólico, se ha elaborado un presupuesto que abarca la ejecución y operación del mismo durante su vida útil, y por último, se ha estudiado la viabilidad económica del proyecto en su conjunto.

ABSTRACT

The present Master's project aims to define, within the scope of a preliminary project, the execution of a wind farm located in the municipality of Santa Colomba de Somoza, in the province of León (Spain).

The site has been chosen based on its high wind potential, verified by the wind data recorded by a wind measurement tower located in the area.

Three state-of-the-art wind turbine technologies have been studied for their implementation, taking into account different guidelines, such as energy production, economic cost, or equivalent operating time.

Thus, it has been chosen the model that better suits the characteristics of the site, aiming for an ideal performance during the lifetime of the facility.

In addition, the main elements that make up the wind farm have been presented and described, it has been drawn up a budget that covers the implementation and operation of the wind farm during its lifetime, and finally, it has been studied the economic viability of the whole project.

EMPLAZAMIENTO¹

Los terrenos dedicados para el emplazamiento del parque eólico se encuentran ubicados en la provincia de León, más concretamente en el municipio de Santa Colomba de Somoza, a medio camino entre las ciudades de Astorga y Ponferrada, tal como se puede observar en la Figura 1:



¹ Para más información, véase Plano 01: Emplazamiento.



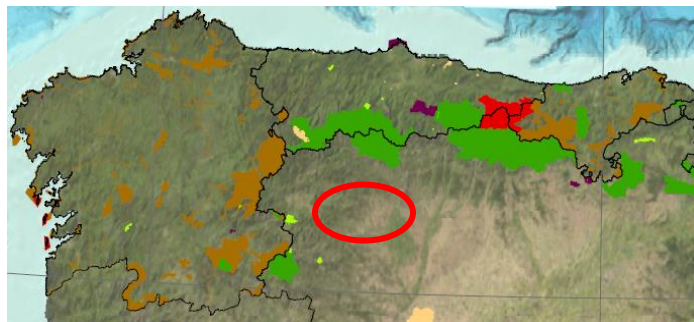
Figura 1. Ubicación del parque eólico (Fuente: [Google Maps](#)).

El parque eólico estará formado por 6 aerogeneradores de 5,3 MW de potencia nominal, siendo, por tanto, la potencia total del parque eólico de 31,8 MW.

En la Tabla 1 se presentan las coordenadas de las ubicaciones de los aerogeneradores:

Tabla 1. Coordenadas de los aerogeneradores.

	COORDENADAS UTM (HUSO 29, ETRS89)	
	X	Y
Aero 1	716.880	4.706.914
Aero 2	716.697	4.706.443
Aero 3	716.578	4.705.954
Aero 4	716.650	4.705.459
Aero 5	716.632	4.704.959
Aero 6	716.609	4.704.456



Leyenda

- Parques Nacionales
- Area Marina Protegida
- Espacios Protegidos Red Natura 2000
- Monumentos Naturales
- Otros Espacios Naturales Protegidos
- Otros Parques
- Paisajes Protegidos
- Reservas Naturales

Figura 2. Espacios Naturales Protegidos (Fuente: [MITECO](#)).

ADECUACIÓN NORMATIVA

Energía Eólica

De entre la normativa legal que regula el sector energético a todos los niveles (europea, nacional, autonómica y municipal), es de especial relevancia para el presente anteproyecto el nuevo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 y el Plan Eólico Regional de Castilla y León; así como el Decreto 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica [5].

Medioambiental

En la Figura 2 se presenta un detalle de la zona del emplazamiento, extraído del mapa elaborado por el Banco de Datos de la Naturaleza para el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, el cual recoge los Espacios Naturales Protegidos del territorio español, enumerando los distintos ámbitos de protección de los mismos [16].

Tal como se puede observar, el emplazamiento no se encuentra dentro de los límites de ningún espacio natural protegido.

Urbanística

Las Normas Urbanísticas Municipales (NUM) del Ayuntamiento de Santa Colomba de Somoza [4] son el instrumento de ordenación urbanística del suelo municipal, el cual se clasifica tal como se presenta en la Figura 3:

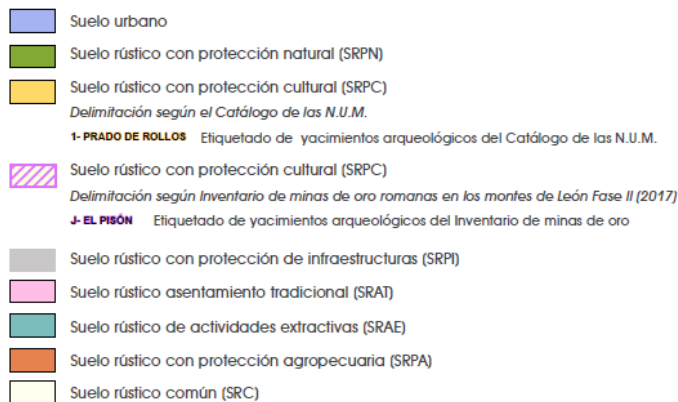
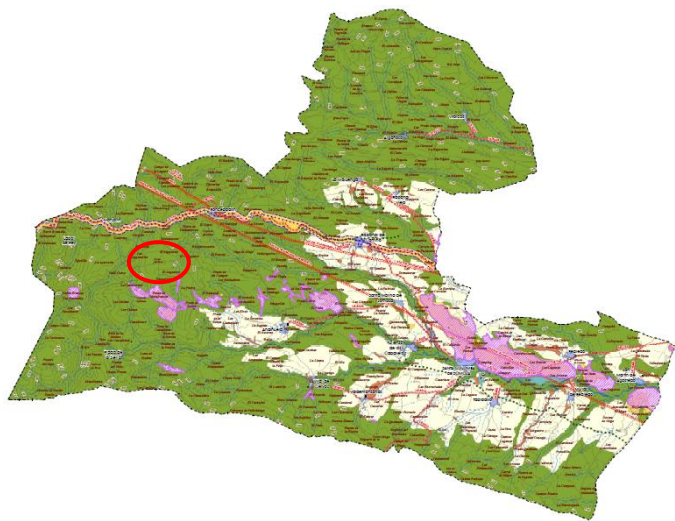


Figura 3. Clasificación del Suelo Municipal (Fuente: [Diputación de León](#)).

En la Figura 3 se ha señalado la zona del emplazamiento, la cual corresponde a la categoría de suelo rústico.

El Artículo 239. Régimen de derechos y deberes en suelo rústico, recogido en las NUM, incluye entre los derechos excepcionales en suelo rústico su uso para la producción, transporte, transformación, distribución y suministro de energía.

Así, se puede concluir que la normativa urbanística habilita la utilización de los terrenos del emplazamiento para la implantación del parque eólico proyectado.

EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Torre de medición

Para el presente anteproyecto se ha instalado una torre de celosía de acero galvanizado, con una altura de 120 m, de la cual se ha obtenido un registro de datos de los últimos 10 años, relativos a los valores medios horarios de las siguientes variables meteorológicas: velocidad, dirección, temperatura, densidad y presión del viento.

En la Tabla 2 se presentan las coordenadas donde se ubica la torre de medición:

Tabla 2. Coordenadas de la torre de medición.

	COORDENADAS UTM (HUSO 29, ETRS89)	
	X	Y
Torre de medición	716.440	4.705.985

A partir de los datos registrados, se procederá a la caracterización del recurso eólico disponible en el emplazamiento mediante la elaboración de las rosas de los vientos y la distribución de Weibull.

