



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN LA REGIÓN DE JUTLANDIA SEPTENTRIONAL, DINAMARCA

Autor: Alejandra Torres-Quevedo Oliver

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia
septentrional, Dinamarca

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/2023 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Alejandra Torres-Quevedo Oliver

Fecha: 07/06/2023



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 07/06/2023



Date:
2023.06.08
11:28:58
+10'00'



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES.

TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN LA REGIÓN DE JUTLANDIA SEPTENTRIONAL, DINAMARCA

Autor: Alejandra Torres-Quevedo Oliver

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

TÍTULO DEL TFG: DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN LA REGIÓN DE JUTLANDIA SEPTENTRIONAL, DINAMARCA

Autor: Torres – Quevedo Oliver, Alejandra

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio

Entidad Colaboradora. ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el diseño y viabilidad de un parque eólico en Dinamarca. El parque eólico diseñado cuenta con 8 turbinas, y una potencia instalada de 45.6 MW. La energía generada es de 202.044 MWh y la vertida a la red es de 190.301 MWh.

Palabras clave: Parque eólico, Energía renovable, Diseño, Aerogeneradores, Viabilidad

Introducción:

La revolución industrial es un proceso de cambio económico, social e industrial que se inició en el SXVII. Uno de los cambios que tuvieron más importancia fue el comienzo de la utilización de carbón y más adelante durante el siglo XX, el petróleo. Durante los años se ha ido observando como la emisión de CO₂ es un factor determinante en el denominado “efecto invernadero” y como la continua combustión de fósiles acelera el cambio climático. Además, los pozos petrolíferos, de gas o de carbón son limitados.

El consumo de dichos combustibles fósiles comprende el 80% de la demanda actual respecto a la energía primaria, a nivel mundial. El sistema energético es el responsable de aproximadamente dos tercios de las emisiones globales de CO₂.

La solución que se encuentra ante este problema es la del uso de energías renovables. Existen varios tipos; hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica... El beneficio principal del uso de las energías renovables es el previamente mencionado, la lucha contra el cambio climático reduciendo la combustión de fósiles. Además, existe otro beneficio innegable que es la posibilidad de alcanzar la autosuficiencia energética con un desarrollo sostenible y al mismo tiempo contar con una fuente de energía inagotable.

Se apuesta por la energía eólica debido a sus múltiples beneficios. Cuenta con un impacto medioambiental muy reducido, puede trabajar 24 horas al día, cuenta con un rendimiento a medio largo plazo muy bueno. Además, el viento es un elemento del que se conocen datos en todas partes del mundo de manera muy fácil, por esta razón, es muy fácil identificar emplazamientos en los que un proyecto de energía eólica sea exitoso.

Las energías renovables son cruciales en el desarrollo de la sociedad, por esta razón se ha decidido realizar un proyecto que ayude a la descarbonización de nuestra sociedad.

1. Descripción del proyecto:

El proyecto tendrá lugar en una zona al noreste de Dinamarca, cerca de un pueblo llamado Skelund. Esta pequeña ciudad pertenece a la región de Jutlandia septentrional y se encuentra a unos 190km al noroeste de la capital, Copenhague. Este emplazamiento se beneficia de vientos fuertes del Oeste con una velocidad media constante de 9.67 m/s.

El tamaño del emplazamiento seleccionado es aproximadamente 2 km^2 y en él se distribuirán 8 turbinas de 5.7 MW. La turbina que se utilizará es la Nordex 163/5.7. La potencia total instalada del parque será de 45.6 MW.

Se realiza un estudio completo de las características del emplazamiento seleccionado, estudio del viento, de la logística y de permisos necesarios. Una vez concluido que el terreno es adecuado para la construcción del parque se realiza el diseño del proyecto.

Se diseña la infraestructura eléctrica y la obra civil del parque. Por último, se hace un estudio económico del proyecto donde se evalúa la viabilidad.

2. Objetivo del proyecto:

El objetivo principal del proyecto es generar energía limpia para reducir el consumo de fósiles y con ello la generación de CO₂. A la crisis medioambiental se le suma una crisis política que comenzó la guerra en Ucrania contra Rusia. Europa ha sufrido una crisis eléctrica al depender principalmente de Rusia. Esto ha producido un desnivel en la oferta y demanda disparando los precios de la electricidad. La creación de parques eólicos que aumenten la cantidad de energía limpia disponible disminuye la dependencia con un solo país y permite fijar un precio más estable sobre un bien tan esencial como la energía.

Se quiere producir lo suficiente para abastecer las ciudades cercanas al emplazamiento, Skelund, Als y Hadsun. En total sería una población de 6,625 habitantes, es decir, poca cantidad. El consumo per cápita aproximado en Dinamarca es de 6.5KW/h. La energía consumida aproximadamente es de 43 MW anuales. Se conseguiría el abastecimiento de los pueblos cercanos y sobraría energía para el pool eléctrico.

El principal objetivo del proyecto es ayudar en la lucha contra el cambio climático, fomentar el desarrollo económico del país a través de la formación de empleos durante la construcción del parque y de la energía generada. Por último, este proyecto se alinea con los objetivos de la ODS, (Objetivos de Desarrollo Sostenible).

3. Resultados y conclusión:

El primer resultado obtenido es que el emplazamiento es correcto para la construcción de un parque eólico. Este cumple con los requisitos logísticos, medioambientales y dispone de un punto de conexión cercano y suficiente recurso eólico

El segundo es la estimación de la potencia generada anualmente, siendo esta de 190.301 MW/h. Un valor muy positivo y suficiente para abastecer los pueblos cercanos y con energía restante que entrará en el Noorpool.

Por último, se ha realizado un estudio económico donde se ha afirmado la viabilidad de dicho proyecto.

Una vez finalizado el diseño del parque se han evaluado los resultados obtenidos. Las características más relevantes del parque eólico diseñado son las siguientes:

Área emplazamiento km^2	1.97
Caminos y viales	6693.31 m
Velocidad media	9.67 m/s
Número de aerogeneradores	8
Tipo de aerogenerador	Nordex 163/5.7
Altura del buje	164 m
Diámetro pala	163 m
Potencia nominal	5.7 MW
Potencia total instalada	45.6
Factor de capacidad	47.64%
Generación de energía anual	190,301 MW

Tabla 1: Resumen parque eólico

El factor de capacidad indica el número de horas equivalentes de la instalación, las mínimas son 2000h, el factor de capacidad obtenido es superior al límite inferior que es 20%. Por tanto, es un buen indicador de la viabilidad del parque.

La energía vertida a la red anualmente es de 190.301 MW, una cifra que permite tanto abastecer a los pueblos cercanos como entrar en el pool de energía danés, conocido bajo el nombre Noordpool.

Para estudiar la viabilidad del proyecto se evalúan los ingresos y sus costes. Se tiene en cuenta todos los costes de construcción, como son el coste de permisos, de transporte, de obra civil, de infraestructura eléctrica y mano de obra. Estos costes inicialmente se cubren con la inversión en el proyecto. Además, durante su periodo de funcionamiento se tiene en cuenta los costes de funcionamiento y mantenimiento. El parque consta con una vida útil de 25 años y después de eso se procederá a su desmantelamiento que con lleva otro coste extra.

Para decidir si el proyecto es viable o no se utilizan las herramientas financieras conocidas bajo el nombre Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

El VAN deberá de ser positivo y el TIR superior a la tasa de descuento establecida, en este caso 3%.

Los datos obtenidos son los siguientes:

VAN	2,795,056
TIR	4%

Tabla 2: Resumen VAN y TIR

El VAN es positivo y el TIR es superior a la tasa de descuento, por tanto, económicamente el proyecto es viable. Es rentable económicamente.

Todo esto se ha realizado después de considerar todos los posibles impactos medioambientales y las medidas que se tomarán para reducirlos. También se ha recalcado los diversos objetivos de la ODS con los que está alineado este proyecto.

TFG TITLE: DESIGN AND FEASIBILITY STUDY OF A WIND FARM IN THE NORTHERN JUTLAND REGION, DENMARK

Author: Torres – Quevedo Oliver, Alejandra

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The project consists of the design and feasibility of a wind farm in Denmark. The designed wind farm has 8 turbines and an installed capacity of 45.6 MW. The energy generated is 202,044 MWh and the energy fed into the grid is 190,301 MWh.

Keywords: Wind farm, Renewable energy, Design, Wind turbines, Feasibility

1. Introduction:

Industrial revolution is a process of social, economic, and industrial change which started in the seventeenth century. One of the most important changes was the beginning of coal as a fuel, and later in the twentieth century, oil. During all these years it has been observed that CO₂ emissions are a determining factor in the greenhouse gas effect, and it has been shown that the use of fossil for combustion accelerates climate change. Additionally, oil, gas and coal wells are limited.

The use of these fossil fuels comprises 80% of current global primary energy demand. The energy system is responsible for approximately two thirds of global CO₂ emissions.

The solution to this problem is the use of renewable energies. There are several types; hydroelectric, wind, solar, geothermal... The main benefit of using renewable energies is the fight against climate change by reducing the combustion of fossil fuels. In addition, there is another undeniable benefit which is the possibility of achieving energy self-sufficiency using a sustainable development and at the same time having an inexhaustible energy source.

Wind energy is chosen because of its multiple benefits. It has a very low environmental impact, it can work 24 hours a day, it has a very good medium-long term performance. In addition, wind is an element for which data is available all over the world, so it is very easy to identify sites where a wind energy project will be successful.

Renewable energies are crucial in the development of society, which is why it has been decided to carry out a project that will help decarbonize our society.

2. Project description:

The project will take place in an area northeast of Denmark, near a town named Skelund. This small town belongs to the North Jutland region and is located 190 Km northwest of the capital, Copenhagen. The site benefits from strong westerly winds with a constant average wind speed of 9.67 m/s.

The size of the selected site is approximately 2 km² and 8 turbines of 5.7 MW will be distributed on the site. The turbine to be used is the Nordex 163/5.7. The total capacity installed of the wind farm will be 45.6 MW.

A complete study of the characteristics of the selected site will be carried out. It will be studied, the wind, the logistics and necessary permits. Once it has been proven that the land is suitable for the construction of the wind farm, the project design is carried out.

The electrical infrastructure and civil Works of the wind farm are designed. Finally, an economic study of the Project is carried out to evaluate the feasibility of the project.

Project objective:

The main objective of the project is to generate clean energy, to reduce the consumption of fossil fuels and with it the generation of CO₂. In addition to the environmental crisis, there is a political crisis that started the war in Ukraine against Russia. Europe has suffered an electricity crisis due to its dependence mainly on Russia. This has produced a difference in supply and demand, causing electricity prices to skyrocket. The creation of wind farms that increase the amount of clean energy available decreases dependence on a single country and allows a more stable price to be set for such an essential commodity as energy.

The aim is to produce enough to supply the nearby towns of Skelund, Als and Hadsun. In total this would be a population of 6,625 inhabitants, i.e. a small amount. The approximate per capita consumption in Denmark is 6.5KW/h. The energy consumed is approximately 43 MW per year. This would supply the nearby villages and provide surplus energy for the electricity pool.

The main objective of the project is to help in the fight against climate change, to promote the economic development of the country, through the creation of jobs during the construction of the wind farm, and the energy generated. Finally, this project is aligned with the SDG goals, (Sustainable Development Goals)

3. Results and conclusion:

The first result obtained is that the site is correct for the construction of a wind farm. It meets the logistical and environmental requirements and has a nearby connection point and sufficient wind resource.

The second is the estimate of the annual power generated, which is 190.301 MW/h. A very positive value and enough to supply the nearby villages and there is still remaining energy that will enter the Noorpool.

Finally, an economic study has been carried out to confirm the feasibility of the project.

Once the design of the wind farm has been completed, the results obtained have been evaluated. The most relevant characteristics of the designed wind farm are the following:

Site area km^2	1.97
Roads	6693.31 m
Average speed	9.67 m/s
Number of wind turbines	8
Type of wind turbine	Nordex 163/5.7
Hub height	164 m
Blade diameter	163 m
Rated power	5.7 MW
Total installed power	45.6
Capacity factor	47.64%
Annual power generation	190,301 MW

Tabla 3: Main characteristics of the wind farm

The capacity factor indicates the number of equivalent hours of the installation, the minimum is 2000h, the capacity factor obtained is higher than the lower limit which is 20%. Therefore, it is a good indicator of the farm's viability.

The energy fed into the grid annually is 202,448 MW, a figure that allows supplying nearby towns and also entering the Danish energy pool, known as Noordpool.

To study the feasibility of the project, revenues and costs are assessed. All construction costs are taken into account, such as the cost of permits, transport, civil works, electrical infrastructure and working fees. These costs are initially covered by the investment in the project. In addition, operating and maintenance costs are taken into account during the operating period. The wind farm has a useful life of 25 years and after that it will be dismantled, which carries another extra cost.

To decide whether the project is viable or not, the financial tools known as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR) are used.

The NPV must be positive, and the IRR must be higher than the established discount rate, in this case 3%.

The data obtained are as follows:

NPV	2,795,056
IRR	4%

Tabla 4: NPV and IRR

The NPV is positive, and the IRR is higher than the discount rate, therefore, the project is economically viable. It is economically profitable.

All this has been done after considering all possible environmental impacts and the measures that will be taken to reduce them. The various SDG targets with which this project is aligned have also been emphasized.

Índice

1.1 INTRODUCCIÓN	6
1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN	7
1.3 MOTIVACIÓN	8
1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO	9
1.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS) ..	10
1.6 METODOLOGÍA DE TRABAJO	10
1.7 RECURSOS A EMPLEAR	12
Capítulo 2. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO	13
2.1 SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO	13
2.1.1 Recurso eólico	15
2.1.2 Estudio logístico	16
2.1.3 Punto de evacuación de la energía	18
2.1.4 Impacto medioambiental	18
2.2 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO	20
2.2.1 Origen del viento	20
2.2.2 Dirección del viento	21
2.2.3 Evaluación de la energía del viento	22
2.3 TURBINAS	23
2.3.1 Elección de la turbina	25
2.3.2 Diseño y distribución de los aerogeneradores	27
2.4 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	31
2.4.1 Velocidad del viento a la altura de la turbina	31
2.4.2 Distribución de Weibull	32
2.4.3 Potencia del aerogenerador	34
2.4.4 Cálculo de la producción	35
2.5 OBRA CIVIL	37
2.5.1 VIALES DE ACCESO	38
2.5.2 PLATAFORMAS DE MONTAJE	42
2.5.3 ZANJAS	43

2.5.4 CIMENTACIONES	45
2.5.5 CENTRO DE CONTROL	50
2.5.6 PARQUE DE MAQUINARIA	51
2.6 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	52
2.6.1 Sistema eléctrico de Baja Tensión.....	53
2.6.2 Sistema eléctrico de Media Tensión.....	54
2.6.3 Sistema eléctrico de Alta Tensión	67
2.7 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y SOCIAL	70
2.7.1 Impacto en la fauna	70
2.7.2 Impacto paisajístico.....	71
2.7.3 Impacto en el suelo y la flora	71
2.7.4 Impacto acústico y atmosférico	72
2.7.5 Impacto debido a la gestión de residuos	73
2.7.6 Impacto hidrológico	73
2.7.8 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	74
2.8 ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA	76
2.8.1 Coste de permisos y logística	76
2.8.2 Coste de construcción e instalación y adquisición de equipos	77
2.8.3 Coste de mantenimiento.....	81
2.8.4 Coste de desmantelamiento del parque	82
2.8.5 Resumen de los costes	82
2.8.5 Ingresos	83
2.8 EVALUACIÓN DEL PROYECTO	87
2.9.1 Valor Actual Neto (VAN)	87
2.9.2 Tasa Interna De Retorno (TIR)	87
2.9 CONCLUSIÓN	89
Capítulo 3. BIBLIOGRAFÍA	91
ANEXO II	95
ANEXO III	96
ANEXO IV	98
ANEXO V	99

Índice de tablas

Tabla 1: Datos del viento en el emplazamiento	22
Tabla 2: Datos técnicos de las turbinas a comparar	25
Tabla 3: Coordenadas de las turbinas.....	30
Tabla 4: Producción MW/h del parque	35
Tabla 5: Producción neta anual del parque eólico	36
Tabla 6: Relación entre el radio de giro y el sobre ancho necesario	38
Tabla 7: Anchura de las zanjas en base al número de ternas (Chacel, 2022).....	44
Tabla 8: Distancia entre las conexiones de la turbina al cableado general	58
Tabla 9: Potencia e intensidad nominal por tramo	59
Tabla 10: Distancia cableado de la turbina al cableado general.....	59
Tabla 11: Potencia e intensidad nominal del tramo turbina	59
Tabla 12: Resumen de factores de corrección.....	61
Tabla 13: Potencia e intensidad nominal por tramo corregida	62
Tabla 14: Potencia e intensidad nominal del tramo turbina	62
Tabla 15: Sección del cableado en cada tramo.....	62
Tabla 16: Intensidad capacitiva en cada tramo	64
Tabla 17: Intensidad total y porcentaje de Intensidad capacitiva.....	64
Tabla 18: Potencia perdida en los diferentes tramos	66
Tabla 19: Caída de tensión por tramo	67
Tabla 20: Características generales del transformador.....	69
Tabla 21: Costes de los permisos	77
Tabla 22: Costes de los aerogeneradores	77
Tabla 23: Coste de los viales.....	78
Tabla 24: Coste de la plataforma de maquinaria	78
Tabla 25: Coste de las zanjas	78
Tabla 26: Coste de cimentaciones	79
Tabla 27: Costes del sistema eléctrico	80
Tabla 28: Otros costes de construcción.....	81
Tabla 29: Costes de mantenimiento	81
Tabla 30: Costes desmantelamiento del parque	82
Tabla 31: Costes totales del parque eólico	82
Tabla 32: VAN y TIR	99

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Emplazamiento seleccionado para el parque eólico.....	14
<i>Ilustración 2: Mapa topográfico del emplazamiento (Mapa topográfico Dinamarca, altitud, relieve, s. f.).....</i>	<i>15</i>
Ilustración 3: Velocidad del viento a 150m [GlobalWindAtlas]	15
Ilustración 4: Velocidad del viento a 200m [GlobalWindAtlas]	15
Ilustración 5: Rosa de la velocidad del viento	16
Ilustración 6: Rosa de la frecuencia del viento	16
Ilustración 7: Trayecto del puerto de Hadsun al emplazamiento	17
Ilustración 8: Trayecto de la fábrica Nordex al puerto de Rostock.....	17
Ilustración 9: Ruta marítima de Rostock a Hadsun	17
Ilustración 10: Ubicación del parque eólico e interconexión con la red(Open Infrastructure Map, s. f.).....	18
Ilustración 11: Rosa de frecuencias.....	21
Ilustración 12: Rosa de velocidades	21
Ilustración 13: Componentes de una turbina eólica	23
Ilustración 14: Dientes serrados de una pala	26
Ilustración 15: Efecto estela en el parque marino Horn's Rev	27
Ilustración 16: Representación del área eólica	28
Ilustración 17: Modelo de diseño del parque eólico.....	29
Ilustración 18: Imagen de las turbinas en Google Earth	30
Ilustración 19: Distribución de Weibull (Matlab)	33
Ilustración 20: Curva de potencia del aerogenerador (Excell)	34
Ilustración 21: Giro a reacondicionar en la vía de acceso general.....	39
Ilustración 22: Acceso interno al emplazamiento	40
Ilustración 23: Vías de acceso interno.....	41
Ilustración 24: Drenaje de un parque eólico	42
Ilustración 25: Plataforma de montaje	43
Ilustración 26: Esquema de las capas de una zanja	45
Ilustración 27: Cimentación anular	47
Ilustración 28: Sección cimentación contrafuertes.....	48
Ilustración 29: Planta cimentación contrafuertes.....	48
Ilustración 30. Cimentación Jabalcones	49
Ilustración 31: Cimentación de Jabalcones	50
Ilustración 32: Cimentación de contrafuertes	50
Ilustración 33: Control remoto parques eólicos.....	51
Ilustración 34: Sala de control de un parque eólico.....	51
Ilustración 35: Parque de maquinaria	51
Ilustración 36: Conexión con la red distribuidora.....	52
Ilustración 37: Elementos del cable seleccionado (Prysmian.es).....	55
Ilustración 38: Características dimensionales e intensidades máxima	56
Ilustración 39: Disposición del cableado y subestación	57

Ilustración 40: Coeficientes de corrección por temperaturas de ambiente distintas a 40°C (5ca739543ae92_Coeficientes.pdf, s. f.)	60
Ilustración 41: Coeficientes de corrección por resistividad del terreno (5ca739543ae92_Coeficientes.pdf, s. f.)	60
Ilustración 42: Coeficientes de corrección para agrupamientos enterrados (5ca739543ae92_Coeficientes.pdf, s. f.)	61
Ilustración 43: Factor de corrección por profundidad (Prysmianclub.es)	61
Ilustración 44: Especificaciones técnicas de la resistencia y reactancia del conductor.....	63
Ilustración 45: Mapa de las líneas de conexión y recorrido de la energía hasta la red distribuidora	68
Ilustración 46: Porcentaje de los costes del parque.....	83
Ilustración 47: Precio de venta de electricidad de cada mes en los últimos años.....	84
Ilustración 48: Precio de venta de la electricidad en los últimos años	85
Ilustración 49: Ingresos del parque	86
Ilustración 50: Flujo de caja.....	99

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este proyecto es el estudio de la viabilidad de un parque eólico cerca de un pueblo de Skelund, una pequeña región al noreste de Dinamarca. Se considera un emplazamiento idóneo debido a los fuertes vientos provenientes del mar, a lo que se le suma un punto de conexión a red cercano, y buena accesibilidad a la localización para facilitar la construcción del proyecto.

La revolución industrial es un proceso de cambio económico, social e industrial que se inició en el SXVII. Uno de los cambios que tuvieron más importancia fue el comienzo de la utilización de carbón y más adelante durante el siglo XX, el petróleo. Durante los años se ha ido observando como la emisión de CO₂ es un factor determinante en el denominado “efecto invernadero” y como la continua combustión de fósiles acelera el cambio climático. Además, los pozos petrolíferos, de gas o de carbón son limitados.

El consumo de dichos combustibles fósiles comprende el 80% de la demanda actual respecto a la energía primaria, a nivel mundial. El sistema energético es el responsable de aproximadamente dos tercios de las emisiones globales de CO₂.

La solución que se encuentra ante este problema es la del uso de energías renovables. Existen varios tipos; hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica... El beneficio principal del uso de las energías renovables es el previamente mencionado, la lucha contra el cambio climático reduciendo la combustión de fósiles. Además, existe otro beneficio innegable que es la posibilidad de alcanzar la autosuficiencia energética con un desarrollo sostenible junto con contar con una fuente de energía inagotable.

Durante milenios la humanidad ha sido consciente de la importancia de la energía del viento para el día a día, desde los barcos a vela hasta los molinos de viento. Gracias al avance en las tecnologías hemos conseguido transformar estas masas de aire en energía eléctrica.

Observamos algunas características que distinguen a la energía eólica entre las energías renovables.

Un factor determinante es el hecho de que el viento está constantemente presente en todo el planeta, además, disponemos muy fácilmente de datos precisos respecto dónde hay con más frecuencia y mayor fuerza. Esto permite que podamos instalar parques con la seguridad de que sean exitosas. A diferencia de la energía solar, la eólica puede estar activa durante las 24h seguidas, día y noche. Tiene una regularidad a medio-largo plazo muy alta.

El impacto medioambiental de los parques eólicos es mínimo. Esto se debe a él poco espacio que ocupan, ya que sus funciones principales se desarrollan en altura. En la mayoría de los casos los aerogeneradores se instalan en montañas, colinas, incluso en el mar. Muchos de esos terrenos se aprovechan para cultivos o el ganado. Además de ser poco problemático respecto a el impacto medioambiental, es una energía renovable realmente económica. Los plazos de construcción son cortos (12-24 meses) y gracias a los progresos tecnológicos, los costes de instalación y puesta en funcionamientos son realmente competitivos. En muchos países además se crean incentivos para fomentar la creación de los aerogeneradores.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

La energía eólica se obtiene de la energía cinética del viento, este mueve las palas de un aerogenerador el cual a su vez pone en funcionamiento una turbina que la convierte en energía eléctrica.

El aerogenerador se orienta de manera automática para conseguir la máxima energía del viento. Según la ley de Betz una turbina no puede aprovechar más del 59,3% de la energía cinética del viento. El aerogenerador es capaz de orientarse gracias a los datos registrados por una veleta y un anemómetro.

Una vez creada, la energía eléctrica es conducida a través de la torre hasta la subestación, donde se eleva su tensión y continúa hasta la red eléctrica para su posterior distribución. Todo el proceso es supervisado desde la subestación y el centro de control.

La cantidad de energía producida por un aerogenerador depende de varios factores: tamaño de la turbina, la velocidad del viento, el diámetro del rotor que marca la denominada área de barrido, la disponibilidad del generador, es decir, su capacidad de funcionamiento, y por último la forma en la que están colocados los aerogeneradores, evitando que un aerogenerador impida que llegue viento a otro.

Las turbinas que usaremos en este proyecto son las NORDEX 163/5.7, El diámetro del rotor del Nordex N163/5.7 es de 163 m. El área del rotor es de 20.867 m². El aerogenerador está equipado con 3 palas de rotor y cuenta con una potencia instalada máxima de 5,7MW. (*Nordex N163/5.X - 5,00 MW - Aerogenerador, s. f.*)

A la hora de hacer el proyecto es importante elegir un buen emplazamiento que cuente con una forma de evacuar la energía generada, en nuestro caso será una línea de conexión de 60KV que converge en la subestación de Ferslev de 400KV. Se deberá tener en cuenta

la longitud de las palas a la hora de seleccionar el emplazamiento ya que debido a su larga envergadura pueden existir carreteras por las que no puedan transitar. En el caso de este proyecto no será problemático ya que el emplazamiento seleccionado se encuentra a tan solo 44,5km de una de las mayores empresas de aerogeneradores del mundo, Vestas. Todos los materiales necesarios para la construcción del parque podrán ser transportado por tierra. En el caso de que el material venga exportado vía marítima, hay un puerto en Hadsun llamado el Hadsun Port Authority, que se encuentra a tan solo 16 km.

1.3 MOTIVACIÓN

El desarrollo de las energías limpias es imprescindible para combatir el cambio climático y limitar sus efectos más devastadores. Los últimos seis años han sido los más cálidos registrados desde 1880. Según el servicio de cambio climático de Copernicus (C3S), la temperatura media de los últimos cinco años ha sido aproximadamente 1,2 grados superior al nivel preindustrial.

La OMS predice que hay un 20% de probabilidad de que el aumento de las temperaturas supere los 1,5°C a partir de 2024.

En el Acuerdo de París, los Estados Miembros se comprometieron a reducir sus emisiones con el objetivo de que la temperatura media del planeta a final del siglo quedará por debajo de los dos grados.

En paralelo, en 2018 unos 860 millones de personas en el mundo carecen todavía de acceso a la electricidad. El objetivo es que en 2030 exista un acceso universal a la electricidad, esto requiere un amplio esfuerzo adicional en el despliegue de las energías limpias.

