

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado
**ANÁLISIS DE VIABILIDAD SOCIO-
ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO
OFFSHORE EN CANTABRIA**
(Analysis of socio-economic viability of an
offshore wind farm in Cantabria)

Para acceder al Título de

**GRADUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

Autor: Lucía Hoyo Torre

01 - 2018

ÍNDICE GENERAL

1 INTRODUCCIÓN	4
1.1 OBJETIVOS	5
2 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE	6
2.1 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN EL MUNDO	7
2.2 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN EUROPA	8
2.3 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA	13
2.4 TECNOLOGÍA OFFSHORE	14
2.4.1 Aerogenerador	14
2.4.2 Cimentaciones	18
3 METODOLOGÍA	22
3.1 METODOLOGÍA TÉCNICA	22
3.1.1 Selección del emplazamiento	22
3.1.2 Comparativa aerogeneradores	29
3.1.3 Colocación de los aerogeneradores	29
3.1.4 Selección de cimentaciones	30
3.1.5 Conexión red eléctrica	30
3.2 METODOLOGÍA ECONÓMICA	31
3.2.1 Evolución histórica	31
3.2.2 Análisis Coste-Beneficio	32
3.2.3 Metodología básica del Análisis Coste-Beneficio	33
4 CASO DE ESTUDIO	42
4.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	42
4.2 SELECCIÓN DE AEROGENERADORES	43
4.3 COLOCACIÓN DE AEROGENERADORES	46
4.4 SELECCIÓN DE CIMENTACIONES	48

4.5 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	51
4.5.1 Características de la instalación propuesta para el parque	51
4.5.2 Conexión interna del parque	51
4.5.3 Evacuación de la energía	52
4.5.4 Cable interior del parque	55
4.5.5 Subestación offshore	55
4.5.6 Cable de evacuación a tierra	56
4.5.7 Cálculos línea eléctrica	57
5 ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO DEL PROYECTO	59
5.1 DEFINICIÓN DE PARÁMETROS BÁSICOS	59
5.2 IDENTIFICACIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS IMPACTOS	60
5.2.1 Aspectos económicos	61
5.2.2 Aspectos sociales	62
5.2.3 Aspectos medioambientales	64
5.2.4 Impactos relevantes	65
5.3 VALORACIÓN MONETARIA	67
5.4 INDICADORES DE RENTABILIDAD	69
5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	70
5.6 ANÁLISIS DE RIESGOS	74
6 CONCLUSIONES	77
7 BIBLIOGRAFÍA	79
8 ANEXO	81
8.1 ANEXO 1 – ESPECIFICACIONES AEROGENERADOR.....	81
8.2 ANEXO 2 - CÁLCULOS	82
9 ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICOS Y TABLAS	92
9.1 ÍNDICE DE FIGURAS	92

9.2 ÍNDICE DE GRÁFICOS	93
9.3 ÍNDICE DE TABLAS	94

1 INTRODUCCIÓN

La motivación de este proyecto ha surgido de la necesidad de satisfacer las demandas actuales y futuras de energía solventando una de las grandes preocupaciones sociales existentes, la utilización de sistemas sostenibles de generación energética.

Entre los sectores que más emisiones generan en España se encuentra en primer lugar el de la electricidad, por ello es muy importante el desarrollo de tecnologías limpias que permitan reducir estas emisiones.

Las energías renovables han visto incrementada su cuota de participación en el mix energético durante esta última década de forma considerable. Se está apostando por una introducción progresiva de las fuentes de energía renovables debido a la creciente preocupación por el cuidado del medioambiente y, en particular, por la emisión de gases de efecto invernadero, principales causantes del calentamiento global. Este interés se está viendo plasmado en la proliferación de acuerdos internacionales que intentan establecer unas bases que permitan frenar este fenómeno.

Por el momento, no todas las energías renovables tienen precios competitivos frente a las energías convencionales, como es la energía solar. Pero para el caso de la energía eólica, su madurez tecnológica ha provocado mejoras en los costes de generación y han conseguido hacerse un hueco en el mix energético nacional. Dentro de los diferentes tipos de energía eólica este proyecto se centrará en la energía eólica marina, debido a su alto potencial, elevada eficiencia y el gran rendimiento que se podría extraer de su implantación en las costas españolas. La energía eólica marina tiene entre sus principales ventajas, ser una energía totalmente limpia y renovable, que no emite gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Las energías convencionales utilizan como materia prima combustibles fósiles, estos son importados desde países con cierta inestabilidad política lo que se refleja en la variación del nivel de los precios.

Por estos motivos, tanto España como el resto de países, deben de diversificar su mix energético y reducir su dependencia.

Con este tipo de proyectos eólicos se busca conseguir las siguientes metas:

- Acabar con la dependencia energética, aumentando la seguridad del suministro.
- Mejoras en las condiciones productivas que permitan obtener el máximo rendimiento a las instalaciones de generación de energía.
- Reducción de las emisiones contaminantes para preservar el medioambiente.
- Favorecer el bienestar social, contribuyendo al desarrollo económico local.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo principal del análisis es la determinación de la viabilidad socioeconómica de la creación de una central eólica offshore en la costa de Cantabria, es decir, determinar su rentabilidad para la sociedad.

Para la consecución del objetivo principal, hay que ir cumpliendo una serie de objetivos secundarios.

- Analizar la energía eólica offshore, conceptos básicos, evolución, situación actual tanto a nivel mundial como nacional...etc.
- Estudiar la metodología del Análisis Coste-Beneficio, su evolución histórica, sus diferentes enfoques y etapas.
- Elaborar un modelo de parque eólico offshore para sobre él, realizar el ACB.
- Analizar los resultados obtenidos, incluyendo la realización de un análisis de sensibilidad y riesgos.

2 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE

Actualmente, la energía eólica es la energía renovable más madura y desarrollada. Se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente.

Existen dos posibilidades de colocación para los aerogeneradores en suelo firme y en suelo marino, también se pueden denominar como onshore y offshore. En ambos tipos se suelen colocar en agrupaciones denominadas parques eólicos con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía.

La energía eólica offshore ofrece una serie de ventajas e inconvenientes frente a la energía eólica onshore:

- Ventajas:
 - Facilidad para encontrar zonas con altas velocidades de viento sin explotar.
 - Inexistencia de obstáculos que reduzcan la velocidad del viento. Esto ocasiona que la velocidad en el mar sea 1 m/s mayor que en las zonas costeras próximas, lo que se traduce en un 20% más de producción eléctrica al año.
 - Las turbulencias del viento en el mar son bajas, por lo que hace que disminuya la fatiga del aerogenerador y se mejore su vida útil.
 - Al localizarse lejos de las zonas urbanas, se reduce el impacto visual sobre el paisaje además de reducirse el impacto acústico.
 - No existen limitaciones de espacio, de manera que se pueden utilizar grandes extensiones de terreno con instalaciones de alta potencia.
 - Mayor creación de empleo en las fases de construcción, montaje y mantenimiento debido a la complejidad en su instalación y explotación.
- Inconvenientes:
 - Los costes de instalación, cimentación y conexión eléctrica son bastante más elevados.
 - Complicaciones en el acceso al parque en sus fases de ejecución y mantenimiento.

- Los costes y dificultades aumentan en función de la profundidad marina.

2.1 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN EL MUNDO

La energía eólica offshore a nivel mundial está en clara expansión, desde sus comienzos en el norte de Europa donde se instalaron los primeros parques eólicos offshore hasta la actualidad donde ya se han instalado parques eólicos offshore en Estados Unidos, China e India.

A nivel mundial en 2016 se instalaron un total de 2.217 MW de nueva energía eólica offshore en siete países, lo que supone un 31% menos con respecto al año 2015. Actualmente 14 países en todo el mundo ya han instalado parques eólicos offshore contando ya con una potencia acumulada de 14.384 MW.

Actualmente, casi el 88% de la energía eólica offshore está situado en la costa de 10 países europeos, el otro 12% se sitúa en China, Japón, Corea del Sur y Estados Unidos.

El mayor mercado eólico del mundo se encuentra en Reino Unido que tiene un 36% de la capacidad instalada mundial, seguido por Alemania con un 29%, en tercer lugar, China con el 11% y seguido de Dinamarca con un 8,8%. Entre esos cuatro países acumulan el 84,8% de la energía eólica offshore a nivel mundial, el resto un 15,2% se reparte entre varios países Bélgica, Suecia, Finlandia, Irlanda, España, Japón, Corea del Sur, Estados Unidos y Noruega.

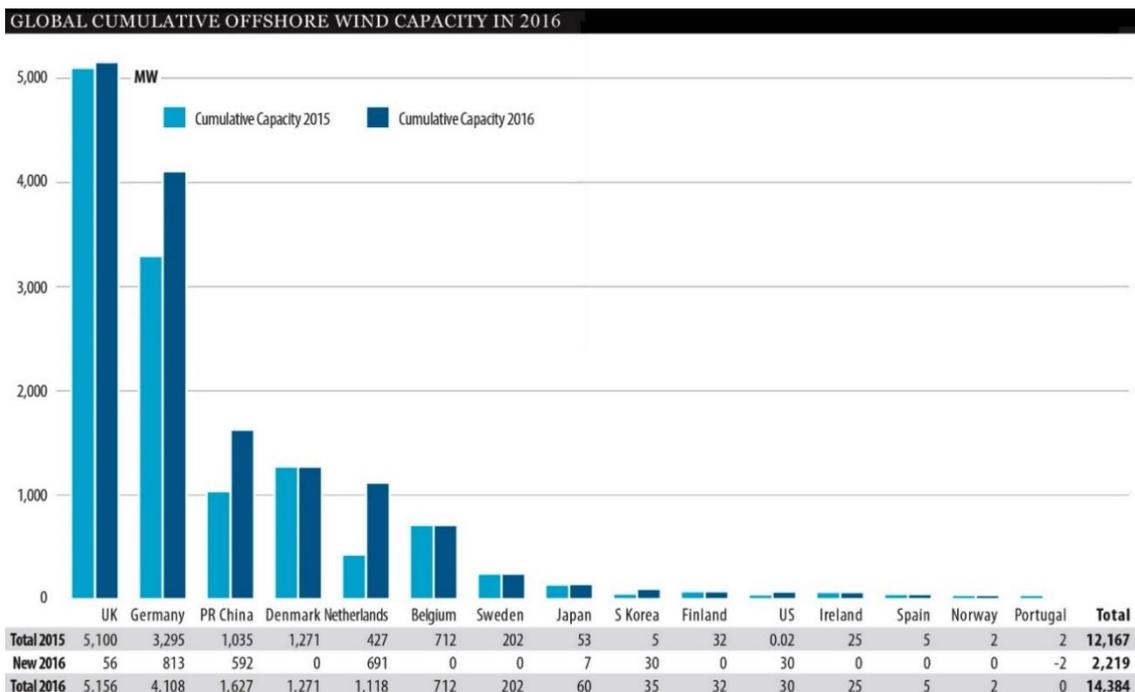


Gráfico 1 - Capacidad eólica offshore acumulada por países. Fuente: GWEC

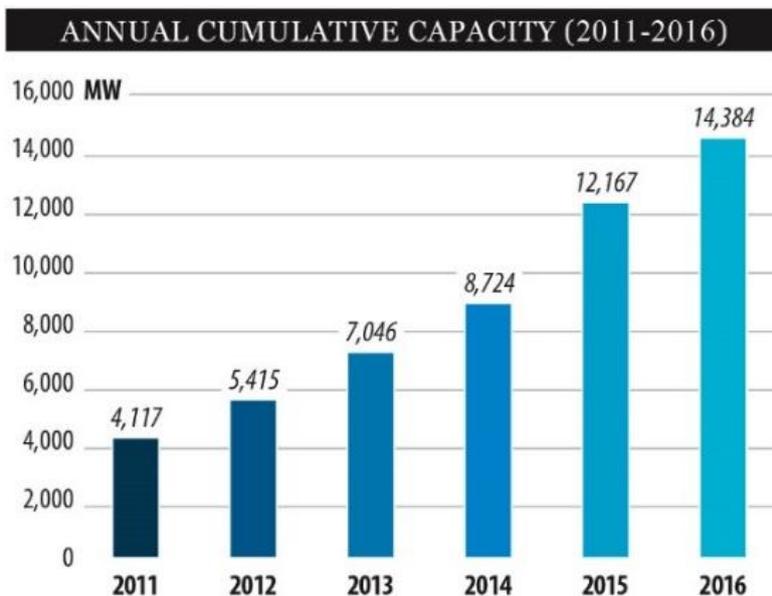


Gráfico 2 - Capacidad eólica offshore acumulada por años. Fuente: GWEC

2.2 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN EUROPA

La energía eólica offshore va ganando terreno en Europa frente a su precursora la eólica onshore, aunque todavía es una parte pequeña de la energía eólica que se produce en el continente. En el 2016 la potencia eólica offshore que se instaló no llegó ni a un 13% de la potencia eólica total instalada en ese año. Aunque en ese mismo

año se experimentaron una reducción de los precios de offshore, que provocaron que en determinadas circunstancias, el offshore fuera más barato que en tierra firme.

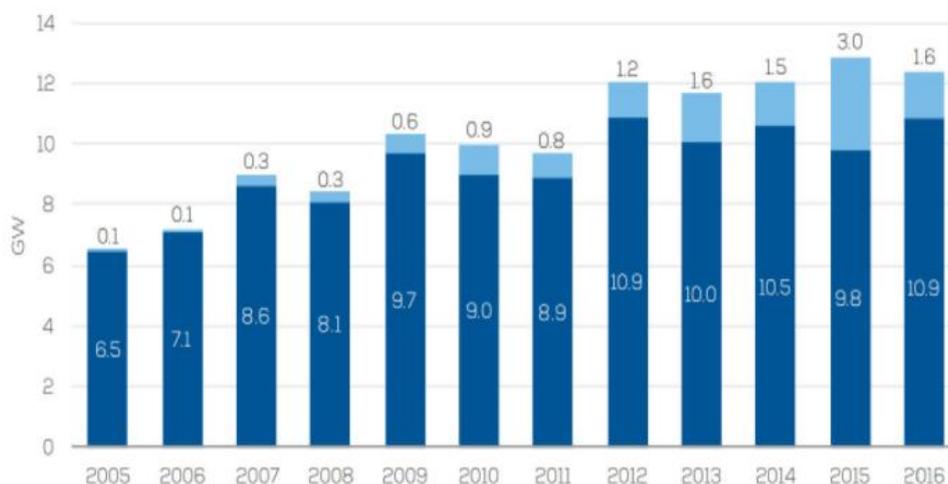


Gráfico 3 - Potencia eólica instalada por años en Europa. Fuente: WindEurope

Las previsiones para la energía eólica offshore en Europa son alentadoras, se prevé que en 2017 se instale el doble de potencia de la que se instaló en 2016. Este gran crecimiento es debido a la inversión que se está realizando en este tipo de energía, según ha presentado la patronal eólica europea (WindEurope) después de hacer un balance de la eólica marina, ha anunciado que se va a realizar una inversión de 18.200 millones de euros en nuevos parques eólicos que se construirán en los próximos años. Se calcula una instalación de 4.900 MW de nueva potencia eólica, esta se instalará en aguas de 5 países, aunque la mitad de esta potencia se instalara en aguas de Reino Unido.

Esta mayor inversión es debida en parte a la mejora y maduración de la tecnología utilizada, la nueva generación de aerogeneradores que llegan hasta una potencia de 9 MW, los aerogeneradores Vestas V-164, además de la creciente confianza de los inversores.

En la actualidad en Europa existe una potencia acumulada de 12.631 MW eólicos instalados, de los cuales 1.558 MW se instalaron en 2016.