Rosas de los vientos

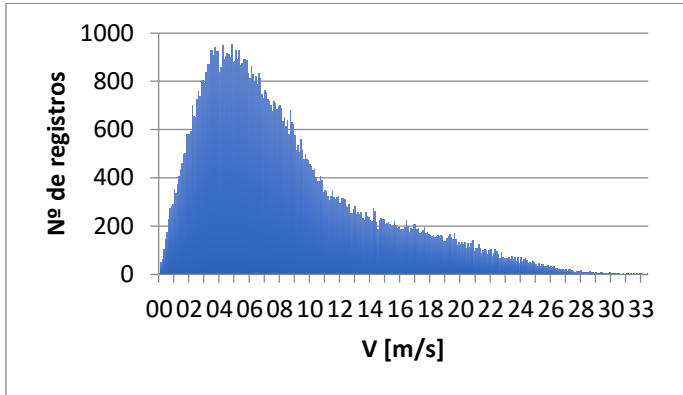
Para definir la alineación de los aerogeneradores es necesario conocer las direcciones predominantes del viento a nivel energético.

La representación más utilizada es la llamada rosa de direcciones del viento (Gráfica 1), en la que se representa la frecuencia media anual en la que el viento proviene de una determinada dirección.

También se presentan la rosa de velocidades (Gráfica 2) o distribución direccional de la velocidad media anual; la rosa de potencias (Gráfica 3) o distribución direccional de la densidad de potencia media anual; y por último la rosa de energías (Gráfica 4) o distribución direccional de la producción energética media anual.



En la Gráfica 5 se representan las magnitudes de la velocidad del viento en función del número de veces que se registró cada una:



Gráfica 5. Registro de velocidades del viento [m/s].

A partir de este registro, se propone obtener una distribución de tipo estadístico.

La distribución de Weibull se trata de una función de densidad de probabilidad que se emplea para determinar el potencial eólico de un emplazamiento, mediante la determinación de los parámetros de Weibull [7].

Estos corresponden al parámetro de escala (c) en m/s, que determina la velocidad promedio del viento en el lugar de estudio y el parámetro de forma (k), que indica el grado de dispersión de los registros.

A continuación se presentan las expresiones para la función de distribución de probabilidad:

$$f(V) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$$

Y para la función de distribución de probabilidad acumulada:²

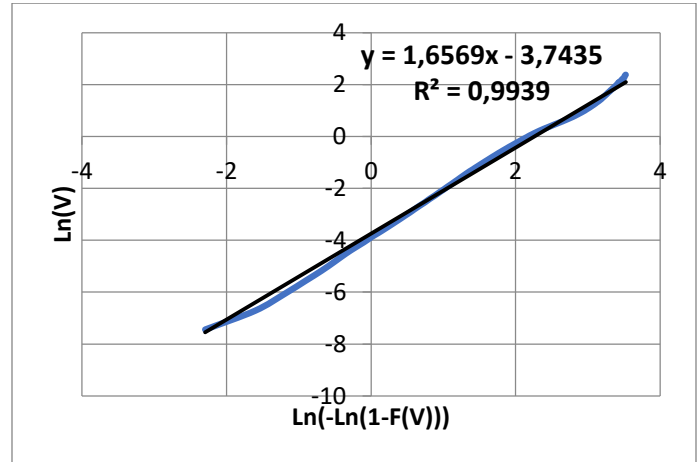
$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$$

Si en la expresión anterior se toman dos veces logaritmos y se despeja, se puede llegar a la siguiente ecuación:

$$\ln\{-\ln[1 - F(V)]\} = k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(c)$$

² En el apartado de Nomenclatura se especifican las definiciones y unidades de las variables.

Realizando un ajuste lineal por mínimos cuadrados a los datos registrados por la torre de medición, se obtiene la línea de tendencia presentada en la Gráfica 6:



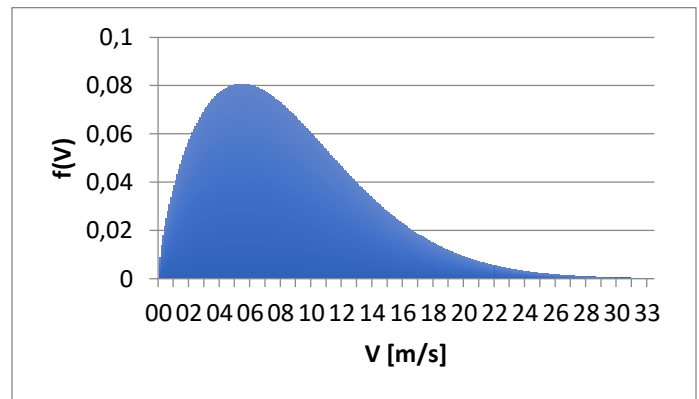
Gráfica 6. Ajuste por mínimos cuadrados.

Igualando las ecuaciones anteriores y despejando, se obtienen los siguientes valores para los parámetros de Weibull:

$$k = 1,6569$$

$$c = 9,5768 \text{ m/s}$$

Así, se obtiene la distribución presentada en la Gráfica 7:



Gráfica 7. Distribución de Weibull.



Nótese la semejanza con el registro de velocidades presentado en la Gráfica 5.

SELECCIÓN DE AEROGENERADOR

Clase del emplazamiento

La norma europea UNE-EN IEC 61400-1:2020 Sistemas de generación de energía eólica. Parte 1: Requisitos de diseño [3], establece un método de diseño para la selección del modelo de aerogenerador más adecuado para cada emplazamiento. Así, existen 4 clases de aerogenerador, en función de la velocidad del viento, tal como se muestra en la Tabla 3:

Tabla 3. Parámetros básicos para clases de aerogeneradores (Fuente: [UNE-EN IEC 61400-1:2020](#)).

Clase de aerogenerador		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	Valores especificados por el diseñador
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	
	Tropical (m/s) $V_{ref,T}$	57	57	57	
A+	I_{ref} (-)	0,18			
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

Los valores de los parámetros se aplican a la altura del buje, y
 V_{ave} es la velocidad de viento media anual;
 V_{ref} es la velocidad de viento de referencia promediada en 10 min;
 $V_{ref,T}$ es la velocidad de viento de referencia promediada en 10 min, aplicable a zonas expuestas a ciclones tropicales;
 A+ designa la categoría para características de turbulencia muy altas;
 A designa la categoría para características de turbulencia altas;
 B designa la categoría para características de turbulencia medias;
 C designa la categoría para características de turbulencia bajas; y
 I_{ref} es un valor de referencia de la intensidad de turbulencia (véase 6.3.2.3).

A partir de los datos del recurso eólico disponible en el emplazamiento, se calculan los siguientes parámetros de velocidad necesarios para determinar la clase de emplazamiento:

- ✓ Velocidad del viento media anual a la altura del buje:

$$V_{ave} = c \times \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) = 8,5608 \text{ m/s}$$

- ✓ Velocidad de referencia del viento:

$$V_{ref} = 5 \times V_{ave} = 42,8042 \text{ m/s}$$

De acuerdo a la Tabla 3, para la velocidad de referencia obtenida, la clase de aerogenerador correspondiente al emplazamiento es la IEC II.

Esta clasificación deberá de tenerse en cuenta a la hora de elegir el modelo de aerogenerador. En un emplazamiento de clase II podrá instalarse un aerogenerador de la misma clase o inferior, pero nunca uno de clase superior (la clase S será la excepción, ya que depende de las características especificadas por el fabricante para cada caso).

Modelos de aerogenerador

Para elegir el modelo de aerogenerador que se va a instalar, se han sometido a estudio los tres modelos presentados en la Tabla 4, todos ellos producidos por fabricantes líderes en el sector [8][19][20].