Por eso, uno de los objetivos establecidos por Naciones Unidas es lograr el acceso universal a la electricidad en 2030, una ambiciosa meta si se considera que, según las estimaciones de la AIE, todavía habrá en esa fecha 800 millones de personas sin acceso al suministro eléctrico, de seguir la tendencia actual. ((*La importancia de las energías renovables* | ACCIONA | BUSINESS AS UNUSUAL, s. f.)

Por todas estas razones me parece muy interesante poder crear un proyecto que participe en la mejora de dichos problemas y ayude al bienestar de la sociedad de hoy en día y del futuro. Siento que es un proyecto de mucha utilidad a la par que completo a la hora de realizar. Además, el crecimiento de las energías renovables es imparable, es un sector en el que hay mucho margen de desarrollo y resulta muy atractivo.

Según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la participación de las renovables en el suministro eléctrico global pasará del 26% en 2018 al 44% en 2040. Se supone un aumento de la demanda eléctrica del 70% hasta 2040, se espera que 2/3 de ese incremento se abastezca principalmente a través de las tecnologías eólicas y fotovoltaica.

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es el de evaluar la viabilidad de un parque eólico situado en Dinamarca en la costa este, específicamente al noroeste de un pueblo llamado Skelund. Esta pequeña ciudad pertenece a la región de Jutlandia septentrional y se encuentra a unos 190km al noroeste de la capital, Copenhague. Al este de dicha ciudad se encuentra otra pequeña ciudad llamada Als. El objetivo inicial de este parque eólico es generar la suficiente energía para poder abastecer ambas ciudades y conseguir depender únicamente de energía limpia.

Skelund consta de más o menos 500 habitantes mientras que Als consta de 950 aprox. La granja estará compuesta de 8 aerogeneradores con una potencia unitaria de 5,7MW cada uno, lo que se convierte en un total de 45,6MW. Esta potencia sería más que suficiente para alimentar ambas ciudades y lo restante se usará en la ciudad de Hadsun, la cual se encuentra un poco más al sur, y cuenta con una población de 5,125 habitantes. En el caso de que hubiera un exceso de energía se usaría en el pool eléctrico.

Los objetivos principales del proyecto son:

- 1) Seleccionar un emplazamiento adecuado que cumpla con los siguientes requisitos. Suficiente viento para el correcto funcionamiento de las turbinas exista un sitio cercano para evacuar la energía producida, puede ser una subestación o línea de alta tensión. Logísticamente deberá tener un fácil acceso debido a la longitud de las palas. Además, debe contar con los permisos de construcción necesarios que cumplan un estudio medioambiental previamente hecho.
- 2) Se deberá realizar un estudio del viento de la zona, la dirección y velocidad predominante, para poder realizar una correcta colocación de los generadores y calcular una estimación de la cantidad de energía producida. El estudio se realizará con la herramienta Windowgrapher.
- 3) Realizar el diseño de la obra civil del parque, es decir, toda la infraestructura necesaria para el correcto transporte y montaje de los aerogeneradores.
- 4) Analizar la viabilidad económica del proyecto en base a los datos previamente estimados

1.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible son 17 objetivos globales interconectados diseñados para lograr un futuro mejor y más sostenible para todos. Estos objetivos se pretende alcanzarlos para 2030. Algunos de los problemas que se busca combatir son la igualdad, la pobreza, educación, medioambiente...

Este proyecto participará en los siguientes objetivos:

- ODS 03: Salud y bienestar. Uno de los objetivos de este parque es reducir la producción de emisiones de CO₂ a la atmósfera, mejorando de esta manera la calidad del aire reduciendo posibles problemas respiratorios y aumentando por tanto el bienestar de todos.
- ODS 07: Energía asequible y no contaminante. Es el principal objetivo de este proyecto, aumentar la producción de energías renovables de forma asequible, es decir, económicamente viable. Este objetivo es con el que está más alineado el proyecto.
- ODS 08: Trabajo decente y crecimiento económico. La ejecución de este proyecto crearía numerosos puestos de trabajo durante la construcción y más adelante el mantenimiento, que potenciarían la economía del país.
- ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles. El parque eólico propuesto produciría una energía que se usaría para abastecer ciudades cercanas. En este caso específico al estar situado cerca de ciudades pequeñas, uno de los objetivos es conseguir que el consumo de todos los habitantes de dichas ciudades depende solo de la energía producida por el parque. Si este objetivo se consiguiera serían ciudades al 100% sostenibles.
- ODS 13: Acción por el clima. El uso de combustibles fósiles como principal generador de energía afecta de manera negativa al clima, a través de este proyecto se pretende reducir el uso de dichos fósiles y sustituirlo con energía eólica que es una energía limpia que no daña el clima y entorno en el que vivimos

1.6 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Lo primero de todo será seleccionar un emplazamiento adecuado que cumpla con los siguientes requisitos. Haya suficiente viento para el correcto funcionamiento de las turbinas, exista un sitio cercano para evacuar la energía producida, puede ser una subestación o línea de alta tensión, logísticamente tenga un fácil acceso debido a la longitud de las palas. Durante el proceso de selección del emplazamiento habrá que

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

asegurarse de que se dispone de los permisos de construcción necesarios y que la realización del parque eólico no tenga un impacto medioambiental negativo ni en el terreno, ni en la fauna y flora local.

A continuación, habrá que realizar un estudio del viento de la zona para poder establecer una correcta disposición de los aerogeneradores y crear una buena estimación de la energía producida. Esta estimación es muy importante ya que más adelante servirá para evaluar la viabilidad del proyecto y si alcanza los objetivos planteados.

Una parte muy importante del proyecto será el diseño de la obra civil, en esta habrá que tener en cuenta toda la infraestructura del aerogenerador, el proceso de montaje y creación de centros de control. El diseño de toda la infraestructura eléctrica será de vital importancia, ya que es la responsable del transporte de la energía producida a la línea de conexión donde se llevará al centro de evacuación donde será distribuida.

Por último, se realizará un estudio económico donde se evaluará la rentabilidad del proyecto en base a los ingresos, costes e inversiones realizadas.

Plan de trabajo:

	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Emplazamiento y Logística					
Análisis del recurso eólico y estimación de la producción					
Obra civil e infraestructura eléctrica					
Estudio económico y viabilidad					

1.7 RECURSOS A EMPLEAR

Para la selección del emplazamiento hemos utilizado Global Wind Atlas donde podemos observar la potencia del viento en cada zona. Hemos utilizado también la herramienta de Open Infrastructure Map donde observamos las posibles líneas de conexión. Para la estimación de la generación de las turbinas eólicas, la selección de dichas turbinas y su disposición, usaremos Openwind, un software de diseño de parques eólicos.

Capítulo 2. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

2.1 SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

Dinamarca es conocida mundialmente por su apoyo a la energía limpia, en especial la energía eólica. Este país lleva ya tiempo apostando por la energía sostenible, su punto de inflexión ocurrió en 1985 cuando el gobierno danés se posicionó en contra de la energía nuclear, apoyando en su lugar a la energía eólica. Desde entonces se han convertido en una potencia mundial en este sector.

El parque eólico se realizará al norte de Dinamarca, en la costa este. Específicamente al noreste de un pueblo llamado Skelund y al este de otro pueblo llamado Als. Estas ciudades pertenecen a la región de Jutlandia septentrional, Nordjylland en danés, y al municipio de Mariagerfjord. Se encuentran a unos 190 Km al noroeste de la capital, Copenhague. Se considera un emplazamiento idóneo debido a los fuertes vientos provenientes del mar a lo que se le suma un punto de conexión cercano y una buena accesibilidad a la localización para facilitar la construcción del proyecto.

La situación geográfica de Dinamarca es en la periferia del continente europeo, en proximidad con el océano y en plena zona dominada por los Vientos del Oeste. Se denominan Vientos del Oeste a los vientos constantes que se producen de Oeste a Este. La intensidad de los Vientos del Oeste cumple con un ciclo de debilitamiento en las estaciones cálidas y fortalecimiento en las estaciones frías, esto se debe a la disminución del gradiente térmico entre el Polo y Ecuador. Las direcciones de viento dominante en Dinamarca son la Oeste y Sudoeste.

El emplazamiento es un terreno llano que se encuentra a 66 metros sobre el nivel del mar. Los veranos son frescos con una temperatura media de 16°C, y unos inviernos poco rigurosos con una temperatura media de aproximadamente 0,5°C. Dinamarca se considera como una zona climática templada. Lluve durante todo el año. La temperatura media anual es de 8.8°C. (*El clima en Dinamarca*, s. f.)

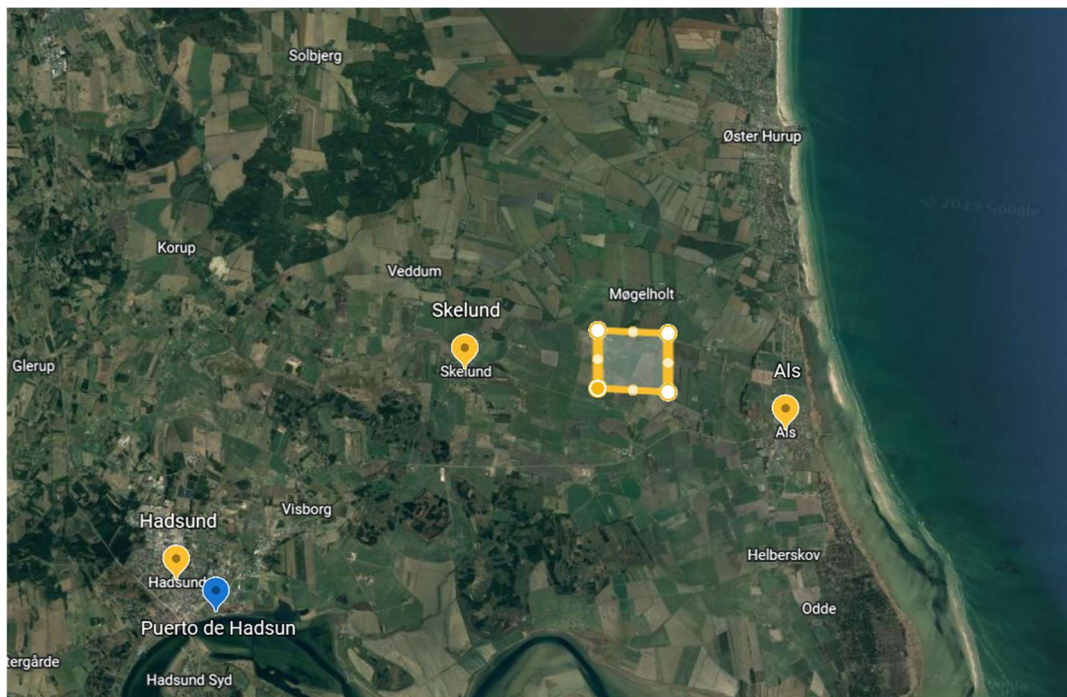


Ilustración 1: Emplazamiento seleccionado para el parque eólico

Geográficamente el emplazamiento seleccionado debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Recurso eólico: Tiene que existir suficiente velocidad del viento. La media tiene que ser igual o superior a 5 m/s a la altura de la turbina, esta suele estar entre 150-200 metros.
- Estudio logístico: El acceso al emplazamiento debe de permitir el transporte de los componentes que forman el aerogenerador, en especial las palas cuyas longitudes pueden ser problemáticas.
- Punto de evacuación de energía: Debe existir una forma de evacuación de la energía cercana, ya sea una subestación o línea de alta tensión.
- Impacto medioambiental: El terreno tiene que estar disponible para la construcción y no perjudicar de ninguna manera el medioambiente.

Además de lo previamente mencionado, el terreno donde se construya el parque eólico debe ser relativamente llano y con poca obstrucción visual. Los mapas topográficos permiten identificar áreas donde sea posible la instalación de los aerogeneradores. A continuación, observamos como el territorio seleccionado es llano de poca altura y no existe ningún obstáculo físico que obstaculice el viento. Al ser de baja altura podría pasar que no hubiera mucho viento, pero en este caso existen vientos predominantes en la zona que permiten que el aerogenerador produzca energía de manera constante. Por otro lado, la proximidad al mar es beneficiosa para la producción debido a que el efecto de la brisa marina aumenta la velocidad del viento. Por último, se observa que cerca de la zona

seleccionada se encuentra otro parque eólico muy similar al que se va a diseñar, esto reafirma la viabilidad del parque.

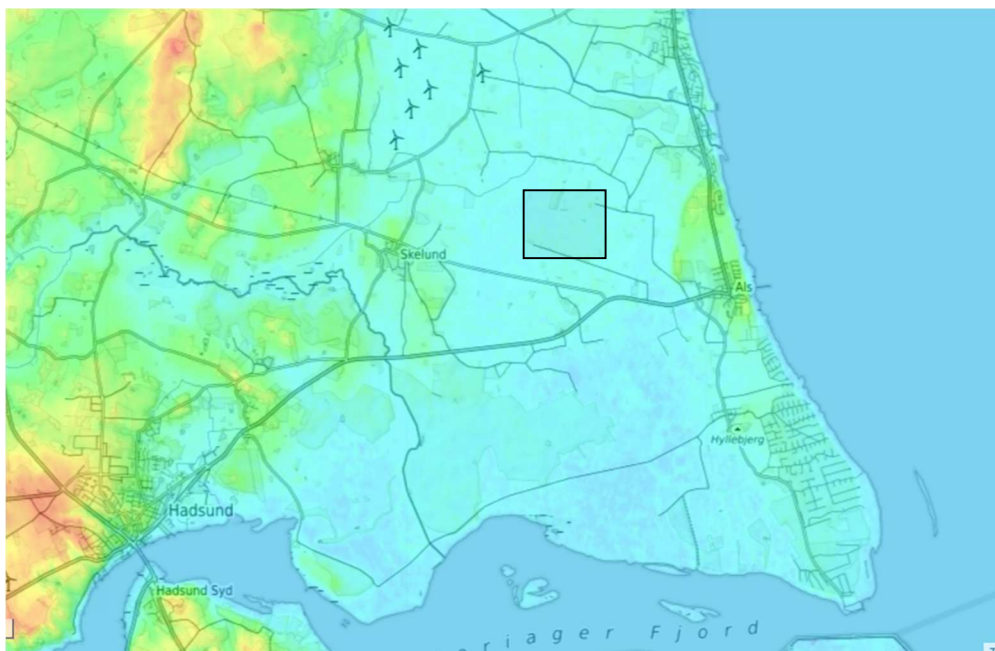


Ilustración 2: Mapa topográfico del emplazamiento (Mapa topográfico Dinamarca, altitud, relieve, s. f.)

A continuación, se justificará la elección del emplazamiento demostrando que cumple con todos los requisitos previamente mencionados.

2.1.1 Recurso eólico

El recurso eólico es un factor indispensable en la creación del proyecto. A través de la página web Global Wind Atlas, se conoce la velocidad media del viento a distintas alturas en diferentes zonas del mundo.

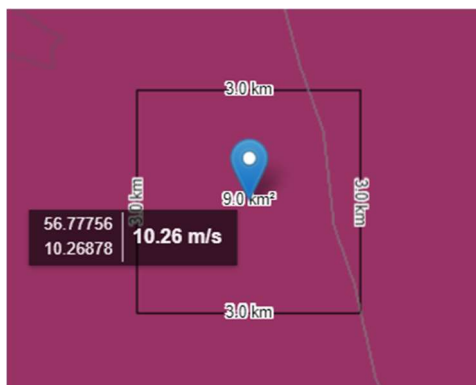


Ilustración 4: Velocidad del viento a 200m [GlobalWindAtlas]

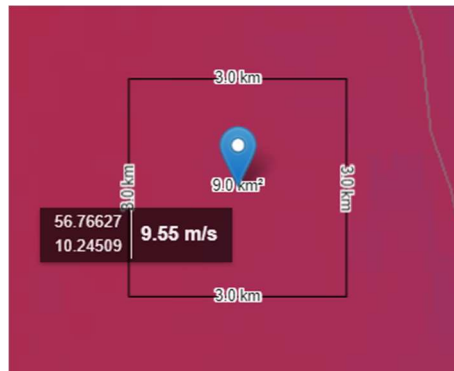


Ilustración 3: Velocidad del viento a 150m [GlobalWindAtlas]

En el emplazamiento la velocidad media a 150 metros de altura es de 9,55 m/s y 10,26 m/s a 200 metros. Estas cifras cumplen con lo exigido previamente. ((*Global Wind Atlas*, s. f.)

Obtenemos un gráfico de la rosa de los vientos de la zona seleccionada. Se comprueba que los vientos tienen una dirección predominante de Oeste a Este. La rosa de la frecuencia del viento será de gran utilidad en la orientación de los aerogeneradores, ya que se centra en la dirección del viento. La rosa de velocidades de los vientos se centra en la velocidad del viento y aporta una información valiosa para la ubicación de los aerogeneradores, ya que se deben colocar en áreas con vientos fuertes y constantes para que sean eficientes. Este estudio es necesario para dimensionar correctamente los aerogeneradores, ya que se deben seleccionar aquellos que sean capaces de aprovechar la velocidad de viento promedio del lugar del emplazamiento.

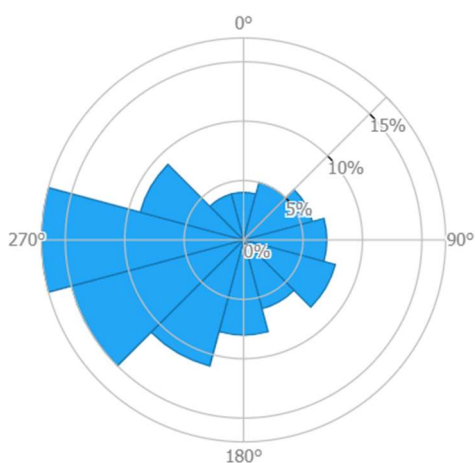


Ilustración 6: Rosa de la frecuencia del viento

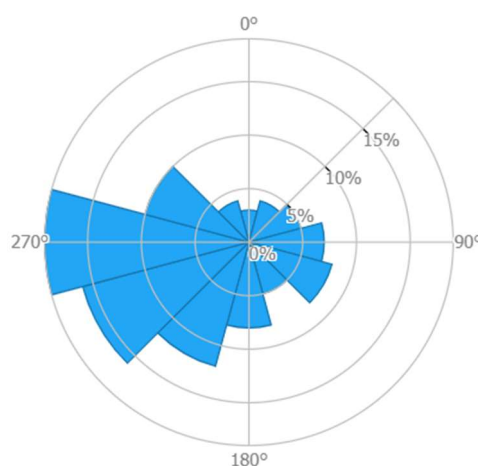


Ilustración 5: Rosa de la velocidad del viento

2.1.2 Estudio logístico

Las turbinas y elementos del aerogenerador que vamos a usar en este proyecto son de la marca Nordex (Acciona). El estudio logístico del transporte de las palas y turbinas se realizará desde la fábrica de construcción hasta el emplazamiento. La fábrica Nordex más cercana se encuentra en la ciudad de Rostock, Alemania. Esta se encuentra al lado de un puerto, ahí se cargarán las palas a una embarcación y serán transportadas al puerto de Hadsun vía marítima, a través del mar Báltico. El camino de la fábrica al puerto es directo y no necesita de ningún acondicionamiento específico.

En el puerto de Hadsun se descargarán las palas y serán llevadas hasta el emplazamiento por carretera. Para el transporte de las palas por tierra se usará un camión conocido como

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

camión de plataforma o camión de remolque. Estos camiones están especialmente diseñados para este trabajo, cuentan con una plataforma extensible y un gancho en la parte trasera para sujetar y mover las grandes piezas. Este camión también ofrece un ángulo de giro mayor para las curvas más pronunciadas.

En la mayor parte del trayecto en Dinamarca solo será necesario cortar el tránsito de carretera para que el trayecto sea seguro. Más cerca del emplazamiento se realizarán los reacondicionamientos necesarios, especialmente en los giros más pronunciados, para que todo el material pueda llegar a la zona de descarga del parque.

Antes de llegar a la zona de descarga existe un giro algo pronunciado en el que puede ser necesario realizar algún reacondicionamiento. Este aparece marcado en la siguiente imagen. A la hora de llevar el proyecto a cabo habrá que tenerlo en cuenta y realizar un estudio más detallado.

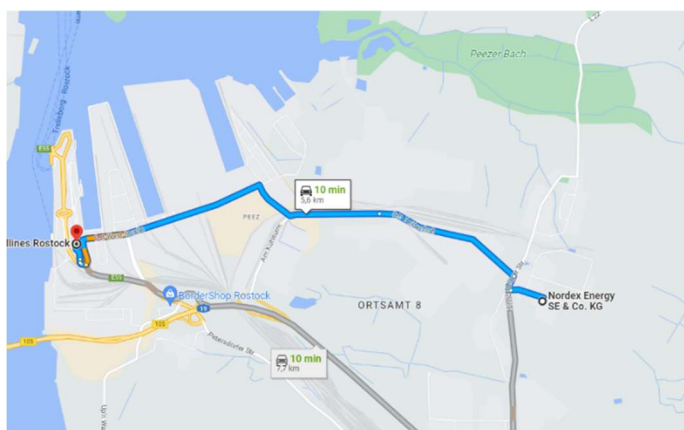


Ilustración 8: Trayecto de la fábrica Nordex al puerto de Rostock

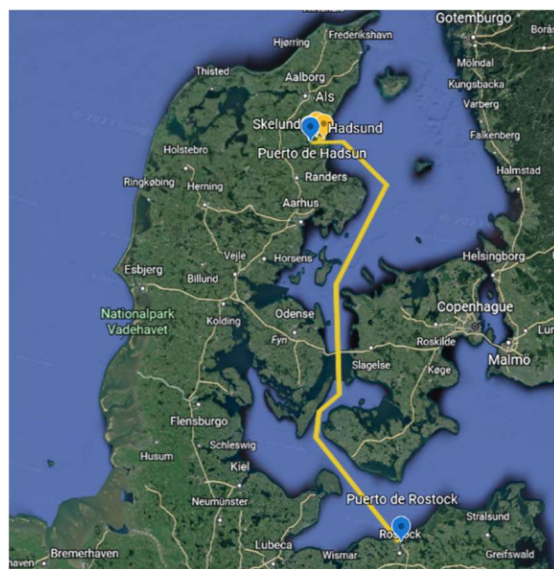


Ilustración 9: Ruta marítima de Rostock a Hadsund

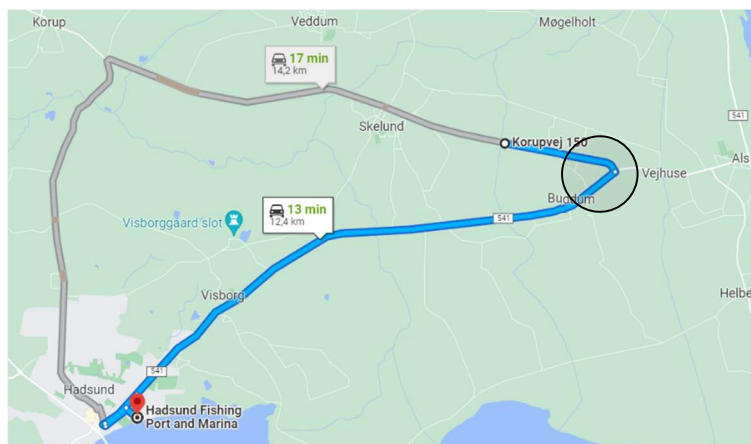


Ilustración 7: Trayecto del puerto de Hadsund al emplazamiento

2.1.3 Punto de evacuación de la energía

Toda la energía producida por el parque eólico debe de ser evacuada de forma segura. Cerca del emplazamiento se encuentra una línea de conexión de 60 KV que converge en la subestación de Ferslev de 400KV. La energía generada por los molinos será evacuada a través de esa línea. Para que sea una conexión exitosa se debe realizar a la misma tensión, por esa razón se construirá una subestación en el parque eólico que regule la tensión de conexión con la línea de evacuación.

Dentro de esta subestación habrá que instalar una estación de conmutación. Esta estación se asegura de que la energía fluya de manera segura y eficiente a través de la red. Protege la red en caso de equipos dañados, sobrecargas o cortocircuitos.

El montaje de la subestación se verá más adelante con mayor profundidad.

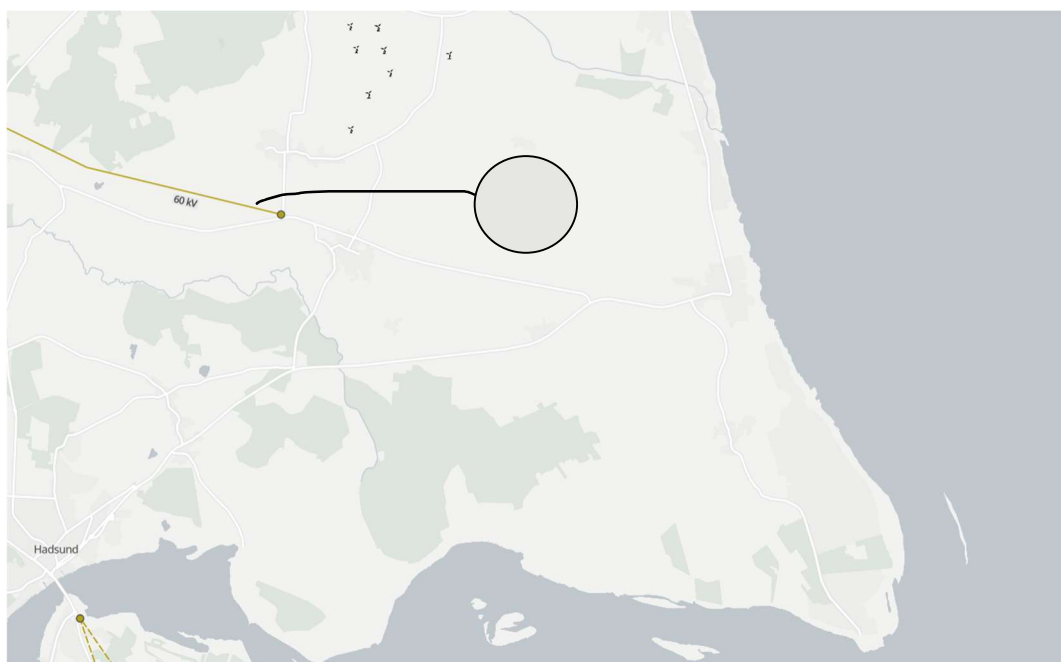


Ilustración 10: Ubicación del parque eólico e interconexión con la red (Open Infrastructure Map, s.f.)

2.1.4 Impacto medioambiental

Es necesario evaluar el impacto ambiental en la zona, este puede ser: Positivo, negativo, directo e indirecto, temporal y permanente. El desarrollo del parque eólico no puede tener consecuencias negativas en el entorno en el que se construye. El gobierno protege los territorios que puedan sufrir un impacto medioambiental negativo en el caso de construcción.

Existen muchas razones por las que un terreno puede estar protegido, pueden ser razones medioambientales, culturales o históricas. La mayoría de los terrenos daneses protegidos están designadas por las autoridades nacionales como reservas científicas, parques nacionales, monumentos nacionales, reservas naturales o paisajes protegidos. La zona seleccionada para la construcción no tiene en sus proximidades ningún terreno con dichas características que pueda dificultar la construcción.