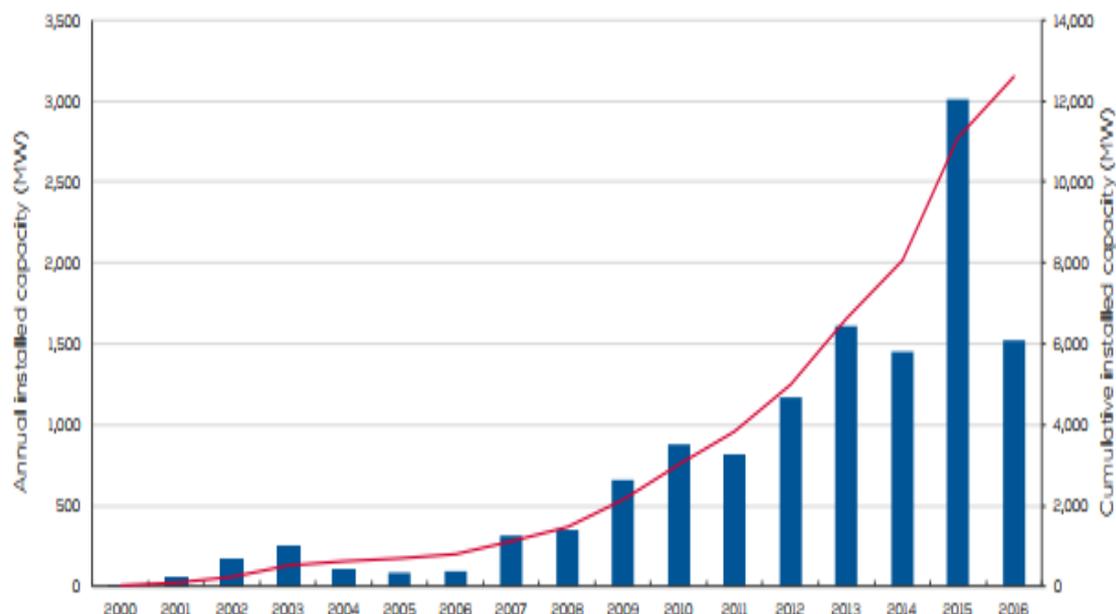


Gráfico 4 - Capacidad instalada acumulada y capacidad instalada anual offshore 2000-2016 en Europa. Fuente: WindEurope

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Annual MW	93	318	349	614	931	816	1,171	1,606	1,452	3,013	1,558
Cumulative MW	801	1,120	1,469	2,083	3,014	3,830	5,002	6,608	8,060	11,073	12,631

Tabla 1 - Capacidad instalada acumulada y capacidad instalada anual offshore 2000-2016 en Europa (Detallado). Fuente: WindEurope

Haciendo un desglose por países, son Reino Unido y Alemania son las que tienen mayor potencia instalada con un 40.8% (5.156 MW) y un 32.5% (4.108 MW) del total respectivamente. Seguido por Dinamarca con un 10.1% (1.271 MW) y Países Bajos con 8.8% (1.118 MW).

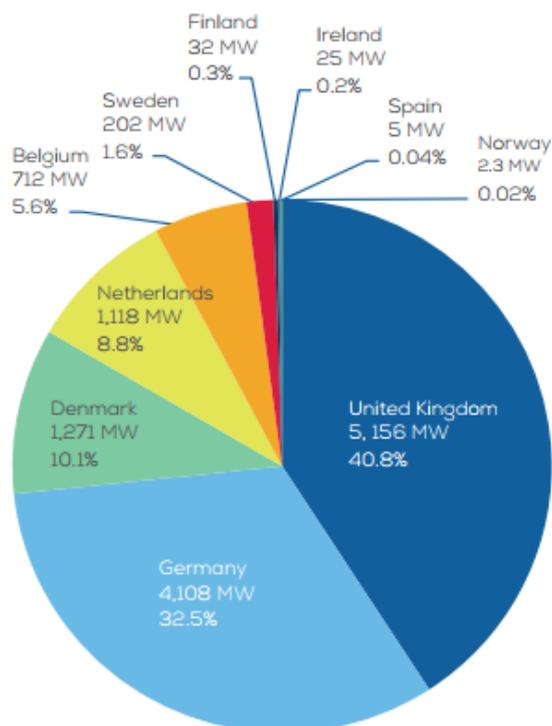


Gráfico 5 - Capacidad instalada acumulada por países en 2016. Fuente: WindEurope

En 2016 se instalaron en Europa 1.558 MW, se repartieron entre aguas de tres países, Alemania con 813 MW, Países Bajos con 691 MW y por último Reino Unido con 56 MW. Se añadieron siete parques eólicos que contaban con 338 aerogeneradores de una potencia media de 4.8 MW, la profundidad media de colocación se encuentra a unos 29.2 metros y a una distancia media de la costa de 43.5 kilómetros.

Reino Unido se encuentra en cabeza de la producción de energía eólica offshore en Europa, esto también es debido a la gran extensión de superficie marina disponible para parques eólicos, llegando casi a los 120.000 kilómetros². Noruega es el país que le sigue en superficie de costas, en este país la energía eólica offshore no es predominante a pesar de tener casi el 100% de su energía renovable. Esto es debido a que tienen su demanda cubierta gracias a la generación hidroeléctrica.

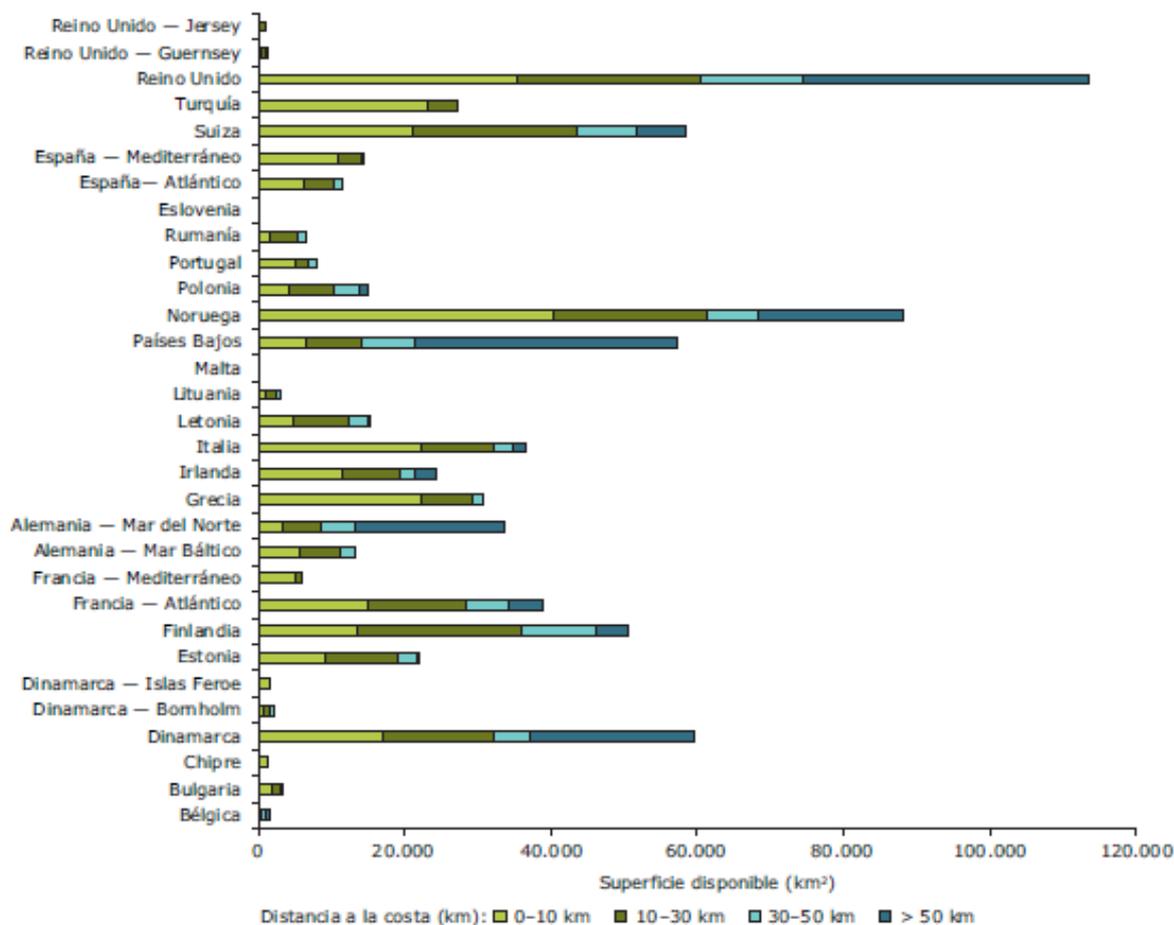


Gráfico 6 - Superficie marina disponible (km²) para parques eólicos dentro de los límites jurisdiccionales nacionales. Fuente: AEMA, 2008

Desde que en 1991 se instalara el primer parque eólico del mundo ha evolucionado mucho la energía eólica offshore. Dicho parque se instaló en Dinamarca, en aguas del mar báltico, fue el parque eólico Vindeby que contaba con 11 aerogeneradores y una producción de 450 kW por aerogenerador contando con una potencia total de 4.95 MW.

En comparación encontramos el parque eólico offshore con mayor potencia instalada en la actualidad, se encuentra en Reino Unido, es el Parque London Array, cuya puesta en marcha fue en julio de 2013 con una potencia total de 630 MW. Aunque en la actualidad los promotores del London Array pretenden ampliar su potencia desde los 630 MW actuales hasta los 870 MW.

El parque está situado frente a la desembocadura del río Támesis, a unos 20 kilómetros frente a la costa de Essex. Tiene una extensión de aproximadamente 100 km² para el que han sido necesarios más de 450 kilómetros de cables submarinos.

Está compuesto por 175 aerogeneradores suministrados por Siemens con una potencia de 3.6 MW por aerogenerador, una subestación en tierra y dos subestaciones en alta mar. Desde su puesta en marcha se ha evitado la emisión de 900.000 toneladas de dióxido de carbono al año en su capacidad actual.



Figura 1 - Parque London Array, Reino Unido. Fuente: reve

2.3 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA

En la actualidad, la potencia eólica instalada en España asciende 23.026 MW y se posiciona como la segunda fuente de generación eléctrica del país. España se coloca como el quinto país del mundo por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos, Alemania e India.

Del total de la energía eólica de España, solo 5 MW son de energía eólica offshore que corresponden a él aerogenerador situado en Arinaga (Islas Canarias). Este aerogenerador se instaló en 2013 y hasta la fecha es el único en España. Por el momento existen varios proyectos también en la costa de Canarias, pero todavía están en trámites de administrativos.

Las causas por lo que no se desarrolla este tipo de energía en España son varios, entre ellos encontramos:

- Limitaciones técnicas
 - Profundidades marinas demasiado grandes.
 - Elevados costes de construcción y mantenimiento.
- Oposición social
 - Negativa de colectivos sociales y municipios a la implantación de aerogeneradores en sus costas, por la posibilidad de perjudicar el turismo o la pesca.
- Barreras regulatorias
 - Elevados plazos de tramitación administrativa.
 - Limitación de zonas para la implantación de parques eólicos en la costa española.

2.4 TECNOLOGÍA OFFSHORE

En este apartado se describen dos de los elementos más importantes de un parque eólico offshore.

2.4.1 Aerogenerador

Es un dispositivo que permite transformar la energía cinética del viento en electricidad, también se denomina turbina eólica. La rápida evolución de la tecnología eólica ha favorecido al aumento de su durabilidad, actualmente, los aerogeneradores tienen una vida media superior a 25 años.

Un aerogenerador consta de más de 8000 componentes y que se dividen en varios sistemas. A continuación, se detallan la descripción y el funcionamiento de los más importantes.

- Sistema de captación:
 - Palas: Son los elementos del aerogenerador encargados de captar la energía cinética del viento y transmitir su potencia al buje. Normalmente, se fabrican con una mezcla de fibra de vidrio y resina. Existen dos tipos, las de paso fijo en las cuales la posición de las palas permanece invariable y paso

variable que son aquellas que modifican su posición, es decir, el ángulo que forma el perfil de la pala con la corriente de aire incidente en la misma.

- Buje: Une las palas del aerogenerador con el eje de baja velocidad.
- Rotor: Es el conjunto formado por las palas y el buje.
- Sistema de transmisión:
 - Eje de baja velocidad: Conecta el buje del rotor al multiplicador. El eje contiene conductos del sistema hidráulico o eléctrico, para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.
 - Multiplicador: Es un conjunto de engranajes que relaciona el eje de baja velocidad con el de alta aumentando la velocidad en este último. También se puede denominar caja de cambios o de engranajes.
 - Eje de alta velocidad: Gira a una velocidad aproximada de 1500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno mecánico que se utiliza en caso de emergencia por fallo del freno dinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.
- Sistema de generación:
 - Generador eléctrico: Su finalidad es transformar la energía mecánica procedente del rotor de la máquina en energía eléctrica.
 - Transformador: Se sitúa en la base de la torre. La electricidad producida en el generador pasa al transformador por unos cables, para ser enviada con la tensión adecuada a la subestación.
- Sistema de protección:
 - Góndola: Se encuentra sobre la torre y su función es de protección sobre los elementos que guarda en su interior, que son el rotor, el generador, el multiplicador, el freno, la caja de cambios...etc. Además, sobre él se sitúa el sistema de orientación. También se puede denominar Nacela.

- Sistema de soporte:
 - Torre: Soporta el peso de la góndola y del rotor. La altura media se encuentra entre 50 y 80 metros, a medida que nos alejamos del suelo mayor es la velocidad del viento. Existen dos tipos, las tubulares que son más seguras ya que pueden disponer de una escalera interior para acceder a la parte superior y las de celosía, que son más baratas.
- Sistemas de control:
 - Controlador electrónico: Su función es monitorizar las condiciones del aerogenerador y controlar el mecanismo de orientación. En caso de detectar alguna anomalía automáticamente para el aerogenerador e informa al operario encargado de la turbina.
 - Anemómetro y veleta: Se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcance 3-4 m/s y para pararlo cuando durante 10 minutos la velocidad del viento exceda los 25 m/s. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para cambiar la orientación del aerogenerador en contra del viento y variar el ángulo de las palas en función del viento para obtener el óptimo energético.
 - Motor rotor: Su función es orientar tanto la góndola como el propio rotor frente al viento, para conseguir una mayor producción.

Existen otros sistemas como son el sistema hidráulico o el sistema de refrigeración.