Tabla 4. Propuesta de modelos de aerogenerador.

Modelo	EnVentus V162-5.6 MW	GE 5.3-158	SG 6.0-155
Fabricante	Vestas	General Electric	Siemens Gamesa
Clase	IEC S	IEC S	IEC IIA/IIB

A partir de esta propuesta, se han consultado las curvas de potencia suministradas en los catálogos de los fabricantes, y se han tomado los datos correspondientes a la densidad media del aire registrada en el emplazamiento por la torre de medición (1,12 kg/m³).

A partir de estos datos y los del recurso eólico, se han calculado los siguientes parámetros:

- ✓ Producción bruta anual de energía: Se calcula como el sumatorio de los productos de las potencias producidas por el aerogenerador para cada velocidad, por el tiempo total que se registra dicha velocidad en un año.
- ✓ Energía vertida a la red: Se obtiene al restar a la energía bruta las pérdidas de energía, que incluyen, entre otras, las del sobredimensionamiento del recurso eólico (realmente no se aprovecha el 100% del disponible), las del efecto estela, las eléctricas, las de disponibilidad del aerogenerador, la garantía de la curva de potencia, etc. Para un escenario conservador, se han estimado las pérdidas totales del orden del 20% de la producción bruta.



- ✓ Coste de los aerogeneradores: Resultado de multiplicar el ratio €/MW solicitado al fabricante por la potencia nominal del aerogenerador y por el número de aerogeneradores a instalar.
- ✓ Horas equivalentes de funcionamiento: Cociente entre la energía vertida a la red en un año y la potencia nominal del parque eólico.
- ✓ Factor de capacidad: Cociente entre la energía vertida a la red en un año y la energía que se hubiera generado trabajando a plena carga.

En la Tabla 5 se presenta un resumen de los resultados:

Tabla 5. Selección del modelo de aerogenerador.

Modelo	EnVentus V162-5.6 MW	GE 5.3-158	SG 6.0-155
Fabricante	Vestas	General Electric	Siemens Gamesa
Clase	IEC S	IEC S	IEC IIA/IIB
Altura del buje [m]	119	120,9	122,5
Diámetro del rotor [m]	162	158	155
Nº de aerogeneradores	6	6	6
Potencia Nominal [MW]	Unitaria 5,6 Total 33,6	Unitaria 5,3 Total 31,8	Unitaria 6,0 Total 36,0
Energía Bruta [GWh/año]	Unitaria 21,1 Total 126,3	Unitaria 20,4 Total 122,6	Unitaria 22,1 Total 132,5
Energía Vertida a la Red [GWh/año]	Unitaria 16,8 Total 101,1	Unitaria 16,3 Total 98,1	Unitaria 17,7 Total 106,0
Coste [€]	MW 840.000,00 €	830.000,00 €	820.000,00 €
	Unitario 4.704.000,00 €	4.399.000,00 €	4.920.000,00 €
	Total 28.224.000,00 €	26.394.000,00 €	29.520.000,00 €
Horas Equivalentes [h/año]	3008	3083	2944
Factor de capacidad [%]	34,3%	35,2%	33,6%

Atendiendo a las horas equivalentes y al factor de capacidad, se determina que el modelo de aerogenerador óptimo para su instalación es el GE 5.3-158 de General Electric.

En la Tabla 6 se presentan las principales características técnicas del aerogenerador:

Tabla 6. Características técnicas del aerogenerador [8].

	GE 5.3-158
Potencia Nominal [MW]	5,3
Potencia Transformador [kVA]	6.228
Clase del viento	IEC S

Altura del buje [m]	120,9
Diámetro del rotor [m]	158
Número de palas	3
Área de barrido [m ²]	19.607
Dirección de rotación	En sentido horario
Velocidad máxima de la punta de las palas [m/s]	80,3
Orientación	A barlovento
Regulación de velocidad	Pitch control
Freno aerodinámico	Full feathering

Layout³

Una vez elegido el emplazamiento, se ha estudiado qué número de aerogeneradores es viable instalar.

Para esto, se han considerado las limitaciones existentes, como son las características físicas del terreno, la alineación de los aerogeneradores, o las distancias mínimas entre estos, para limitar las pérdidas por el efecto estela, así como con otros elementos del entorno, como pueden ser poblaciones cercanas, vías de comunicación, elementos arqueológicos, etc.

Los aerogeneradores se dispondrán en una alineación próxima a una recta, en la dirección Norte-Sur, asegurando una separación mínima entre aerogeneradores consecutivos en el entorno de los 3 diámetros de rotor.

Así, se ha decidido que el número de aerogeneradores que se pueden instalar en condiciones óptimas es de 6.

En la Figura 4 se presenta el layout definitivo del parque, con las ubicaciones de los aerogeneradores, las plataformas y el edificio de control, así como los viales y las zanjas de cables que los conectarán:

³ Para más información, véase Plano 02: Layout.



	Viales de nueva construcción.
	Viales existentes mejorados.
	Viales existentes conservados.
	Zanjas de cables.
	Edificio de control.

Figura 4. Layout del parque eólico.

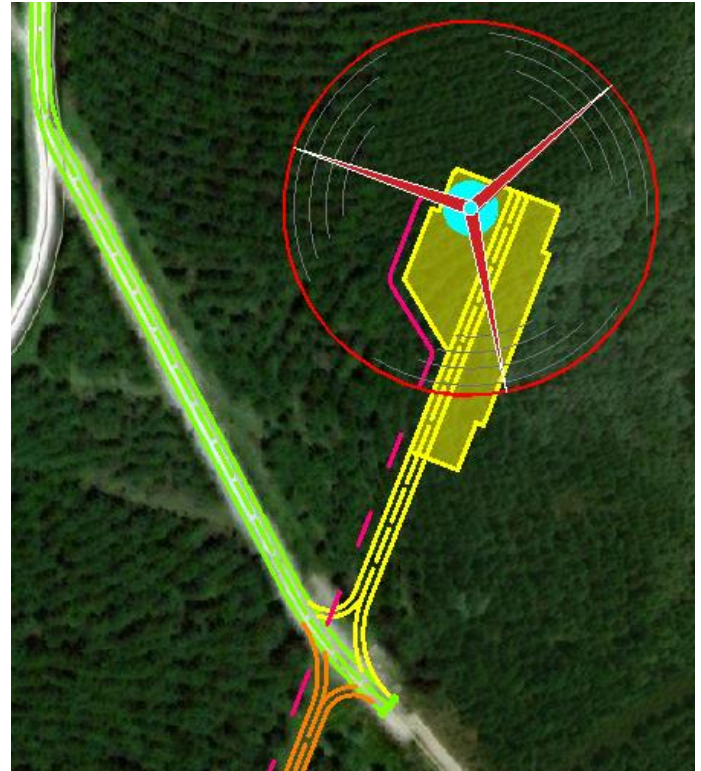


Figura 5. Detalle del aerogenerador 1.

DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES

En la Tabla 7 se presentan los datos de partida para el dimensionamiento de los conductores:

Tabla 7. Datos de partida para el dimensionamiento de los conductores

Nº de aerogeneradores	6
Modelo del aerogenerador	GE 5.3-158
Potencia del transformador del aerogenerador [kVA]	6228
Tipo de red	Corriente alterna trifásica
Tensión nominal de la red [kV]	20
Categoría de la red	A
Material del conductor	Aluminio
Conductividad del conductor [$m/\Omega \cdot mm^2$]	27,3
Tipo de aislamiento del conductor	Etileno propileno de alto módulo (HEPR)
Tipo de tendido de los ternos	Directamente enterrados
Temperatura del terreno [$^{\circ}C$]	25
Resistividad térmica del terreno [$K \cdot m/W$]	1,5
Separación mínima entre ternos [m]	0,2
Profundidad de instalación de los ternos [m]	1
Intensidad nominal derivaciones del interruptor-seccionador [A]	630



Circuitos internos del parque

Para la determinación de los circuitos de generación, se calcula cuántos aerogeneradores es capaz de soportar el interruptor de las celdas de MT:

$$I_{Aerogenerador} = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{6228 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 20 \text{ kV}} = 179,79 \text{ A}$$

$$N^{\circ} \text{ aerogeneradores por circuito} = \frac{I_{Interruptor}}{I_{Aerogenerador}} = \frac{630 \text{ A}}{179,79 \text{ A}} = 3,5 \approx 3$$

Así, se obtiene que el número máximo de aerogeneradores que es posible instalar por circuito son 3.

Atendiendo a la Figura 4, se observa que los aerogeneradores 1 y 2 se ubican en el lado opuesto de la SET (la cual se encuentra instalada junto al edificio de control) y al resto de aerogeneradores. Así, se decide disponer un circuito de generación para éstos, y dos más para los otros 4 aerogeneradores, tal como se muestra en la Figura 6:

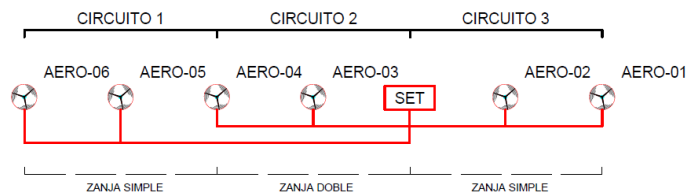


Figura 6. Circuitos de generación.

Sección de los conductores

Para el cálculo de la sección de los conductores se aplicará la ITC-LAT 06 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLEAT) [12], así como la norma UNE 211435 para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV [2].

Dado que la intensidad no se mantiene constante en toda la longitud de los circuitos, éstos se dividirán por tramos, los cuáles corresponderán a los comprendidos entre dos aerogeneradores consecutivos.

Así, se calculará la intensidad disponible en cada tramo y se buscará una sección del conductor capaz de soportarla, la cual deberá ser corregida, aplicando un Factor de Corrección (FC) extraído de las tablas de la ITC-LAT 06.

$$I [A] = \frac{P [kW]}{\sqrt{3} \times U [kV] \times \cos \phi}$$

Además, se calculará la caída de tensión producida en cada circuito, y se comprobará que es menor a la máxima admisible que establece el RLEAT.

$$\Delta U [V] = \frac{\sqrt{3} \times L [m] \times I [A] \times \cos \phi}{\gamma \left[\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right] \times S [mm^2]}$$

$$\cos \phi = \frac{P [kW]}{S [kVA]}$$

$$\Delta U [\%] = \frac{\Delta U [V]}{U [V]} \times 100$$

En la Tabla 8 se presenta un resumen de los resultados:

Tabla 8. Dimensionamiento de los conductores.

Circuito	1		2		3	
Tramo	1.1	1.2	2.1	2.2	3.1	3.2
Origen-Fin	A6-A5	A5-SET	A4-A3	A3-SET	A1-A2	A2-SET
P [kW]	5300	10600	5300	10600	5300	10600
U [kV]	20					
L tramo [m]	926	1434	531	259	535	276
L circuito [m]	2360		790		811	
Cos (φ)	0,85					
I [A]	179,79	359,57	179,79	359,57	179,79	359,57
S (mm ²)	70	240	70	240	70	240
FC	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
I corregida [A]	219,25	438,50	219,25	438,50	219,25	438,50
S corregida (mm ²)	120	400	120	400	120	400
ΔU tramo [%]	0,46%	0,42%	0,26%	0,08%	0,26%	0,08%
ΔU circuito [%]	0,88%		0,34%		0,35%	
ΔU admisible [%]	5,00%					
Comprobación	CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE	

En función de los resultados obtenidos, se ha consultado el catálogo de productos de Prysmian



Group [18] para elegir el modelo del cable, que se presenta en la Figura 7:

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT
AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR
Metal: Cúpula redonda compacta de hilos de aluminio.
Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMI CONDUCTORA INTERNA
Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO
Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). Espesor reducido.

SEMI CONDUCTORA EXTERNA
Capa extrusionada de material semiconductor separable en frío.

PANTALLA METÁLICA
Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.
Sección total: 16 mm² (12/20 kV) 6,25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR
Cinta de poliester.

CUBIERTA EXTERIOR
Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.
Color: rojo.

Figura 7. Modelo del cable (Fuente: [Prysmian Club](#)).

DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Características generales

En la Tabla 9 se presentan las características generales del parque eólico:

Tabla 9. Características generales del parque eólico.

Modelo de aerogenerador	GE 5.3-158
Nº de aerogeneradores	6
Potencia Nominal [MW]	5,3
Potencia Total [MW]	31,8
Energía Bruta [GWh/año]	122,6
Energía Vertida a la Red [GWh/año]	98,1
Coste aerogeneradores [€]	26.394.000,00 €
Horas Equivalentes [h/año]	3083

Las coordenadas de los aerogeneradores se presentan en la Tabla 1.

Obra civil

En el presente apartado se describen brevemente las características de los principales elementos que compondrán la obra civil a acometer para la ejecución del parque eólico.

- ✓ Accesos y viales internos:

Máster Universitario en Ingeniería Energética

Escuela Politécnica de Ingeniería de Gijón

Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales

Se ha estudiado el acceso al parque eólico desde diferentes puntos de las carreteras ya existentes y se ha llegado a la conclusión de que el mejor acceso a la instalación será por la carretera provincial LE-142.

A la altura del km. 30 de ésta, en el tramo que discurre entre las poblaciones cercanas de Foncebadón (a 3,5 km del P.E.) y Manjarín (a 2,9 km del P.E.), existe un cruce de caminos desde el que se puede acceder a las instalaciones. En la Figura 8 se señala la ubicación del mismo:



Figura 8. Ubicación del acceso al parque eólico (Fuente: [Google Maps](#)).

Se acondicionará la entrada desde la carretera hasta los caminos de servicio a pie de cada aerogenerador.

La pendiente longitudinal máxima del vial será del 10% respecto a la horizontal.

La sección tipo de los viales tendrá una anchura mínima de 6 m, a la cual se sumará un sobrancho cuando sea preciso (curvas, accesos, etc), y una pendiente transversal del 2%, para ayudar a la evacuación del agua de la superficie de la plataforma.

Ésta estará compuesta por una capa de base de zahorra artificial de 25 cm de espesor, una capa de sub-base de suelo seleccionado de 25 cm de espesor, y una plataforma compuesta por material procedente de la excavación, compactado al 95% P.N.

En las Figura 9 y Figura 10 se presentan la geometría y dimensiones de la sección tipo para los casos de terraplén y de desmonte, respectivamente:

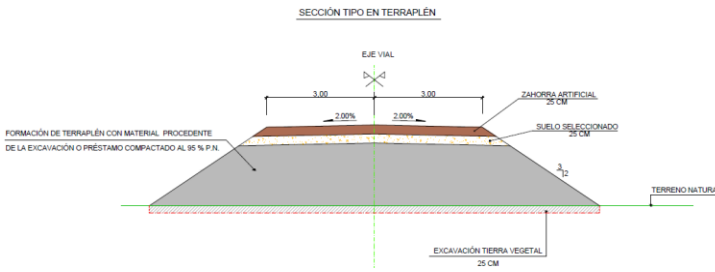


Figura 9. Sección tipo del vial en desmante.