El espacio protegido más cercano es el Fiordo de Mariager, que en 1977 fue declarado Sitio Ramsar. Este título hace referencia al convenio que estableció la UNESCO sobre la conservación de los humedales, adoptado en la ciudad iraní Ramsar (1971). Declara que es un humedal de importancia nacional que debe ser protegido. (*leg_texto_convenio_ramsar_tcm30-196467.pdf*, s. f.)

El Fiordo se encuentra también en el municipio de Mariagerfjord, pero a la suficiente distancia como para que no afecte a la construcción del proyecto.

La energía eólica es una de las energías que menos afectan al medioambiente, pero el tamaño de los aerogeneradores es grande y su altura puede afectar al tránsito de las aves. El emplazamiento debe de encontrarse fuera de la zona de protección y conservación de aves silvestres de la Unión Europea. (*Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres*, s. f.)

Por último, hay que destacar que la energía eólica ha tenido un importante crecimiento en Dinamarca en la última década, este ha sido del 51%, y en la actualidad representa más del 30% de la producción total de energías renovables. El gobierno danés quiere que de aquí a pocos años el 50% del consumo energético de Dinamarca proceda de fuentes renovables, comparado con el 42% actual.

Estas cifras no se basan solo en casualidad y buenas condiciones geográficas, el gobierno promueve políticas favorables a la construcción de parques eólicos que combinado con la buena predisposición ciudadana a esos cambios consigue alcanzar el reconocimiento que tienen hoy en día en este sector. Se incentiva la creación de emplazamientos a través de unos modelos de participación en la que los residentes locales, que puedan llegar a ser afectados por la construcción de estas plantas, puedan participar en el proyecto. Tienen la posibilidad de adquirir acciones y beneficiarse de ellas, además de recibir indemnizaciones en el caso de que sus propiedades pierdan valor debido al parque eólico. (*Lo que podemos aprender de Dinamarca*, 2020)

2.2 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

El estudio del recurso eólico es fundamental para evaluar la viabilidad de un proyecto de energía eólica y para estimar la cantidad de energía que se puede generar en una ubicación determinada. El viento es un recurso indispensable para la creación del parque eólico, es el responsable de mover las palas de las turbinas, donde se transformará la energía mecánica en eléctrica. Por esta razón el estudio del viento es esencial para la viabilidad del proyecto.

Los factores más importantes a la hora de evaluar del viento son los siguientes:

- Dirección del viento: Factor fundamental para la ubicación de la turbina. Se debe de colocar en una posición en la que reciba la mayor cantidad del viento disponible.
- Evaluación de la energía del viento: Esta energía depende principalmente de la velocidad, densidad del aire y la superficie de las palas de la turbina. La optimización de la producción de energía es el objetivo principal.

2.2.1 Origen del viento

El viento (del latín ventas) es la corriente de aire que se produce en la atmósfera por causas naturales. Es un fenómeno meteorológico originado en los movimientos de rotación y traslación de la Tierra. (*Definición de viento - Definicion de, s. f.*)

Estas corrientes de aire se crean debido a las diferencias de presión y rotación atmosféricas. El aire fluye desde las zonas de alta presión a las zonas de baja presión. La rotación de la Tierra influye en la dirección del viento, debido al efecto Coriolis.

La causa principal de las diferencias de presión es la variación de temperatura del aire en las diferentes partes de la Tierra. La radiación solar no incide igual en toda la faz de la tierra, esto genera que haya zonas más calientes que otras. Cuando el sol calienta la superficie, el aire se calienta, se expande, se vuelve más ligero y asciende. A medida que asciende su presión disminuye. En cambio, cuando el aire se enfría este se vuelve más denso y desciende provocando una zona de alta presión.

Otro factor influyente en la formación del viento es la topografía. Las diferencias geográficas de un terreno obligan al aire a subir y bajar, creando zonas de baja y alta presión respectivamente. Este fenómeno es el causante de patrones de vientos locales.

2.2.2 Dirección del viento

La dirección del viento es muy importante para la orientación de la turbina. Las turbinas suelen instalarse de manera que las palas apunten hacia la dirección predominante en la zona. Esta disposición permite que la turbina esté siempre orientada de manera óptima para aprovechar la mayor cantidad posible de energía del viento. La frecuencia del viento es otro factor que puede afectar a la dirección y hay que tenerlo en cuenta. A frecuencias altas es más probable que la dirección del viento varía poco, consiguiendo que la orientación de la turbina sea más predecible y eficiente. Si las frecuencias son bajas entonces la dirección del viento tiende a variar más, en ese caso será necesario utilizar turbinas más flexibles y con mayor capacidad de adaptación. La mayoría de las turbinas cuentan con un sistema de orientación automática que les permite modificar su orientación ligeramente para aprovechar al máximo el viento.

Para conocer la dirección predominante en un terreno se usa la rosa de los vientos. Esta herramienta te permite saber la dirección y frecuencia del viento.

A continuación, se mostrarán una serie de rosas del viento que muestran la dirección predominante del viento en el lugar del emplazamiento.

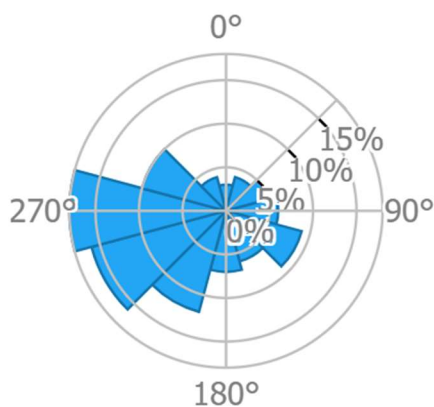


Ilustración 11: Rosa de frecuencias

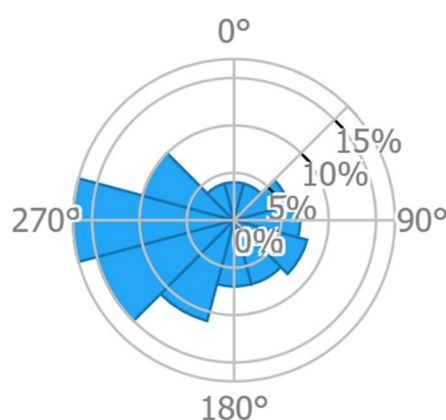


Ilustración 12: Rosa de velocidades

Se observa que la dirección predominante del viento es de 270°, es decir, viento del oeste. Las turbinas suelen instalarse de manera que las palas apunten hacia la dirección del viento predominante en la zona. De esta manera, se asegura que la turbina esté siempre orientada de manera óptima para aprovechar la mayor cantidad posible de energía del

viento. Se deberá hacer un estudio más detallado para saber la predisposición exacta de cada turbina para reducir el efecto estela y maximizar la producción de energía.

2.2.3 Evaluación de la energía del viento

Como se ha dicho previamente, la energía del viento depende principalmente de la densidad del aire y de la velocidad. Las turbinas de hoy en día se encuentran a una altura de 159 metros. Gracias a la página GlobalWindAtlas contamos con datos a 150 y 200 metros de altura. Utilizaremos los datos de 150 ya que son más representativos.

La densidad del viento se refiere a la cantidad de masa de aire que fluye a través de un área, en este caso será el área de barrido de las palas, en un determinado período de tiempo. Depende de varios factores, como la altitud, la temperatura y la presión atmosférica. A mayor densidad mayor cantidad de energía cinética disponible para la generación de energía eólica.

En general para que una turbina sea rentable necesita una densidad promedio de al menos 6 metros por segundo. La densidad tampoco debe ser muy alta ya que puede provocar daños en la turbina.

El valor de la densidad de potencia eólica se mide en W/m^2 .

	Velocidad	Densidad
150 m	9,75 m/s	882 W/m^2
200 m	10,38 m/s	1100 W/m^2

Tabla 1: Datos del viento en el emplazamiento

La velocidad media del viento a 150 metros en la zona seleccionada es de 9,75 m/s. Es un valor alto, pero dentro de los rangos de funcionamiento. Cumple con los requisitos para poder construir un parque eólico, ya que su velocidad es superior a 6 m/s, tampoco supera los 26m/s, velocidad máxima a la que la turbina puede funcionar.

La velocidad a 200 metros también cumple con los requisitos necesarios. Se puede afirmar que toda turbina que se encuentre entre los 150 y 200 metros dispondrá del recurso eólico necesario para un correcto funcionamiento.

2.3 TURBINAS

Se ha comprobado que el emplazamiento seleccionado cumple con los requisitos necesarios para la viabilidad de un parque eólico. A continuación, será necesario estimar la producción generada por todas las turbinas. Para hacer una estimación correcta se deberá precisar el número de turbinas adecuado, su disposición, teniendo en cuenta la orientación, y el tipo de turbina que se utilizará. En primer lugar, se determinará la turbina a usar. Para ello se realizará un estudio de las diferentes opciones disponibles y se elegirá la más adecuada. La elección de la turbina adecuada depende de diversos factores, como las condiciones del sitio, las necesidades del proyecto y las regulaciones locales.

Para poder seleccionar mejor la turbina es necesario entender sus partes y especificaciones técnicas. Los componentes principales que se encuentran dentro de la turbina son el rotor, la multiplicadora y el generador eléctrico. El viento gira las palas y estas giran el rotor, que se encuentra conectado a una multiplicadora, esta aumenta la velocidad de giro, finalmente la energía cinética se transfiere al generador donde se convierte en energía eléctrica. A continuación, en la *Ilustración 13* se muestran las partes más importantes de la turbina.

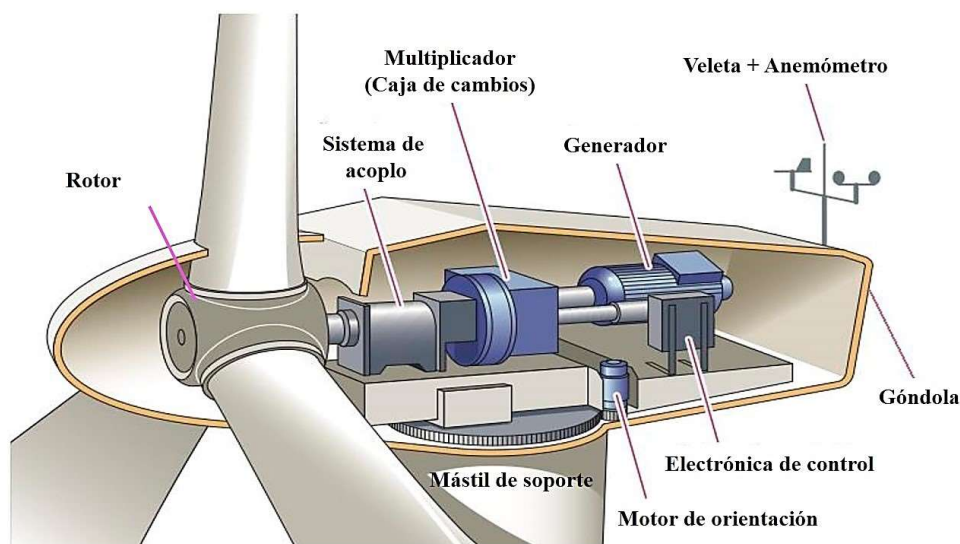


Ilustración 13: Componentes de una turbina eólica

Dos turbinas muy populares son las turbinas Nordex 163/5.7 y la turbina V150-4.2MW (Vestas). A continuación, se compararán ambas turbinas con el fin de escoger la más adecuada para el proyecto.

NORDEX 163/5.7:

Nordex Group es una empresa de origen alemán que fue fundada en 1985, cuenta con una gran trayectoria en la fabricación y venta de productos del sector de energía eólica.

La turbina Nordex 163/5.7 pertenece al modelo Delta 4000 y ha sido elegida como “Turbine of the year” en la categoría de turbinas terrestres de 4,7 MW en el año 2022. Este ranking fue publicado por *Windpower Monthly*.

Esta turbina está compuesta por un rotor que cuenta con un diámetro de 163 metros y barre un área de 20.867 m^2 . Produce entre 5.0-5.7MW de energía. Es capaz de funcionar con vientos de 3 m/s y hasta 26 m/s. El emplazamiento seleccionado cuenta con una velocidad media que se encuentra en este rango y está lejos de superar los 26 m/s por tanto sería una opción viable. Está diseñada de manera que puede funcionar a temperaturas de hasta $-30^{\circ}\text{C}/-22^{\circ}\text{F}$.

Al funcionar emite 106,4 dB de ruido, una cifra muy baja comparado con otras turbinas disponibles. (*Nordex N163/5.X - 5,00 MW - Aerogenerador, s. f.*)

VESTAS V150-4.2:

Vestas es una empresa danesa que fue fundada en 1945 por Peder Hansen, su inicio en la industria del viento fue en 1979, actualmente es líder mundial en tecnologías de aerogeneradores. Actualmente cuenta con una capacidad instalada en todo el mundo de 837 GW. Cuenta con turbinas de alta calidad y gran productividad.

La turbina V150-4.2 cuenta con un rotor de diámetro de 163 metros y un área de barrido de 20.867 m^2 , igual que la Nordex. Produce hasta 4,5 MW de energía. Es capaz de trabajar con vientos de 3m /s y hasta 24 m/s. Puede funcionar en un rango de temperaturas de -30°C a 45°C .

El ruido que produce al trabajar es de 108,0 dB. (*Vestas, s. f.*)

A continuación, se muestran los datos de las turbinas previamente mencionados en una tabla para poder comparar con mayor facilidad cuál de las dos es la más adecuada para el proyecto.

	NORDEX 163/5.7	V163-4.5
Potencia generada	5.0-5.7 MW	4.0-4. MW
Diámetro del rotor	163 m	163
Mínima velocidad de funcionamiento	3 m/s	3m/s
Máxima velocidad de funcionamiento	26 m/s	24 m/s
Altura	Hasta 164 m	150 m
Frecuencia	50-60 Hz	50-60 Hz
Tipo de multiplicadora	Alta velocidad	Alta velocidad
Sonido	106.4	108,0 DB

Tabla 2: Datos técnicos de las turbinas a comparar

2.3.1 Elección de la turbina

Ambas turbinas son muy parecidas, de gran calidad, y válidas para el proyecto. Finalmente se decide usar la turbina Nordex 163/5.7, las razones son las siguientes:

- Características técnicas:
Si bien ambas turbinas son muy parecidas, se puede apreciar una pequeña superioridad de la Nordex frente a la turbina de Vestas. Esta produce más potencia, cuenta con la posibilidad de construirse a mayor altura y una resistencia mayor a vientos más veloces.
- Menor contaminación acústica:
La turbina alemana produce menos ruido que la danesa, este factor es muy importante para asegurar el bienestar de los pueblos cercanos al parque eólico. Esta emisión de ruido se ha reducido gracias al uso de “Serrations”. Esto consiste en fijar una pletina dentada en el borde de las palas, este diseño está inspirado en las alas de los búhos. Gracias a esa adaptación en la pala los aerogeneradores pueden funcionar a mayor velocidad y producir menos emisión acústica, en concreto se reduce alrededor de 2 dB. Además, se ha demostrado que el uso de los dientes serrados no solo disminuye la emisión acústica, sino que además produce un aumento en la producción.



Ilustración 14: Dientes serrados de una pala

- Personalización adaptada a todos los emplazamientos:
Las turbinas Nordex que pertenecen a la categoría Delta4000, Delta y Gamma Nordex, cuentan con un sistema de control de condiciones. Consiste en una evaluación continua del estado del aerogenerador especialmente del rodamiento del rotor, multiplicadora y generador. Se utilizan unos sensores que mandan una señal en el momento en el que algún componente supere el límite establecido. Esta señal es recibida a tiempo, evitando que pare el aerogenerador, aumentando el rendimiento y disponibilidad. Gracias a este sistema se pueden planificar el mantenimiento de una manera más precisa y eficiente.
- Alto rendimiento en condiciones de formación de hielo:
El emplazamiento seleccionado se encuentra al norte de Europa, es muy común que durante ciertos períodos del año las temperaturas bajen lo suficiente como para que aparezcan formaciones de hielo, sobre todo a la altura a la que se encuentra la turbina. Esta turbina cuenta con un sistema conocido como *Advance Anti-icing*, como su nombre indica, su objetivo es evitar la formación de placas de hielo. Gracias a esta característica se consigue que la reducción de pérdidas bajo condiciones frías, en la que existe formación de hielo, sea hasta de un 80%.

Además, la logística de transporte de la fábrica de Nordex hasta el emplazamiento es muy sencilla, como previamente se ha mencionado. La mayor parte del trayecto se hará por vía marítima. El transporte terrestre, en el que hay que tener en cuenta posibles adaptaciones en la carretera debido a los ángulos de giros, es mínimo

Por todo lo previamente expuesto, la turbina elegida para el proyecto será la Nordex 163/5.7

2.3.2 Diseño y distribución de los aerogeneradores

Una vez seleccionada la turbina para la instalación debemos seleccionar el número de turbinas que se van a instalar. A la hora de decidir el número de aerogeneradores que se van a instalar hay que tener en cuenta el área de sensibilidad eólica y las distancias mínimas establecidas por la normativa del país. Si un aerogenerador se colocará más cerca de lo debido a otro podría provocar interferencias aerodinámicas, estas son creadas por las palas que distorsionan el viento creando turbulencias que llevarían a la pérdida de potencia.

El efecto estela es un término que se utiliza para definir el comportamiento del viento al pasar a través de la turbina, este tiene un claro impacto entre turbinas, sobre todo si estas se encuentran una detrás de otra. La consecuencia es que los aerogeneradores que se encuentran en segunda o tercera línea pueden llegar a producir mucha menos energía, y en algunos casos nada. Esto ocurre porque al convertir la energía cinética del recurso eólico en energía eléctrica se extrae energía de la atmósfera, reduciendo la velocidad del viento aguas abajo, esto se prolonga una determinada distancia hasta que el viento recupera su condición de flujo libre. Existe una famosa imagen del parque marino Horn's Rev, en el mar del Norte, en el que se aprecia de manera impactante el efecto de la estela. (Viaintermedia.com, 2017) Por tanto, a la hora de diseñar un parque eólico hay que tener muy en cuenta este efecto.



Ilustración 15: Efecto estela en el parque marino Horn's Rev

La zona de afección eólica, es decir, la zona en la que un aerogenerador se encuentra dentro del efecto de la estela es denominada como área de sensibilidad eólica.

Esta área se define como un polígono delimitado por un contorno cuyos vértices son los puntos de intersección que se generarían al trazar dos líneas paralelas a la dirección del

viento dominante a una distancia de dos diámetros a ambos lados del eje del rotor, y de dos líneas perpendiculares a la dirección del viento, una que pasa a una distancia de 8 diámetros del eje de simetría a sotavento, lugar por donde se va el viento, y otra a una distancia de 8 diámetros a barlovento, lugar de donde viene el viento. (BOC - 2015/029. Jueves 12 de Febrero de 2015 - Anuncio 605, s. f.)

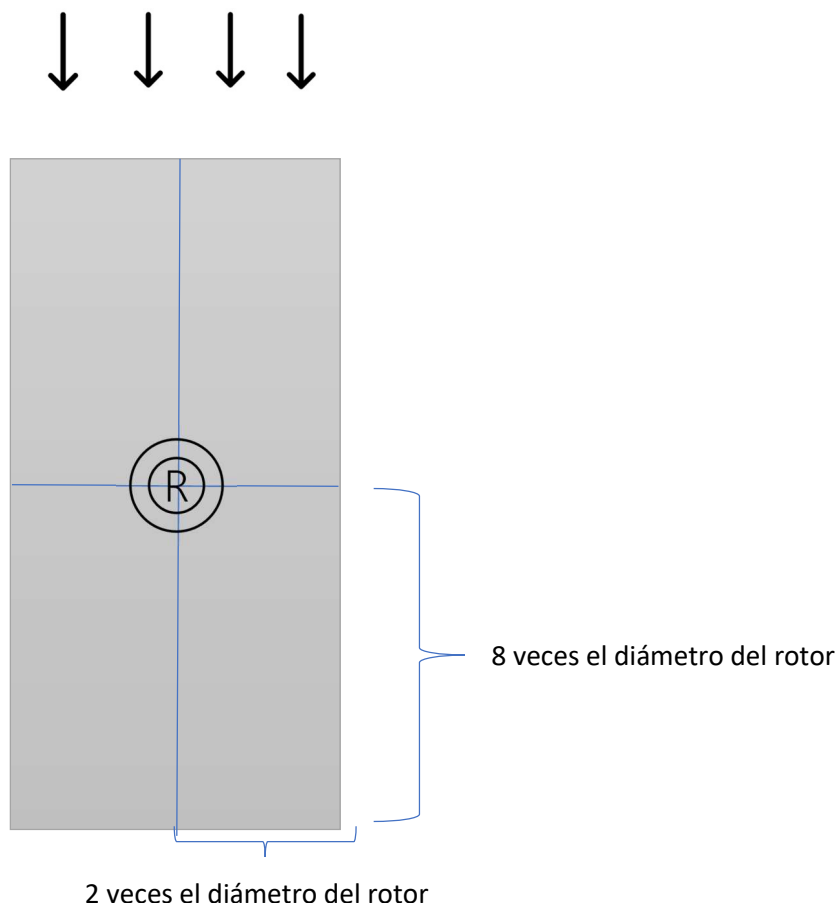


Ilustración 16: Representación del área eólica

La separación óptima se sitúa entre 8-12 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento y entre 2-4 veces en la dirección perpendicular. El área del emplazamiento en el que se va a trabajar es de $1,92 \text{ km}^2$. La idea inicial consiste en colocar 8 turbinas. Las turbinas seleccionadas cuentan con una potencia generada de entre 5-5.7MW, en el peor de los casos el parque eólico contará con una potencia generada total de 40MW.

Como previamente se ha mencionado, el efecto estela es un factor muy importante que debemos de tener en cuenta a la hora de definir la disposición de las turbinas. Por tanto, a continuación, comprobaremos si es posible disponer de 8 turbinas en el emplazamiento seleccionado.

El diámetro del roto a usar es de 163 m. Si asumimos que la distancia de separación entre cada turbina es de 2 veces el diámetro, entonces la distancia entre turbinas será de 326 metros. La distancia entre filas deberá ser al menos 8 veces el diámetro del rotor, es decir, 1.304km. Para que las turbinas estén correctamente orientadas respecto al viento.

El esquema que se busca es el siguiente:

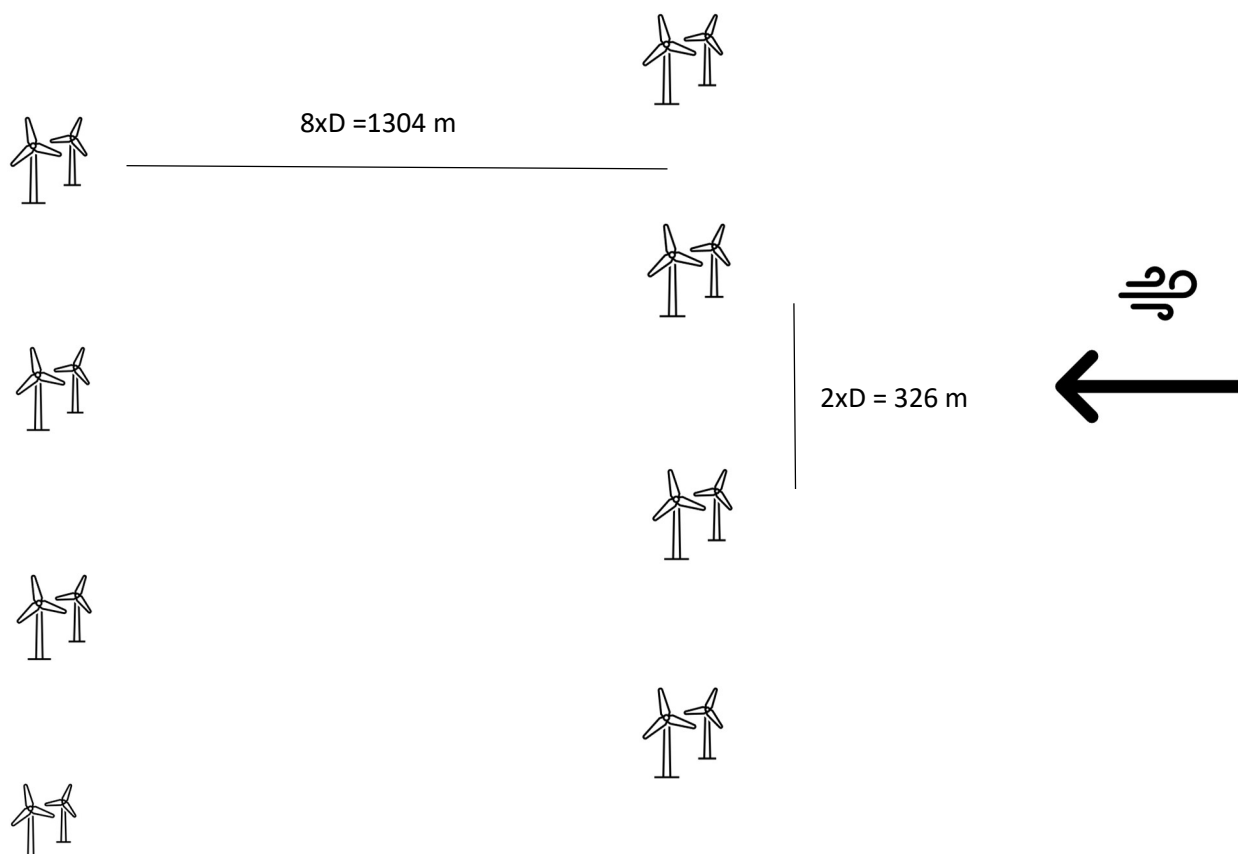


Ilustración 17: Modelo de diseño del parque eólico

La orientación de las turbinas será hacia el oeste, 270°. Esto se sabe gracias al estudio realizado previamente en este apartado. A continuación, usando la herramienta de Google Earth y Google Maps, se comprobará si lo propuesto es viable en el emplazamiento seleccionado.

A continuación, se muestra una imagen de la distribución de las turbinas en nuestro emplazamiento. La distribución realizada cumple con las distancias mínimas establecidas para poder evitar el previamente mencionado efecto estela. Debido al tamaño del emplazamiento solo se pueden distribuir 8 turbinas, más no cumplirían con los requisitos.

Más abajo se ha realizado una tabla en la que están las coordenadas de la posición exacta de cada turbina, estas se han conseguido a través de la aplicación de Google Earth.