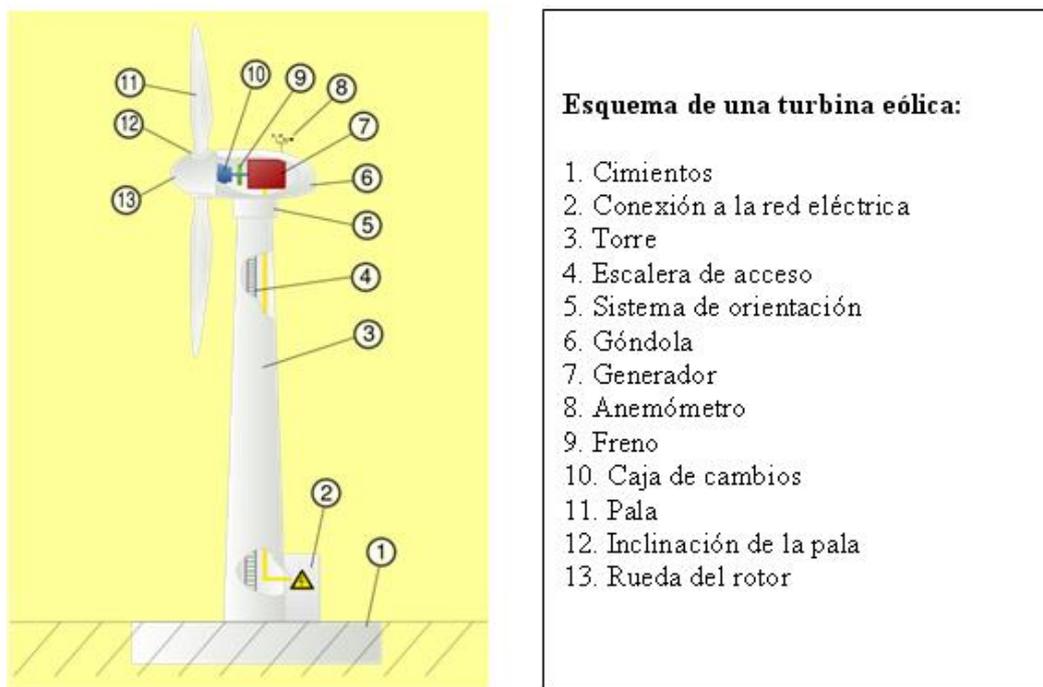


Figura 2 - Componentes de un aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plataforma educativa aragonesa

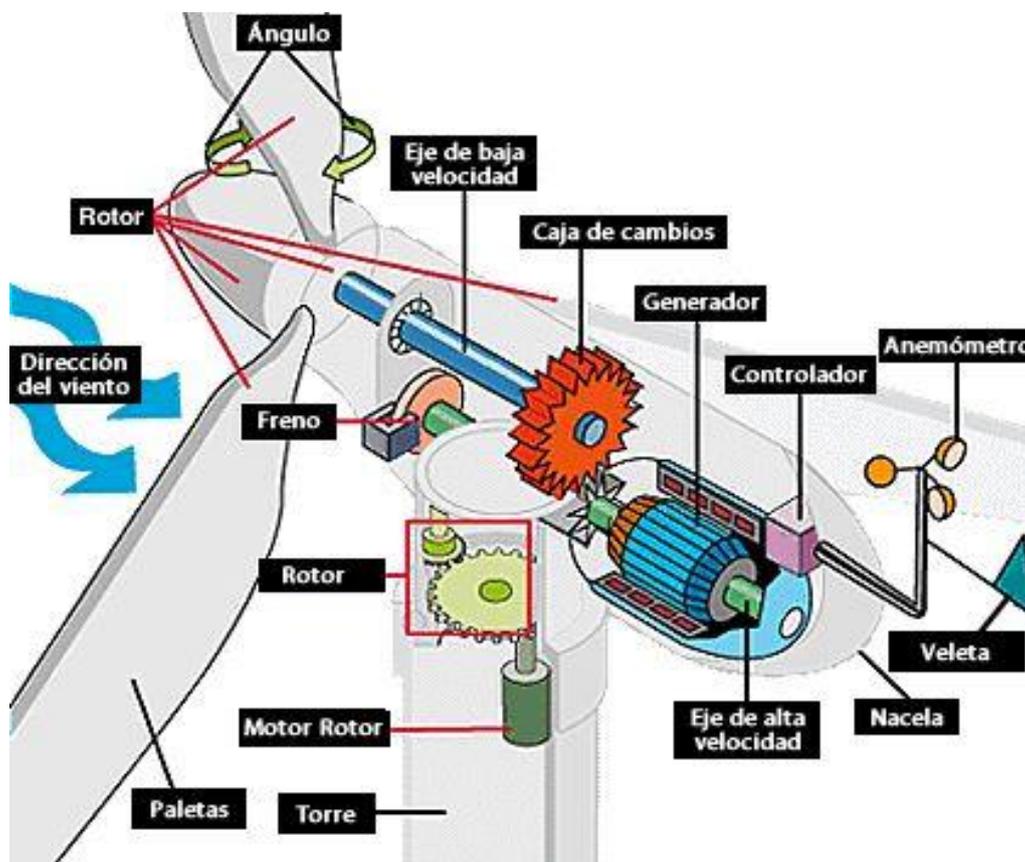


Figura 3 - Partes de un aerogenerador (Detallado). Fuente: WordPress

2.4.2 Cimentaciones

La principal función de la cimentación es fijar el aerogenerador al lecho marino. El diseño de la cimentación varía según las condiciones de vientos y olas, la profundidad y la geología del lecho marino. Dependiendo de las condiciones anteriores existen varios tipos de cimentaciones.

Los cuatro tipos más comunes son:

- **Monopilote:** Son las más empleadas, para su instalación se perfora el fondo marino unos 10-20 metros y se introduce un pilote metálico que continua de la misma estructura que la torre. Consiste en un tubo de acero con diámetro aproximado de 3,5 – 5 m, con un ancho de pared de alrededor de 5 cm. Este tipo de cimentación es válida hasta una profundidad del lecho marino de unos 25 metros.

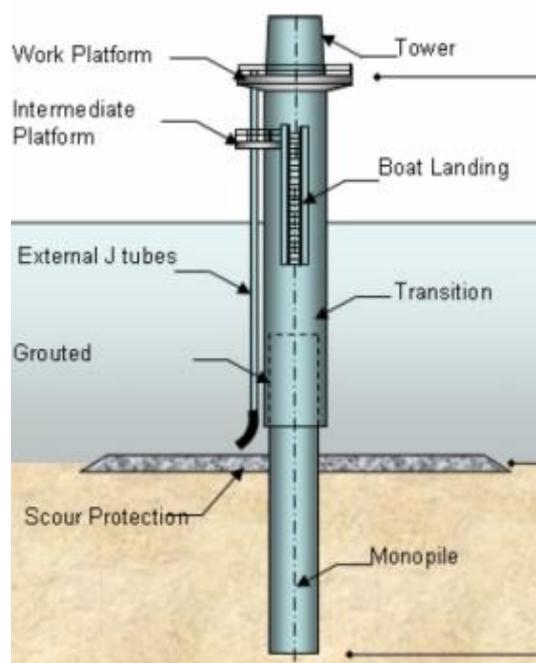


Figura 4 - Cimentación tipo monopilote. Fuente: Iberdrola renovables

- **Trípode:** Inspirada en las cimentaciones utilizadas para plataformas petroleras marinas, se caracteriza por dividir los esfuerzos que transmite la estructura a tres pilotes de acero. Para su instalación se clavan unos 10-20 metros en el lecho marino dependiendo de las condiciones del suelo. La ventaja de este tipo de modelo es que se puede instalar en zonas de gran profundidad entre 25 y

50 metros teniendo en cuenta que los costes de instalación aumentan con la profundidad.

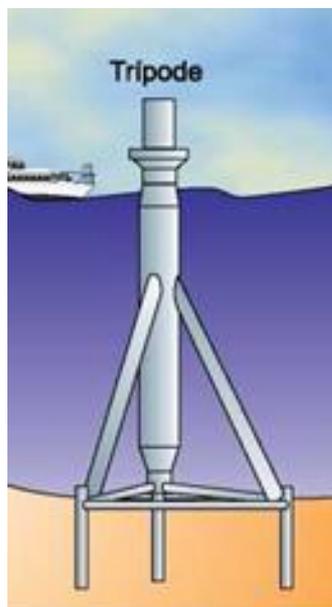


Figura 5 - Cimentación tipo Trípode. Fuente: Energy profesional symposium

- Jackets: Son similares a los anteriores, la única diferencia se encuentra en la estructura. El tipo jacket cuenta con cuatro pilotes de acero sobre los que se transmiten los esfuerzos de la parte superior. Este sistema se ancla mediante sistemas de pilotaje y se transporta e instala de una sola pieza, lo que requiere el uso de barcos especiales.

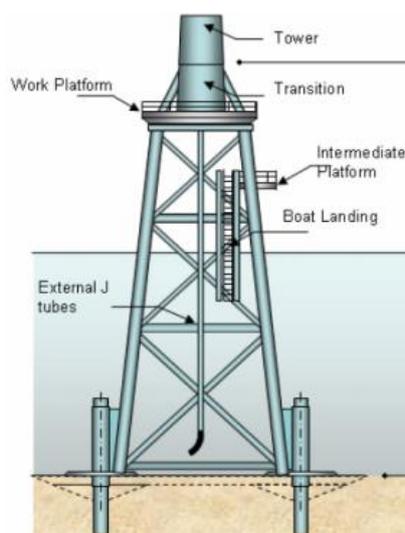


Figura 6 - Cimentación tipo Jacket. Fuente: Iberdrola renovables

- Por gravedad: Es la más utilizada en los parques eólicos offshore existentes. La profundidad ideal para este tipo de cimentación es baja de entre 4 y 10 metros, para profundidades mayores de 10 metros este método no es rentable económicamente. El peso de la estructura variara entre unas 80 a 100 toneladas, por lo que este relativo poco peso de las bases de hormigón reforzado permite que sean construidas en tierra y luego trasladadas a su lugar de colocación. La capacidad de los remolques posibilita que transporten e instalen varias cimentaciones a la vez. En referencia al tamaño, la base es de unos 14 por 14 metros o 15 metros si es circular.

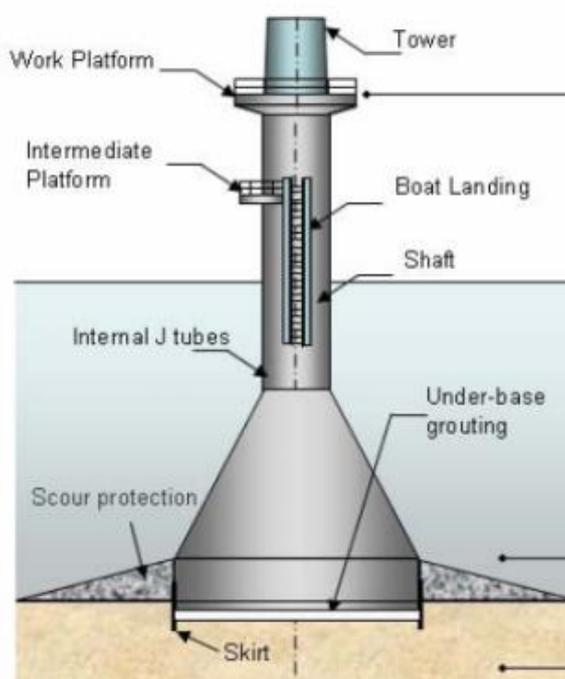


Figura 7 - Cimentación por gravedad. Fuente: Iberdrola renovables

Existe otra posibilidad que son las plataformas flotantes, este tipo de plataforma se utiliza para profundidades mayores de 50 metros. Se caracterizan por estar ancladas mediante cables al fondo marino, se dividen en tres tipos:

- Tension Leg Platform (TLP) estabilizadas mediante líneas de amarre verticales ancladas al fondo marino.
- Semi-sumergible, estabilizadas mediante líneas de amarre y por flotabilidad.
- Boya Spar, estabilizadas mediante líneas de amarre y por lastre en la parte baja de la boya.

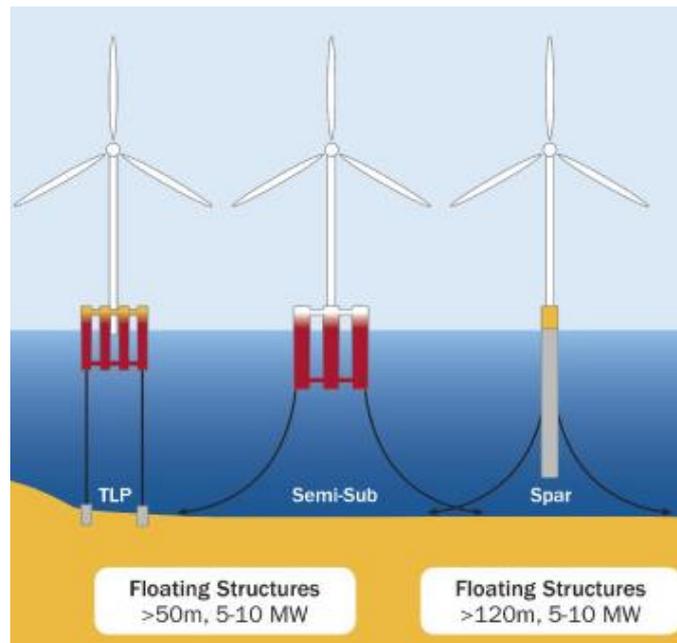


Figura 8 - Diferentes tipos de plataformas flotantes. Fuente: ResearchGate

3 METODOLOGÍA

En este apartado se va a realizar un repaso de la metodología seguida en este Trabajo Fin de Grado. Por un lado, se describirá la metodología técnica que permite caracterizar y diseñar un parque eólico desde cero, incluyendo su localización, dimensionamiento y conexiones. Por otro lado, se describirá la metodología del Análisis Coste-Beneficio que nos va a permitir analizar la viabilidad socio-económica del proyecto.

3.1 METODOLOGÍA TÉCNICA

Los factores más significativos e importantes que se deben considerar para el comienzo del estudio de un parque eólico offshore son:



3.1.1 Selección del emplazamiento

Para la localización del emplazamiento más idóneo se deben tener en cuenta los siguientes condicionantes.

Aspectos legales

a) Procedimientos administrativos para la autorización de la instalación

Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

- Artículo 2 - Definición y requisitos de los parques eólicos:

Se entenderá por parque eólico marino o instalación de generación eólica marina todo proyecto de inversión que se materialice en la instalación integrada de uno o varios aerogeneradores, interconectados eléctricamente mediante redes propias, compartiendo una misma estructura de accesos y control, con medición de energía propia y con conexión a la red de transporte, y ubicado físicamente en el mar territorial. Las instalaciones de generación eólica marina que se pretenda ubicar en el mar territorial tendrán una potencia instalada mínima superior a 50 MW.

- Artículo 6 - Superficie afecta a una concesión:

Las superficies que sean objeto de reserva de zona y concesión del dominio público marítimo-terrestre, para la instalación de un parque eólico marino, podrán tener la forma que solicite el peticionario, pero habrán de quedar definidas por la agrupación de cuadriláteros de diez segundos sexagesimales de lado, adosados al menos por uno de sus lados. Dichos cuadriláteros deberán coincidir con grados y minutos enteros de latitud y longitud, en su caso, con un número de segundos que necesariamente deberá ser múltiplo de diez.

b) Estudio Estratégico Ambiental del Litoral español para la instalación de parques eólicos marinos.

En el año 2009 el Gobierno Español aprobó el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral español (EEAL) con el objetivo de la determinación de las zonas del dominio público marítimo terrestre que, a los solos efectos ambientales, reúnen condiciones favorables para la instalación de parques eólicos marinos, proporcionando en España un estímulo de la energía eólica marina.

El EEAL en el anexo II (Coordenadas de las áreas Eólicas Marinas), establece 72 áreas eólicas marinas, definidas como la extensión de superficie comprendida entre dos paralelos y dos meridianos cuya separación sea de un grado, afectadas por la zona de estudio, sobre las que se representa la propuesta de zonificación para el Estudio Estratégico Ambiental.

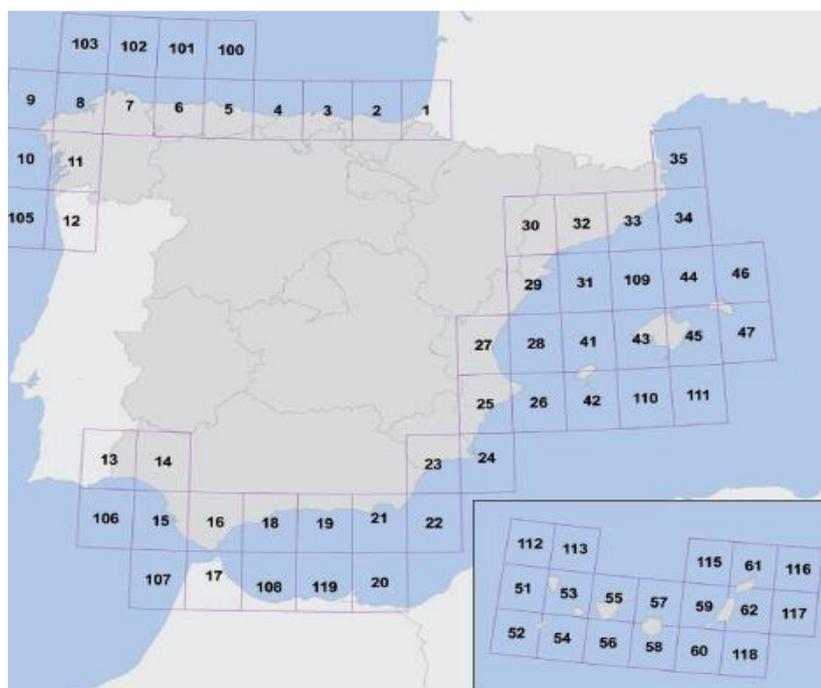


Figura 9 - Zonificación de las áreas eólicas marinas. Fuente: EEAL

Se establece el grado de afección de los potenciales parques eólicos marinos (mayores de 50 MW) en cada área del litoral, a escala general de planificación, con el código de colores.