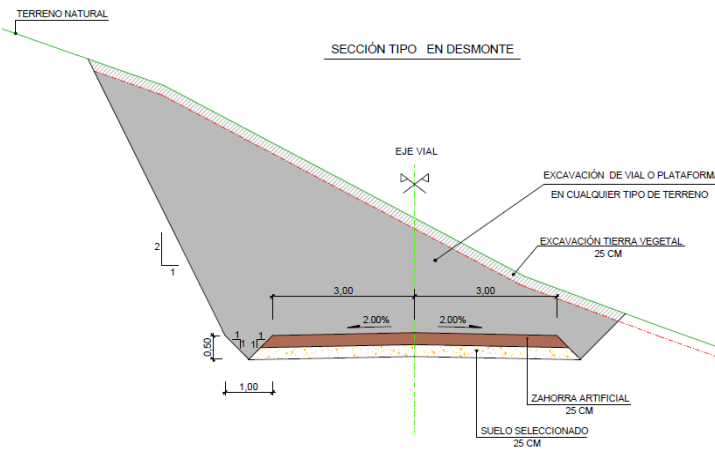


Figura 10. Sección tipo del vial en terraplén.

La longitud total de los viales será la necesaria para el acceso a todas las infraestructuras del parque eólico, adaptando los viales ya existentes en la medida de lo posible. De esta forma se requerirán los siguientes viales:

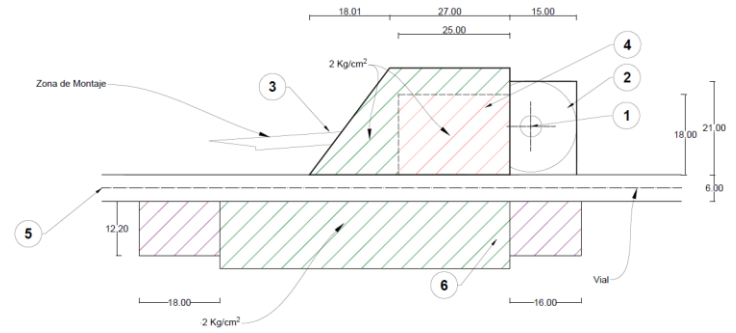
- Viales de nueva construcción: 676 m.
- Viales existentes mejorados: 1883 m.
- Viales existentes conservados: 744 m.

✓ Plataformas de montaje:

Previamente a la cimentación de los aerogeneradores se deben construir las plataformas de montaje, con capacidad para poder almacenar las palas y otros componentes de la construcción, además de las grúas y equipos de elevación necesarios para las mismas.

Las plataformas de montaje de los aerogeneradores tendrán un acabado similar a los viales, con un espesor de 25 cm en zahorra de finalización. En la Figura 11 se presenta una vista

en planta de la plataforma, donde se indican sus dimensiones y elementos que la componen:



1	Torre
2	Cimentación
3	Área de montaje
4	Plataforma de grúa
5	Vial
6	Zona de acopios

Figura 11. Planta de la plataforma de montaje.

Dichas plataformas se instalarán paralelas al vial o en el extremo final del mismo, en función de lo que demande la ubicación de cada aerogenerador sobre el terreno. Así, las plataformas de los aerogeneradores 2, 3 y 4 se instalarán paralelas al vial principal que sirve de eje central del parque eólico, mientras que las de los aerogeneradores 1, 5 y 6 se ubicarán en el extremo final de los viales que den acceso a éstos.

✓ Cimentación de los aerogeneradores:

La cimentación de los aerogeneradores viene dada por las características físicas de los mismos, así como las características geotécnicas del terreno.

Esta consiste en una zapata de planta circular, construida en hormigón armado sobre una capa de hormigón de limpieza, en la que se introduce en su centro un pedestal para la sujeción del aerogenerador.

En las Figura 12 y Figura 13 se presentan el alzado y la planta de la cimentación tipo, especificando sus dimensiones y materiales:

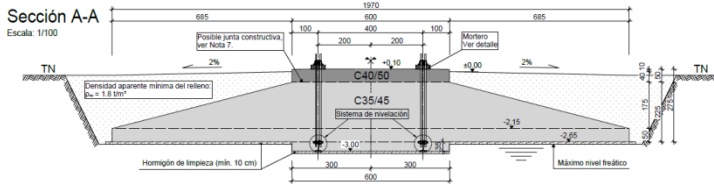


Figura 12. Alzado de la cimentación del aerogenerador.

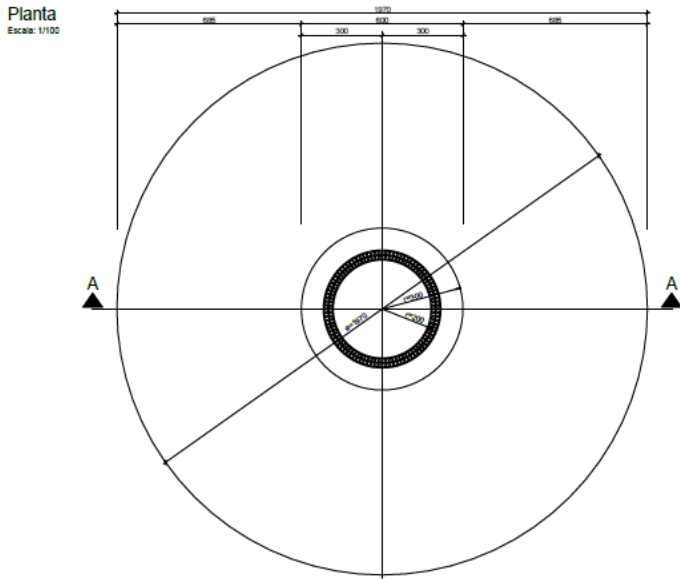


Figura 13. Planta de la cimentación del aerogenerador.

✓ Zanjas y arquetas:

Una vez realizadas las obras de cimentación de las zapatas, se excavarán zanjas a lo largo del parque, entre aerogeneradores, en las que se dispondrán los cables de baja tensión, alta tensión, red de tierras y los cables de comunicación de fibra óptica.

Las zanjas tendrán una profundidad de 1,20 m y un ancho de 0,4 m para el circuito simple o de 0,55 m para el circuito doble. La longitud de las mismas será la siguiente:

- 2380 m de zanja de 0,4 m de ancho, para alojar una terna de cables.
- 790 m de zanja de 0,8 m de ancho, para alojar dos ternas de cables.

En la Figura 14 se presentan las secciones tipo de las zanjas, especificando sus dimensiones y materiales:

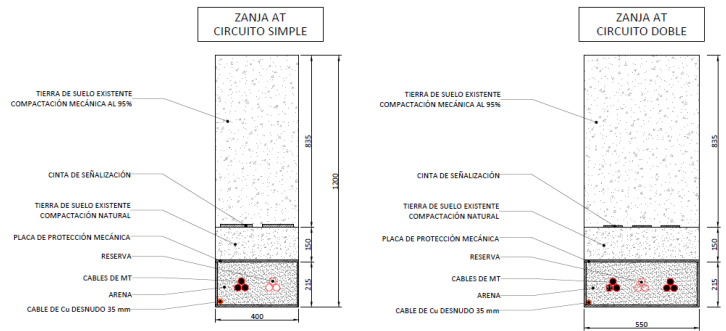


Figura 14. Secciones tipo de las zanjas.

✓ Edificio de control:

En el edificio de control se ubicará el Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA), además de otros elementos como sistemas de transformación, cuadros de protección, etc.