Ilustración 18: Imagen de las turbinas en Google Earth

	Latitud	Longitud
Turbina 1	56,7671266	10,2227345
Turbina 2	56,7713972	10,227536
Turbina 3	56,7719653	10,2251153
Turbina 4	56,7685341	10,2250346
Turbina 5	56,7710648	10,2228526
Turbina 6	56,7713568	10,2278526
Turbina 7	56,7611648	10,2258526
Turbina 8	56,7689226	10,2228008

Tabla 3: Coordenadas de las turbinas

Toda la energía generada se evacuará a la subestación del parque, allí se elevará la tensión a tensión de red, esto es necesario para asegurar una correcta conexión a la red danesa. El transporte se realizará a través de cables, para proteger más el transporte de la energía y reducir el posible impacto visual, estos cables se colocarán bajo tierra. A la hora de realizar la estimación de la producción de energía se tendrá en cuenta las pérdidas que puedan existir en todo el proceso de transporte hasta la conexión a la red. El hecho de contar con un cableado subterráneo reduce las pérdidas. Para poder establecer la viabilidad del parque se realizará un estudio de la producción estimada por las turbinas y de sus pérdidas. Al final se hará un cómputo general y se evaluará la viabilidad.

2.4 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Estimar la producción del parque eólico es un proceso esencial en el desarrollo del proyecto. Esto permite hacer un buen estudio de la viabilidad y calcular la rentabilidad del parque. Más adelante se realizará un estudio y se realizará una valoración global. Para poder realizar este estudio más completo debemos de calcular cuánto generará nuestro parque, es decir, la producción bruta. A la hora de hacer este cálculo habrá que tener en cuenta varios factores. Estos son la velocidad del viento a la altura de las turbinas, la capacidad nominal de la turbina y la densidad del aire.

Todos los cálculos realizados son teóricos, aun así, se considera una aproximación lo suficientemente buena para que la estimación sea fiable. A la hora de realizar el estudio respecto a la rentabilidad del parque se tendrán en cuenta las pérdidas que pueden existir. Estas pueden ocurrir en diversos puntos desde el momento que se crea la energía hasta que se conecta a la red. Principalmente se encuentran en el transporte de la energía a través de los cables y en la subestación. En este apartado se evaluará la generación y más adelante se verán las pérdidas.

2.4.1 Velocidad del viento a la altura de la turbina

Ya conocemos la altura de la turbina, 164 metros. En el estudio realizado previamente hemos visto que la velocidad del viento a 150 metros era de 9,55 m/s y a 200 metros era de 10,38 m/s. Para asegurarnos de que la estimación es lo más fiable posible se realizará una ponderación de la velocidad del viento a 164 m.

Para poder calcular la velocidad del viento a dicha altura se utilizará una ley conocida bajo el nombre Ley de Sutton. Esta es frecuentemente utilizada para establecer la variación vertical de la velocidad del viento. Su funcionamiento se basa en el uso de dos mediciones realizadas a distintas alturas. La ecuación que se utiliza es la siguiente:

$$u_2 = u_1 * \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{\rho}$$
$$\rho = 1/7$$

El coeficiente 1/7 es válido para terrenos cuya topografía es llana, no muy rugoso y la estabilidad atmosférica es neutral. Para el emplazamiento seleccionado se puede asumir ese coeficiente. (4.Palese_2.pdf, s. f.)

El significado de cada término es el siguiente:

u_2 = Velocidad del viento a la altura de la turbina.

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

u_1 = Velocidad del viento a la altura de la medición. Dato obtenido con Global Wind Atlas. En este caso es 9,55.

h_2 = Altura a la que se quiere calcular la velocidad, es decir, altura de la turbina. En nuestro caso es 164.

h_1 = Altura a la que se mide el viento, en nuestro caso es de 150.

Introducimos las condiciones específicas de nuestro proyecto en la fórmula y el resultado es el siguiente:

$$u_2 = 9,55 * \left(\frac{164}{150}\right)^{1/7}$$
$$u_2 = 9,673 \text{ m/s}$$

La velocidad media del viento con la que se trabajará para estimar la producción es de 9,673 m/s.

2.4.2 Distribución de Weibull

La producción de la energía eólica de cada turbina depende de la curva de potencia del aerogenerador y de la velocidad del viento. Para que la estimación sea lo más fiable posible hay que asociar la potencia del aerogenerador con la distribución de Weibull.

La distribución de Weibull es una función de densidad de probabilidad y es una herramienta matemática que se utiliza para analizar la distribución y densidad del viento en un sitio específico. Esta distribución se utiliza muy a menudo para calcular la producción de energía que se puede generar en un sitio específico. Expresa con qué frecuencia sopla el viento en un rango de velocidades determinado.

La fórmula que se utiliza es la siguiente:

$$f(v) = \left(\frac{k}{\sigma}\right) * \left(\frac{v}{\sigma}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{\sigma}\right)^k}$$

- v = Velocidad media del viento, en nuestro caso particular es 9,67 m/s
- σ = Parámetro de escala de la distribución.
- k = Parámetro de forma de la distribución. Determina la variabilidad del viento y la forma de la gráfica. Es un valor adimensional.

Todos los valores necesarios y característicos del viento en el emplazamiento se han obtenido de *Global Wind Atlas*.

$$k = 9,3$$

$$\sigma = 2,9$$

A continuación, se muestra la gráfica de la distribución de Weibull a la altura de la turbina. Para dibujar la gráfica se ha utilizado el programa de Matlab.

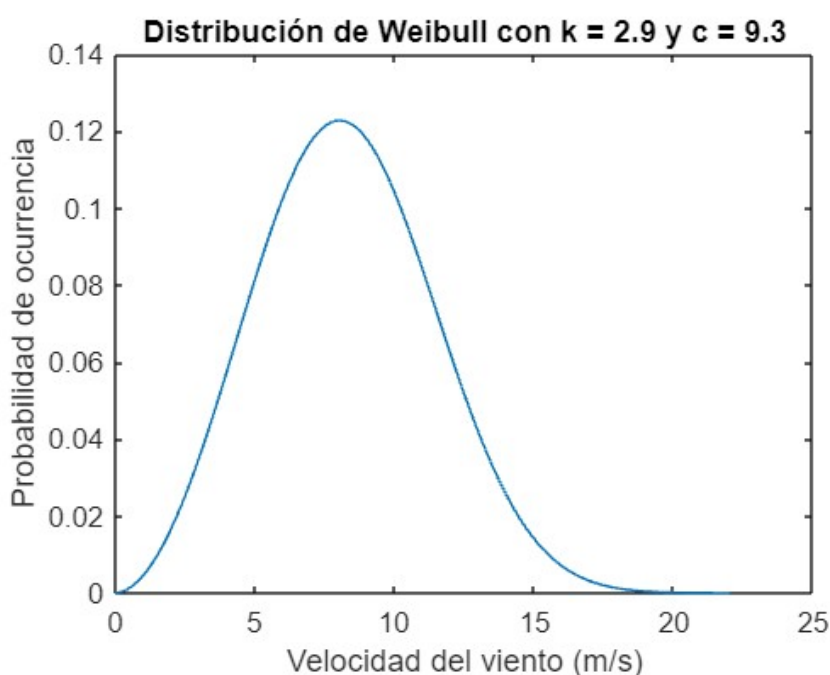


Ilustración 19: Distribución de Weibull (Matlab)

La distribución representa la probabilidad de horas al año en las que puede existir una velocidad de viento específico durante todo el año. Muestra la velocidad del viento de 0 a 25 m/s y la escala es de probabilidad es de 0 a 1, siendo el 1 un 100% de probabilidad. El punto de máxima probabilidad ronda los 10 m/s, un poco menos. Este dato concuerda con el calculado previamente como velocidad media del emplazamiento, 9,673 m/s. El parque eólico se encontrará en funcionamiento todo el año, es decir, 8760 horas. El número de horas habrá que multiplicarlas por el porcentaje obtenido, de esta manera se obtienen las horas de funcionamiento al año a cada velocidad. Por último, se usará la curva de potencia para saber que potencia se tendría a cada velocidad.

El valor obtenido en este estudio refleja la producción anual bruta del parque diseñado, más adelante se calculará la producción neta, es decir, se tendrán en cuenta las diferentes pérdidas.

2.4.3 Potencia del aerogenerador

La potencia del aerogenerador se representa con una curva. Esta relaciona la potencia nominal producida por la curva a distintas velocidades. Se observa que la relación es directa, a más velocidad más viento. Esta relación se cumple hasta que se llega a la velocidad máxima, a su potencia máxima. Una vez pasada esa velocidad la turbina no producirá más, se mantiene un periodo a su máximo, pero si la velocidad del viento sigue aumentando, la producción de energía cae.

En la siguiente gráfica se muestra la curva de potencia del aerogenerador que se va a usar en este proyecto. En el eje X aparece la velocidad del viento y la potencia generada en Y.

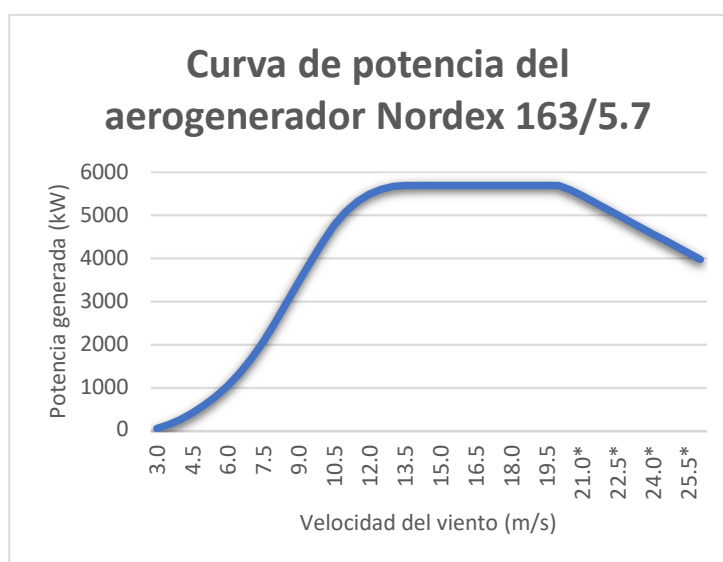


Ilustración 20: Curva de potencia del aerogenerador (Excell)

Se empieza a producir energía a partir de los 3 m/s a partir de ahí la potencia va aumentando poco a poco hasta que llega a su potencia nominal, 5,7 MW. Esta potencia se alcanza a una velocidad de 14 m/s y se mantiene constante hasta los 20 m/s, a partir de ahí la velocidad es tan alta que perjudica al funcionamiento de la turbina y la generación de potencia decae de forma lineal. La velocidad máxima de funcionamiento son 26 m/s, a más velocidad no hay datos ya que no se mantienen en funcionamiento las turbinas si la velocidad es superior.

2.4.4 Cálculo de la producción

Una vez calculadas la distribución de Weibull y la curva de potencia del aerogenerador se relacionan para poder estimar la producción bruta anual de cada turbina y del parque. Todos los cálculos se realizarán suponiendo que no hay pérdidas y que las condiciones meteorológicas son estables.

Con la distribución de Weibull hemos obtenido el porcentaje de horas al año en las que el viento tiene una determinada velocidad. Multiplicamos esos factores por las horas totales que tiene un año, 8760, y obtenemos las horas de funcionamiento a cada velocidad.

Gracias a la curva de potencia del aerogenerador Nordex 163/5.7 conocemos la cantidad de potencia que se genera cada hora a una velocidad específica. Multiplicamos el número de horas a una cierta velocidad por los datos obtenidos en la curva de potencia. El resultado obtenido es la producción anual de una sola turbina, el parque eólico que se está diseñando cuenta con 8 turbinas.

Todos los cálculos se han realizado en una tabla de Excell que se adjunta en el Anexo I. Los resultados obtenidos son:

Producción anual de una turbina MWh	25,306
Producción anual del parque MWh	202,448

Tabla 4: Producción MW/h del parque

Estos datos se refieren a la producción bruta generada por el parque, a la hora de estudiar la viabilidad del parque habrá que tener en cuenta todas las pérdidas que existen durante el proceso.

Para poder realizar un estudio económico más fiable habrá que tener en cuenta las pérdidas. Se realizará una aproximación respecto a las diversas pérdidas. Se considera que en el transporte y generación de energía se perderá un 2%. Estas pérdidas se han calculado en el apartado de infraestructura eléctrica y se demostrará más tarde.

En las actividades de mantenimiento y control las pérdidas serán de un 2% y el efecto estela entre los diversos aerogeneradores provocará unas pérdidas de un 2% aproximadamente. (dpelluz, 2013)

El resultado final de energía generada y vertida a la red es, por tanto;

Producción bruta anual de una turbina MWh	25,306
Pérdidas totales	6%
Producción neta anual de una turbina MWh	23,787
Producción neta anual de un parque eólico MWh	190,301

Tabla 5: Producción neta anual del parque eólico

La producción total del parque eólico es de **190,301 MWh**

Para realizar una correcta evaluación respecto a la capacidad real de un aerogenerador de generar energía en un emplazamiento, se calcula el factor de capacidad. Este determina la calidad energética de un parque eólico.

Este factor es el cociente entre la energía real generada durante un año y la energía generada si hubiera estado trabajando a plena carga todo el tiempo, es decir, si trabajara constantemente a su potencia máxima. La fórmula que define al factor de capacidad es:

$$Cf = \frac{\text{Energía neta producida}}{\text{Energía nominal}}$$

La energía neta producida es la que se ha calculado como la producción bruta del parque, es decir, 202,448 MW/h.

La energía nominal es la que produciría el parque si cada turbina trabajara durante todo el año a su potencia nominal, es decir 5,7 MW/h.

$$\text{Energía nominal} = 5,7 \text{ MW} * 8 * 8760h = 399,456 \text{ GWh}$$

$$Cf = \frac{190,301}{399,456} * 100 = 47,64\%$$

El factor de capacidad debe ser mayor que el 20%, si se supera este valor el parque se puede considerar de forma preliminar factible económicamente. Nuestro factor de capacidad supera ese valor y con creces, por tanto, es un buen indicador respecto la viabilidad de nuestro parque.

2.5 OBRA CIVIL

En este apartado se desarrollará la obra civil del parque eólico, esta se puede dividir en diferentes procesos.

El primero de todo, ya previamente mencionado, es la construcción de accesos. Se intentará aprovechar al máximo todas las vías existentes. En el caso de que no sean suficientes se realizarán las construcciones necesarias. Es importante diferenciar entre las vías de acceso general y las interiores. Las generales son las que se realizan en la carretera para conseguir un correcto transporte de los elementos del parque eólico, mientras que las interiores, son accesos específicos dentro del parque que se realizan a partir de las necesidades específicas del proyecto. Estas necesidades suelen ser el acceso al emplazamiento de cada turbina, a la subestación, centro de control...

Algunos de estos accesos son de carácter provisional, una herramienta necesaria para la construcción del resto del parque, otros, sin embargo, son pistas de acceso para el mantenimiento o control operacional.

La segunda fase sería la construcción de las plataformas de montaje, sus zanjas y cimentación. Las plataformas de montaje son estructuras auxiliares necesarias para la construcción del generador. Estas plataformas son las responsables de sujetar las grúas que más tarde elevarán el aerogenerador. Las cimentaciones son la base de los aerogeneradores, estas actuarán como elemento de unión entre la turbina y el suelo, deberán de diseñarse de manera que soporten toda la estructura del aerogenerador y su comportamiento frente al viento.

Por último, el objetivo de las zanjas es el de alojar todos los cables responsables del transporte de energía. Este elemento permite la instalación de los cables bajo tierra, ahí se encuentran protegidos de las condiciones medioambientales y reducen el impacto visual de la zona.

La tercera fase consiste en la construcción del centro de control del parque, lugar desde el cual se regula y controla todo el parque eólico. Este centro puede ser más o menos complejo dependiendo de las características del parque, pero siempre alberga los lugares de mando de control, mantenimiento, almacén y servicios administrativos. Además del centro de control será necesario construir un parque de maquinaria, este se suele encontrar en la entrada del emplazamiento. Ahí se depositarán todos los materiales, máquinas y elementos necesarios para la construcción del parque.

Todas las modificaciones que se hagan sobre el terreno se realizarán siempre de manera que se consiga el mínimo impacto medioambiental. A la hora de excavar se tendrá en cuenta la red hidrológica del lugar de manera que esta no se vea afectada. Además, se

diseñarán sistemas de drenaje de manera que el agua no afecte negativamente a las estructuras. A priori no se ve que exista ningún problema ya que, en las proximidades del emplazamiento no hay arroyos o acumulaciones de agua.

Durante todo el proyecto se buscará la protección de la fauna y flora, y se fomentará la reutilización de todo el material excavado. Durante toda la obra se tendrán instalaciones que permitan una adecuada evacuación de todos los residuos generados y su posterior saneamiento.

2.5.1 VIALES DE ACCESO

La construcción de los accesos se realizará siempre y cuando no se puedan aprovechar las vías ya existentes, especialmente en los viales generales de acceso, ya que se realizan desde cualquier carretera de la red. Los viales interiores son más específicos y dependerán del propio diseño del parque eólico. Hay una serie de aspectos que se debe tener en cuenta a la hora de evaluar y construir los viales de acceso pertinentes. Estos son las dimensiones del camino, el radio de la curvatura y los drenajes de la vía.

Todos los viales de acceso general deben tener una anchura suficiente para que el material pueda ser transportado de manera segura, esta anchura suele ser 5 metros.

En los viales de accesos específicos depende más del tipo de desmontaje, pueden ser de 5-6 metros u 8-10 metros. Una vez finalizada la construcción se reducen a 5-6 metros, al igual que los generales.

Estas medidas mencionadas previamente serán las que se apliquen en todos los tramos rectos y radios de giro superiores a los 60°. Cuando se tenga un giro menor será necesario hacer un estudio más específico, habrá que evaluar en base al radio de giro y realizar los sobre anchos extras, a parte de los generales establecidos.

A continuación, se muestra una tabla en la que se relaciona el radio de giro con el sobreancho necesario.

Radio de giro	Sobre ancho extra
60	4
50	6
40	8
30	10

Tabla 6: Relación entre el radio de giro y el sobre ancho necesario

2.5.1.1 Viales de acceso general

En la vía de acceso general existe un giro de aproximadamente 35° , por tanto, será necesario realizar un reacondicionamiento. Se le dotará de un sobre ancho extra en base a su radio de giro. A los 5 metros necesarios que se exigen por defecto se le añadirán 8 metros, es decir, el reacondicionamiento total que se hará será de 12 metros.

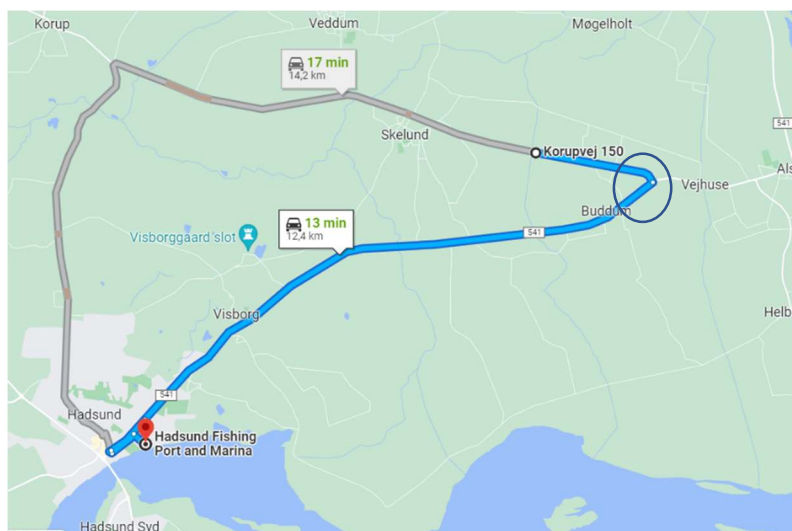


Ilustración 21: Giro a reacondicionar en la vía de acceso general

Además de la anchura habrá que realizar un estudio de la orografía con respecto a la pendiente de dicho giro. Todos los giros deberán de tener una pendiente menor al 10%, en el caso de que no se cumpla habrá que construir estructuras de apoyo. En nuestro emplazamiento no se supera el nivel, se tiene un desnivel de 4,5%, por tanto, no serán necesarias dichas estructuras.

El hecho de que la mayor parte del transporte de material a la zona del emplazamiento sea por vía marítima consigue que el número de reacondicionamientos necesarios sea muy bajo, en este caso uno. Esta es otra de las ventajas de haber seleccionado la turbina de la marca Nordex para este proyecto.

2.5.1.2 Viales de acceso interno

Los viales de acceso internos comunicarán la zona de maquinaria con las turbinas. Estos se construirán cumpliendo con las medidas de radio de curvatura y anchura previamente mencionada. Estos caminos se mantendrán al finalizar la construcción y servirán como

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

vías de acceso para el trabajo de mantenimiento necesario. Además, se realizará otro camino que servirá de vía de acceso desde la carretera general al emplazamiento. Los caminos propuestos son los siguientes:

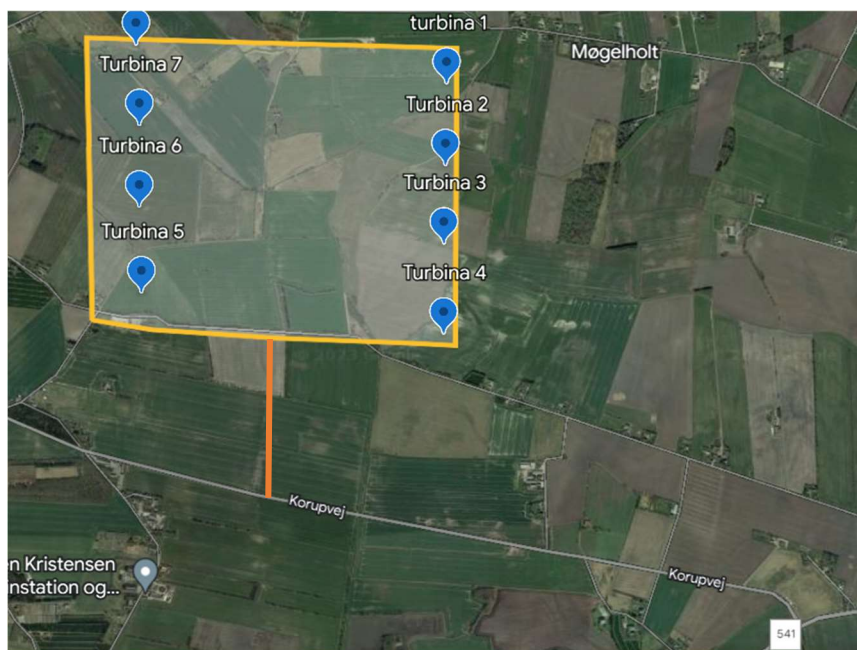


Ilustración 22: Acceso interno al emplazamiento

Este primer camino sirve de acceso al emplazamiento y tendrá una longitud de aproximadamente 670 metros. Cumplirá con todas las dimensiones previamente establecidas.

A continuación, en la siguiente imagen, se marcarán los caminos internos del emplazamiento. Estos, como previamente se ha mencionado, se construirán no solo como vía de acceso para la construcción de las turbinas, sino también como vías de acceso para el mantenimiento de las turbinas.

La longitud del camino vertical al que comunican todos los caminos horizontales será de aproximadamente 1,2 km. La longitud de los caminos horizontales que llevan a las turbinas serán aproximadamente de 560 metros.



Ilustración 23: Vías de acceso interno

2.5.1.3 Sistema de drenaje

En todos los puntos propensos a la acumulación de agua se instalarán obras de drenajes que permitan la evacuación de dicha acumulación. Las obras de drenaje tienen como objetivo controlar y redirigir el exceso de caudal.

Esta diseñado de manera que recoja toda el agua de la lluvia evitando que esta sea absorbida por el suelo y dañe el vial disminuyendo su dureza. Para realizar el drenaje habrá que realizar un estudio geológico de la zona para poder conocer bien la capacidad de filtración.

El sistema consiste en un conjunto de tubos prefabricados de un diámetro aproximado de 0,6 metros y una profundidad de 0,3 metros.

Se tendrá en cuenta la diferencia de alturas para poder evitar el estancamiento del agua y al mismo tiempo evitar un exceso de aceleración del de alturas para poder evitar el estancamiento del agua y al mismo tiempo evitar un exceso de aceleración del agua por la gravedad, ya que esto fomentaría la erosión de los conductos. La pendiente establecida será de 3%.

El recubrimiento de dichos tubos consistirá en una base de 10 cm de hormigón y un espesor lateral y superior de 5 cm.

Toda la tierra vegetal que sea necesaria retirar para la construcción de todos los viales será almacenada durante el periodo de construcción. Siempre que sea posible se

reutilizará en zanjas o taludes. La regeneración de la cubierta vegetal se realizará con este tipo de tierra almacenada, que proviene de excavaciones previas.



Ilustración 24: Drenaje de un parque eólico

2.5.2 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Las plataformas de montaje son unas estructuras temporales que se utilizan para la construcción de las turbinas. Son estructuras temporales que se utilizan para transportar y levantar los componentes de la turbina, es decir, las aspas, el generador, el rotor y la torre. La grúa de montaje se asentará sobre esta plataforma, por tanto, estas estructuras tienen que diseñarse para poder soportar el peso de la maquinaria, elementos de la turbina y las fuerzas del viento.

Por cada turbina se instalará una plataforma de montaje, esta se ajustará a las necesidades específicas proporcionadas por el fabricante de las turbinas. Al ser plataformas temporales, que más tarde se retirarán, se diseñan mediante un desbroce de tierra vegetal a la que se le suma una compactación del terreno natural. Con esto último se consigue un asiento firme para las grúas y transportes. Para garantizar la estabilidad del suelo se construirá la cimentación de la plataforma, esta proporciona una base sólida. Suelen estar compuestas por hormigón o cal. Una vez construida la estructura se realizarán pruebas para asegurarse que la plataforma cumple con los estándares de seguridad.

Este es el proceso que se realizará para las plataformas que no necesiten movimientos de tierras ni excavaciones para su construcción. Cuando se finaliza el proceso de construcción de la turbina, se desmontan las plataformas y se libera el terreno.

En el caso de que sea necesario realizar algún tipo de excavación siempre se intentará que sea mínima y que el terreno extraído se reutilice posteriormente a la hora de retirar la plataforma. Sigue el mismo proceso de reutilización de tierras que en la construcción de viales de acceso, el objetivo es reducir el impacto medioambiental al mínimo.

La superficie de la plataforma se diseña con una mínima pendiente, alrededor del 0,5-1% para facilitar el drenaje del agua.

Las plataformas que se utilizarán para la construcción del aerogenerador son cuadradas y están dimensionadas en función de dicho aerogenerador a instalar. Las dimensiones de las plataformas son de 50 x 50 metros.

Además, se construirá otra plataforma, esta se encontrará paralela a la vía de acceso será rectangular y servirá como almacén de piezas. Esta última plataforma contará con unas dimensiones de 45 x 40 metros.

Por último, habrá que tener en cuenta el espacio necesario para la construcción del rotor. El rotor es de grandes dimensiones y se realiza el montaje en el emplazamiento ya que el transporte de este sería muy complicado. Para el montaje hará falta una explanada de dimensiones alrededor de 100 x 120 metros, durante la construcción se estudiará si dicho espacio necesita refuerzos de suelos como los que tienen las plataformas.

Parte del material se almacenará al lado de las grúas, por tanto, habrá que liberar un espacio de diversas hileras de 5 metros de ancho.