El Estudio delimita las zonas costeras en 3 grupos:

- Zonas aptas (color verde): Las áreas más adecuadas para parques eólicos marinos, aunque será obligatorio de igual manera la realización y aprobación de un estudio de impacto ambiental de la zona concreta de instalación.
- Zonas con aptas con condicionantes (color amarillo): Las áreas en las que existen conflictos o efectos detectados que deberán ser analizados durante el procedimiento de evaluación ambiental de cada proyecto.
- Zonas de exclusión (color rojo): Las áreas donde los usos y actividades ya establecidos son incompatible con la colocación de un parque eólico offshore.

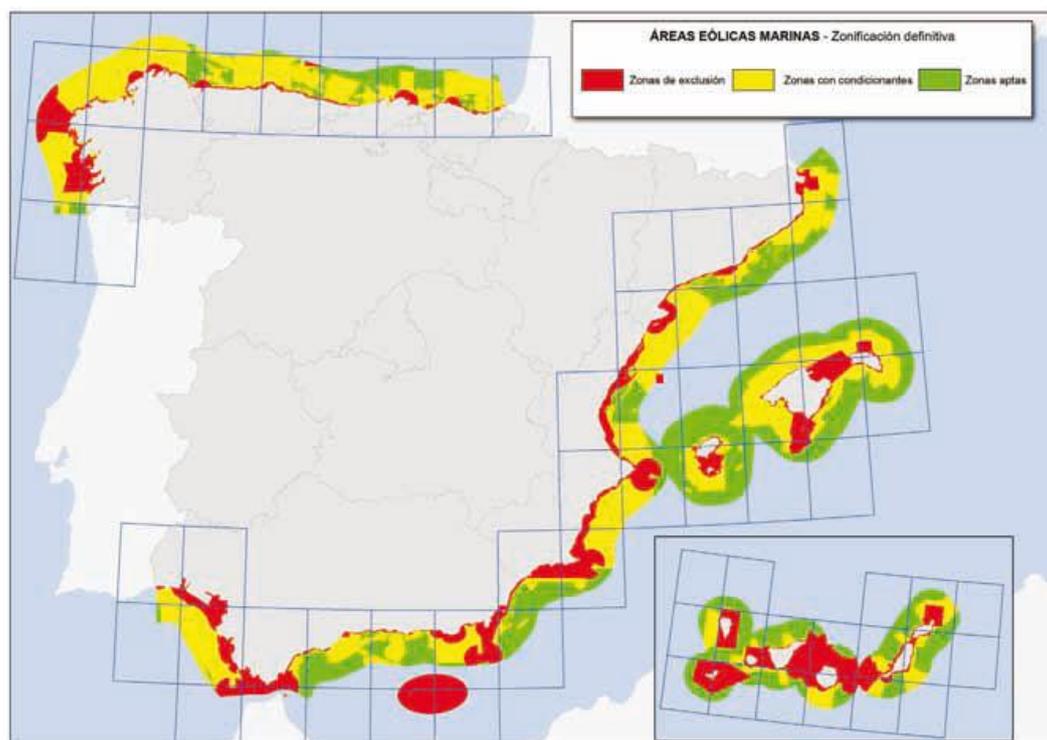


Figura 10 - Clasificación del territorio en zonas aptas, con condicionantes y de exclusión. Fuente: Estudio Estratégico Ambiental. 2009

Hay que resaltar que la aptitud ambiental definitiva de la implantación eólica marina en las zonas clasificadas como “aptas” y “aptas con condicionantes” se determinará para cada proyecto específico, tras los necesarios estudios ambientales.

Se muestra en la siguiente imagen la zonificación de la costa Cantábrica objeto del estudio.



Figura 11 - Detalle de la zonificación de la costa Cantábrica. Fuente: IDAE

c) El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020

El PER tiene el objetivo de lograr, tal y como indica la Directiva comunitaria, que en el año 2020, al menos el 20 % del consumo final bruto de energía en España proceda del aprovechamiento de las fuentes renovables.

Con respecto a la eólica marina, en el PER se fijan los aspectos técnicos y medioambientales con la finalidad de evaluar la superficie útil disponible para la instalación de parques eólicos marinos:

- Consideraciones medioambientales: Se tendrá en cuenta la zonificación del “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral español” para la implantación de parques eólicos marinos.
- Consideraciones técnicas: Se tendrá en cuenta las profundidades marinas (batimetría) adecuadas a la situación actual de la tecnología eólica marina.
- Consideraciones económicas: Se tendrá en cuenta la disponibilidad de recursos eólicos suficientes para que puedan implantarse parques eólicos marinos.

Distancia a la costa

El Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español (EEAL) para la instalación de parques eólicos marinos, establece una banda de 8 km paralela a la línea de costa en base al impacto visual de los aerogeneradores desde la costa. El impacto visual de un parque eólico marino no se considera una argumentación suficiente para excluir “a priori” su implantación en todo el litoral español. Para los proyectos eólicos marinos dentro de dicha banda, se requerirá de un análisis específico del impacto visual del proyecto.

Recursos eólicos

Se debe analizar las características del viento de la zona de proyecto con el fin de poder estimar el tipo de aerogenerador más adecuado, estudiar su disposición para evitar pérdidas por efecto estela y establecer la orientación más favorable con relación al viento dominante, con el fin de obtener un número máximo de horas de funcionamiento, así como la máxima energía generada posible. Se debe buscar una ubicación con velocidad media de viento lo más cercana posible a la velocidad con la que se consigue potencia nominal.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), entidad pública empresarial adscrita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, ha creado un mapa de los recursos eólicos de España con la fiabilidad suficiente para permitir una primera evaluación del potencial eólico disponible. Dado un emplazamiento concreto, el sistema permite estimar su recurso eólico para una fase inicial de proyectos, teniendo en cuenta que para su determinación precisa deberán realizarse campañas de prospección in situ durante el tiempo suficiente.

El IDAE dispone de mapas sobre la velocidad media del viento y de la densidad de potencia eólica a distintas alturas sobre el nivel del suelo (30, 60, 80 y 100 m), así como archivos de datos que contienen los parámetros de las distribuciones de frecuencias de velocidad y dirección del viento, además en su página web incluye una aplicación que permite seleccionar cualquier punto de la costa española y calcular una estimación de los MWh anuales que produciría una instalación. Se muestra a continuación una imagen de esta aplicación, en la misma, aparecen marcados los puntos de viento a 80 m de la superficie cada 2,5 km. También aparecen delimitadas las zonas de las diferentes velocidades del viento y las zonas geográficas.

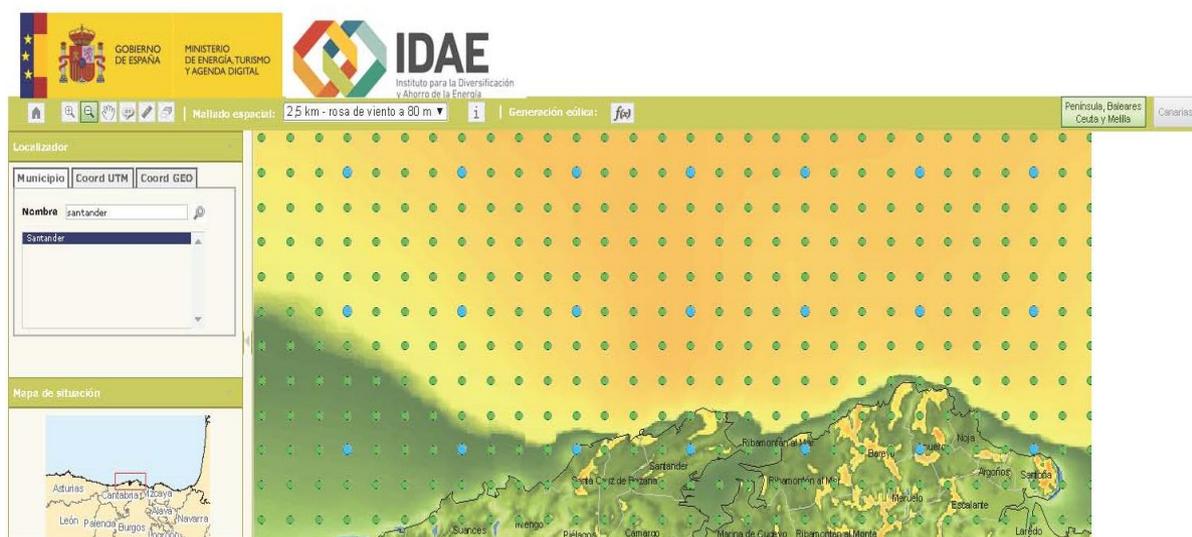


Figura 12 - Mapa interactivo eólico de la zona de Santander. Fuente: IDAE

Batimetría

La costa española y cántabra en particular, se caracteriza porque la plataforma continental es muy estrecha, y a pocos kilómetros de la costa la profundidad es muy elevada. La cota batimétrica determinará el tipo de estructura sobre la que se colocarán los aerogeneradores.

En fases iniciales del proyecto para obtener datos batimétricos se deben analizar las cartas náuticas de los emplazamientos a estudiar, ya que la distancia mínima a la costa a la que se puede situar un parque eólico offshore son 8 kilómetros, en estos casos sería inevitable el uso de plataformas flotantes adecuadas para grandes profundidades en lugar de plataformas fijas al lecho marino que son las más utilizadas a día de hoy.

Hasta hace poco, los aerogeneradores marinos comercializados estaban limitados a una profundidad máxima de 50 metros. Los desarrollos tecnológicos han posibilitado la ubicación de estas estructuras en zonas más hondas que permiten aprovechar el potencial de los parques offshore con la instalación de sistemas de fijación flotante. Esta innovación logra operar en cualquier sitio sin importar la profundidad del agua, lo que la convierte en una solución idónea para la costa española.

Entre las empresas que han comenzado el estudio y puesta en marcha de este tipo de plataformas se encuentra Principle Power. Ha diseñado una plataforma flotante semisumergible que se ancla al lecho marino, pero con una característica en cuanto a estabilidad que consiste en la captura de agua en cada una de las bases (columnas) en función de la dirección del viento, todo ello asociado a un sistema de lastres estáticos y dinámicos.



Figura 13 - Plataforma flotante WindFloat. Fuente: Principle Power

3.1.2 Comparativa aerogeneradores

La potencia entregada por el aerogenerador va ligada a la velocidad del viento. Por lo general, los grandes aerogeneradores empiezan a producir energía entre los 3-4 m/s. Para velocidades bajas la potencia obtenida es mínima, pero a medida que va aumentando la velocidad, la potencia que genera el aerogenerador aumenta de forma exponencial hasta llegar a una velocidad aproximada de 12 m/s. A partir de este punto por mucho que aumente la velocidad del viento no se producirá un incremento de la potencia, debido a que los aerogeneradores llevan incorporados unos elementos de control que permiten regular la velocidad de rotación de las palas para evitar grandes esfuerzos. Además, en caso de que la velocidad del viento pase de los 25 m/s el aerogenerador se detiene para evitar daños.

Existe una gran variedad de aerogeneradores a nivel mundial, pero en la actualidad ningún fabricante se dedica en exclusiva a la fabricación de aerogeneradores offshore. El entorno marino es especialmente agresivo y los aerogeneradores deben de estar diseñados para soportar condiciones ambientales adversas. La elección del aerogenerador más adecuado a las condiciones ambientales (principalmente el viento) es primordial. Se deben estudiar las alternativas de implantación de aerogeneradores más rentables/eficientes desde el punto de vista económico (producción neta mayor), para asegurar la viabilidad futura del parque.

3.1.3 Colocación de los aerogeneradores

Una vez que ya sabemos la ubicación más idónea para el parque eólico offshore y seleccionado el aerogenerador más eficiente, junto con la dirección del viento predominante en esa zona, podemos trazar el esquema de cómo van a estar ubicados los aerogeneradores en el mar.

Para cumplir con los requisitos que nos establece el Real Decreto 1028/2007, necesitamos un mínimo de aerogeneradores para llegar a los 50 MW de potencia instalada. Por otro lado, tiene que haber una separación mínima entre aerogeneradores, ya que si no aparecen unas pérdidas por apantallamiento. Esto se denomina estela aerodinámica y tiene como consecuencia que la turbina que se encuentre detrás de otra producirá menos energía por ser la velocidad del viento menos estable.

En resumen, cuando existe un viento con una dirección predominante, en general se recomienda una distribución en filas alineadas, con separación transversal (perpendicular a la del viento dominante) entre turbinas de tres a cinco veces el diámetro del rotor, y de siete a diez veces el diámetro del rotor en dirección del viento dominante.

3.1.4 Selección de cimentaciones

Uno de los puntos más críticos de todo aerogenerador e indirectamente relacionado con la viabilidad del proyecto offshore, es la estructura de soporte. De ella dependerá que el aerogenerador sea capaz de resistir las cargas y esfuerzos impuestos por su entorno, debido principalmente a las olas y el viento. Es uno de los principales problemas de los parques offshore y donde se originan gran parte de los costes.

Las estructuras de soporte offshore pueden utilizar sistemas de fijación al lecho marino o sistemas flotantes. La función principal para la que fueron concebidas es la extracción de gas y petróleo, aunque les han ido surgiendo otras funciones como soporte de helipuertos, estaciones eléctricas o aerogeneradores.

Aunque las estructuras de los aerogeneradores offshore pueden utilizar uno sólo de estos sistemas para lograr el equilibrio, lo habitual es que utilicen una mezcla de ambos.

3.1.5 Conexión red eléctrica

Toda la energía (electricidad) producida en el parque eólico offshore es necesario derivarla hasta la costa para incorporarla a la red y proceder a su distribución.

Se definirán los siguientes elementos necesarios:

- La evacuación de la electricidad se puede realizar a la tensión de salida de los aerogeneradores, o a una tensión más elevada utilizando una subestación offshore. A su vez, puede evacuarse en corriente continua o alterna.
- Red interna entre aerogeneradores: Enlaza los aerogeneradores con la subestación dentro del parque offshore.
- Red de evacuación: Enlaza la subestación offshore con el punto de conexión en tierra. Se tendrá en cuenta la distancia a la costa y las pérdidas de tensión para la elección de la forma más adecuada de evacuación de la energía.

3.2 METODOLOGÍA ECONÓMICA

El objetivo de este apartado es describir el procedimiento a seguir para realizar el Análisis Coste-Beneficio utilizándolo como herramienta para evaluar la viabilidad de la implantación de una central eólica offshore en la costa de Cantabria.

La realización de este tipo de análisis permite sopesar las ventajas e inconvenientes de llevar a cabo una determinada decisión o identificar una opción cuando hay varias opciones o alternativas para un único proyecto. Si ya se ha identificado la mejor opción técnica, el ACB puede utilizarse simplemente para confirmar la decisión de inversión.

En este apartado se desarrollarán distintos puntos sobre el Análisis Coste-Beneficio, como son su evolución histórica, los diferentes enfoques y los pasos imprescindibles para abordarlo.

3.2.1 Evolución histórica

A principios del siglo XVIII se desarrollaron los primeros estudios de lo que hoy conocemos como Análisis Coste-Beneficio. La primera referencia que se encuentra la realizó el Abad francés Saint-Pierre, desarrolló un estudio sobre la construcción de las carreteras de Normandía en el cual estudiaba los beneficios que podía aportar su desarrollo para la sociedad frente a una estimación de los costes de llevarlo a cabo.

Un siglo después, el ingeniero y economista francés Jules Dupuit, definió el modo en el que los costes y los ingresos deben de ser medidos, y además que, para llevar a cabo un proyecto, se debe de cumplir que los ingresos superen a los costes.

El desarrollo del Análisis Coste-Beneficio vino impulsado en el año 1936 por el cuerpo de ingenieros de los Estados Unidos que enunciaba un criterio que debían cumplir todos los proyectos hidráulicos para llevarlos a cabo. Este criterio expresaba: “los beneficios, cualesquiera que sean, y de quien quiera que se devenguen, deberán exceder de los costes estimados”. Los economistas Kaldor y Hicks plantearon poco después en el 1958 que “Son justificables aquellos proyectos cuyos beneficios compensan las pérdidas, independientemente de quien soporta los beneficios y quién los costes”.