Este consistirá en una edificación cuya vista en planta se presenta en la Figura 15, indicando la distribución del espacio y sus dimensiones:

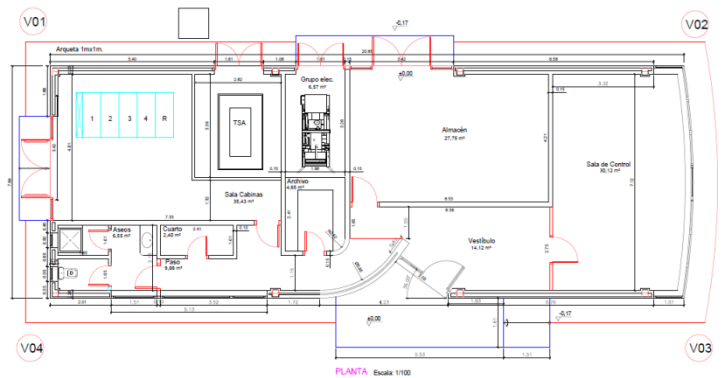


Figura 15. Planta del edificio de control.

Celdas de Media Tensión

Las celdas de media tensión, tienen como misión recibir y distribuir la energía eléctrica, dotando al sistema de puntos de maniobra, medida, protección y control. Se distinguen:

- Celdas de los aerogeneradores: Serán de un nivel de 36 kV de aislamiento en SF6, con funciones de remonte (r), línea (l) y protección de transformador con interruptor automático (v).



Se instalará una para cada aerogenerador, del modelo DVCAS de Mesa [15], cuyas características se resumen en la Tabla 10:

Tabla 10. Características de las celdas de los aerogeneradores (Fuente: MESA).

Características eléctricas		IEC	IEC	IEC
Tensión nominal	kV	36	38	38,5
Frecuencia (Hz)	Hz	50 / 60		50
Intensidad nominal	A	630 (*)		
Corriente admisible de corta duración asignada	kA/s	20/3 25/1		
Corriente admisible de cresta asignada	kA	50 / 52 62,5 / 65	50 / 62,5	
Nivel de aislamiento				
A frecuencia industrial (50/60Hz-1min)	kV	70	80	
Impulso tipo rayo	kV	170	180	
IAC AFL(R)		20		
resistencia a arcos internos	kA/1s	25		

- Celdas de la SET: Serán de un nivel de 36 kV de aislamiento en SF6, con funciones de línea (l), protección de transformador con interruptor automático (v) y protección de transformador con fusibles (f) para servicios auxiliares.

Se instalará una para cada circuito de generación, del modelo CBGS-0 de Mesa [14], cuyas características se resumen en la Tabla 11:

Tabla 11. Características de las celdas de la SET (Fuente: MESA).

Tensión nominal	(kV)	IEC		ANSI		
		24	36	27	38	
Nivel de aislamiento	A frecuencia industrial, 50 Hz	(kV rms)	50	70	60	80
	A onda de choque tipo rayo	(kV cresta)	125	170	125	170
Intensidad nominal	Embarrado	(A)	1250 / 1600 / 2000		1200 / 2000	
	Derivaciones	(A)	630 / 1250 / 1600 / 2000		600 / 1200 / 2000	
Intensidad nominal de corte	(kA)	25 / 31.5				
Capacidad de cierre en cortocircuito	(kA cresta)	65 / 82				
Intensidad nominal de corta duración	(kA-3 s)	Max 25 / 31.5				
Resistencia frente a arcos internos (opcional)	(AFL o AFLR)	(kA-1 s)	31.5			
Presión nominal relativa de gas SF6 a 20°C	(bar)	0.30				
Grado de protección	Compartimento de AT	IP65				
	Compartimento de BT	IP3X - IP41				

Subestación Eléctrica de Transformación (SET)

La SET tiene la función de elevar el valor de tensión de 20 kV a 132 kV, para su transporte, dotándole de los equipos de protección y maniobra necesarios para una operación segura.

La subestación se ubicará a la intemperie, en las cercanías del parque eólico, y estará compuesta por los elementos que se presentan en la Figura 16:

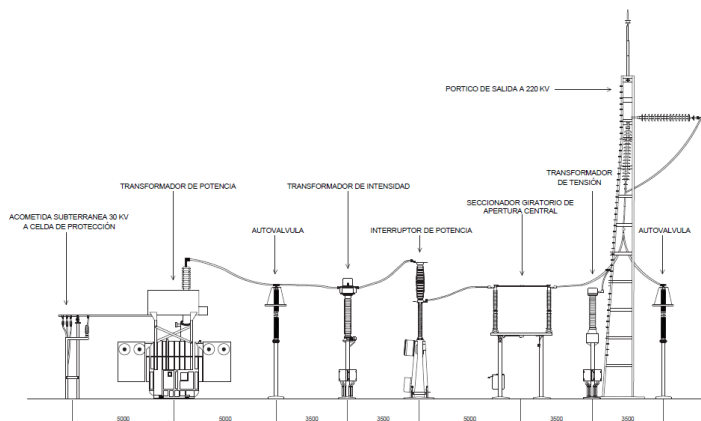


Figura 16. Esquema de la subestación eléctrica.

Línea de evacuación

La SET evacuará la energía generada a través de una línea de alta tensión que la conectará con la subestación eléctrica más cercana de la empresa distribuidora que opere en la zona.

El trazado y diseño de la línea de evacuación quedan fuera del alcance del presente anteproyecto.

PRESUPUESTO

Para la elaboración del presupuesto del proyecto, se han tomado como referencia las consideraciones recogidas en el Manual de Energía Eólica del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [11], relativas al desglose porcentual del coste de la inversión y de los gastos de explotación del proyecto. Así, en la Tabla 12 se presenta el presupuesto desglosado del proyecto:

Tabla 12. Presupuesto.



CONCEPTO	PORCENTAJE	CANTIDAD
Aerogeneradores	74%	26.394.000,00 €
Equipamiento eléctrico	17%	6.063.486,49 €
Obra civil	5%	1.783.378,38 €
Varios	4%	1.426.702,70 €
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL [€]		35.667.567,57 €
Gastos generales	16%	5.706.810,81 €
Beneficio industrial	3%	1.070.027,03 €
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA [€]		42.444.405,41 €

ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Para el estudio de viabilidad económica del proyecto se han tomado los datos de partida presentados en la Tabla 13:

Tabla 13. Datos de partida del estudio de viabilidad.

Energía Vertida a la Red [MWh/año]	98.054,2
Año de puesta en marcha	2022
Vida útil [años]	25
Precio medio de venta de la electricidad [€/MWh]	50,30
Incremento medio del IPC de la electricidad [%/año]	1,78%

El precio medio de venta de la electricidad se ha estimado como el valor anual promediado de los últimos 5 años, a partir de los datos facilitados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) [17].

Este precio se ha actualizado anualmente de acuerdo al incremento medio anual del Índice de Precios de Consumo (IPC) correspondiente a la venta de energía eléctrica, a partir de los datos facilitados por el Instituto Nacional de Estadística (INE) para los últimos 5 años [10].

Análisis de solvencia

Una vez obtenidos los ingresos (a partir de la energía vertida a la red y el precio de venta actualizado anualmente con el IPC) y los gastos de explotación (suma de los gastos de operación y mantenimiento, alquiler de terrenos, seguros, administración, etc), se procede a realizar el análisis de solvencia. Para este, se plantean dos casos posibles:

- Sin financiación:** El Promotor hace frente a la inversión requerida por el proyecto en su totalidad con fondos propios de la empresa. El flujo de caja del proyecto se calcula a partir de los ingresos, los gastos, la amortización de la inversión y el impuesto sobre sociedades aplicado a los beneficios.
- Con financiación:** El Promotor cubre únicamente una parte de la inversión con fondos propios, mientras que el resto se financiará con fondos ajenos aportados por una entidad financiera. Para el cálculo del flujo de caja, además de las variables del caso A, también habrá que añadir el pago de los intereses correspondientes a la financiación.