Ilustración 25: Plataforma de montaje

2.5.3 ZANJAS

Todo el cableado de la instalación eléctrica del parque eólico, por motivos de seguridad, se realizará de forma subterránea. Las zanjas discurrirán paralelas a los caminos del parque por un lateral. La distancia a la que se encuentra el eje variará en base a si es el terreno va en terraplén o desmonte. Si es en terraplén la zanja se realizará en la base de este. Si el terreno va en desmonte habrá que evaluar si se pueden colocar en lo alto del monte, en el caso de que no sea posible se colocarían en la cuneta, la base.

Será necesario reforzar los cables de manera que se reduzca el deterioro de estos.

Las razones por las que se realiza un cableado subterráneo son las siguientes:

- Estética del paisaje: Los cables aéreos son visibles a mucha distancia y generalmente suelen impactar de manera negativa en el paisaje, especialmente en

zonas en las que existe turismo rural. El hecho de que la instalación eléctrica no perjudique visualmente mejora la percepción de la población respecto a los parques eólicos.

- Impacto medioambiental de la vida silvestre: Los cables aéreos pueden perjudicar a la vida silvestre de la zona, en especial a las aves. Los cables subterráneos evitan este posible riesgo.
- Seguridad: Los cables subterráneos están mucho más protegidos frente a las adversidades de la naturaleza que los aéreos. Estos últimos se encuentran expuestos a condiciones climáticas adversas que pueden poner en peligro el funcionamiento eléctrico del parque. Al construir los cables bajo tierra se reduce la posibilidad de que un fenómeno natural externo provoque una interrupción en la producción de energía o un problema de seguridad. Al estar protegidos se aumenta la vida útil de los cables, esto reduce el coste de mantenimiento y reparaciones a largo plazo.

La profundidad mínima de la zanja es de 1,5 metros y su anchura puede variar entre 0,60 y 0,90 metros. La anchura depende de las dimensiones de los cables de alimentación, más adelante se realizará el estudio de la instalación eléctrica, ahí se determinará la anchura final. El proceso de construcción también puede afectar a la anchura, es decir, el número de ternas que se usen durante la excavación. La relación es la siguiente:

Número de ternas	Anchura (m)
1	0,60
2	0,60
3	0,90

Tabla 7: Anchura de las zanjas en base al número de ternas (Chacel, 2022)

En el caso de que el terreno por el que discurra la zanja tenga fines agrícolas, se deberá realizar un recubrimiento de al menos 0,110 metros, de esta manera los arados utilizados en el proceso de cultivación no dañaran las zanjas.

En el interior de las zanjas se situarán los cables de fibra óptica y los de media tensión. Estos cables se sitúan en el fondo de la zanja sobre un lecho de arena de 10 centímetros de espesor, encima de ellos se situará otra capa de arena de al menos 20 centímetros de altura. A continuación, se colocará de forma transversal una protección mecánica, estará formada por láminas de losas o ladrillos, después de realizar la protección mecánica se añadirá otra capa de 5 centímetros de tierra excavada sobre la que se colocará el cableado

de fibra óptica. Por último, se recubre el restante de la zanja con tierra extraída previamente.

Las zanjas en los cruces están más expuestas a posibles daños, por tanto, deberán de ser reforzadas. El refuerzo consistirá en entubar el cableado con tubos de material sintético, a magnético y hormigonados. El diámetro de los tubos será de 160 o 200 milímetros. Los cables entubados se protegerán con una capa de hormigón de HM-20.

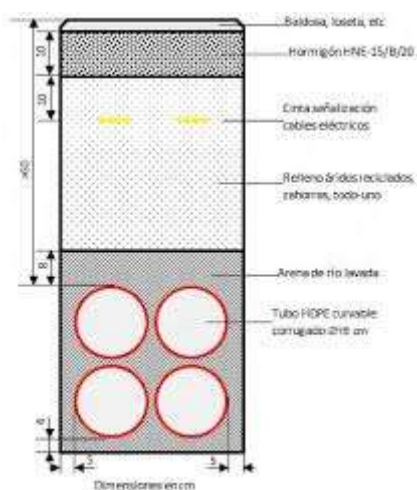


Ilustración 26: Esquema de las capas de una zanja

2.5.4 CIMENTACIONES

Las cimentaciones son parte de la estructura del aerogenerador. Su función es la de proporcionar una base sólida y estable que sostenga la torre y estructura de la turbina eólica. Esta parte debe soportar el peso completo del aerogenerador y a la vez resistir las cargas que produzca el viento. La cimentación transferirá las cargas de la torre y turbina al suelo. Existen diferentes tipos de cimentaciones, a continuación, se realizará un pequeño estudio sobre los distintos tipos y se seleccionará el más adecuado para el proyecto. Los factores que afectan a la decisión son las condiciones del suelo, el tamaño del aerogenerador, condiciones específicas del proyecto.

Dentro de las condiciones del suelo uno de los factores más determinantes es la dureza del suelo, lo más beneficioso es que sea de una dureza alta. En el caso de que el suelo no sea lo suficientemente firme se debe endurecer con diversos procesos:

- **Instalación de pilotes:** Es un tipo de cimentación en la que, en vez de transferir la carga a una zapata, que transmite los esfuerzos directamente al suelo, como se hace en la cimentación superficial convencional, se introducen unos pilotes que transmiten las cargas a capas de suelo más resistentes. Los pilotes son elementos verticales alargados que se introducen hasta una profundidad determinada.

- Precarga, compactación o vibración:
Se realizan procesos de precarga en las que el objetivo es que el suelo vibre, de manera que se reorganicen las partículas que conforman el suelo previniendo la formación de futuros asentos.
- Infiltraciones al terreno con lechada de cemento:
Muchos suelos pueden ser más inestables debido a su permeabilidad. La constante absorción de agua u otros elementos reduce la firmeza del suelo. En este proceso se inyectan lechadas de cemento que rellenan posibles huecos internos y modifican la permeabilidad del terreno incrementando su resistencia y estabilidad.

Generalmente la cimentación utilizada suele ser superficial o superficial con pilotes, ambas de gran área en contacto con el terreno, la variedad entre los diferentes tipos reside en la geometría de planta empleada. Se utilizan bases poligonales, circular e incluso, en algún caso muy aislado, cruciforme. Habitualmente se trabaja con la circular y poligonal. La ventaja principal con este tipo de cimentaciones es que al abarcar mucha superficie pueden distribuir las cargas a lo largo de toda la zafata, evitando así posibles desplazamientos. Previo a la instalación se deberá hacer un estudio de las cargas que sufrirá el aerogenerador en la base, ya sean debidas a su propio peso u a los vientos de la zona. La cimentación seleccionada debe ser capaz de soportar esas cargas con suficiencia.

Las tipologías de cimentaciones son la cimentación anular, la de contrafuertes y la de jabalcones. A continuación, se estudiarán los distintos tipos de y se seleccionará la más adecuada para el proyecto. (*TFM_HUGO_GONZÁLEZ_LÁZARE.pdf*, s. f.)

2.5.4.1 Cimentación anular:

Esta cimentación es también conocida como cimentación en anillo y se suele utilizar en estructuras que requieren una base amplia que distribuya las cargas de manera uniforme por el suelo. Su forma, como su nombre indica, es circular. El diseño se basa en que debido a que la parte central de la cimentación no colabora a la hora de resistir los esfuerzos, se elimina esa zona, resultando en una geometría de anillo, y en consecuencia abaratando los costes.

Durante el proceso de construcción primero se realiza una excavación en forma de anillo de la profundidad establecida, donde se ubicará la cimentación. Se debe asegurar que la base esté nivelada y compactada, para que eso se cumpla se suelen utilizar capas de gravas.

Se realiza el encofrado en forma de anillo de materiales adecuados que contengan el material de relleno que se utilizará durante la cimentación. A continuación, se

instalarán las barras de refuerzo en el interior del encofrado de manera que aporten una resistencia adicional.

Por último, se vierte el material de relleno dentro del encofrado, este material suele ser concreto o grava. Se compacta el material y se deja curar y fraguar durante los tiempos recomendados.



Ilustración 27: Cimentación anular

2.5.4.2 Cimentación de contrafuertes

El objetivo principal de este tipo de cimentaciones es de proporcionar estabilidad y resistencia a los esfuerzos y cargas laterales generadas por el peso y fuerzas externas aplicadas sobre la estructura. Este sistema elimina mucho peso de hormigón que es sustituido por un relleno del terreno de excavación. Una de las ventajas de usar esta cimentación es que se reduce el tiempo de obra, por el contrario, es necesario realizar más movimientos de tierra.

La cimentación está formada por dos losas de hormigón armado dispuestas en distintos niveles. Se separarán mediante paneles prefabricados y estos son también los responsables de soportar la losa superior. La losa inferior se sitúa en el fondo de la excavación mientras que la superior en la superficie y sirve de apoyo a la torre.

El relleno procedente del propio material de la excavación se utiliza como encofrado, y se vierte entre las dos losas y los paneles. El uso de este relleno aumenta el peso en la parte inferior del molino que favorece a la estabilidad de la estructura. La zafata que se utiliza es prefabricada y suele ser o poligonal o circular.

Se suelen usar 8 muros de contrafuertes debido a la simetría resultante alrededor del eje. Estos favorecen la transmisión de cargas al suelo y permiten una mayor estabilidad frente al vuelco.

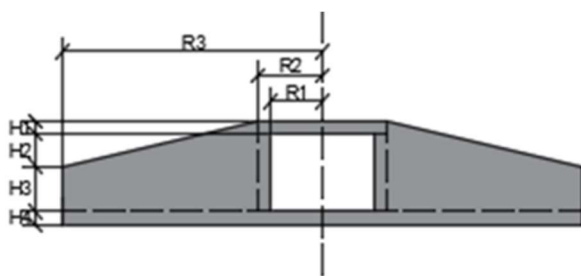


Ilustración 28: Sección cimentación contrafuertes

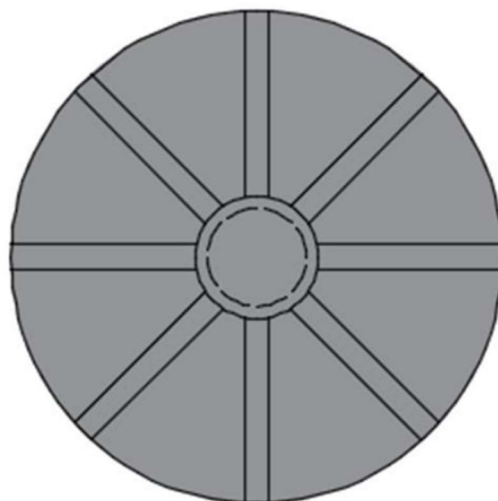


Ilustración 29: Planta cimentación contrafuertes

2.5.4.3 Cimentación de Jabalcones

Esta cimentación está formada por un fuste central, una losa y los medios de soporte laterales conocidos como jabalcones. El fuste central se encuentra bajo la torre del aerogenerador y suele estar o total o parcialmente enterrado. La composición del fuste depende de las especificaciones del proyecto, puede ser macizo o relleno. Cuando es macizo es de hormigón “in-situ”, en cambio, cuando es hueco está compuesto por anillos prefabricados o de hormigón “in-situ”.

La losa se encuentra en la base de la excavación, sobre ella se apoya el fuste y por tanto siempre se encuentra completamente enterrada. Los jabalcones son los medios de soporte lateral que unen la losa con el fuste central.

La disposición de los soportes es tal que, entre el eje central, la placa inferior y cada soporte, se define un área hueca, preferiblemente triangular. Toda esta parte se rellenará con material de excavación del terreno, de forma similar a la cimentación de contrafuertes, que permitirá aumentar el peso de la estructura en la base. Esto favorecerá la estabilidad y evitará el vuelco.

La diferencia principal entre los contrafuertes y los jabalcones es que los soportes de apoyo en contrafuertes son muros mientras que en los jabalcones son columnas. En los

jabalcones se utiliza menos material para la construcción de dichos soportes, pero a la vez aportan menos estabilidad.



Ilustración 30. Cimentación Jabalcones

2.5.4.4 Selección cimentación:

La selección de la cimentación se basa en diversos criterios técnicos y geotécnicos. La cimentación seleccionada debe satisfacer las necesidades del proyecto y ser económica.

Lo primero que se debe de tener en cuenta son las cargas que sufrirá el aerogenerador, verticales y horizontales. Las verticales se deben al peso de la estructura completa del aerogenerador mientras que las horizontales suelen ser causadas por las fuerzas externas, generalmente fuertes vientos. La cimentación seleccionada debe soportar esas cargas. Entre las opciones que tenemos las cimentaciones de contrafuerte y jabalcones son las más estables. Gracias a sus soportes laterales cuentan con una alta resistencia a cargas horizontales y debido al relleno utilizado el peso en la zona inferior aumenta y cuentan con una buena resistencia al vuelco. La cimentación anular también puede soportar las cargas exigidas, pero es probable que para conseguirlo sea de una superficie mayor que los otros.

Una vez se evalúan las opciones que cumplen con los requisitos del proyecto, se debe tener en cuenta la viabilidad económica. Esta se divide en el coste material y coste por mano de obra.

Como se ha mencionado previamente la cimentación anular será de mayor superficie que la de jabalcones o contrafuertes, esto implicará un mayor uso de material y aumentará el coste por material. Además, el encofrado de dicha cimentación se realiza de forma manual lo que conlleva un coste por mano de obra elevado, ya que no son elementos prefabricados. Por todas estas razones dicha cimentación queda descartada.

En las cimentaciones de jabalcones y contrafuertes se utilizan elementos prefabricados por tanto el coste de mano de obra será parecido. La diferencia principal es la geometría

de los soportes laterales, como previamente se ha mencionado. Al usar los Jabalcones soportes laterales en forma de columna, y no muro como los contrafuertes, estos requieren menos hormigón u acero. A continuación, se muestra la diferencia en los soportes laterales.



Ilustración 32: Cimentación de contrafuertes



Ilustración 31: Cimentación de Jabalcones

Por tanto, la cimentación seleccionada para el proyecto será la cimentación de jabalcones. Esta es capaz de soportar las cargas verticales y horizontales provocadas por el aerogenerador y es al mismo tiempo la más económica.

2.5.5 CENTRO DE CONTROL

El centro de control es la instalación donde se supervisa y controla todo el funcionamiento del parque, es conocido también como el centro de operaciones de mantenimiento. Alberga los lugares de mando para control, mantenimiento, almacén y diversos servicios administrativos. Esta instalación es la responsable de recopilar los datos en tiempo real de cada turbina sobre la producción de energía, rendimiento, velocidad y dirección del viento. Estos datos permiten conocer el funcionamiento del aerogenerador y poder detectar cualquier anomalía o problema en el rendimiento de las turbinas a tiempo.

En el centro de control no solo se supervisa el funcionamiento, sino que también se puede controlar y ajustar las turbinas eólicas de forma remota. Se cambia la orientación de las palas en el caso de que sea necesario para optimizar la producción, se pueden encender o apagar, y realizar ajustes en los parámetros operativos con el objetivo de maximizar la eficiencia del parque.

En el caso de que hubiera una vería esta sería notificada al centro de control, ahí se coordinaría la reparación necesaria. Todas las labores de mantenimiento son gestionadas por esta instalación.

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

Además de realizar todas las operaciones previamente mencionadas cuenta con espacios de trabajo para los operadores y espacios de almacenamientos



Ilustración 34: Sala de control de un parque eólico

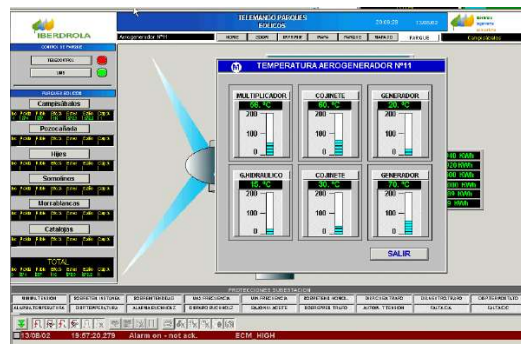


Ilustración 33: Control remoto parques eólicos

2.5.6 PARQUE DE MAQUINARIA

El parque de maquinaria es la zona donde se depositan todos los equipos y maquinaria utilizados durante la construcción del parque eólico. El parque se encuentra en la entrada del parque y consiste en una explanada amplia y llana. Se precisa la preparación del terreno, es decir, excavación de las dimensiones 120x120, limpieza de la vegetación y compactación de la tierra. El objetivo de esta zona es de almacenamiento y limpieza del comienzo de la obra civil, una vez se finalice la construcción del parque se recuperará el terreno. Se desmantelará toda la maquinaria que no pertenezca de forma permanente en el parque y se recuperará el terreno a través de una replantación.



Ilustración 35: Parque de maquinaria

2.6 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

La infraestructura del parque eólico es una parte esencial en el diseño del parque. Incluye todas las instalaciones físicas necesarias para la generación y transporte de la energía. La generación se realiza en las turbinas, como ya se ha comentado previamente, a continuación, veremos cómo se realizará el transporte. El diseño es de vital importancia ya que en el proceso de transporte es donde más pérdidas puede llegar a haber.

La energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades, por tanto, la mayoría de la energía generada debe de distribuirse a puntos de consumo. Para ello hace falta una red de transporte. En este proyecto se usará la red danesa como red de transporte que lleve energía a los puntos de consumo, pero para poder conectarse a la red general hace falta regularla a la tensión de red.

Este proceso se realiza en la subestación del parque.

El proceso general será el siguiente; La energía se genera en las turbinas. A través de una instalación eléctrica de baja tensión, interna en cada aerogenerador, se transportara la energía generada hasta unos transformadores que se encuentran fuera de la torre. Desde ahí la energía será transportada mediante una red subterránea de media tensión a la subestación del parque.

En la subestación colectora se transformarán los niveles de tensión en los necesarios para un correcto vertido en la red de la compañía distribuidora de la zona. Por último, se realizará la evacuación en Alta tensión para minimizar el número de pérdidas.

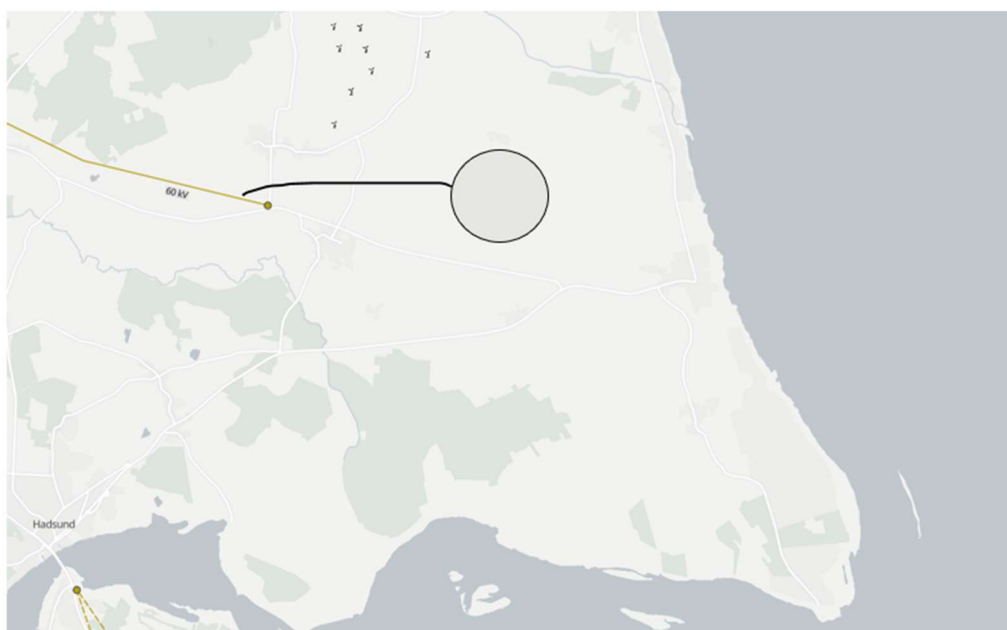


Ilustración 36: Conexión con la red distribuidora

2.6.1 Sistema eléctrico de Baja Tensión

El generador posee una tensión nominal de 660V que al pasar por el convertidor se transforma de corriente continua a corriente alterna (AC), por tanto, la energía eléctrica es producida a baja tensión, por eso se lleva a un transformador para que se eleve la tensión entre 20-66 KV y pueda ser transportada por el parque hasta la subestación. Esto es necesario realizarlo ya que a muy baja tensión suele haber muchas pérdidas debidas a los disparos de corrientes.

La instalación eléctrica de Baja Tensión (BT) puede ser interna o externa a los aerogeneradores. En este caso será interna. Transporta la energía por el interior de la torre hasta el transformador que se encuentra en la base. Por esta razón casi toda la infraestructura de baja tensión es proporcionada por el fabricante de turbinas, en este caso Nordex.

El transformador eleva la tensión de 660 V a 30KV.

Los principales componentes en la primera fase de la generación, cuando se opera a Baja Tensión, son los siguientes:

- Generador síncrono: Uno de los más utilizados en los nuevos aerogeneradores es el de imanes permanentes (PMSG).
- Convertidor de potencia: Convierte la corriente continua (DC) que proviene del rectificador, en corriente alterna (AC) en el nivel estipulado para su distribución interna, en este caso, 660V. Si se trabaja con un aerogenerador de velocidad variable puede ser un convertidor de frecuencia variable.
- Cableado y conductores: Elementos que sirven para llevar la electricidad desde el generador hasta los distintos puntos.
- Transformador de BT/MT: Responsable de aumentar la tensión de 660 V a 30KV para su transporte hasta la subestación reduciendo pérdidas.
- Sistemas de protección y control: Sistemas de monitorización y control del circuito, interruptores y dispositivos de desconexión rápida para garantizar la seguridad de la generación. Además de los paneles de control y sistemas de distribución como los interruptores fusibles, y dispositivos de control.

Al igual que el cableado interno y la turbina del aerogenerador, las características del transformador son específicas del fabricante.

2.6.2 Sistema eléctrico de Media Tensión

Es el responsable del transporte de la energía desde los aerogeneradores a la subestación. Todas las comunicaciones se realizan mediante un cableado que se introducirá en las zanjas como previamente se ha mencionado. Formará una red subterránea de Media Tensión (MT).

Dicha red conecta entre sí los aerogeneradores y la subestación, por tanto, el trazado del cableado se basa en la disposición del parque. Para simplificar el trazado se implementa que el cableado transcurra por el interior de las zanjas que se encuentran paralelas a los caminos de acceso de los molinos.

Como se explicó previamente en la sección de obra civil, el cableado se encontrará a una profundidad aproximada de un metro. Esta distancia permite que no esté lo suficientemente cerca de la superficie para que disipe calor a la atmósfera, ni lo suficientemente profundo que la humedad sea perjudicial.

Por razones de seguridad y medioambientales es un cableado de Media Tensión, este permite transportar la energía a un voltaje superior al generado, reduciendo pérdidas, pero no al voltaje de conexión ya que es más alto y podría ser peligroso.

Es necesario realizar un estudio de la carga que sufrirán los cables para hacer un correcto dimensionamiento y seleccionar que cableado se debe usar. Además, habrá que tener en cuenta el coste.

A mayor sección de cable, más aumenta el precio, por tanto, se realizará un estudio para encontrar el equilibrio adecuado para que el proyecto sea viable.

Para seleccionar correctamente el conductor, se debe realizar un estudio de los siguientes parámetros:

- 1- Aislamiento y resistencia dieléctrica
- 2- Intensidad máxima admisible
 - 2.1 Factores de corrección
- 3- Intensidad capacitiva máxima admisible
- 4- Pérdida de potencia
- 5- Caída de voltaje

2.6.2.1 Aislamiento y resistencia dieléctrica

El modelo seleccionado es el AL Voltalene H Compact AL RH5Z1-OL de la marca Prysmian. Cumple con la norma de diseño de la UNE-HD 620-10E. Su designación genérica es AL RHZ1-OL. La tensión asignada es de 18/30 KV, dentro de las condiciones de funcionamiento del proyecto.

La construcción de dicho cable es la siguiente:

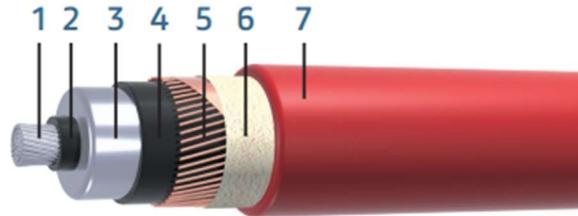


Ilustración 37: Elementos del cable seleccionado (Prysmian.es)

1. Conductor: Está compuesto por hilos de cobre, con una flexibilidad de clase 2, según UNE-EN 60228 y es capaz de trabajar a una temperatura máxima de 90°C de manera permanente y 250°C en el caso de cortocircuito.
2. Capa semiconductora interna: Es una capa extrusionada de cobre, el material conductor.
3. Aislamiento: El material utilizado es polietileno reticulado conocido como XLPE
4. Capa semiconductora externa: Capa extrusionada del material conductor, es decir, cobre y es separable en frío. Esto facilita la instalación en terminales, empalmes o conectores separables.
5. Pantalla metálica: Formada por unos hilos de cobre en forma de hélice con cinta de cobre. Su sección total es de 16 mm².
6. Protección contra el agua: Es una obturación longitudinal (OL) con cinta hinchante
7. Cubierta exterior: El material de la cubierta es poliolefina, DMZ1 Vermex.

Todos los datos obtenidos del conductor se han adquirido de la ficha técnica.

La características dimensionales e intensidades máximas vienen definidas por el fabricante, existen varias opciones. Más adelante se realizarán los cálculos necesarios para poder seleccionar que tamaño se usará.

Sección Conductor / Pantalla Cu (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)	
								Conductor	Pantalla
18/30 kV									
1X95 (Al)/16*	28,2	37,1	1325	557	255	205	190	8,93	2,97
1X150 (Al)/16*	30,9	40,2	1585	603	335	260	245	14,1	2,97
1X240 (Al)/16*	35,0	44,3	1990	665	455	345	320	22,6	2,97
1X400 (Al)/16*	40,0	49,6	2575	744	610	445	415	37,6	2,97
1X500 (Al)/16	43,5	53,1	3050	797	715	505	480	47,0	2,97
1X630 (Al)/16	48,0	57,6	3600	864	830	575	545	59,2	2,97
1X800 (Al)/16**	51	60,1	4150	902	955	640	625	75,2	2,99
1X1000 (Al)/16**	55	64,5	4895	968	1085	710	695	94	2,99
1X500 (Cu)/16	44,2	53,7	6305	806	930	635	605	71,5	2,97
1X630 (Cu)/16	47,6	57,2	7720	858	1095	715	675	90,1	2,97

Ilustración 38: Características dimensionales e intensidades máxima

2.6.2.2 Intensidad máxima admisible

El cableado seleccionado debe de ser capaz de soportar la intensidad que circule a través del sistema de media tensión. La intensidad máxima de corriente que se puede esperar depende de la generación del parque. Es esencial que se dimensione correctamente para evitar sobrecalentamientos, fallas y, en consecuencia, pérdidas.

Para el cálculo de dicha intensidad se utilizará la siguiente expresión.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi}$$

P = La potencia total generada. Este dato se obtiene a partir de la capacidad nominal de las turbinas y el número de turbinas en el parque

U = Tensión. Esta es la de la salida del transformador porque es la que sufrirán los cables de Media Tensión.