La Comisión Europea desarrolló una guía en 1990 para el Análisis Coste-Beneficio de los proyectos de inversión (Guide To Cost-Benefit Analysis of Investment Projects),

esta guía fue actualizada en 2014. La finalidad de esta guía es servir de apoyo en la valoración económica de los proyectos que se llevan a cabo en los países pertenecientes a la Comisión Europea. La guía comienza explicando cómo funciona el marco de los fondos europeos e identificando los principios generales que hay que tener en cuenta para llevar a cabo un Análisis Coste-Beneficio. Posteriormente hay una parte dedicada a las diferentes áreas temáticas, donde encontraremos ejemplos para facilitar su comprensión.

3.2.2 Análisis Coste-Beneficio

En el Análisis Coste-Beneficio existen diferentes variaciones según el enfoque: económico, financiero, social y medioambiental.

El análisis Coste-Beneficio económico es una herramienta que mide la relación entre los costes y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad. En este caso se contabilizan solamente los flujos monetarios tal cual, independientemente de su naturaleza. Existen varias posibilidades a partir de este, si se necesita una financiación externa para hacer frente al desembolso inicial, pasaría a ser un análisis económico-financiero sobre el que habría que calcular de nuevo la rentabilidad contando con los nuevos costes de financiación. En el caso de que se quiera tener en cuenta también los beneficios sociales del proyecto a parte de los flujos monetarios anteriores sería un análisis socio-económico, y a este último, se le puede añadir un análisis medioambiental, si se tiene en cuenta los costes-beneficios para el medioambiente.

Una vez establecidos los costes y beneficios, se determinará si el proyecto es aceptable o no. Para ello se definen los siguientes criterios: “El criterio de Pareto”, y “El criterio de Kaldor-Hicks”.

- Criterio de Pareto: Desarrolla el concepto del Óptimo, para las situaciones en las cuales no es posible beneficiar a una persona sin perjudicar a otra. El Óptimo de Pareto se basa en criterios de utilidad: si algo genera o produce provecho, comodidad, fruto o interés sin perjudicar a otro, despertará un proceso natural de optimización que permitirá alcanzar un punto óptimo.
- Criterio de Kaldor-Hicks: Estableció un criterio para estimar si una opción es mejor que otra. Argumentó que una opción es preferible a otra si los beneficios

de la nueva situación pueden compensar las pérdidas, independientemente de quién obtenga los beneficios o sobre quién repercutan los costes.

Mientras para asegurar el Criterio de Pareto es necesario que se produzcan situaciones win-win, en las que todos los sujetos salen ganando, el Criterio de Kaldor-Hicks requiere solamente que aquellos sujetos que perciben un beneficio puedan compensar a los que pierden.

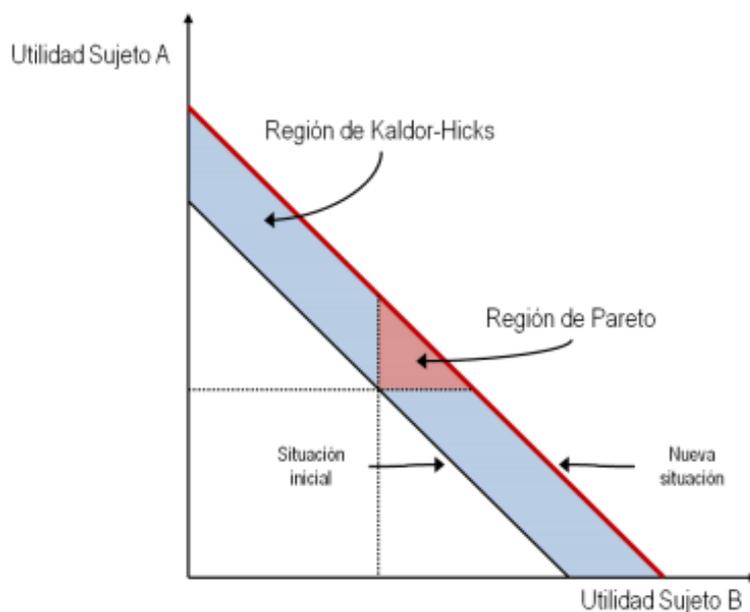
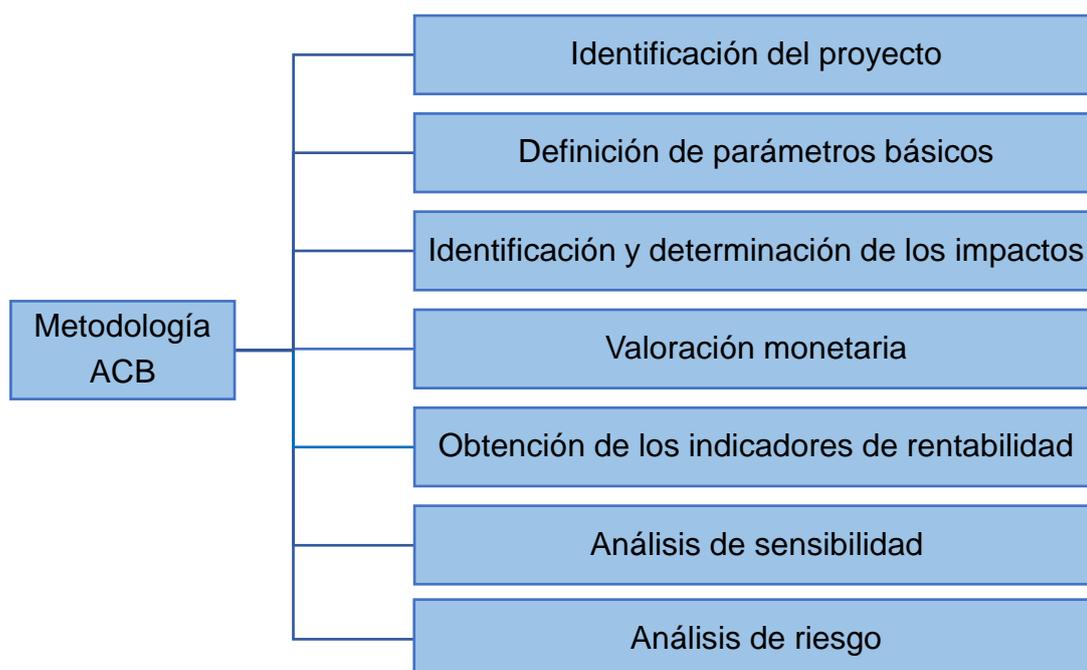


Gráfico 7 - Representación gráfica de los criterios de Pareto y Kaldor-Hicks. Fuente: Torres Ortega, 2014

3.2.3 Metodología básica del Análisis Coste-Beneficio

Para la evaluación de un proyecto mediante un Análisis Coste-Beneficio se realiza una división en etapas, el número de etapas puede variar en función del proyecto o del tipo de evaluación que se realice, no existe una metodología universal para su realización. Por lo tanto, para este análisis se realizará una división en siete pasos que se detallan a continuación.



Identificación del proyecto

En este apartado se trata de hacer una descripción completa del proyecto, incluyendo descripción de la localización, comparativa de alternativas y asignación de recursos. Además, se describirá el contexto político e institucional en el cual el proyecto deberá ser implementado, para verificar si el proyecto es apropiado para el ámbito en el que tendrá lugar.

Definición de parámetros básicos

Existen algunos parámetros que por su influencia directa en el resultado final han de ser considerados como elementales, dichos parámetros deben ser establecidos para cada proyecto al inicio del ACB. Los parámetros serían: el horizonte temporal, la tasa de descuento, tasa de inflación y parámetros intrínsecos al proyecto. En las siguientes líneas definiremos algunos de ellos.

- Horizonte temporal: Es el período de tiempo que transcurre desde que comienza el proyecto hasta que finaliza la generación de fondos, este parámetro se conoce también como periodo de referencia.
- Tasa de descuento: Se emplea para traer a valor actual un valor estimado en el futuro. Este parámetro surge de la necesidad de analizar inversiones cuyos beneficios eran obtenidos muchos años después de haber efectuado el gasto inicial.

- Tasa de inflación: Este parámetro refleja el aumento porcentual de los precios en un cierto período temporal, generalmente un año. Existen varios índices de nivel general de precios, uno de ellos es el IPC (Índice de Precios al Consumo), es un indicador desarrollado por el Instituto Nacional de Estadísticas con el fin de calcular mensualmente la evolución de la inflación.

Identificación y determinación de los impactos

Una vez que se tiene definido el proyecto y los parámetros básicos, se realizará una determinación de aquellos impactos que se derivan de la realización del mismo.

Se considera un impacto a cualquier ganancia o coste que se produzca, independientemente de a quién afecte o quién lo devengue, o en qué momento del proyecto ocurra.

Este apartado se divide en dos, por un lado, la identificación de los impactos considerando todos los que afectan a la población del área de estudio, tanto en su fase de ejecución, como a lo largo de su vida útil. A continuación, se determinan cuáles de esos resultan realmente relevantes para el análisis final.

Valoración monetaria

Una vez identificados todos los impactos y elegidas las unidades en los que serán medidos, el siguiente paso será el de asignar su valor monetario correspondiente. Algunos de los impactos ya han sido seleccionados en términos monetarios (los costes de construcción y mantenimiento, por ejemplo). Pero en cambio otros, son beneficios sociales o impactos medioambientales, por lo que, es necesario transformarlos a términos monetarios para posibilitar la comparación conjunta.

Los principales problemas planteados en esta etapa son los siguientes:

- Las unidades monetarias deberán ser constantes y homogéneas, independientemente del periodo de tiempo en el que se produzcan.
- Se plantea una vez más el problema de la incertidumbre, por eso se debe realizar una estimación de predicciones futuras coherente, para que el resultado se acerque lo más posible a la realidad.

- La información que proporcionan los mercados en cuanto al precio de ciertos bienes no es siempre veraz, ya que dichos precios pueden haber sido fijados bajo ciertas irregularidades.
- Dificultades para la determinación del valor de los bienes no monetizados, ya que la valoración de estos puede ser muy subjetiva.

Obtención de los indicadores de rentabilidad

Llegados a este punto y una vez cuantificados todos los impactos, se calculan los indicadores de rentabilidad.

En primer lugar, definiremos el VAN (Valor Actual Neto) que mide el valor económico del proyecto, es el valor presente de los flujos futuros menos la inversión inicial. Cuanto mayor es el VAN, mayor es el valor económico generado.

La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$VAN = -A + \sum_1^n \frac{Q_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

Q_n = Flujos de caja (beneficios - costes)

k = Tasa de descuento

A = Desembolso inicial (inversión inicial)

n = Número de años de vida útil del proyecto

Una vez calculado el VAN se llevará a cabo una interpretación del valor obtenido.

$VAN > 0 \rightarrow$ La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, por lo que el proyecto puede ser aceptado.

$VAN = 0 \rightarrow$ El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, por lo que su realización en principio será indiferente, la decisión debería basarse en otros criterios.

$VAN < 0 \rightarrow$ El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

Para un valor del VAN igual a cero, la tasa de descuento pasa a llamarse Tasa Interna de Retorno (TIR). Este término mide la capacidad de generar rendimientos, es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión.

La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$VAN = -A + \sum_1^n \frac{Q_n}{(1 + TIR)^n}$$

Donde:

Q_n = Flujos de caja (beneficios - costes)

A = Desembolso inicial (inversión inicial)

n = Número de años de vida útil del proyecto

Según esta herramienta, se considera que realizar el proyecto es aconsejable si la TIR obtenida es superior a la tasa de descuento (rendimiento mínimo exigido). Cuanto mayor sea la TIR, más atractivo es invertir en el proyecto.

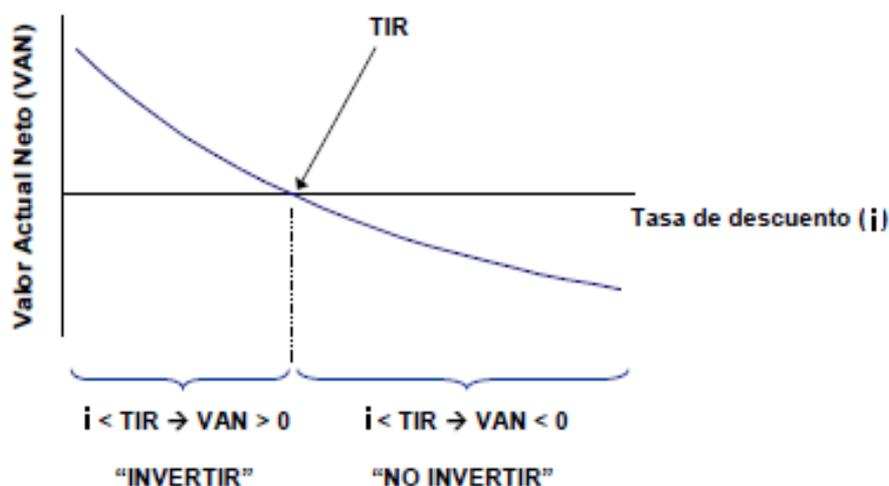


Gráfico 8 - Comparación VAN y Tasa de descuento. Fuente: Economipedia

Por último, la relación Coste/Beneficio, es un indicador adimensional que relaciona el valor actualizado de los costes y de los beneficios del proyecto. Si la relación Coste/Beneficio es menor que 1, la rentabilidad del proyecto es aceptable, si el valor de la relación es igual a 1 significa que la inversión inicial se recuperó satisfactoriamente después de haber sido evaluada a una tasa determinada, por lo tanto, el proyecto es viable. Si el resultado es mayor que 1 el proyecto no es rentable, ya que la inversión del proyecto no se podrá recuperar en el período evaluado.

Análisis de sensibilidad

Es una etapa fundamental dentro del Análisis Coste-Beneficio, cuyo objetivo es analizar los diferentes parámetros para ver cómo afectan al resultado final.

Los valores utilizados para calcular el VAN dependen del momento en que se produzca el análisis, por lo que pueden variar y modificar el resultado obtenido. Esto provoca una gran incertidumbre que es el motivo por el que se realiza el análisis de sensibilidad.

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad hay que modificar cada variable o parámetro, uno por uno, e identificar los que produzcan una alta variación sobre el indicador final de rentabilidad (VAN). Con este análisis se consigue determinar que variables o parámetros son críticos dentro de un proyecto.

El criterio que se adopta para la determinación de las variables o parámetros críticos puede variar, pero lo común es considerar como variables críticas aquellas cuya variación de un 1% con respecto a su valor más probable se traduce en un cambio mayor de un 1% en el indicador de rentabilidad.

Los pasos que se deben seguir en el análisis de sensibilidad son los siguientes:

- Identificación de variables: Determinar todas las variables utilizadas para calcular el indicador en el análisis, agrupándolas por categorías homogéneas.
- Eliminación de variables dependientes: Las variables dependientes pueden introducir distorsiones en el resultado, así como un problema de doble contabilidad.
- Análisis de elasticidad: Tras realizar un análisis cuantitativo previo, se analiza el impacto de las variables sobre el indicador de rentabilidad para seleccionar aquellas con una baja elasticidad marginal. De esta forma el análisis se puede limitar a aquellas que resulten más significativas.

Al finalizar el proceso se tendrá una selección de las variables críticas del modelo, intentando que el número de estas sea bajo.

Un caso particular del análisis de sensibilidad es el análisis de escenarios. Se diferencia del análisis general debido a que en este caso en vez de estudiar cada una de las variables por separado, lo que se analiza es cómo influye un conjunto de variables críticas, creando de esta forma dos escenarios diferentes, el optimista y el

pesimista. Para realizar esto es necesario elegir para cada una de las variables críticas los valores extremos de las mismas en función de su distribución más probable. Una vez hecho esto, se calcula el resultado del indicador de rentabilidad para cada uno de los escenarios.

Análisis de riesgo

En el análisis de riesgo se estudia la probabilidad que tiene un proyecto de llevarse a cabo de forma satisfactoria en términos de rentabilidad.

En el análisis de riesgo, lo que se hace es variar todas las variables aleatoriamente, entre un rango de probabilidad prefijado, para estudiar la variación del VAN. Dicho proceso se realiza 5.000 veces, obteniendo de esta manera la curva de probabilidad del VAN.