Financiación

Para la financiación de la inversión requerida por el proyecto, se ha considerado cubrir un 30% del coste total con fondos propios de la empresa, y financiar el otro 70% del coste total con fondos ajenos. Por tanto se tendría una relación entre fondos propios y ajenos (apalancamiento) de 30/70.

En la Tabla 14 se presenta la relación de financiación:

Tabla 14. Financiación.

CONCEPTO	PORCENTAJE	CANTIDAD
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA [€]		42.444.405,41 €
Fondos propios	30%	12.733.321,62 €
Fondos ajenos	70%	29.711.083,78 €

Además, se ha considerado un plazo de devolución de la misma (más intereses) de 10 años, así como un valor del 5% para la tasa de descuento y un 25% para el impuesto sobre sociedades.

Análisis de rentabilidad

A partir de los flujos de caja y de la inversión inicial, se calculan los siguientes indicadores de rentabilidad:

- Valor Actual Neto (VAN).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).



- Payback o periodo de recuperación de la inversión.

En la Tabla 15 se presentan los resultados obtenidos:

Tabla 15. Resultados del análisis de rentabilidad.

	A	B
VAN [€]	12.623.663,49 €	7.788.683,18 €
TIR	8%	7%
Payback [Años]	10,32	10,98

Así, se puede concluir que, tanto para el caso en que se afronte la inversión inicial con fondos propios, como para el caso en que se decida financiar parte de la misma con fondos ajenos, el estudio de viabilidad económica del proyecto aportará resultados favorables, y por tanto, es económicamente viable.

CONCLUSIONES

Se ha realizado el cálculo, diseño y descripción de los diferentes equipos e instalaciones que componen, a rasgos generales, el parque eólico que se ha proyectado en la provincia de León.

La instalación consta de 6 aerogeneradores de 5,3 MW de potencia nominal, resultando en una potencia total de 31,8 MW y una producción de energía vertida a la red de 98,1 GWh/año.

Se ha justificado la elección de los mismos y se ha elaborado un presupuesto en el que se resumen los costes del proyecto, el cual arroja una inversión total a acometer de 42.444.405,41 €.

Se han calculado los ingresos generados con la venta de la energía y los gastos de explotación de la instalación y se ha estudiado la viabilidad económica del proyecto bajo dos puntos de vista: con y sin financiación ajena, obteniendo resultados positivos en ambos casos.

Así, se concluye que el parque eólico proyectado es viable desde el punto de vista legal, técnico y económico, además de satisfacer una necesidad, al contribuir a la cobertura de la demanda de energía eléctrica a través de una alternativa limpia y renovable.

NOMENCLATURA

- ✓ N: Norte.
- ✓ NNE: Nornoreste.
- ✓ NE: Noreste.
- ✓ ENE: Estenoreste.
- ✓ E: Este.
- ✓ ESE: Estesureste.
- ✓ SE: Sureste.
- ✓ SSE: Sursureste.
- ✓ S: Sur.
- ✓ SSO: Sursuroeste.
- ✓ SO: Suroeste.
- ✓ OSO: Oestesuroeste.
- ✓ O: Oeste.
- ✓ ONO: Oestenoroeste.
- ✓ NO: Noroeste.
- ✓ NNO: Nornoroeste.
- ✓ UTM: Sistema de coordenadas Universal Transverse Mercator.
- ✓ ETRS89: Sistema de referencia European Terrestrial Reference System 1989.
- ✓ $f(V)$: Probabilidad estadística de tener la velocidad indicada.
- ✓ $F(V)$: Probabilidad estadística de tener una velocidad menor o igual a la velocidad indicada.
- ✓ V [m/s]: Velocidad del viento.
- ✓ C [m/s]: Factor de escala.
- ✓ K [-]: Factor de forma.
- ✓ Γ : Función gamma de Euler.
- ✓ V_{ave} [m/s]: Velocidad del viento media anual a la altura del buje.
- ✓ V_{ref} [m/s]: Velocidad de referencia del viento.
- ✓ I [A]: Intensidad.
- ✓ P [W]: Potencia activa.
- ✓ S [VA]: Potencia aparente.
- ✓ ΔU [V]: Caída de tensión.
- ✓ U [V]: Tensión nominal de la red.
- ✓ $\cos \varphi$: Factor de potencia.
- ✓ L [m]: Longitud del tramo/circuito.
- ✓ $\gamma \left[\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$: Conductividad del conductor.
- ✓ S [mm²]: Sección del conductor.
- ✓ €: Euros.
- ✓ %: Porcentaje.

AGRADECIMIENTOS

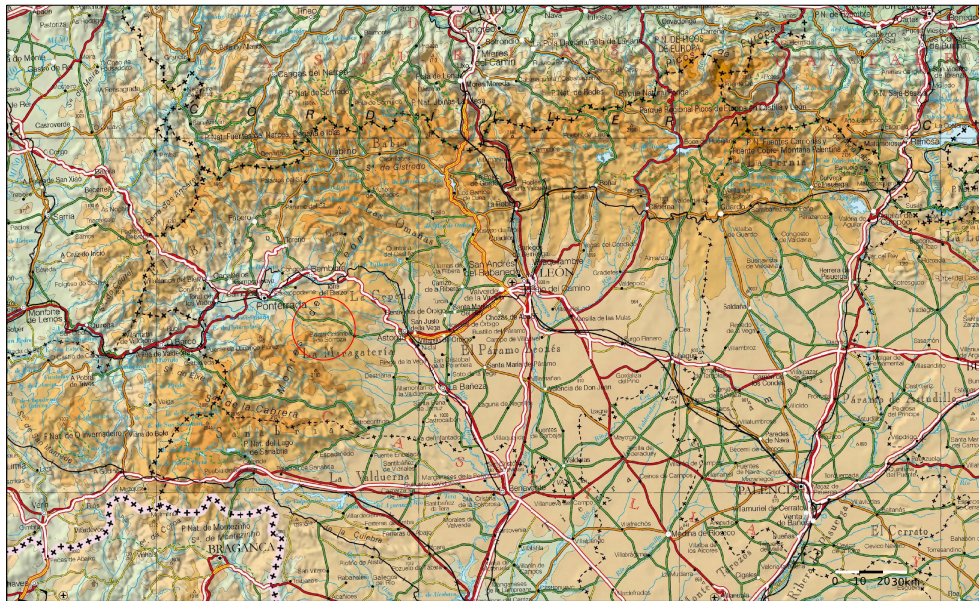
Quiero dedicar mi agradecimiento a mi tutor, Guillermo Laine Cuervo, por su guía y sus



consejos, así como por la atención y el buen trato que me ha proporcionado en todo momento, durante la elaboración de este Trabajo Fin de Máster.