φ = Ángulo de fase en radianes.

La potencia nominal de cada turbina es de 5 MW con una capacidad de generación de 5.7 MW. El cableado discurre paralelo a los caminos de acceso, dentro de las zanjas, por tanto, la intensidad máxima en cada tramo varía.

La subestación se ubicará en el centro del parque de manera que el flujo de energía se dividirá en dos. El circuito superior y el circuito inferior.

Como se observa en la siguiente hay dos tipos de conexiones, una que recibe la energía creada por cada turbina y la transporta a la subestación. Este cableado también es conocido como cable recolector, ya que va acumulando toda la energía de las diversas

turbinas. En la zona superior a la subestación se acumulará la energía producida por las 4 turbinas que se encuentran más al norte y en la parte inferior las otras cuatro.

Ese cable irá recibiendo poco a poco más intensidad según se va acercando a la subestación, por tanto, se va a estudiar la intensidad máxima en cada tramo para elegir con mayor precisión el espesor.

El cableado que comunica la energía generada por cada turbina individual con el recolector se evaluará por separado. Ese es igual para cada conexión de cada turbina.

Durante el estudio de la intensidad, potencia, caída de voltaje... se utilizará un código de colores.

El cableado que conecta la generación particular de cada turbina con el cableado recolector se asociará al color naranja. El cableado que conecta con la subestación y se divide en dos circuitos y 4 tramos cada circuito se asociará de la siguiente manera. El circuito superior se identificará con el color amarillo y el inferior con el azul.



Ilustración 39: Disposición del cableado y subestación

Primero se dimensionará el cableado recolector que comunica con la subestación, en este se acumulará la energía y será el cableado que mayor intensidad soportará.

Se diferencian 2 circuitos, el superior se encuentra marcado en la imagen de color amarillo y el inferior de color azul.

En el cableado recolector se pueden definir los 4 tramos que en la imagen superior se encuentran marcados.

Tramo 1: Recoge la energía creada por la turbina 8

Tramo 2: Recoge la energía creada por la turbina 8 y por la turbina 1

Tramo 3: Recoge la energía creada por la turbina 8, 1 y 7

Tramo 4: Recoge la energía creada por la turbina 8, 1, 7 y 2

Tramo 5: Recoge la energía creada por la turbina 4

Tramo 6: Recoge la energía creada por la turbina 4 y por la turbina 5

Tramo 7: Recoge la energía creada por la turbina 4, 5 y 3

Tramo 8: Recoge la energía creada por la turbina 4, 5, 3 y 6

	Tramos	Distancia (m)
Circuito Superior	Tramo 1	169.22
	Tramo 2	179.08
	Tramo 3	163.4
	Tramo 4	97.59
Circuito inferior	Tramo 5	154.29
	Tramo 6	215.17
	Tramo 7	139.41
	Tramo 8	105.15

Tabla 8: Distancia entre las conexiones de la turbina al cableado general

La intensidad que pasa por cada tramo varía. Esta va en aumento ya que va acumulando la energía producida por las diversas turbinas, por tanto, el espesor del cableado se dimensionará en base a la energía que reciba en cada momento. La intensidad máxima será aquella que reciba más potencia, por tanto, ocurrirá en el tramo 4 y 8

La intensidad se calcula con la ley de ohm previamente mencionada.

Se considera el factor de potencia 1 debido a las baterías de los condensadores. Más adelante se comprueba

La potencia que se utilizará será la que circula en cada momento por el cableado y la tensión será la resultante a la salida del transformador, es decir, 30 KV. Los datos obtenidos en cada tramo son los siguientes:

		Potencia (MW)	Intensidad (A)
Circuito Superior	Tramo 1	5.7	109.69
	Tramo 2	11.4	219.39
	Tramo 3	17.1	329.09
	Tramo 4	22.8	438.78
Circuito inferior	Tramo 5	5.7	109.69
	Tramo 6	11.4	219.39
	Tramo 7	17.1	329.09
	Tramo 8	22.8	438.78

Tabla 9: Potencia e intensidad nominal por tramo

La distancia de cableado que habrá desde las turbinas hasta el cableado general que comunica con la subestación es aproximadamente de 600 metros. En todas las turbinas es igual por tanto se realizará solamente el estudio de una de las conexiones que servirá como referencia de las otras.

	Distancia (m)
Tramo turbina	600

Tabla 10: Distancia cableado de la turbina al cableado general

	Potencia (MW)	Intensidad (A)
Tramo Turbina	5.7	109.69

Tabla 11: Potencia e intensidad nominal del tramo turbina

La intensidad máxima que circulará por el sistema de Media Tensión será de 438.78 Amperios.

El espesor del cable debe tener la sección necesaria que permita el transporte de dicha intensidad sin causar calentamientos excesivos. Esta sección hacer referencia al diámetro del cable, generalmente de cobre, sin tener en cuenta el recubrimiento.

2.6.2.2.1 Factores de corrección

Al realizar el cálculo de sección de un conductor en base a la intensidad máxima admisible, debemos tener en cuenta diferentes aspectos del entorno en el que se encuentra el cable, que pueden afectar a su correcto funcionamiento.

Estos se conocen bajo el nombre factores de corrección y se deben aplicar para poder realizar un dimensionamiento adecuado. Los factores de corrección a considerar son:

- Factor de corrección por temperatura:

Si la temperatura ambiental es distinta a 40°C se debe aplicar dicho factor de corrección.

Tipo de aislamiento	Temperatura (°C)									
	10	15	25	30	35	40	45	50	55	60
PVC	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
XLPE	1,26	1,23	1,19	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Ilustración 40: Coeficientes de corrección por temperaturas de ambiente distintas a 40°C (5ca739543ae92_Coeficientes.pdf, s. f.)

La temperatura media del emplazamiento es de 16°C, por tanto, el factor de corrección será de 1,23 ya que el aislante seleccionado es XLPE.

La tabla que determina dicho factor de corrección está dimensionada para cables al aire libre, por tanto, luego se realizará otro factor de corrección para cableado enterrado.

- Factor de corrección por resistividad del terreno:

Este factor se aplica en cables enterrados y depende del tipo de terreno en el que se encuentran.

tipo de Terreno	Tierra muy Húmeda	Tierra Húmeda	Tierra normal Seca	Tierra muy Seca	70% Tierra 30% Arena	70% Arena 30% Tierra	Arena Muy Seca
Resistividad térmica (° K*m/W)	0,5	0,8	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Factor de corrección, cables dentro de caños o conductos enterrados	1,08	1,02	1,00	0,93	0,89	0,85	0,81
Factor de Corrección, cables directamente enterrados	1,25	1,08	1,00	0,85	0,75	0,67	0,60

Ilustración 41: Coeficientes de corrección por resistividad del terreno (5ca739543ae92_Coeficientes.pdf, s. f.)

El emplazamiento en el que se realiza el proyecto es considerado húmedo debido a las precipitaciones anuales, terreno de la zona y clima. Su resistividad térmica es de 0,8 K.m/W. Los cables se encuentran dentro de caños o conductos enterrados.

El factor de corrección es 1,02.

- Factor de corrección por agrupación de cables:

Existirá un factor de corrección por agrupación de cables en función del número de cables que se quieran agrupar. El número de cables agrupados será de 3. Contarán con una separación de 0,125 metros entre ellos.

Nº de circuitos	Separación entre bordes internos				
	En contacto	1 Diámetro	0,125 metros	0,25 metros	0,50 metros
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

Ilustración 42: Coeficientes de corrección para agrupamientos enterrados (5ca739543ae92_Coeficientes.pdf, s. f.)

El factor de corrección será de 0,75.

- Factor de corrección por profundidad

La profundidad es un elemento que afecta al comportamiento del cable y por tanto cuenta con su propio factor de corrección. La profundidad del cableado será la misma que la de la zanja, es decir, 1,50 metros.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09
0,60	1,04	1,07
0,80	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94
2,00	0,95	0,93
2,50	0,93	0,91
3,00	0,92	0,89

Ilustración 43: Factor de corrección por profundidad (Prysmianclub.es)

El factor de corrección seleccionado es 0,97

Una vez calculados todos los factores de corrección se puede calcular la intensidad nominal corregida.

A continuación, se muestra una tabla resumen de todos los factores de corrección que se deben aplicar en la intensidad.

Factores de corrección	Valores
Corrección por temperatura	1.23
Corrección por resistividad del terreno	1.02
Corrección por agrupación de cables	0.75
Corrección por profundidad	0.97

Tabla 12: Resumen de factores de corrección

La intensidad corregida se calcula de la siguiente manera:

$$I_{\text{corregida}} = I_{\text{nominal}} * 1,23 * 1,02 * 0,75 * 0,97 = I_{\text{nominal}} * 0,913$$

A continuación, se muestra una tabla con todas las intensidades corregidas.

		Potencia (MW)	Intensidad (A)	Intensidad corregida (A)
Circuito superior	Tramo 1	5.7	109.69	100.147
	Tramo 2	11.4	219.39	200.15
	Tramo 3	17.1	329.09	300.46
	Tramo 4	22.8	438.78	400.6
Circuito inferior	Tramo 5	5.7	109.69	100.147
	Tramo 6	11.4	219.39	200.15
	Tramo 7	17.1	329.09	300.46
	Tramo 8	22.8	438.78	400.6

Tabla 13: Potencia e intensidad nominal por tramo corregida

	Potencia (MW)	Intensidad (A)	Intensidad corregida (A)
Tramo Turbina	5.7	109.69	100.147

Tabla 14: Potencia e intensidad nominal del tramo turbina

En base a la ficha técnica del conductor proporcionada por el fabricante se selecciona el espesor de cada tramo.

	Tramos	Sección (mm ²)
Circuito Superior	Tramo turbina	95
	Tramo 1	95
	Tramo 2	95
	Tramo 3	150
	Tramo 4	240
Circuito inferior	Tramo 5	95
	Tramo 6	95
	Tramo 7	150
	Tramo 8	240

Tabla 15: Sección del cableado en cada tramo

2.6.2.3 Cálculo de la corriente capacitiva

Para que el dimensionamiento del conductor sea correcto se debe tener en cuenta la energía reactiva. El valor de esta no puede ser muy elevado ya que perjudicaría el transporte de la energía. La presencia de excesiva corriente capacitiva lleva a pérdidas de energía, sobrecalentamiento de los conductores y problemas de estabilidad eléctrica. El objetivo es que la corriente capacitiva esté por debajo del 30% de la corriente total.

Una vez se haya calculado la intensidad reactiva que circula por el sistema se podrá conocer el valor de la intensidad total, esto será necesario para poder calcular correctamente las pérdidas y la caída de tensión.

La fórmula con la que se calculará la intensidad capacitiva del sistema es la siguiente:

$$I_c = \frac{V}{\sqrt{3} * X_c * L}$$

V = Voltaje del sistema (V)

X_c = Reactancia del conductor (Ω/Km). Esta se calcula de utilizando la siguiente fórmula:

$$[X_c = \frac{1}{2 * \pi * f * C}]$$

L = Longitud del conductor (m)

La ecuación previamente mostrada proviene de la Ley de Ohm, se le añade la longitud para cumplir con las unidades requeridas. En la ficha técnica del conductor la capacitancia viene dada en μF /Km, para poder obtener la intensidad en Amperios se debe introducir en Ohmios, es por eso por lo que se multiplica por la longitud.

Sección Conductor / Pantalla Cu (mm²)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)	Resistencia homopolar R _o (Ω/km)	Reactancia inductiva homopolar X _o (Ω/km)	Capacidad homopolar C _o (μF/km)
18/30 kV							
1X95 (Al)/16*	0,320	0,403	0,134	0,166	1,149	0,528	0,166
1X150 (Al)/16*	0,206	0,262	0,126	0,190	1,032	0,521	0,190
1X240 (Al)/16*	0,125	0,161	0,116	0,227	0,947	0,514	0,227
1X400 (Al)/16*	0,0778	0,102	0,108	0,272	0,895	0,510	0,272
1X500 (Al)/16	0,0605	0,103	0,103	0,303	0,875	0,508	0,303
1X630 (Al)/16	0,0469	0,0636	0,100	0,343	0,857	0,506	0,343
1X800 (Al)/16**	0,0367	0,0509	0,095	0,399	0,845	0,503	0,399
1X1000 (Al)/16**	0,0291	0,0426	0,092	0,436	0,835	0,502	0,436
1X500 (Cu)/16	0,0366	0,051	0,105	0,309	0,851	0,508	0,309
1X630 (Cu)/16	0,0283	0,0408	0,101	0,339	0,840	0,507	0,339

Ilustración 44: Especificaciones técnicas de la resistencia y reactancia del conductor

	Tramo	Voltaje (V)	Longitud (Km)	Capacidad homopolar (μF/Km)	Xc (Ω/Km)	Icapacitiva (A)	Intensidad (A)
	Tramo turbinas	30000	0.600	0.166	19175.3	2.6	109.69
Circuito superior	Tramo 1	30000	0.1692	0.166	19175.3	9.24	109.69
	Tramo 2	30000	0.1791	0.166	19175.3	8.735	219.39
	Tramo 3	30000	0.1634	0.190	16753.152	10.95	329.09
	Tramo 4	30000	0.09759	0.227	14022.46	21.92	438.78
Circuito inferior	Tramo 5	30000	0.1543	0.166	19175.3	10.13	109.69
	Tramo 6	30000	0.2152	0.166	19175.3	7.27	219.39
	Tramo 7	30000	0.1394	0.190	16753.152	12.84	329.09
	Tramo 8	30000	0.10515	0.227	14022.46	20.34	438.78

Tabla 16: Intensidad capacitiva en cada tramo

Una vez se conoce la intensidad capacitiva que circula por el sistema, se calcula la intensidad total. La intensidad real o activa se relaciona con la potencia activa y la intensidad capacitiva con la potencia reactiva, por tanto, aplicando triángulo de potencias:

$$I_{total} = \sqrt{I_{capacitiva}^2 + I_{real}^2}$$

	Tramo	Icapacitiva (A)	Ireal (A)	Itotal (A)	% Ic respecto I total	Factor de potencia
	Tramo turbinas	2,6	109.69	109.72	2.37	0.997
Circuito superior	Tramo 1	9,24	219.39	110.078	8.39	0.996
	Tramo 2	8,735	329.09	219.56	3.98	0.999
	Tramo 3	10,95	438.78	329.27	3.32	0.999
	Tramo 4	21,92	109.69	439.33	4.99	0.998
Circuito inferior	Tramo 5	10,13	219.39	110.16	9.19	0.996
	Tramo 6	7,27	329.09	219.51	3.31	0.999
	Tramo 7	12,84	438.78	329.34	3.89	0.999
	Tramo 8	20,34	109.69	439.25	4.63	0.998

Tabla 17: Intensidad total y porcentaje de Intensidad capacitiva

La Intensidad capacitiva está muy por debajo del 30% de la total, por tanto, cumple con los requisitos y es viable.

El factor de potencia se puede sacar relacionando la intensidad real y capacitiva previamente calculada.

$$FP = \frac{I_{real}}{I_{real} + I_{capacitiva}}$$

El FP es aproximadamente el mismo en todos los tramos, y se comprueba que su valor es aproximadamente 1. Esto se debe a las baterías de los condensadores como ya se había mencionado previamente.

2.6.2.4 Pérdida de potencia

La caída de tensión de un conductor está directamente relacionada con la pérdida de potencia. Primero se estudiarán las pérdidas de potencia en el transporte de la energía generada en las turbinas hasta la subestación. El conductor seleccionado con una caída de tensión inferior al 2%.

Las pérdidas ocurren principalmente debido al efecto joule, este aparece debido a que el conductor opone resistencia. La fórmula de pérdidas de potencia en conductores de corriente alterna trifásica balanceada debido al efecto Joule es la siguiente:

$$P = 3 * R * L * I^2$$

La potencia se mide en vatios (W) y el que se considerará un sistema trifásico balanceado significa que las tres fases tienen la misma corriente eficaz y resistencia, de ahí el 3 de la fórmula.

R = La resistencia de la línea que se mide en ohmios (Ω /Km) y se obtiene de la ficha técnica previamente mostrada

I = La intensidad total que circula por la línea, se mide en amperios (A) y se ha calculado previamente.

L= Longitud del conductor (Km)

La resistencia se multiplica por la longitud del conductor para obtener la resistencia total del tramo completo.

En la siguiente tabla se observa la resistencia y potencia pérdida en cada tramo en relación con su longitud e intensidad.

	Tramo	Sección (mm ²)	Itotal(A)	Longitud (Km)	Resistencia (Ω)	Potencia (W)
	Tramo turbinas(x8)	95	109.72	0.600	1.149	199,183
Circuito superior	Tramo 1	95	110.078	0.1692	1.149	7,067
	Tramo 2	95	219.56	0.1791	1.149	29,760
	Tramo 3	150	329.27	0.1634	1.032	54,847
	Tramo 4	240	439.33	0.09759	0.895	50,574
Circuito inferior	Tramo 5	95	110.16	0.1543	1.149	6,454
	Tramo 6	95	219.51	0.2152	1.149	35,743
	Tramo 7	150	329.34	0.1394	1.032	46,811
	Tramo 8	240	439.25	0.10515	0.895	54,472
						484,915

Tabla 18: Potencia perdida en los diferentes tramos

Las pérdidas totales en el transporte de la energía son de 484,915 W. La potencia nominal generada por el parque es de 45.6 MW. Por tanto, el porcentaje de pérdidas es de 1.06 %.

Un valor muy positivo ya que en comparación con lo generado la pérdida es muy poca. Esto se debe al conductor seleccionado, este es muy eficiente y debido a sus anchas secciones las pérdidas son pocas.

Más adelante, en el estudio de la viabilidad económica se tendrán en cuenta las pérdidas producidas por generación y en el transporte de baja y alta tensión. Es por eso que el porcentaje de pérdidas totales de generación y transporte será del 2%.

2.6.2.5 Caída de potencia

Las pérdidas de potencia previamente calculadas provocan una caída de tensión en el sistema. Para que el sistema eléctrico de Media Tensión funcione correctamente la caída de tensión debido a las pérdidas debe ser menor al 2%.

La tensión nominal de la línea es de 30 kV.

La caída de tensión se calcula con la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{Pérdidas P (W)}{\sqrt{3} * Itotal * \cos\phi}$$

φ = El factor de potencia es 1

La caída de tensión es por línea, por tanto, las pérdidas en el conductor que conecta la turbina con el cable recolector se evaluarán de manera individual y no la suma, como se ha hecho en el apartado anterior para saber las pérdidas totales. A continuación, se muestra la caída de tensión en cada sector y su porcentaje.

	Tramo	Pérdidas (W)	Itotal (A)	Caída de tensión (V)	% Caída respecto 30KV
	Tramo turbinas (1)	24,897	109.72	131.014	0.4367
Circuito superior	Tramo 1	7,067	110.078	37.0	0.1235
	Tramo 2	29,760	219.56	78.25	0.26
	Tramo 3	54,847	329.27	96.17	0.320
	Tramo 4	50,574	439.33	66.46	0.221
Circuito inferior	Tramo 5	6,454	110.16	33.82	0.112
	Tramo 6	35,743	219.51	94.010	0.313
	Tramo 7	46,811	329.34	82.06	0.2735
	Tramo 8	54,472	439.25	71.59	0.2386

Tabla 19: Caída de tensión por tramo

Todas las pérdidas son inferiores al 2% de la tensión nominal. Por tanto, cumple con los requisitos establecidos. La infraestructura de Media Tensión queda dimensionada como se ha expuesto en este apartado, con el cableado dimensionado por tramos para mayor eficiencia.

2.6.3 Sistema eléctrico de Alta Tensión

El punto de conexión más cercano es una línea de interconexión de 60 KV que más adelante se une a línea de conexión de 150 kV, a través de una subestación ya existente en Tindhøj. Una vez alcanzada la tensión de 150 kV, se transporta la energía hasta otra subestación, esta se encuentra en Ferslev, donde se aumenta la tensión a 400kV y se introduce en la red de consumo de la población.

A continuación, se muestra una imagen general del recorrido en la que se puede apreciar el punto de conexión del proyecto y la red de distribución.

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

La línea amarilla es la línea de interconexión de 60 kV, la naranja la de 150 kV, y la morada la de distribución, de 400kV.

En azul se encuentra marcado el emplazamiento en el que se construirá el parque eólico, junto con su conexión a la línea de 60 kV.

Se ha rodeado de rojo las subestaciones en las que la red aumenta su tensión de 60kV/150kV y 150kV/400kV. Esto permite poder reconocer el recorrido previamente mencionado con mayor facilidad.

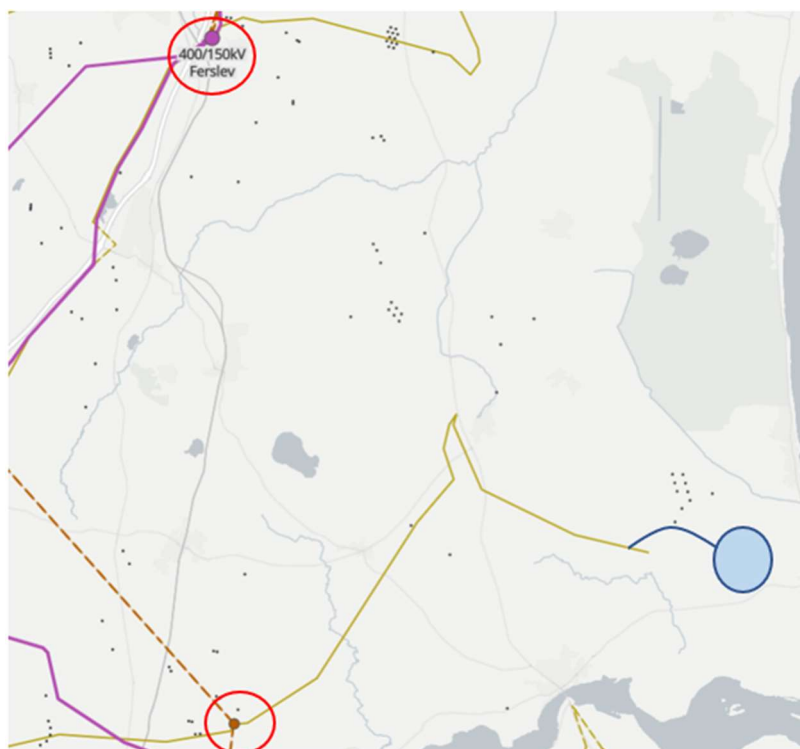


Ilustración 45: Mapa de las líneas de conexión y recorrido de la energía hasta la red distribuidora

La infraestructura de alta tensión está comprendida entre 60 kV y 220kV. Por tanto, aun estando al límite, la línea de interconexión es de alta tensión.

Para poder evacuar la energía producida por los aerogeneradores es necesario realizar la interconexión a la red de distribución, como se ha mencionado previamente este proceso se iniciará mediante la conexión a un punto de conexión de 60 KV.

Para que la conexión sea exitosa hace falta una subestación eléctrica, que aumente la tensión y controle la conexión, y una línea de evacuación de alta tensión.

La subestación deberá contar con un transformador que eleve la tensión de 30kV a 60kV. La tensión se eleva por dos razones principalmente:

- 1) Para reducir las pérdidas, a mayor voltaje menos pérdidas

- 2) Para poder conectarse al cableado de interconexión. Para una correcta conexión la corriente generada debe de tener la misma tensión que la existente en el cableado de conexión.

A parte de elevar la tensión de la energía generada, el transformador debe ser capaz de transformar la potencia nominal generada por todos los aerogeneradores, en este caso son 45,6 MW.

A la hora de dimensionar el transformador de la subestación hay que tener en cuenta una serie de factores:

- Capacidad de potencia:
Inicialmente la potencia que recibirá el transformador es la potencia nominal del parque, es decir, 45.6 MW.
Por razones de seguridad se sobredimensionará estableciendo un margen de reserva. Se trata de evitar sobretensiones, sobreintensidades y sobrecalentamientos. Además, esto permitirá añadir un aerogenerador más en un futuro sin tener que cambiar la instalación eléctrica.

Se establece el margen de reserva con el que se quiere trabajar, la regla general es un 10%-20% de la carga actual. En este caso se aplicará un margen del 10%. Se aplicará un criterio conservador en el que el factor de potencia será del 95%.

$$MVA_{transformador} = \frac{MW_{generados}}{factor\ de\ potencia} * margen\ de\ reserva$$

$$= \frac{45,6}{0,95} * 1,1 = 52.8\ MVA$$

Los transformadores vienen con la potencia definida por defecto. Por tanto, la potencia máxima con la que trabajará será de 60 MVA.

El transformador seleccionado tendrá las siguientes características:

Transformador	Características
Tensión	30/60 kV
Potencia	60 MVA
Corriente	Alterna [AC]
Frecuencia	50 Hz

Tabla 20: Características generales del transformador

La línea de evacuación de alta tensión será aproximadamente de 2,7 kilómetros. Se utilizará un cable HVAC, es decir, *High Voltage Alternating Current*. El cableado que se utilizará será (A)2X(F)K2Y de la marca NKT. Es un conductor de alta tensión que puede aguantar hasta 550kV. Consta de un solo núcleo y de aislamiento XLPE. Sus especificaciones técnicas se incluyen en el anexo

2.7 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y SOCIAL

La energía eólica es una de las fuentes renovables más extendida en el mundo. Se ha convertido en uno de los métodos más eficientes para producir energía sin el uso de combustibles fósiles. Para su continuo desarrollo e implantación se debe cuidar su impacto medioambiental y social, por eso en este apartado se estudiarán los posibles impactos negativos que puedan ocasionar y sus posibles soluciones.

Se realizará un estudio en los diversos sectores que pueda tener un impacto,

- Impacto de la fauna
- Impacto en el paisaje
- Impacto en el suelo y flora
- Impacto acústico y atmosférico
- Impacto debido a la gestión de residuos
- Impacto hidrológico

2.7.1 Impacto en la fauna

La construcción de un parque eólico puede afectar de diversas maneras. Los más comunes son los de la alteración de hábitat y las especies perjudicadas por la existencia de los aerogeneradores.

Durante la construcción el tránsito de maquinaria, los procesos de excavación, desbroce, relleno que se realizan en el emplazamiento modifican el terreno y afectan a la fauna local. Esto se ha estudiado durante el desarrollo de la obra civil. Este proceso puede resultar en la destrucción de hábitats de distintas especies de fauna que residan en esa zona.

La fauna más afectada por la construcción de los aerogeneradores son las aves, estas muchas veces en sus periodos migratorios impactan contra la pala de la turbina. El impacto generalmente se debe a que al girar las aspas a grandes velocidades la presión del aire varía, aumentando la probabilidad de que pájaros y murciélagos choquen con las hélices. Un estudio reciente de la comunidad de ISM (Instituto Superior del Medio Ambiente) indica que los choques son menos frecuentes de lo pensado. Se recalca que la especie más afectada son los murciélagos.

Los impactos varían dependiendo de donde se ubique el parque, si se instalan en ubicaciones que no se encuentren en mitad de las rutas migratorias, los choques disminuyen.