Para poder realizar el análisis, es necesario en primer lugar asignar una distribución probabilística a cada una de las variables críticas del modelo (proyecto). A continuación, se explican algunas de las más habituales:

1. Distribución uniforme

La distribución de probabilidad más simple es la uniforme, donde una variable aleatoria sólo puede tomar valores comprendidos entre dos extremos prefijados, teniendo todos los intervalos la misma probabilidad. Se puede expresar como “tomar un número al azar dentro de un intervalo”. Por ello, la función de densidad tomará el mismo valor para cualquier punto del intervalo (a, b), y cero fuera de dicho intervalo:

$$f_X(X) = \begin{cases} \frac{1}{b-a} & \text{si } x \in (a, b) \\ 0 & \text{si } x \notin (a, b) \end{cases}$$

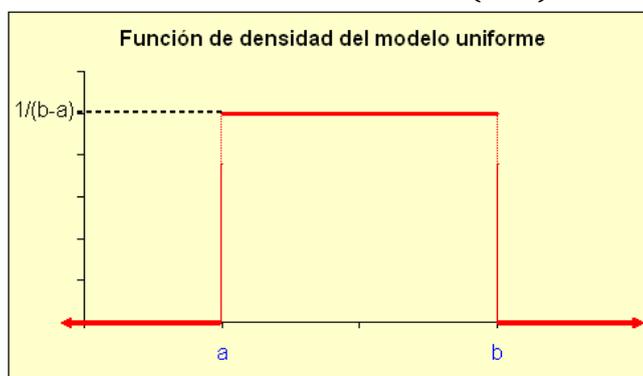


Gráfico 9 - Función de densidad de la distribución uniforme. Fuente: Universidad de Barcelona

Para definir esta distribución serán necesarios solamente dos valores: a y b, siendo a el valor mínimo y b el valor máximo que puede tomar la variable.

2. Distribución Normal

El hecho de que una variable (x) se distribuya con una distribución normal de media (μ) y desviación típica (σ) se representa por:

$$x \rightarrow N[\mu; \sigma]$$

Su función de densidad es:

$$f(x) = \frac{e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}}{\sigma\sqrt{2\pi}} \quad \forall x \in R$$

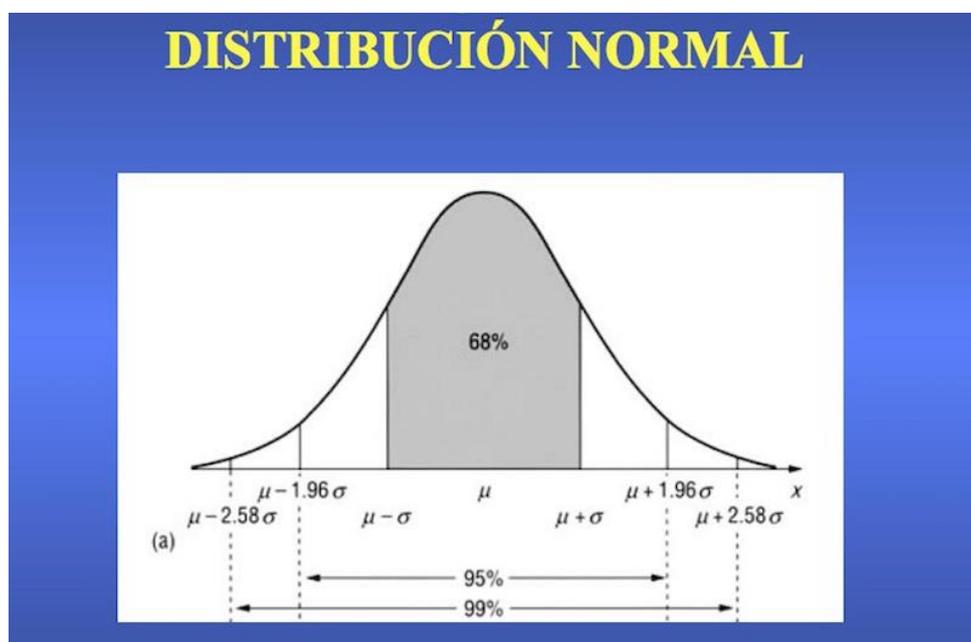


Gráfico 10 - Distribución normal. Fuente: SAC

Es fácil comprobar que la función de densidad presenta dos puntos de inflexión en los valores $x = \mu \pm \sigma$. Por otro lado, para cualquier valor de 'a' se verifica que: $f(\mu + a) = f(\mu - a)$, por lo que la función es simétrica respecto a μ .

Alrededor del 68% de los valores de una distribución normal están a una distancia $\sigma < 1$ (desviación típica) de la media, μ ; alrededor del 95% de los valores están a dos desviaciones típicas de la media y alrededor del 99,7% están a tres desviaciones típicas de la media.

3. Distribución triangular

La distribución triangular es la distribución de probabilidad continua que tiene un valor mínimo a , un valor máximo b y una moda c , de modo que la función de densidad de probabilidad es cero para los extremos (a y b), y afín entre cada extremo y la moda (valor más probable), por lo que su gráfico es un triángulo.

La función de densidad se expresa a continuación:

$$f(x|a, b, c) = \begin{cases} \frac{2(x - a)}{(b - a)(c - a)} & \text{para } a \leq x < c \\ \frac{2}{b - a} & \text{para } x = c \\ \frac{2(b - x)}{(b - a)(b - c)} & \text{para } c < x \leq b \\ 0 & \text{para otros casos} \end{cases}$$

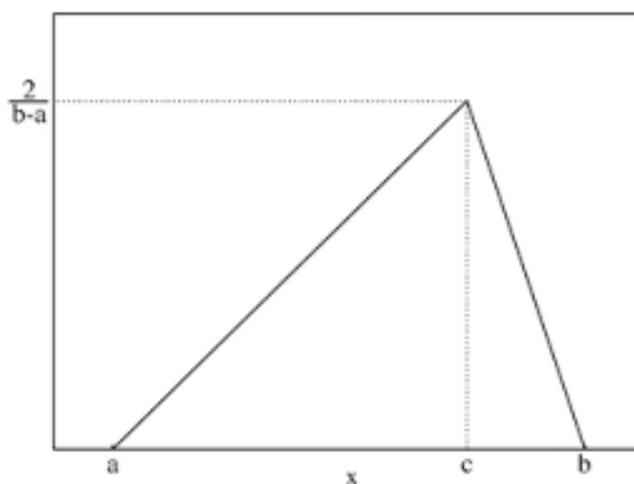


Gráfico 11 - Función de densidad de la distribución triangular. Fuente: Wikiwand

Esta distribución no tiene por qué ser siempre simétrica, pudiendo ser mayor la diferencia entre el valor máximo y la moda o entre el mínimo y la moda. Así, se puede asignar una mayor probabilidad de ocurrencia a un valor mayor a la moda que menor a ella, o viceversa. Este es el principal motivo para utilizar dicha distribución y no la uniforme.

4 CASO DE ESTUDIO

En este apartado se desarrolla la metodología técnica aplicada a un parque eólico offshore en Cantabria, concretando el diseño del parque para la ubicación elegida, junto con el dimensionamiento y la red eléctrica de evacuación.

4.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para la selección del emplazamiento se tienen en cuentas los condicionantes recogidos en el punto 3.1.1 Selección del emplazamiento considerando primordial el grado de afección, así como el potencial eólico, optando por estudiar dos emplazamientos de la costa donde la velocidad media anual a 80 m de altura se encuentra en torno a los 8 m/s.

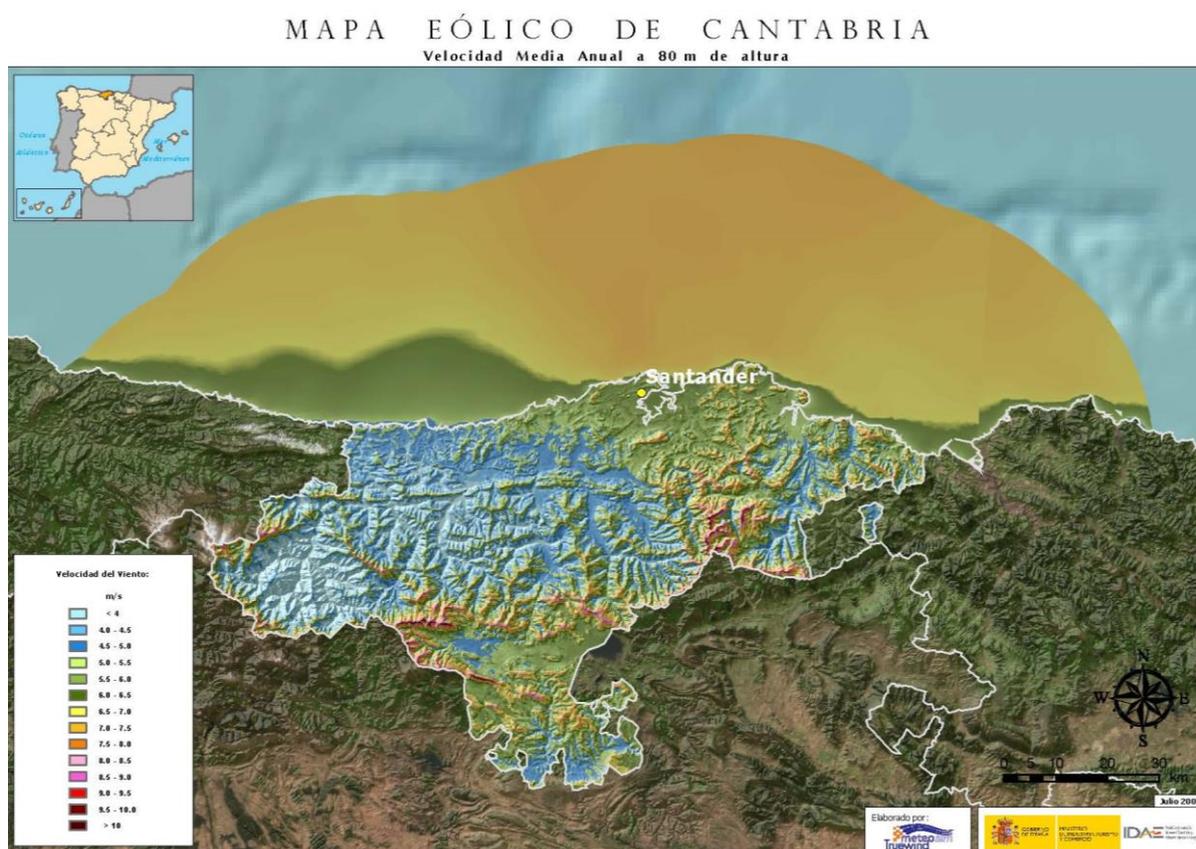


Figura 14 - Velocidad media anual del viento en Cantabria a 80 m de altura. Fuente: IDAE

En la siguiente figura se sitúan los dos emplazamientos estudiados a 10 y 15,2 km de la costa.



Figura 15 - Propuesta localización parque eólico. Fuente: Elaboración propia

4.2 SELECCIÓN DE AEROGENERADORES

Una vez seleccionados los dos emplazamientos se realiza una comparativa de la capacidad de producción/coste de equipos entre 11 diferentes aerogeneradores en ambas zonas.

Para determinar la energía producida por cada tipo de aerogenerador se utiliza la aplicación del IDAE, determinando la energía producida por un aerogenerador y considerando que todos alcanzan igual producción. Debido a la incertidumbre en el cálculo efectuado por la aplicación y a que los aerogeneradores están cerca entre ellos, este sistema se considera una medida aceptable.

La aplicación permite determinar la energía producida (Bruta y Neta) de cualquier punto de la costa española, introduciendo los datos de la curva de potencia del aerogenerador.

Información

Cálculo horas equivalentes

Coordenadas UTM(m): 453445,4833269
 Elevación (m): 0
 Rugosidad (m): 0.001 | Weibull C (m/s): 8.16 | Weibull K (m/s): 1.783

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	<input type="text" value="50"/>	11	<input type="text" value="4700"/>	21	<input type="text" value="5000"/>
2	<input type="text" value="200"/>	12	<input type="text" value="4900"/>	22	<input type="text" value="5000"/>
3	<input type="text" value="250"/>	13	<input type="text" value="5000"/>	23	<input type="text" value="5000"/>
4	<input type="text" value="400"/>	14	<input type="text" value="5000"/>	24	<input type="text" value="5000"/>
5	<input type="text" value="600"/>	15	<input type="text" value="5000"/>	25	<input type="text" value="5000"/>
6	<input type="text" value="1000"/>	16	<input type="text" value="5000"/>	26	<input type="text" value="0"/>
7	<input type="text" value="1750"/>	17	<input type="text" value="5000"/>	27	<input type="text" value="0"/>
8	<input type="text" value="2500"/>	18	<input type="text" value="5000"/>	28	<input type="text" value="0"/>
9	<input type="text" value="3450"/>	19	<input type="text" value="5000"/>	29	<input type="text" value="0"/>
10	<input type="text" value="4100"/>	20	<input type="text" value="5000"/>	30	<input type="text" value="0"/>

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Figura 16 - Producción bruta y neta (MWh/año). Fuente: IDAE

La aplicación realiza los cálculos considerando un coeficiente corrector de pérdidas global (15%) debido a la existencia de pérdidas de producción por indisponibilidades técnicas de parque.

Tomando como referencia para la determinación del coste de los aerogeneradores 1.000.000 €/MW, aplicado en proyectos similares, ante la imposibilidad de obtener costes reales.

A continuación, se adjunta la tabla de resultados obtenidos para ambas localizaciones:

LOCALIZACIÓN 1			COORDENADAS		X (m)	423.345
					Y (m)	4.823.169
Nº	COSTE AEROGENERADOR	TIPO DE AEROGENERADOR	PRODUCCIÓN BRUTA (MWh/año)	PRODUCCIÓN NETA (MWh/año)	RELACIÓN COSTE/PRODUCCIÓN NETA	
1	5.000.000	GAMESA 128-5 MW	15.838	13.462	371	
2	5.000.000	GAMESA 132-5 MW	16.562	14.078	355	
3	6.200.000	SEVION 152-6.2 MW	20.302	17.256	359	
4	6.300.000	SEVION 152-6.3 MW	20.536	17.455	361	
5	3.600.000	SIEMENS 107-3.6 MW	10.536	8.956	402	
6	3.600.000	SIEMENS 120-3.6 MW	10.493	8.919	404	
7	3.000.000	VESTAS 90-3 MW	8.075	6.863	437	
8	3.300.000	VESTAS 105-3.3 MW	10.087	8.574	385	
9	3.300.000	VESTAS 112-3.3 MW	10.790	9.172	360	
10	7.000.000	VESTA 164-7 MW	21.065	17.906	391	
11	8.000.000	VESTAS 164-8 MW	23.951	20.358	393	

Tabla 2 - Comparativa correlación potencia producida/coste aerogenerador para la localización 1. Fuente: Elaboración propia

LOCALIZACIÓN 2			COORDENADAS		X (m)	453.445
					Y (m)	4.833.269
Nº	COSTE AEROGENERADOR	TIPO DE AEROGENERADOR	PRODUCCIÓN BRUTA (MWh/año)	PRODUCCIÓN NETA (MWh/año)	RELACIÓN COSTE/PRODUCCIÓN NETA	
1	5.000.000	GAMESA 128-5 MW	16.192	13.763	363	
2	5.000.000	GAMESA 132-5 MW	18.510	15.733	318	
3	6.200.000	SEVION 152-6.2 MW	20.839	17.713	350	
4	6.300.000	SEVION 152-6.3 MW	21.073	17.912	352	
5	3.600.000	SIEMENS 107-3.6 MW	10.833	9.208	391	
6	3.600.000	SIEMENS 120-3.6 MW	10.744	9.132	394	
7	3.000.000	VESTAS 90-3 MW	8.256	7.017	428	
8	3.300.000	VESTAS 105-3.3 MW	10.338	8.787	376	
9	3.300.000	VESTAS 112-3.3 MW	11.068	9.408	351	
10	7.000.000	VESTA 164-7 MW	21.593	18.354	381	
11	8.000.000	VESTAS 164-8 MW	24.553	20.870	383	

Tabla 3 - Comparativa correlación potencia producida/coste aerogenerador para la localización 2. Fuente: Elaboración propia