REFERENCIAS

- [1] Asociación Empresarial Eólica. «Mapa de parques eólicos». <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/mapa-de-parques-eolicos>.
- [2] Asociación Española de Normalización y Certificación. «UNE 211435:2011 Guía para la elección de cables eléctricos de ...», 2011. <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0047370>.
- [3] Asociación Española de Normalización y Certificación. «UNE-EN IEC 61400-1:2020 Sistemas de generación de energía eóli...», 2020. <https://tienda.aenor.com/norma-une-en-iec-61400-1-2020-n0063447>.
- [4] Ayuntamiento de Santa Colomba de Somoza. «2º EXPOSICIÓN PÚBLICA relativa a la APROBACIÓN INICIAL de las Normas Urbanísticas Municipales de Santa Colomba de Somoza. -Ayuntamiento de Santa Colomba de Somoza». http://www.aytosantacolombadesomoza.es/_contenidos/noticias/2018/2exposicion.html.
- [5] BOCyL. «Decreto 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica.», 1997. <https://bocyl.jcyl.es/boletin.do?fechaBoletin=30/09/1997>.
- [6] Centro Nacional de Energías Renovables. «Mapa Eólico Ibérico». <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitud=42.81953;longitud=-1.63290;altura=50;dato=micro>.
- [7] Franco García, Ángel. «Función de distribución de Weibull». Curso Interactivo de Física en Internet. <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/index.html>.
- [8] GE Renewable Energy. «Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems 5.3-158 - 50/60 Hz», 2019. <https://www.ge.com/renewableenergy/>.
- [9] Instituto Geográfico Nacional. «Iberpix». <https://www.ign.es/iberpix2/visor/>.
- [10] Instituto Nacional de Estadística. «Productos y Servicios / El IPC en un clic». <https://www.ine.es/ss/Satellite?L=0&c=Page&cid=1254735893337&p=1254735893337&pagename=ProductosYServicios%2FPYSLayout>.
- [11] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. «Energía eólica | Idae», 2006. <https://www.idae.es/publicaciones/energia-eolica>.
- [12] «Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 LÍNEAS SUBTERRANEAS CON CABLES AISLADOS.», 2008. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2008-5269.
- [13] María-Tomé Gil, Begoña y Pérez Díaz, Sara. «Las energías renovables en el marco de una transición energética justa en la provincia de León.» Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud (ISTAS). Julio de 2020.
- [14] MESA. «Celdas de Distribución Primaria - MESA», 2020. <https://www.mesa.es/es/categoria/celdas-de-distribucion-primaria#prettyPhoto>.
- [15] ——. «MT/AT - Aplicaciones renovables - MESA», 2021. <https://www.mesa.es/es/categoria/mtat-aplicaciones-renovables>.
- [16] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. «Espacios Naturales Protegidos». s. f. <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/>.
- [17] Operador del Mercado Ibérico de Energía. «Precio horario del mercado diario | OMIE». <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>.
- [18] Prysmian Club. «Catálogo de cables y accesorios para Media Tensión», 2018. https://www.prysmianclub.es/sdm_downloads/catalogo-1/.
- [19] Siemens Gamesa Renewable Energy. «SG 6.0-155 Developer Package», 2019. <https://www.siemensgamesa.com/en-int>.
- [20] Vestas Wind Systems A/S. «Performance Specification EnVentus™ 5 MW V162-5.6 MW 50/60 Hz», 2019. <https://www.vestas.com/>.



PROYECTO: Anteproyecto de Parque Eólico en León

AUTOR: Jesús Díez Fernández PLANO: Emplazamiento

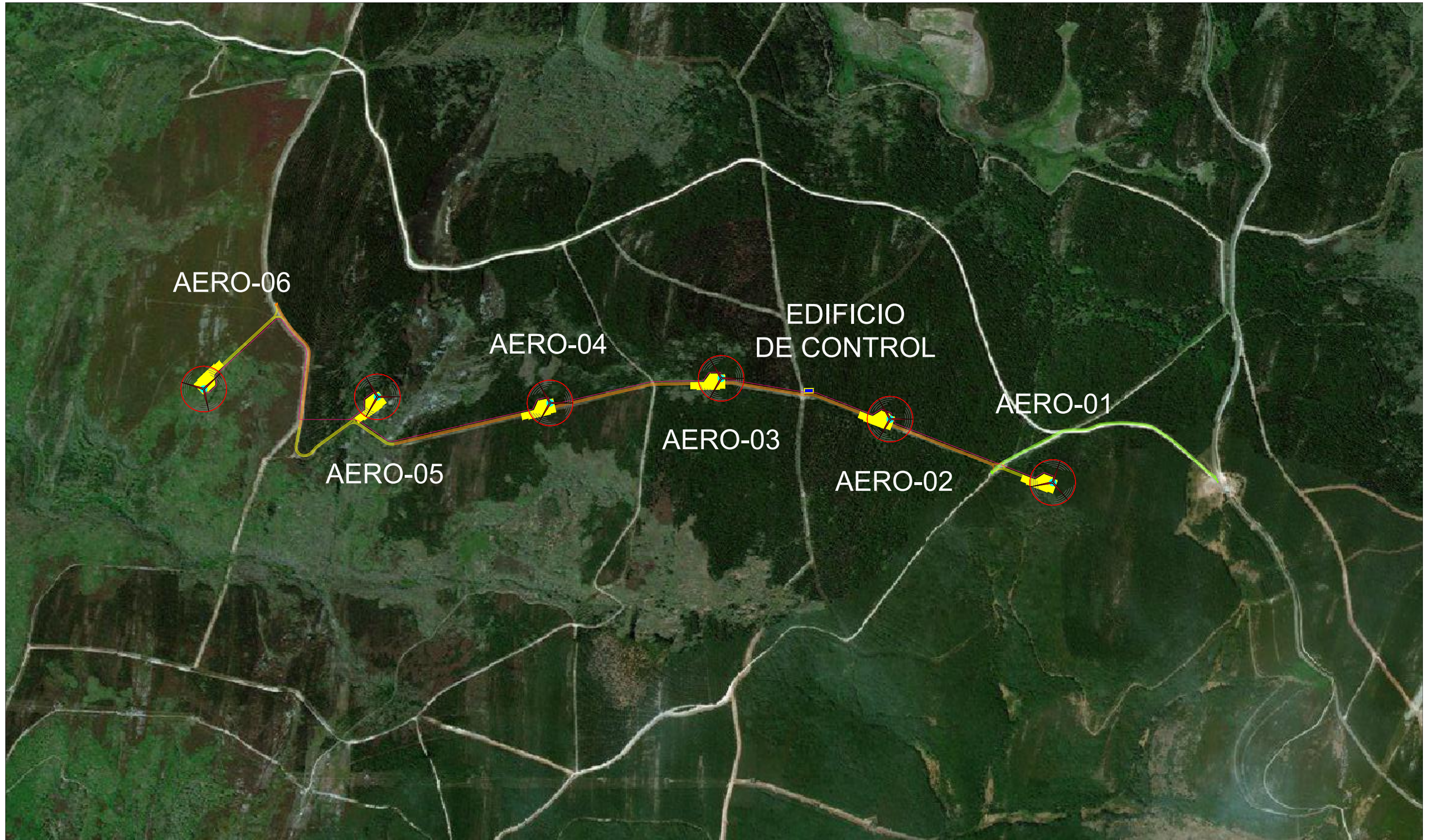
FECHA: Julio 2021

ESCALA:

-

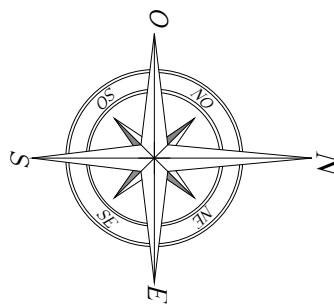
Nº PLANO:

01



LEYENDA:

	Viales de nueva construcción
	Viales existentes mejorados
	Viales existentes conservados
	Zanjas de cables
	Edificio de control



PROYECTO: Anteproyecto de Parque Eólico en León		
AUTOR: Jesús Díez Fernández		PLANO: Layout
FECHA: Julio 2021	ESCALA: 1:10.000	Nº PLANO: 02