2.7.2 Impacto paisajístico

El impacto paisajístico es un tema muy debatido y subjetivo. Hay personas que los consideran atractivos y emblemáticos de la energía renovable, mientras que otras consideran que perjudica al paisaje y afecta a la belleza natural.

En líneas generales no se puede negar que el aerogenerador es una máquina de gran tamaño que se aprecia a grandes distancias. Sin tener en cuenta posibles obstáculos visuales como vegetación, infraestructuras o factores climáticos, los aerogeneradores se consideran visibles desde un radio igual a 15 Km.

Aunque la belleza sea algo subjetivo, es innegable que los aerogeneradores rompen con la estética de la naturaleza, y cuantos más haya, más afectan al paisaje. Para que el parque eólico sea rentable debe encontrarse en la naturaleza, generalmente en zonas donde el viento no tenga obstáculos y pueda circular de manera constante y a grandes velocidades, esto lleva a que la mayoría de los aerogeneradores se construyan en zonas visibles y en medio de la naturaleza.

Al no poder modificar sus emplazamientos, lo que se puede controlar más es la densidad de los equipos eólicos. Se trata de encontrar un equilibrio en el que haya suficiente distancia para que el impacto paisajístico sea menor y al mismo tiempo las interconexiones eléctricas entre las turbinas y la subestación no sean extremadamente largas.

Otras de las medidas que se tomarán durante la construcción para minimizar el impacto paisajístico son la gestión de residuos; Se realizará de manera continuada y de forma discreta de manera que no se aprecien ni modifiquen el entorno en el que se producen. Además, la arquitectura del parque deberá ir en concordancia con el entorno de manera que destaque lo menos posible. Se utilizarán colores neutros, generalmente serán blancos y grises.

2.7.3 Impacto en el suelo y la flora

Durante la fase de construcción, sobre todo durante la obra civil, se realizan muchas modificaciones en el terreno. Si la construcción no se planifica y gestiona correctamente pueden originarse diversas afecciones.

- Desestructuración de los suelos:

La preparación del terreno durante la construcción del parque conlleva excavaciones y movimientos de tierra para preparación de accesos, zanjas, cimentaciones, y edificios de control. En el caso de no realizarlos correctamente puede ocasionar la remoción de la capa superficial del suelo, afectando la calidad y composición.

- Compactación del suelo:
El tránsito de la maquinaria de construcción y la acumulación de materiales de construcción y restos de obra. La compactación reduce la porosidad del terreno dificultando la filtración del agua lo que afecta de manera negativa a la vegetación.
- Erosión del suelo:
El continuo movimiento de tierras si viene acompañado de acumulaciones de agua puede provocar procesos erosivos en suelos aguas abajo. Para evitar que la circulación del agua adquiera potencial erosivo se instalan dispositivos de drenaje.

Los continuos movimientos realizados durante la obra civil afectan negativamente a la vegetación. Una de las consecuencias más directas es la eliminación de la cobertura vegetal, el despeje y desbroce. Para evitar eliminar toda la flora de la zona, se implantan medidas de replantación de la vegetación en las zonas llanas donde no se encuentre ningún elemento del parque.

Para reducir dichos impactos previamente mencionados, el proceso de construcción será el mínimo posible, aprovechando todos los viales ya existentes, diseñando el cableado de la zona de manera que vaya paralelo a los caminos y replantando la flora de la zona siempre que sea posible.

Asimismo, se tendrá en cuenta cualquier valor histórico o bienes arqueológicos que puedan aparecer en las excavaciones. Si esto ocurriera la construcción se paralizaría de inmediato y se avisarían a las autoridades correspondientes.

2.7.4 Impacto acústico y atmosférico

Una de las principales ventajas de la energía eólica es la emisión nula de CO₂ y de residuos contaminantes a la atmósfera. Las únicas emisiones que pueden afectar la atmósfera son aquellas producidas por la maquinaria durante el proceso de construcción y transporte de materiales. Son emisiones temporales que una vez finalizado el parque no se mantendrán.

Otro factor a tener en cuenta que tiene impacto atmosférico es las emisiones de partículas de polvo debidas al movimiento de las máquinas y a sus diversas excavaciones.

Para prevenir una generación de polvo excesiva se limitará la velocidad de movimiento en la zona de trabajo a 20 Km/h.

El movimiento de las palas crea ruido y este puede ocasionar una contaminación acústica. Para reducir la emisión de sonido se ha seleccionado una turbina, la Nordex 163/5.7, que cuenta con un sistema de reducción de ruido. Se ha colocado en el borde de las palas una

pletina dentada, este diseño está inspirado en las alas de los búhos y reduce considerablemente la contaminación acústica.

2.7.5 Impacto debido a la gestión de residuos

Los residuos de un parque eólico se pueden dividir en tres fases:

1. Residuos de construcción:
Estos son los que se producen durante el proceso de la construcción del parque. Estos suelen ser materiales sobrantes como hormigón, acero, tuberías, cableado... El objetivo es conseguir que todos esos materiales se reciclen aprovechen en otros proyectos. Siempre deben ser gestionados según las regulaciones locales.
2. Residuos de mantenimiento:
Estos se producen durante el funcionamiento de los aerogeneradores, son menos voluminoso que los de construcción. Suelen referirse a aceites, lubricantes, piezas y equipos desechados por malfuncionamiento. Al igual que los de construcción se trata de reciclar de manera correcta cumpliendo la normativa local.
3. Residuos al final de la vida útil:
vida útil de un parque eólico y sus componentes se encuentra alrededor de los 20 años. Se trata de reciclar o reutilizar los máximos componentes. Hoy en día es viable reutilizar o reciclar entre el 85% y 90%. El proceso de la obra civil está bastante estandarizado su reciclaje ya que está compuesto por materiales como cobre, acero, u hormigón que siempre son muy demandados. El mayor reto se encuentra en las palas debido a su composición de materiales compuestos. Se ha evaluado el impacto medioambiental de dichos componentes y se ha visto que no generan ningún riesgo y que no son tóxicas, su principal dificultad ahora mismo es que consiste en un residuo muy voluminoso al que hay que encontrar una función una vez termina su vida útil. (Segade, 2022)

2.7.6 Impacto hidrológico

El arrastre de materiales acumulados por las lluvias, y las posibles contaminaciones de aguas superficiales o subterráneas, ya sea por labores de limpieza o por derrames de sustancias contaminantes (provenientes de las máquinas, como el aceite o hidrocarburos...) Son los principales impactos sobre el sistema hídrico. Para evitar esas situaciones se toman las siguientes medidas:

1. Se diseñará un sistema de drenajes para evacuar todas las precipitaciones que tengan lugar en el emplazamiento. No se modificará la red hidrológica existente,

se diseñarán los viales necesarios y se evitará pasar por las cercanías de arroyos o acumulaciones de agua ya existentes para prevenir una posible contaminación.

2. Para prevenir la contaminación de aguas subterráneas a través de la filtración se realizarán suelos impermeables que eviten el paso de los líquidos a zonas subterráneas.
3. La cimentación seleccionada para la base del aerogenerador será prefabricada. Una vez en el emplazamiento solo se deberá fijar e insertar. Esto evita construir una planta de hormigón en el mismo parque reduciendo la posibilidad de contaminación sobre la red hídrica.
4. Todos los residuos que se utilicen para el saneamiento y limpieza del parque se acumularán en tanques que una vez lleno se verterá en una zona segura. La única excepción es el centro de control que se encuentra directamente conectado a la red de residuos.

2.7.8 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible son 17 objetivos globales interconectados diseñados para lograr un futuro mejor y más sostenible para todos. Estos objetivos se pretende alcanzarlos para 2030. Algunos de los problemas que se busca combatir son la igualdad, la pobreza, educación, medioambiente...

Este proyecto participará en los siguientes objetivos:

- **ODS 03: Salud y bienestar.** Uno de los objetivos de este parque es reducir la producción de emisiones de CO₂ a la atmósfera, mejorando de esta manera la calidad del aire reduciendo posibles problemas respiratorios y aumentando por tanto el bienestar de todos.
- **ODS 07: Energía asequible y no contaminante.** Es el principal objetivo de este proyecto, aumentar la producción de energías renovables de forma asequible, es decir, económicamente viable. Este objetivo es con el que está más alineado el proyecto.
- **ODS 08: Trabajo decente y crecimiento económico.** La ejecución de este proyecto crearía numerosos puestos de trabajo durante la construcción y más adelante el mantenimiento, que potenciarían la economía del país.

- **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles.** El parque eólico propuesto produciría una energía que se usaría para abastecer ciudades cercanas. En este caso específico al estar situado cerca de ciudades pequeñas, uno de los objetivos es conseguir que el consumo de todos los habitantes de dichas ciudades depende solo de la energía producida por el parque. Si este objetivo se consiguiera serían ciudades al 100% sostenibles.
- **ODS 13: Acción por el clima.** El uso de combustibles fósiles como principal generador de energía afecta de manera negativa al clima, a través de este proyecto se pretende reducir el uso de dichos fósiles y sustituirlo con energía eólica que es una energía limpia que no daña el clima y entorno en el que vivimos

2.8 ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

En este apartado se realizará un estudio de los costes e ingresos del parque eólico y se decidirá si el proyecto desarrollado es viable o no. Los ingresos constituirán en la venta de la energía producida, importante recalcar que el precio de la energía hoy en día caría considerablemente y que se realizará una aproximación. Los costes se evaluarán desde el inicio de la construcción del parque hasta su finalización, desmantelamiento incluido.

Una vez se obtengan los costos y los beneficios se realizará un análisis financiero.

Los costes por evaluar son los siguientes:

- Coste de adquisición de permisos y logística de transporte
- Coste de construcción e instalación del parque
- Coste de mantenimiento
- Coste de desmantelamiento una vez finalizada su vida útil

Debido a la falta de datos, variabilidad del mercado y la cantidad de factores involucrados en muchas de las acciones, se han realizado varias aproximaciones y suposiciones.

2.8.1 Coste de permisos y logística

Para poder desarrollar el proyecto previamente expuesto es necesarios conseguir una serie de permisos que permitan la construcción en el emplazamiento seleccionado. En Dinamarca la entidad responsable de gestionar todos lo trámites y licencias relacionadas con la energía eólica es la “*Danish Energy Agency*”, es decir, la Agencia de Energía Danesa.

Para poder llevar a cabo el proyecto son necesarias tres licencias principalmente.

1. Licencia para realizar investigaciones preliminares en el terreno
2. Licencia para establecer las turbinas, siempre y cuando las investigaciones previas hayan sido exitosas
3. Licencia para mantener en funcionamiento el parque durante una serie de años y aprobación para producir electricidad. (*Energistyrelsen*, s. f.)

Estas tres licencias se agruparán dentro del permiso de construcción.

Una vez adquiridas todas las licencias especificadas, es necesario realizar un estudio acerca del impacto medioambiental. Este estudio es conocido como el “*Enviromental Impact Assessment*” (EIA). El órgano responsable de realizar este estudio es el responsable de la protección ambiental, es la Autoridad de Protección Ambiental de

Dinamarca, conocido en Dinamarca bajo el nombre “*Danish Enviromental Protection Agency*”.

A parte de las licencias previamente mencionadas es necesario conseguir un acuerdo de conexión a la red eléctrica danesa para asegurar que toda la energía generada cuente con una salida y pueda ser utilizado en la distribución.

Es posible que sea necesario adquirir otros permisos extra, más específicos o costes extra. Este gasto se acumulará bajo el nombre de otros permisos y puede incluir tasas de solicitud, tarifas de procesamiento, honorarios de consultoría...

Los costes asociados a la obtención de licencias varían dependiendo del tamaño y complejidad del proyecto. Todos los costes se pasarán al euro.

Aproximadamente en base al tamaño del proyecto y la localización los costes serán los siguientes:

Permisos	Coste (€)
Permiso de construcción	700,000
Permiso de conexión a red	400,000
Permiso impacto medioambiental	125,000
Otros permisos	100,000

Tabla 21: Costes de los permisos

El total es de **1,325,000 €** El coste unitario por aerogenerador es de **165,625€/aerogenerador**.

2.8.2 Coste de construcción e instalación y adquisición de equipos

En este apartado se evaluará el coste de adquisición de todos los elementos y equipos necesarios para la construcción del parque. Se tendrá en cuenta el coste de la mano de obra y montaje.

2.8.2.1 Aerogeneradores

Los aerogeneradores son el elemento fundamental del proyecto y el más costoso al mismo tiempo. Previo al inicio de la construcción del parque se exige un contrato con el fabricante para asegurar que este cumpla los plazos establecidos. Un retraso en la entrega del material de las turbinas conlleva a un considerable aumento en los costes de construcción. El coste de cada turbina Nordex 163/5.7 es de 3.8 millones de euros.

	Coste (€)
Aerogeneradores	30,400,000
Transporte	3,000,900
Montaje	1,900,000
Seguro	400,000
Otros equipos	1,000,000

Tabla 22: Costes de los aerogeneradores

El coste total de la adquisición de las turbinas y todo el material necesario para su montaje y funcionamiento es de **36,700,900 €**. En el parque hay 8 turbinas, por tanto, el precio unitario por turbina es de **4,587612.5€**

2.8.2.2 Obra civil

En esta sección se evaluarán los costes relacionados con todo el proceso de la obra civil. Para poder realizar un estudio lo más fiable posible los costes relacionados con la obra civil se dividirán en los siguientes procesos o elementos.

- Zanjas, viales de acceso y parque de maquinaria
- Cimentaciones

2.8.2.2.1 Zanjas, viales de acceso y parque de maquinaria

Aquí se evaluará el coste de la construcción de los viales de acceso con sus modificaciones pertinentes, la excavación de las zanjas en las que irá el cableado del sistema eléctrico y la construcción del parque de maquinaria. A parte del coste del trabajo se tendrá en cuenta el coste de los materiales usados. Los viales son los caminos que se construyen en el interior del parque y las plataformas aquellas que se construyen para depositar la maquinaria. Las zanjas, como se dijo previamente, se encuentran paralelos a los viales y siguen la ruta marcada en la parte de diseño eléctrico. A continuación, se muestra los diversos costes.

Viales	Coste unitario (€/ud)	Cantidad (m)	Coste (€)
Excavación (m^2)	5	33,466	167,332
Relleno (m^2)	2.4	33,466	80,319
Despeje (m^2)	0.32	46,853	14,993

Tabla 23: Coste de los viales

Plataformas	Coste unitario (€/ud)	Cantidad (m)	Coste (€)
Excavación (m^2)	5	14,400	72,000
Relleno (m^2)	2.4	14,400	34,560
Despeje (m^2)	0.32	16,900	4,608

Tabla 24: Coste de la plataforma de maquinaria

Zanjas	Coste unitario (€/ud)	Cantidad (m)	Coste (€)
Excavación (m^2)	5	9035	45,175
Relleno (m^2)	2.4	9035	21,684
Despeje (m^2)	0.32	6,024	1,927.68

Tabla 25: Coste de las zanjas

El coste total de la construcción de las zanjas, viales y plataforma de maquinaria es de **442,600€**, el coste por turbina es de **55,325.02 €/turbina**

2.8.2.2.2 Cimentaciones

La cimentación seleccionada es la de jabalcones. La decisión de utilizar este tipo de cimentación se basó en que cuenta con una estructura muy estable que aguanta correctamente las cargas verticales y horizontales. Además, al ser de jabalcones se utiliza menos material que en la de contrafuertes, lo que supone un ahorro en el presupuesto. Será necesaria una cimentación por turbina.

Cimentaciones	Coste unitario (€/ud)	Cantidad (ud)	Coste (€)
Excavación (m^2)	5	4,000	20,000
Cimentación de Jabalcones	65,000	8	520,000
Transporte	2,700	8	21,600
Montaje	7,500	8	60,000

Tabla 26: Coste de cimentaciones

El coste total de las cimentaciones es de **621,600€**, es decir, tiene un coste unitario por cimentación de: **77,700€/cimentación**.

2.8.2.3 Sistema eléctrico

El sistema eléctrico se divide en baja, media y alta tensión. El cableado de baja tensión no se tiene en cuenta en los costes del sistema eléctrico ya que estos se ubican dentro del aerogenerador y vienen incluidos en la compra de la turbina.

Se evaluarán los costes del cableado de media y alta tensión, la construcción de la subestación y el centro de control. Además, se instalará una conexión de Fibra óptica que habrá que incluir en los gastos eléctricos.

El precio del cableado varía en base a su sección y habrá que tenerlo en cuenta. El coste del cableado tiene incluido el precio de la mano de obra de la instalación, al igual que en la obra civil.

A continuación, se muestran los costes:

Sistema eléctrico	Coste unitario (€/ud)	Unidades (ud)	Coste (€)
MT sección 95 mm^2 (m)	10	5510.8	55,108
MT sección 150 mm^2 (m)	15	302.8	4542
MT sección 240 mm^2 (m)	20	203,09	4078
Línea de FO (m)	10	6,016.69	60,016.69
Conexión FO (u)	30,000	1	30,000
Puesta a tierra	900	8	7,200
Subestación eléctrica	3,000,000	1	3,000,000
Centro de control	80,000	1	80,000

Tabla 27: Costes del sistema eléctrico

El coste total de la infraestructura eléctrica será aproximadamente de **3,240,944 €**. El coste por turbina será de **405,118 €/Turbina**.

2.8.2.3 Otros costes

A continuación, se realizará el cálculo de los costes relacionados con la construcción y formación del parque que no se han tenido en cuenta en la sección de obra civil o infraestructura eléctrica. Los costes principales son los de la mano de obra y todas las herramientas utilizadas. La construcción de la caseta de obra, donde se almacenan todas las herramientas y sirve también de zona de descanso para los trabajadores. Se calculará el coste del sistema de drenaje y la gestión de residuos.

El parque necesitará alrededor de 70 trabajadores. Teniendo en cuenta que el salario de un obrero puede variar, aproximamos a unos 25,5 €/h. La jornada media en Dinamarca de construcción ronda las 37 h/semana. Se puede estimar que un año cuenta con 48 semanas laborales.

El salario anual de 60 será de 45,000 € aproximadamente. Se necesitará tener a otros 10 trabajadores más cualificados que cobrarán 140,000 € aproximadamente.

Otros costes	Coste (€)
Mano de obra	4,100,000
Caseta de obra	15,000
Material	30,000
Drenajes	16,000
Gestión residuos	500,000

Tabla 28: Otros costes de construcción

El total de estos costes es **4,661,000 €**

2.8.3 Coste de mantenimiento

En este apartado se evaluarán los costes de mantenimiento del parque durante su vida útil. Se aproxima que por cada aerogenerador haría falta 1-2 operarios. Por tanto, al contar con 8 aerogeneradores sería entre 8 – 16. Se aproxima a un valor de 12 operarios. Además, deberá contar con un responsable supervisor y una persona que se responsabilice de toda la administración del parque. El número total de trabajadores en el parque durante su funcionamiento será de 14 personas.

Durante el mantenimiento se realizará una revisión periódica de los aerogeneradores, detección y solución de averías en el caso de haberlas. Gestión de los recambios de materiales desgastados y redacción de informes acerca de todo lo ocurrido, fallos y posibles optimizaciones. Todas estas labores llevan unos gastos de mantenimiento. El mantenimiento se calcula respecto al megavatio producido. El parque que se ha diseñado cuenta con una producción nominal de 45,6 MW. Se asumen un coste de mantenimiento de 2500 €/megavatio

Por último, cada aerogenerador cuenta con un seguro que asegura un reemplazo en el caso de un fallo importante.

Costes de mantenimiento	Coste unitario (€/ud)	Unidades (ud)	Coste (€)
Operario/Técnico	65,000	12	780,000
Administrador	50,000	1	50,000
Supervisor	110,000	1	110,000
Mantenimiento	2500	45,6	114,000
Seguro	140,000	8	1,120,000

Tabla 29: Costes de mantenimiento

El coste total del mantenimiento del parque es de **2,174,000 €**. EL coste unitario por turbina es de **282,375.00 €/Turbina**

Más adelante cuando se comparé los ingresos totales con los costes totales se tendrá en cuenta que el sueldo de los trabajadores se aumentará un 2% cada año

2.8.4 Coste de desmantelamiento del parque

El parque eólico, al igual que todas las cosas, tiene una fecha límite. Se considera que su vida útil ronda los 20-25 años dependiendo del mantenimiento y circunstancias. Una vez superado esa fecha la empresa responsable del proyecto debe hacerse cargo de su correcto desmantelamiento y asumir los costes.

Para ello hay que gestionar los residuos generados, es decir, góndolas, componentes, multiplicadoras, circuitos... Lo más complicado de este proceso son las palas. Todos los elementos previamente mencionados, incluidas las cimentaciones son fácilmente reciclables y el 95% se reutiliza. La problemática de las palas reside en su composición, al ser materiales compuestos trabajan muy bien, pero su reciclaje es más complejo y caro.

Se deberán retirar los caminos construidos y toda la infraestructura eléctrica. Para reducir el impacto medioambiental que se haya podido producir se realizará una restauración del terreno con tierra vegetal.

Desmantelamiento	Coste (€)
Aerogeneradores y cimentaciones	600,000
Retirada de viales	250,000
Retirada del cableado	140,000
Retirada de la subestación y centro de control	220,000
Restauración vegetal	15,000

Tabla 30: Costes desmantelamiento del parque

El coste total del desmantelamiento es de **1,225,000 €**. El coste unitario por turbina es de **140,625.00 €/Turbina**

2.8.5 Resumen de los costes

	Costes (€)
Permisos	1,325,000
Aerogeneradores	36,700,900
Obra civil	1,064,200
Sistema eléctrico	3,240,944
Otros costes	4,661,000
Mantenimiento (anual)	2,174,000
Desmantelamiento	1,225,000

Tabla 31: Costes totales del parque eólico

El coste total de la construcción, mantenimiento anual y desmantelamiento es de **50,391,044 € CINCUENTA MILLONES CUATROCIENTO CINCUENTA Y UNO MIL CUARENTA Y CUATRO.**

A la hora de realizar la inversión no se tiene en cuenta el mantenimiento ni el desmantelamiento. Solo se evalúa el coste de producción que ese sería de 46,992,044€

A continuación, se muestra un gráfico en el que se puede apreciar muy bien los diferentes costes del parque y el peso de cada uno. Los aerogeneradores representan el 73% de los gastos, otros costes 9 %, el sistema eléctrico un 7%, Mantenimiento 4%, los permisos un 3% y por último con un 2% la obra civil y el desmantelamiento.

Se observa como el hecho de que la mano de obra en Dinamarca se más cara que en otros países, coloca el gasto en otros costes, donde se encuentran los contratos de los trabajadores en segundo lugar.

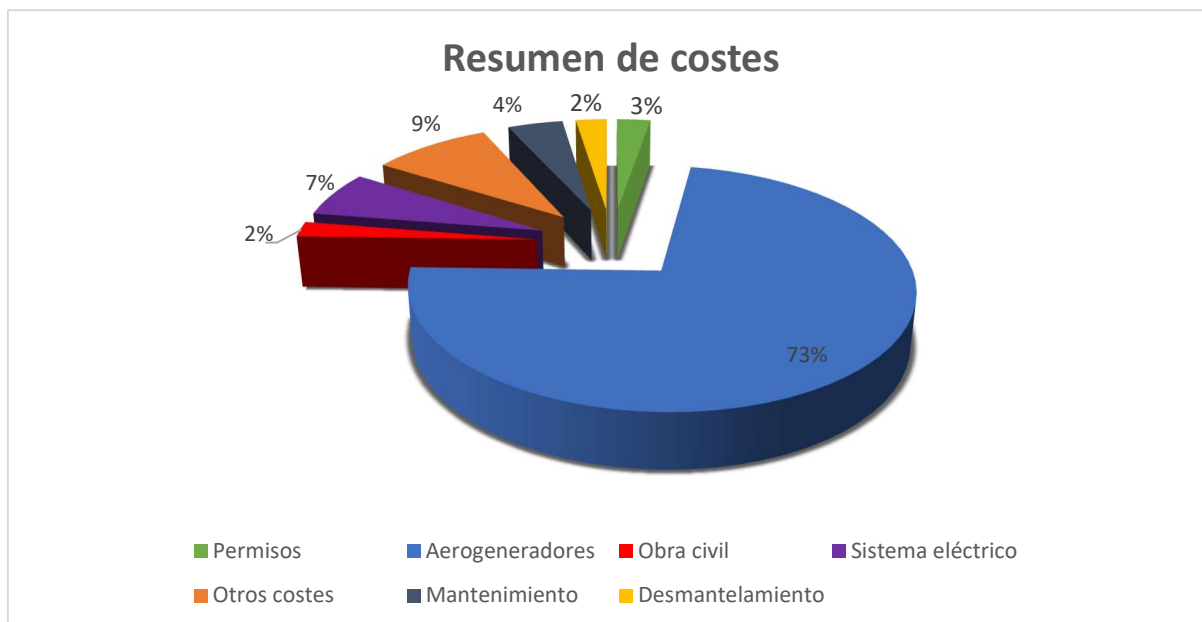


Ilustración 46: Porcentaje de los costes del parque

2.8.5 Ingresos

Una vez finalizada la estimación de los costes del proyecto se procede a calcular los ingresos que generará el parque. Este cálculo es complicado ya que depende de muchos factores que varían y de los que no se puede prever su comportamiento. Se intentará realizar una aproximación lo más fidedigna posible.

El ingreso del parque depende de la producción anual generada y del precio al que se venda. La producción anual depende del viento en cada momento, la energía generada por las turbinas y sus pérdidas. Previamente se ha realizado un estudio y se ha llegado a una producción anual de 190,301 MW

El precio de la energía en el mercado es algo más complejo y variable y su venta se realiza a través del “pool” eléctrico, conocido en Dinamarca como el “Nord pool”. El funcionamiento de dicho sistema es el siguiente:

Las empresas generadoras de energías ofrecen su producto en una subasta. Marcan el precio al que estarían dispuestos vender su energía y la cantidad que disponen. Establecen la oferta inicial de energía. A continuación, los interesados en utilizar esa energía, es decir comercializadores y distribuidoras de electricidad, establecen la demanda existente y que desean cubrir. Estos datos suelen formarse en base a estimaciones de demanda de los consumidores de los días previos. Se trata de equilibrar la oferta con la demanda, una vez encontrado ese equilibrio se establece el precio marginal. El precio marginal es el de la última unidad de energía necesaria para cubrir la demanda establecida.

El factor principal que afecta al precio de la energía es la oferta y la demanda. También afectan los costes de producción, a mayor coste, el precio de oferta será mayor. Otras veces aparecen políticas y regulaciones nuevas que influyen en el equilibrio de oferta y demanda y su precio.

Las principales empresas danesas que participan en la compra y venta de energía son las siguientes:

Ørsted, especializada en energía eólica offshore y térmica. Vatenfall, suele participar en las diversas áreas, tanto como generación, como distribución y comercialización. Energi Danmark, participa tanto en el mercado danés como en otros países. Y SEAS-NVE, se encarga principalmente de suministrar electricidad y servicios a los hogares.

Generalmente se contacta con consultorías que realizan una estimación más exacta respecto al precio del mercado en el futuro. Estas empresas trabajan teniendo en cuenta los factores a largo y corto plazo y hacen un estudio exhaustivo.