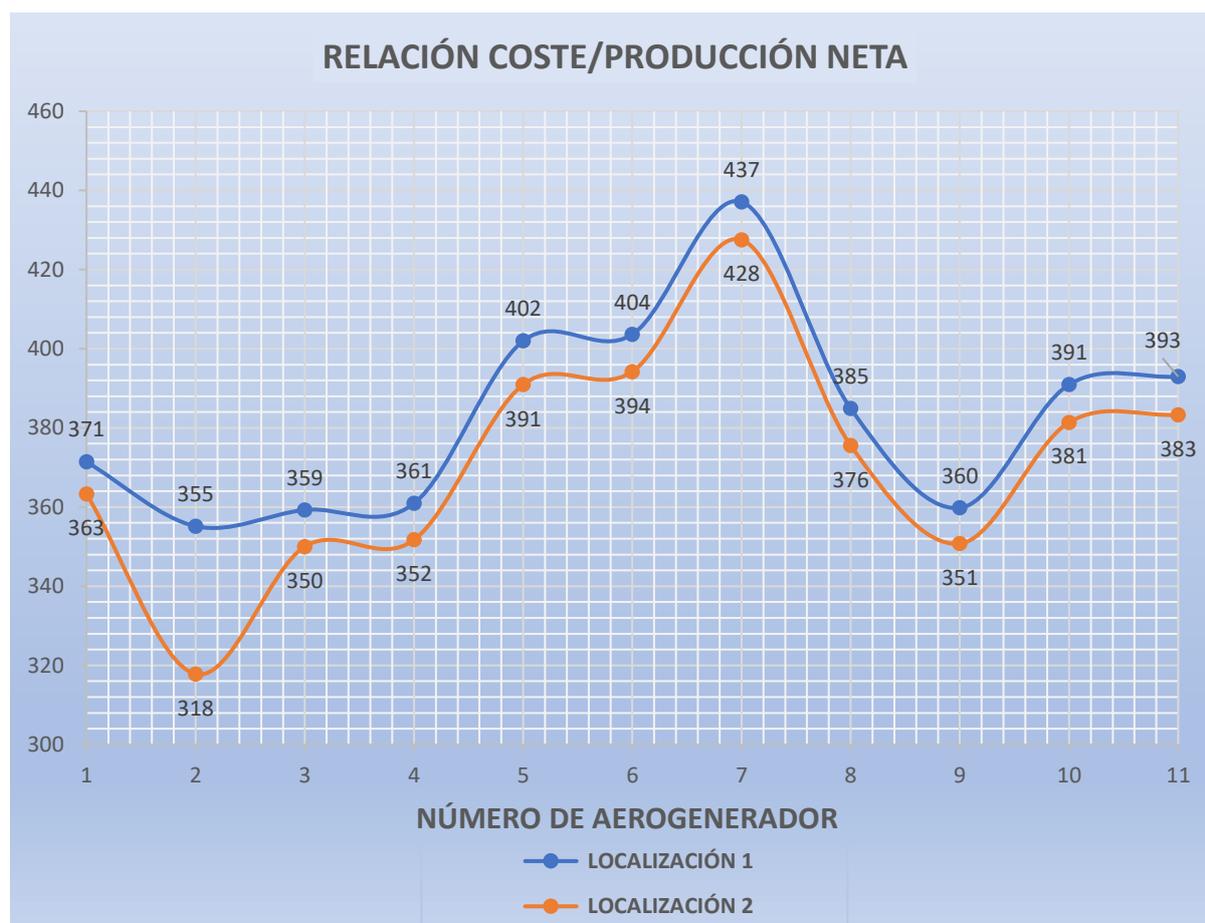


Gráfico 12 - Comparativa correlación potencia producida/coste aerogenerador.

Fuente: Elaboración propia

Obteniendo como aerogenerador más idóneo el de Gamesa 132-5MW en la localización 2, con una relación Coste/Producción neta de 318, con una potencia neta por aerogenerador de 15.733 MWh/año y una potencia neta total del parque de 157.331 MWh/año. En el Anexo 1 – Especificaciones aerogenerador se recogen los datos característicos y la curva de potencia del aerogenerador Gamesa 132- 5MW.

4.3 COLOCACIÓN DE AEROGENERADORES

Como se precisa plantear el parque con al menos 50 MW, se disponen 10 aerogeneradores. La disposición y orientación de los aerogeneradores es hacia los vientos dominantes (W-WNW) según la rosa de los vientos a 80 m de altura obtenida de mapa interactivo del IDAE en la ubicación 2.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4	5.451	1.77	6.136	1.687
NNE	4.12	5.198	1.73	6.071	1.708
NE	5.85	4.975	1.67	5.826	2.132
ENE	7.75	5.984	3.46	6.683	2.059
E	9.36	6.691	5.52	7.532	2.25
ESE	6.46	6.366	3.57	7.132	2.023
SE	3.26	6.359	2.13	7.116	1.753
SSE	2.41	5.869	1.37	6.471	1.587
S	2.33	6.251	1.61	6.92	1.596
SSW	5.49	7.895	6.95	8.87	1.748
SW	5.69	7.369	5.28	8.176	1.841
WSW	6.69	7.008	5.95	8.038	1.829
W	14.77	9.777	31.11	11.13	2.017
WNW	10.84	9.07	18.9	10.331	1.954
NW	6.45	7.087	5.7	7.98	1.807
NNW	4.54	6.302	3.28	7.099	1.626

Figura 17 - Características del viento en la localización 2. Fuente: IDAE

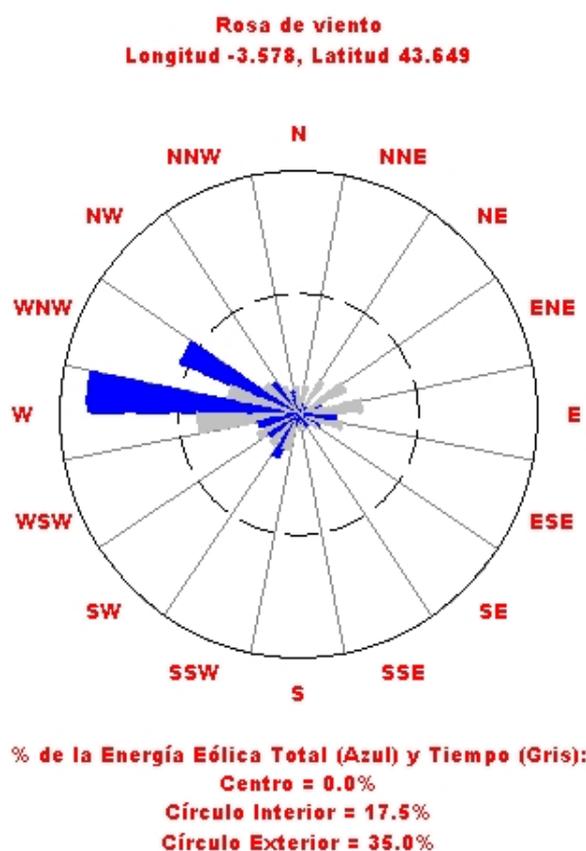


Gráfico 13 - Rosa vientos de la localización 2. Fuente: IDAE

Se plantea una separación entre aerogeneradores de 5D (D corresponde a el diámetro) y una separación entre filas de 10D. Los aerogeneradores se colocan en posición de tresbolillo con la finalidad de reducir el efecto estela.

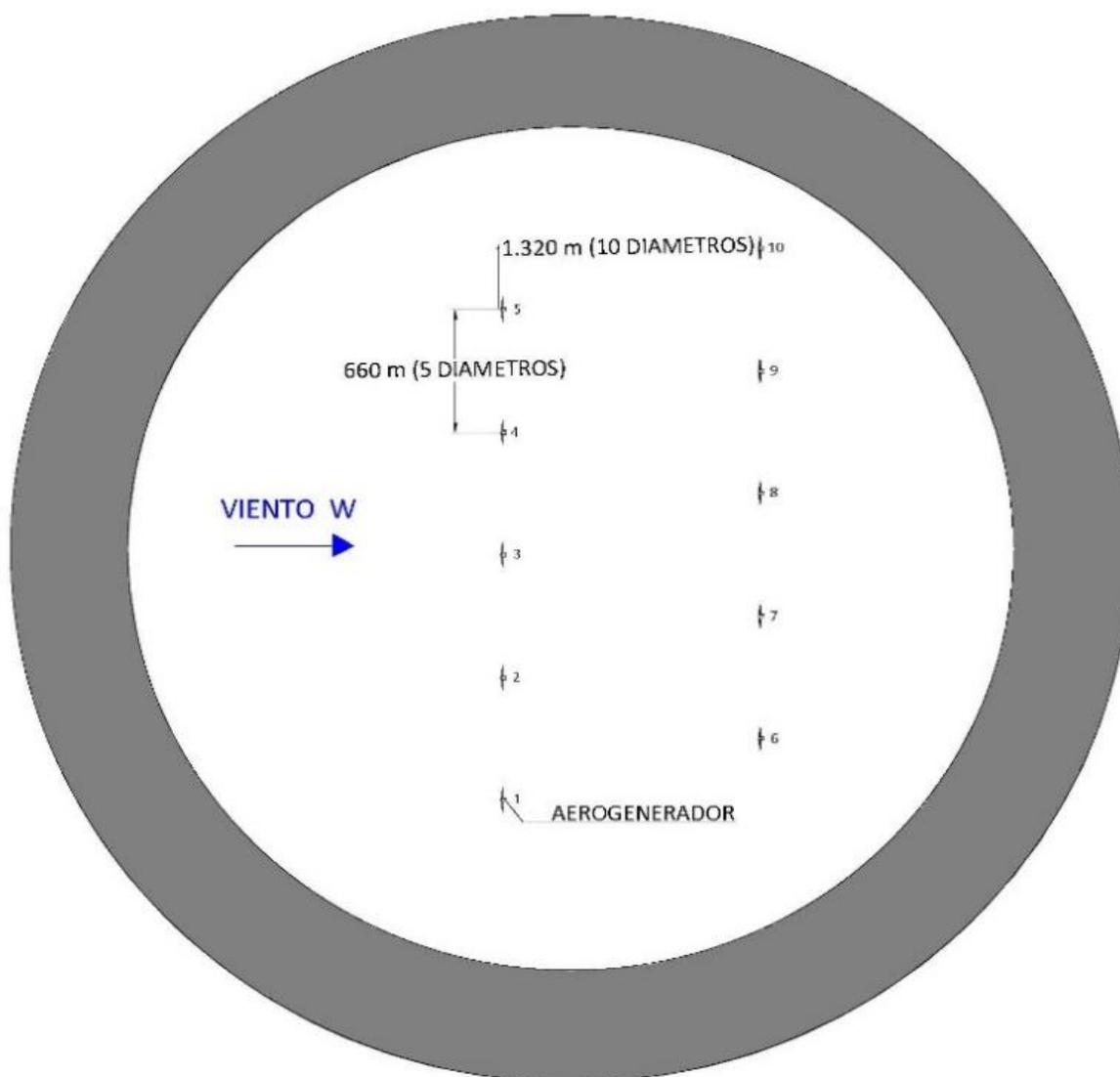


Figura 18 - Croquis distribución aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia

La zona ocupada necesaria para el parte eólico offshore, teniendo en cuenta la separación entre aerogeneradores y entre alineaciones, se estima en $2.970 \times 1.320 = 3.920.400 \text{ m}^2$, tendrá forma rectangular y las coordenadas de sus vértices deberán estar conformes al artículo 6 de RD 1027/2007 mencionado en el apartado aspectos legales, dentro del punto 3.1.1 Selección del emplazamiento.

4.4 SELECCIÓN DE CIMENTACIONES

La profundidad del lecho marino en la localización 2, varía entre 100 metros y algo más de 200 metros de profundidad, lo que obliga a utilizar plataformas flotantes. Se considerará una profundidad media de 150 metros. Dada esta situación se debe

seleccionar un tipo de estructura de soporte para los aerogeneradores que tendrá que ser uno de los tres tipos que explicamos ya en el punto 2.4.2 Cimentaciones.

Realizamos una comparación de los parámetros que se deben tener en cuenta en la selección del tipo de plataforma flotante.

Con respecto a la estabilidad la plataforma Body Spar se comporta mal ante el balanceo, debido a que el área de flotación es reducida por la disposición de su geometría. Esto provoca un mayor desgaste de los cables de evacuación, que reducirá su vida útil. Por otro lado, la instalación de este tipo de estructuras es un proceso complicado, debe ensamblarse toda la estructura en alta mar. Con respecto a las labores de operación y mantenimiento, se deberán realizar en alta mar. Este tipo de plataforma también incluye ventajas, permite la compartición de anclajes lo que puede suponer un ahorro en la inversión inicial y, además, se pueden anclar a grandes profundidades.

En cuanto a la plataforma Tension Leg Plataform (TLP) su sistema de amarre permite una gran estabilidad de la plataforma, reduciendo sus movimientos y el desgaste de los cables de evacuación. La construcción de este tipo de plataforma es una labor complicada, debido al nivel de tensionado que llevan los cables y al igual que la Body Spar, se debe ensamblar el aerogenerador en alta mar. Los procesos de operación y mantenimiento se pueden realizar reflotando la plataforma a tierra, lo que facilita las labores, pero encarece los costes.

Por último, la plataforma Semi-Sumergible, se encuentra entre la Body Spar y la TLP en lo que se refiere a la estabilidad del sistema. Con respecto a los anclajes, se diferencia de la plataforma TLP en que los cables de este tipo de estructura son tipo muelles que recuperan su posición inicial tras el balanceo. Una de las ventajas, es su construcción debido a que tiene la posibilidad de ensamblar el aerogenerador en tierra, además, al igual que la Body Spar, puede compartir anclajes. Por otro lado, las labores de operación y mantenimiento tienen una dificultad añadida, se debe precisar de un equipo que compense las escoras producidas por el viento.

	BODY SPAR	TLP	SEMI-SUMERGIBLE
ESTABILIDAD	✓	✓✓✓	✓✓
CONSTRUCCIÓN	✓✓	✓	✓✓✓
INSTALACIÓN	✓	✓✓	✓✓✓
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	✓	✓✓✓	✓✓
PROFUNDIDAD	✓✓✓	✓	✓✓
ANCLAJE	✓	✓✓	✓✓✓

Tabla 4 - Comparativa plataformas flotantes. Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta las características anteriores, elegimos para el parque la plataforma semi-sumergible. Concretamente la plataforma semi-sumergible con aerogenerador descentrado. Se compone de una estructura de celosía triangular con tres columnas unidas, y sobre una de las columnas se encuentra el aerogenerador. Su estabilidad se garantiza con el llenado de las columnas de la plataforma del lado en que incide el viento.

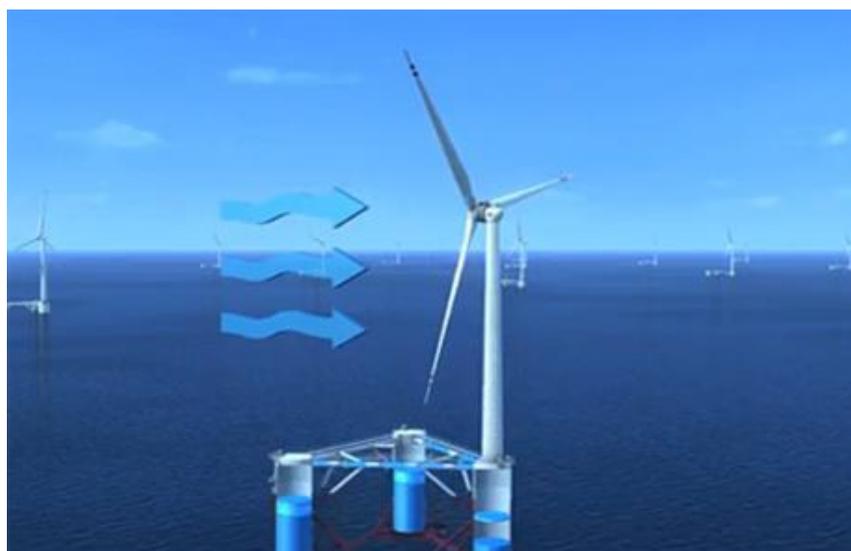


Figura 19 - Plataforma semi-sumergible con aerogenerador descentrado. Fuente: Principle power inc

4.5 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de un parque eólico offshore tiene por objeto la transferencia de energía eléctrica generada por cada aerogenerador hacia la Red Eléctrica en unas condiciones óptimas tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía receptora.