En la aplicación de Noordpool se puede obtener los datos del precio de la energía en los últimos años en la zona de estudio.

EUR/MWh

⌚ All hours are in CET/CEST. Last update: **30 May 2023 12:37 CET/CEST.**

	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016
Jan	112,54	117,99	50,21	24,99	50,30	30,76	31,00	25,10
Feb	118,14	113,12	47,26	17,59	42,81	37,84	29,86	18,40
Mar	98,95	235,78	45,11	18,26	33,59	37,96	29,22	20,97
Apr	96,27	163,64	47,97	14,53	39,07	35,93	27,34	21,99
May	73,97	171,86	54,31	16,05	37,43	34,95	29,24	23,39
Jun	-	214,43	73,72	26,28	32,88	44,89	28,13	28,50
Jul	-	275,04	80,00	24,62	38,82	52,14	31,57	26,75
Aug	-	456,75	82,79	34,54	37,87	55,69	32,75	27,35
Sep	-	342,82	125,36	38,54	35,38	49,89	33,77	28,77
Oct	-	137,03	116,90	25,75	38,26	47,48	27,46	33,20
Nov	-	139,70	141,80	23,75	41,75	54,04	33,01	37,00
Dec	-	249,67	189,35	34,51	34,04	46,70	27,71	28,40
	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016

Ilustración 47: Precio de venta de electricidad de cada mes en los últimos años

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

Se puede observar una clara subida de precio en los últimos años. Se puede deber a la crisis que Europa ha sufrido estos últimos años debido a la guerra de Ucrania y Rusia y a la pandemia provocada por el COVID-19 que tuvo lugar en 2020.

A la hora de evaluar la cantidad de energía que recibe el parque por su venta, se conoce que alrededor del 60% del ingreso se refiere a la producción y que al restante se le aplica un impuesto a la energía eólica del 10%.

Se realizará una estimación de los precios de la energía en los siguientes años, utilizando los datos obtenidos en el Noordpool. Se tendrá en cuenta que los siguientes años el precio se mantendrá algo superior a lo que existía previamente, pero con una tendencia clara de bajar.

A continuación, se muestra una tabla de la media del precio de la electricidad en Dinamarca durante los últimos años.

EUR/MWh

	DK1	DK2
2022	219,04	210,15
2021	88,14	87,91
2020	24,98	28,41
2019	38,49	39,84
2018	44,05	46,20
2017	30,08	31,97
2016	26,67	29,40
2015	22,90	24,49
2014	30,67	32,15
2013	38,98	39,60
2012	36,33	37,56
2011	47,96	49,41
2010	46,49	56,94
2009	36,05	39,88
2008	56,43	56,64
	DK1	DK2

Ilustración 48: Precio de venta de la electricidad en los últimos años

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

La unión europea está trabajando para evitar subidas desproporcionadas de precio en los siguientes años. Se ha creado un mecanismo de corrección y límite que se activará en el caso de que durante tres días hábiles el precio sea superior a 180€/MWh o durante un mes el precio se sitúa a 35€ superior al precio del gas licuado. Además, están implementando medidas para dejar de depender del gas de Rusia. (*Precios de la energía y seguridad del suministro*, 2023)

Para los siguientes años se asume un pico actual por la crisis previamente mencionada, seguido de una estabilización a un precio algo menor. Se tiene en cuenta que el precio de la electricidad es muy volátil y más en estos momentos, sobre todo debido a la guerra de Ucrania y el auge de las energías renovables.

Ya se apreció una leve bajada entre el 2022 y el 2023. Se confía que para 2024 se reduzca a unos 129€/MWh y 2025 unos 79€/MWh.

La construcción del parque se estima alrededor de un año, por tanto, los ingresos iniciales comenzarían en 2025.

AÑOS	Precio electricidad €/MWh	Producción anual (MW)	Ingresos anuales (€)	Beneficio post impuesto (€)
2025	100	190.301	19030100	10.276.254.00
2026	75	190.301	14272575	7.707.190.50
2027	60.2	190.301	11456120.2	6.186.304.91
2028	55.6	190.301	10580735.6	5.713.597.22
2029	54.3	190.301	10333344.3	5.580.005.92
2030	57	190.301	10847157	5.857.464.78
2031	55.7	190.301	10599765.7	5.723.873.48
2032	53.2	190.301	10124013.2	5.466.967.13
2033	55.5	190.301	10561705.5	5.703.320.97
2034	53.2	190.301	10124013.2	5.466.967.13
2035	54	190.301	10276254	5.549.177.16
2036	51.2	190.301	9743411.2	5.261.442.05
2037	50	190.301	9515050	5.138.127.00
2038	48	190.301	9134448	4.932.601.92
2039	49.4	190.301	9400869.4	5.076.469.48
2040	47.6	190.301	9058327.6	4.891.496.90
2041	44.5	190.301	8468394.5	4.572.933.03
2042	45.3	190.301	8620635.3	4.655.143.06
2043	42.1	190.301	8011672.1	4.326.302.93
2044	40	190.301	7612040	4.110.501.60
2045	41.8	190.301	7954581.8	4.295.474.17
2046	38.6	190.301	7345618.6	3.966.634.04
2047	39	190.301	7421739	4.007.739.06
2048	37.3	190.301	7098227.3	3.833.042.74
2049	37.9	190.301	7212407.9	3.894.700.27

Ilustración 49: Ingresos del parque

2.8 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Para decidir si el proyecto es viable o rentable se tendrán en cuenta dos herramientas financieras que servirán como indicadores. Estos son:

- VAN: Valor Actual Neto
- TIR: Tasa Interna de Retorno

A continuación, se explicará en que consiste cada término y como se calcula. Las tablas que justifican los cálculos se encuentran en el Anexo V

2.9.1 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto es una herramienta que se utiliza para evaluar la rentabilidad de la inversión en un proyecto. Representa los flujos generados por una inversión y el costo inicial de esa inversión, es decir, te muestra el beneficio que se espera obtener una vez recuperado el costo de la inversión.

La interpretación del valor obtenido es la siguiente, si se obtiene un valor positivo entonces el VAN indica que la inversión es rentable, en cambio un valor negativo significa una inversión no rentable, no aporta ningún beneficio, solo pérdidas.

La fórmula que se utiliza para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{FC}{(1+r)^t}$$

- FC es el flujo de caja
- r es la tasa del descuento igual al 3%
- t es el año de explotación
- T es la vida útil del parque, es decir, 25 años.

El VAN resultante es de **2,795,056** es positivo y, por tanto, se considera un indicador de una inversión rentable.

2.9.2 Tasa Interna De Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es otra herramienta financiera que también se utiliza para evaluar la rentabilidad de una inversión. Representa el rendimiento que se espera obtener de una inversión durante la vida útil. Para calcular el TIR se utilizará el VAN.

La inversión se considera rentable cuando el TIR es mayor que la tasa de descuento requerida. En este caso la tasa de descuento requerida es de un 3%.

Para calcular el TIR se aplica la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{FC}{(1 + TIR)^t} = 0$$

El TIR resultante es de **4%**. El valor es superior a la tasa de descuento requerida, por tanto, la inversión es viable.

2.9 CONCLUSIÓN

El objetivo de este proyecto era el de diseñar un parque eólico y evaluar su viabilidad.

Lo primero de todo era seleccionar el emplazamiento, evaluar las características del terreno, del viento de la zona y determinar si permitían un buen funcionamiento del parque eólico. Se seleccionó una zona en el noroeste de Dinamarca, cerca de un pequeño pueblo llamado Skelund. Esta contaba con un punto de conexión cercano, vientos del oeste fuertes, y era un terreno libre de patrimonios nacionales, restos arqueológicos y no estaba protegido por razones medioambientales.

Una vez seleccionado el emplazamiento se analizó la conexión a ese terreno y se planeó la logística de transporte. Una vez finalizado el estudio del terreno era necesario seleccionar la turbina más adecuada para el proyecto. Se estudió las diversas opciones existentes en el mercado, teniendo en cuenta sus condiciones de funcionamiento. Se realizó una comparación entre dos turbinas muy populares en el mercado y se seleccionó la más adecuada para el proyecto, esta es la Nordex 163/5.7. Una vez conocido el terreno de construcción y seleccionada la turbina, se procedió a diseñar la distribución de las turbinas. En este apartado se decidió el número de turbinas y su disposición.

Una vez se planteó todo lo previamente mencionado se procedió a realizar el estudio de la obra civil necesaria y de la infraestructura eléctrica. En la obra civil se marcaron los viales de acceso, los internos y se estudió los sobreanchos necesarios en los tramos curvos. Se seleccionó la cimentación a utilizar, cimentación de jabalcones, y se desarrolló todos los componentes necesarios durante la construcción.

La infraestructura eléctrica consistía en una parte determinante del proyecto. Se dividía en tres partes, Baja Tensión, Media Tensión y Alta Tensión. De especial importancia fue el dimensionamiento del cableado de la infraestructura de Media Tensión, esta es la responsable del transporte de la energía generada en las turbinas hasta la subestación. Se seleccionó el cableado más adecuado y se comprobó que la caída de tensión y la pérdida de potencia era menor al 2%.

Una vez finalizado el estudio de diseño del parque se realizó un estudio acerca de los posibles impactos medioambientales y las medidas que se deberán tomar. Se comprobó que el proyecto se encontraba alineado con los objetivos de la ODS.

Por último, se realizó el estudio económico en el que se evaluaba la viabilidad del proyecto. Para que el estudio fuera lo más fiable posible se tuvieron en cuenta todos los gastos posibles, desde permisos de construcción, pasando por los gastos de construcción, mantenimiento y personal, y terminando con el coste de desmantelamiento una vez finalizado su vida útil.

El Valor Neto Actual obtenido es de 2.795.056 € y el TIR de 4 %. La tasa de descuento requerida era de 3% por tanto, el TIR es superior.

Se considera que la ejecución del proyecto es viable.

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

Actualmente la construcción del parque eólico es viable, se plantea una reflexión en la que se duda si en un futuro la construcción de parques nuevos seguirá siendo viable o será más rentable reciclar y aprovechar los existentes. Esto respecto a Dinamarca.

Dinamarca es líder mundial en la energía eólica y cada vez se acerca más a ser un país que trabaje con 100% energías renovables. Actualmente no solo usa la energía creada en su país para su propio beneficio, sino que también la exporta a Europa. Debido al apoyo masivo que han realizado con la energía eólica, cuentan con mucha energía proveniente de ese sector y al tener más oferta pueden reducir el precio de la energía. Actualmente se encuentra entre los países que más bajos tienen el coste de compra de energías renovables. A esto se le suma que la calidad de vida en Dinamarca es alta y los sueldos de los trabajadores son altos. Durante el estudio de los costes se ha percibido que el coste por mantenimiento y mano de obra es superior a otros países.

Si se continúa con la tendencia de reducir el precio de venta de la energía, pero los costes de construcción se mantienen, se puede llegar a que no sea viable.

Eso significa que se dejaría de construir nuevos parques eléctricos y se enfocaría más en mantener en funcionamiento los ya existentes o “reciclarlos” de manera que el proceso de construcción no ocurra desde cero sino con una base ya establecida.

Todo esto es una conclusión propia que se ha sacado en base al estudio particular realizado en ese terreno sin entrar en los detalles o profundidad necesaria para poder acompañar el argumento con datos más representativos. Habría que también calcular cual sería el coste de actualizar un parque una vez se encuentra en el fin de su vida útil.

Se quiere producir lo suficiente para abastecer las ciudades cercanas al emplazamiento, Skelund, Als y Hadsun. En total sería una población de 6,625 habitantes, es decir, poca cantidad. El consumo per capita aproximado en Dinamarca es de 6.5KW/h. La energía consumida aproximadamente es de 43MW anuales. Esta cifra se cubre de sobra con la energía vertida a la red. Por tanto, con toda la energía producida por el parque se podrían abastecer los pueblos cercanos, y la energía restante se utilizaría para otras zonas de Dinamarca, y en el caso de que no fuera necesario, se exportaría al resto de Europa.

Capítulo 3. BIBLIOGRAFÍA

4.Palese_2.pdf. (s. f.). Recuperado 27 de marzo de 2023, de

http://www.aero.ing.unlp.edu.ar/cliv2/public/actas%20congreso/4.Palese_2.pdf

5ca739543ae92_Coeficientes.pdf. (s. f.). Recuperado 21 de mayo de 2023, de

https://www.cearca.com.ar/files/descargas/5ca739543ae92_Coeficientes.pdf

60432675.pdf. (s. f.). Recuperado 7 de junio de 2023, de

<https://core.ac.uk/download/pdf/60432675.pdf>

Chacel, R. (2022). *INGENIERIA Y PROYECTOS INNOVADORES SL.*

Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres. (s. f.).

dpelluz. (2013, junio 24). Pérdidas de energía en un parque eólico. *Efecto estela.*

<https://efectoestela.wordpress.com/2013/06/24/perdidas-de-energia-en-un-parque-eolico/>

El clima en Dinamarca. (s. f.). Recuperado 14 de febrero de 2023, de

<https://spanien.um.dk/es/conoce-dinamarca/viajes-y-turismo/informacion-general-y-turistica-de-dinamarca/el-clima-en-dinamarca>

Energistyrelsen. (s. f.). Energistyrelsen. Recuperado 31 de mayo de 2023, de

<https://ens.dk/en>

Estudio de viabilidad de un parque eólico.pdf. (s. f.). Recuperado 7 de junio de 2023, de

<https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/3773/tfm290.pdf>

Global Wind Atlas. (s. f.). Recuperado 12 de febrero de 2023, de

<https://globalwindatlas.info>

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

Gómez, J. C. R. (s. f.). *VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA POR MEDIO DE UN PLAN DE NEGOCIOS DE IMPLANTAR UNA EMPRESA DE ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA.*

La importancia de las energías renovables | ACCIONA | BUSINESS AS UNUSUAL.

(s. f.). Recuperado 9 de febrero de 2023, de <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>

LAS AMENAZAS INDUCIDAS POR LOS PARQUES EÓLICOS. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://www.adurcal.com/enlaces/mancomunidad/viabilidad/59.htm>

Leg_texto_convenio_ramsar_tcm30-196467.pdf. (s. f.). Recuperado 15 de febrero de 2023, de https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/ecosistemas-y-conectividad/leg_texto_convenio_ramsar_tcm30-196467.pdf

Lo que podemos aprender de Dinamarca. (2020, enero 26). [deutschland.de](https://www.deutschland.de/es/topic/medio-ambiente/la-energia-eolica-es-un-modelo-de-exito-en-dinamarca). <https://www.deutschland.de/es/topic/medio-ambiente/la-energia-eolica-es-un-modelo-de-exito-en-dinamarca>

Mapa topográfico Dinamarca, altitud, relieve. (s. f.). Mapas topográficos. Recuperado 14 de febrero de 2023, de <https://es-es.topographic-map.com/map-j5btf/Dinamarca/>

Martín y Gutiérrez—TRABAJO FIN DE MÁSTER.pdf. (s. f.). Recuperado 7 de junio de 2023, de <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/67047/TFM%20-%20Bautista%20San%20Martin%2c%20Alvaro.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
N163/5.X. (s. f.). *Nordex SE - Español.* Recuperado 19 de abril de 2023, de <https://www.nordex-online.com/es/product/n163-5-x/>

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

Nordex N163/5.X - 5,00 MW - Aerogenerador. (s. f.). Recuperado 9 de febrero de 2023,

de <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2116-nordex-n163-5.x>

Open Infrastructure Map. (s. f.). Recuperado 14 de febrero de 2023, de

<https://openinframap.org>

Precios de la energía y seguridad del suministro. (2023, marzo 31).

<https://www.consilium.europa.eu/es/policies/energy-prices-and-security-of-supply/>

Segade, J. M. G. de A. (2022, noviembre 22). *Gestión de residuos en el sector eólico.*

MAPFRE Global Risks. <https://www.mapfreglobalrisks.com/gerencia-riesgos-seguros/articulos/gestion-de-residuos-en-el-sector-eolico/>

TFG_Antonio Puerta Vicente-2.pdf. (s. f.). Recuperado 5 de abril de 2023, de

https://oa.upm.es/42995/2/TFG_Antonio%20Puerta%20Vicente-2.pdf

TFM_HUGO_GONZÁLEZ_LÁZARE.pdf. (s. f.). Recuperado 16 de mayo de 2023, de

https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/15232/TFM_HUGO_GONZ%C3%81LEZ_L%C3%81ZARE.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Vestas. (s. f.). Recuperado 27 de febrero de 2023, de

<https://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/4mw-platform-brochure/?page=24>

Viaintermedia.com. (2017, marzo 14). *Eólica—Nuevo sistema para conocer el impacto*

del efecto estela en los aerogeneradores marinos. Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.; Eólica - Nuevo sistema para conocer el impacto del efecto estela en los aerogeneradores marinos - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. <https://www.energiyas-renovables.com/eolica/nuevo-sistema-para-conocer-el-impacto-del-20170314>

ANEXO I

Especificaciones técnicas de la turbina Nordex 163/5.7

04⁰⁷ DATOS TÉCNICOS

Operating data

Rated power	5,0-5,X MW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	Hasta 26 m/s

Rotor

Diameter	163 m
Swept area	20.867 m ²

Gearbox

Type	Multiplicadora de alta velocidad
-------------	----------------------------------

Generator

Construction	Generador asíncrono doblemente alimentado.
Cooling system	Refrigeración de líquido/aire
Grid frequency	50/60 Hz

Brake system

Main brake	Freno aerodinámico (pitch)
Holding brake	Freno de disco

Hub height

Hub height	hasta 164 m, según el proyecto y el emplazamiento
-------------------	---

5 MW+

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

MODOS DE SONIDO, POTENCIA OPTIMIZADA

+20%

AEP MAYOR

MAYOR AEP, MAYOR EFICIENCIA

106.4
dB(A)

MENOS RUIDO, MÁS POTENCIA

106.4 dB(A) A 5.5 MW

ANEXO II

Velocidad del viento	% Weibull	Horas/año	Potencia KW	Energía generada (KW/h)
0.00	0	0	0	0
1.00	0.000400	3.504	0	0
2.00	0.007900	69.204	0	0
3.00	0.032200	282.072	30	8462.16
4.00	0.058700	514.212	239	122896.668
5.00	0.082840	725.6784	563	408556.9392
6.00	0.103045	902.6742	1022	922533.0324
7.00	0.118000	1033.68	1656	1711774.08
8.00	0.123900	1085.364	2491	2703641.724
9.00	0.119300	1045.068	3446	3601304.328
10.00	0.105200	921.552	4357	4015202.064
11.00	0.086500	757.74	5083	3851592.42
12.00	0.065100	570.276	5492	3131955.792
13.00	0.043200	378.432	5673	2146844.736
14.00	0.026400	231.264	5700	1318204.8
15.00	0.014600	127.896	5700	729007.2
16.00	0.007700	67.452	5700	384476.4
17.00	0.003500	30.66	5700	174762
18.00	0.001500	13.14	5700	74898
19.00	0.000000	0	5700	0
20.5*	0.000000	0	5586	0
21.0*	0.000000	0	5455	0
22.0*	0.000000	0	5153	0
23.0*	0.000000	0	4856	0
24.0*	0.000000	0	4560	0
25.0*	0.000000	0	4269	0
26.0*	0.000000	0	3973	0
				25306112.34

ANEXO III

Datos técnicos del conductor del cableado de media tensión

Características dimensionales e intensidades máximas

Sección Conductor / Pantalla Cu (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)	
								Conductor	Pantalla
12/20 kV									
1X95 (Al)/16*	23,2	32,1	1075	482	255	205	190	8,93	2,97
1X150 (Al)/16*	25,9	35,2	1300	528	335	260	245	14,1	2,97
1X240 (Al)/16*	30,0	39,3	1685	590	455	345	320	22,6	2,97
1X400 (Al)/16*	35,0	44,6	2230	669	610	445	415	37,6	2,97
1X500 (Cu)/16	39,2	48,7	5910	731	930	635	605	71,5	2,97
1X630(Cu)/16	42,6	52,2	7355	783	1095	715	675	90,1	2,97
18/30 kV									
1X95 (Al)/16*	28,2	37,1	1325	557	255	205	190	8,93	2,97
1X150 (Al)/16*	30,9	40,2	1585	603	335	260	245	14,1	2,97
1X240 (Al)/16*	35,0	44,3	1990	665	455	345	320	22,6	2,97
1X400 (Al)/16*	40,0	49,6	2575	744	610	445	415	37,6	2,97
1X500 (Al)/16	43,5	53,1	3050	797	715	505	480	47,0	2,97
1X630 (Al)/16	48,0	57,6	3600	864	830	575	545	59,2	2,97
1x800 (Al)/16**	51	60,1	4150	902	955	640	625	75,2	2,99
1X1000 (Al)/16**	55	64,5	4895	968	1085	710	695	94	2,99
1X500 (Cu)/16	44,2	53,7	6305	806	930	635	605	71,5	2,97
1X630 (Cu)/16	47,6	57,2	7720	858	1095	715	675	90,1	2,97

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

**Secciones especiales no normalizadas por compañías eléctricas. Norma de diseño IEC 60502-2. Antes de incorporarlas a cualquier estudio se recomienda tener en cuenta las dimensiones y pesos para el manejo de estos cables a la hora del tendido (tamaño de bobinas, radios de curvatura, etc.). Asimismo es muy importante asegurar la disponibilidad de accesorios (empalmes, terminales, conectores separables, etc.) para estos cables. Recomendamos considerar el empleo de varios conductores por fase como alternativa.

(1) Valores aproximados (sujetos a tolerancias de fabricación)

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con ITC-LAT 06 del RLAT. Cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos. Para

instalación al aire: 40 °C de temperatura ambiente (a la sombra). Para instalación enterrada: 1 m de profundidad y terreno de 1,5 K.m/W de resistividad térmica y 25 °C de temperatura.

Tensiones

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión asignada simple U ₀ (kV)	12	18
Tensión asignada entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en la región de Jutlandia Septentrional, Dinamarca

Sección Conductor / Pantalla Cu (mm²)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)	Resistencia homopolar R ₀ (Ω/km)	Reactancia inductiva homopolar X ₀ (Ω/km)	Capacidad homopolar C ₀ (μF/km)
18/30 kV							
1X95 (Al)/16*	0,320	0,403	0,134	0,166	1,149	0,528	0,166
1X150 (Al)/16*	0,206	0,262	0,126	0,190	1,032	0,521	0,190
1X240 (Al)/16*	0,125	0,161	0,116	0,227	0,947	0,514	0,227
1X400 (Al)/16*	0,0778	0,102	0,108	0,272	0,895	0,510	0,272
1X500 (Al)/16	0,0605	0,103	0,103	0,303	0,875	0,508	0,303
1X630 (Al)/16	0,0469	0,0636	0,100	0,343	0,857	0,506	0,343
1X800 (Al)/16**	0,0367	0,0509	0,095	0,399	0,845	0,503	0,399
1X1000 (Al)/16**	0,0291	0,0426	0,092	0,436	0,835	0,502	0,436
1X500 (Cu)/16	0,0366	0,051	0,105	0,309	0,851	0,508	0,309
1X630 (Cu)/16	0,0283	0,0408	0,101	0,339	0,840	0,507	0,339

ANEXO IV

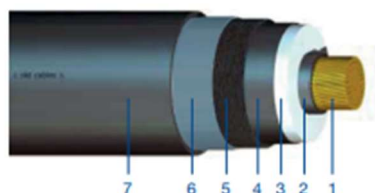
(A)2X(F)K2Y up to 550 kV

Single-core cable with lead sheath

Einleiterkabel mit Bleimantel

NKT

Standard: IEC 60840 & 62067 – DIN VDE 0276-632 & -2067



Design:

Aufbau:

- | | |
|---|-----------------------------------|
| 1 Conductor (Al or Cu)
Leiter (Al oder Cu) | 5 Taping
Bandierung |
| 2 Inner semi-conducting layer
Innere Leitschicht | 6 Lead sheath
Bleimantel |
| 3 XLPE insulation
VPE-Isolierung | 7 PE oversheath
PE-Außenmantel |
| 4 Outer semi-conducting layer
Äußere Leitschicht | |

Application:

Anwendung:

The cables are suitable for installation indoors, outdoors, in the ground and in water.
They may be laid direct in the ground, in ducts or in cable troughs.

Die Kabel sind geeignet für die feste Verlegung in Innenräumen, im Freien, in Erde und in Wasser.
Sie können direkt in den Boden, in Schutzrohre oder in Kabelkanäle gelegt werden.

Properties:

Eigenschaften:

- | | |
|---------------------------|--|
| Conductor
Leiter | Circular, stranded and compacted, larger sizes of segmental construction
Rund, mehrdrähtig und verdichtet, große Querschnitte als Segmentleiter |
| Lead sheath
Bleimantel | Water barrier and enhanced protection against aggressive chemicals
Wassersperre und erhöhter Schutz gegen aggressive Stoffe |
| Oversheath
Außenmantel | Different colours available, conductive coating or flame retardent properties optional
In verschiedenen Farben möglich, leitfähige Beschichtung oder Flammwidrigkeit optional |

ANEXO V

Años	Ingresos	Inversión inicial	Costes mantenimiento	Cash flow
0	-	- 46.992.044.84	-	- 46.992.044.84
1	10.276.254.00	0	- 2.174.000.00	8.102.254.00
2	7.707.190.50	0	- 2.217.480.00	5.489.710.50
3	6.186.304.91	0	- 2.261.829.60	3.924.475.31
4	5.713.597.22	0	- 2.307.066.19	3.406.531.03
5	5.580.005.92	0	- 2.353.207.52	3.226.798.41
6	5.857.464.78	0	- 2.400.271.67	3.457.193.11
7	5.723.873.48	0	- 2.448.277.10	3.275.596.38
8	5.466.967.13	0	- 2.497.242.64	2.969.724.49
9	5.703.320.97	0	- 2.547.187.49	3.156.133.48
10	5.466.967.13	0	- 2.598.131.24	2.868.835.88
11	5.549.177.16	0	- 2.650.093.87	2.899.083.29
12	5.261.442.05	0	- 2.703.095.75	2.558.346.30
13	5.138.127.00	0	- 2.757.157.66	2.380.969.34
14	4.932.601.92	0	- 2.812.300.81	2.120.301.11
15	5.076.469.48	0	- 2.868.546.83	2.207.922.65
16	4.891.496.90	0	- 2.925.917.77	1.965.579.14
17	4.572.933.03	0	- 2.984.436.12	1.588.496.91
18	4.655.143.06	0	- 3.044.124.85	1.611.018.22
19	4.326.302.93	0	- 3.105.007.34	1.221.295.59
20	4.110.501.60	0	- 3.167.107.49	943.394.11
21	4.295.474.17	0	- 3.230.449.64	1.065.024.53
22	3.966.634.04	0	- 3.295.058.63	671.575.41
23	4.007.739.06	0	- 3.360.959.80	646.779.26
24	3.833.042.74	0	- 3.428.179.00	404.863.74
25	3.894.700.27	0	- 3.496.742.58	397.957.69
26	-	0	1.225.000.00	1.225.000.00

Ilustración 50: Flujo de caja

VAN	2.795.056
TIR	4%

Tabla 32: VAN y TIR