El sistema eléctrico del parque eólico se compone de los siguientes elementos, ordenados según el sentido de flujo de energía producida:

- Instalación eléctrica de Baja Tensión de cada aerogenerador
- Centro de transformación de cada aerogenerador (Relación 35/0,69 kV)
- Red submarina entre aerogeneradores (enterrada entre 1 m y 4 m)
- Subestación offshore
- Evacuación en Alta Tensión (opción HVDC o HVAC)
 - Red submarina a tierra (enterrada entre 1 y 4 m).
 - Red subterránea en tierra hasta la subestación.

4.5.1 Características de la instalación propuesta para el parque

- Nº de aerogeneradores de 5 MW: 10
- Potencia total del parque: 50 MW
- Línea interior de 35 kV (Alta tensión cat. 1) \approx 6.650 m
- Subestación transformadora offshore 35 kV/55 kV
- Línea de evacuación de 55 kV desde la subestación offshore a la subestación de "La Venera" (Alta tensión cat 2ª) \approx 20.500 m

4.5.2 Conexión interna del parque

Para la línea interna encargada de la conexión entre aerogeneradores y la subestación offshore, se ha seleccionado un tipo de conexión en serie debido a su simplicidad y la reducción de longitud de los cables. Presenta la importante desventaja de que si falla un aerogenerador o un tramo de cable se pierden los anteriores

aerogeneradores. Los aerogeneradores se conectarán internamente con un cable submarino de 35 kV de XLPE.

Finalmente, el parque quedará dispuesto de la siguiente manera:

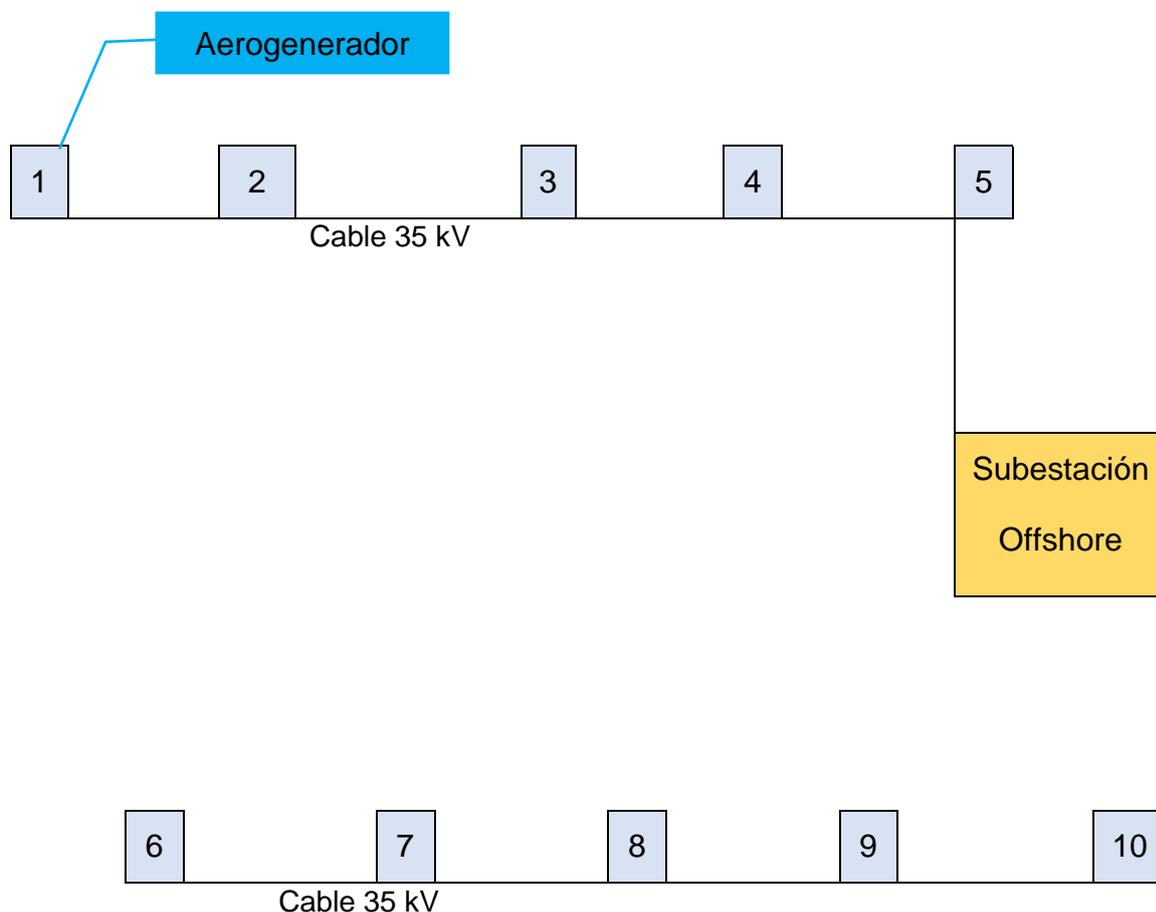


Figura 20 - Esquema conexión línea entre aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia

4.5.3 Evacuación de la energía

Las tecnologías existentes actualmente para realizar la evacuación de la energía producida por el parque offshore son:

- HVDC (línea de Alta Tensión de Corriente Continua).
- HVAC (línea de Alta Tensión de Corriente Alterna).

Teniendo en cuenta la potencia del parque y la distancia a la costa, lo más aconsejable es que la corriente sea alterna y con subestación offshore para elevar la

tensión antes de salir a la línea de evacuación, de forma que se minimicen las pérdidas en la evacuación de la energía producida.

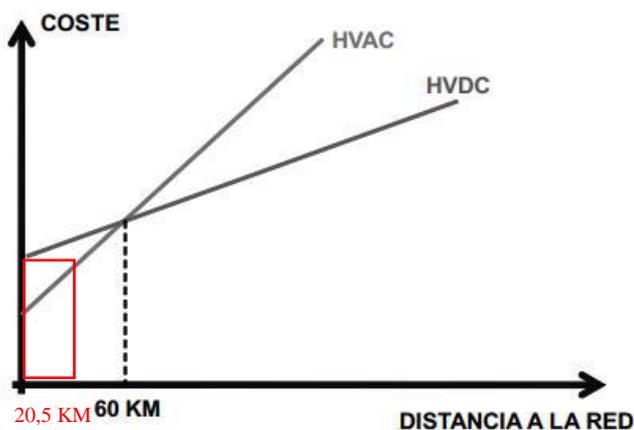


Gráfico 14 - Comparación del coste de HVAC y HVDC con relación a la distancia a la red. Fuente: Elaboración propia

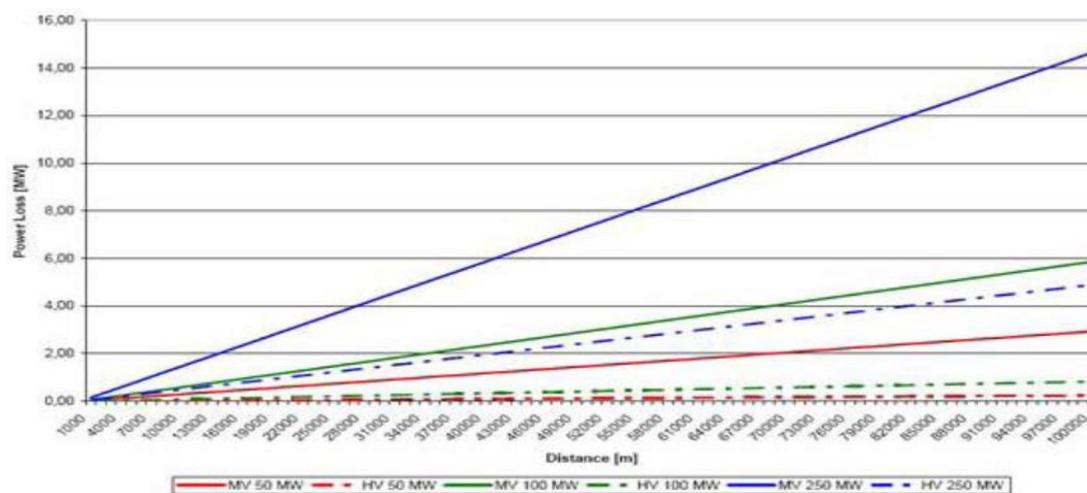


Gráfico 15 - Pérdidas de potencia en función de la longitud del cable, el voltaje y la potencia. Fuente: Couñago, Barturen & Díaz, 2010

Como la distancia a la costa(subestación) está entorno a los 20 km las perdidas en ambos casos son muy inferiores 5%, como se indica en la gráfica y en los cálculos anteriormente realizados. Por lo que solo se requerirá una subestación offshore.

La Línea eléctrica de Alta Tensión más cercana al punto de tierra en la perpendicular a la zona seleccionada se corresponde con una línea de 55 KV Argoños - La Venera (Arnuero) - Marina de Cudeyo.

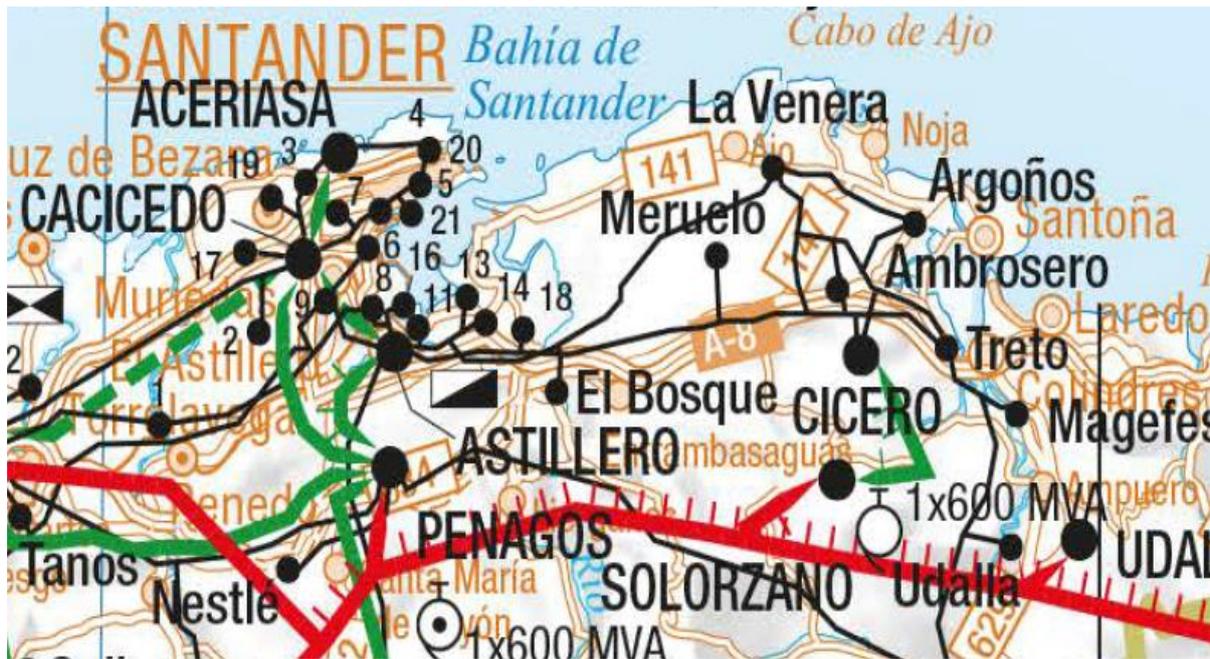


Figura 21 - Detalle de la red eléctrica de Cantabria. Fuente: Red Eléctrica Española

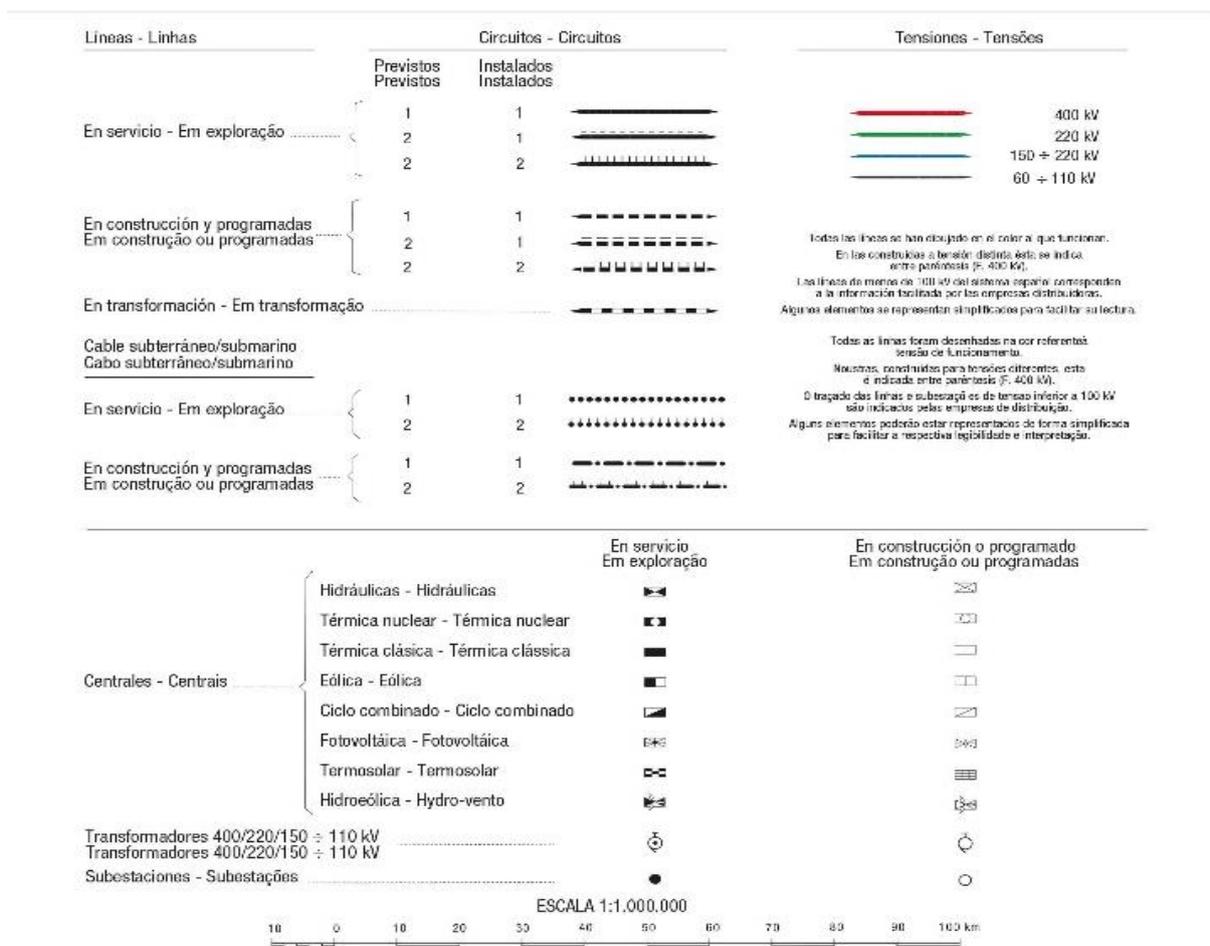


Figura 22 - Leyenda mapa. Fuente: Red Eléctrica Española



Figura 23 - Línea de evacuación por Tierra. Fuente: Google maps

4.5.4 Cable interior del parque

Los cables que se van a utilizar para la interconexión entre aerogeneradores y con la subestación offshore serán cables tripolares de cobre con aislante tipo XLPE (polietileno extruido) de la empresa ABB, que utilizan una armadura externa metálica como protección adicional. Están diseñados para alcanzar los 90°C durante su operación y los 250°C en condición de cortocircuito. Estos cables además llevan cables de fibra óptica utilizados para la comunicación.



Figura 24 - Cable submarino de cobre con aislamiento XLPE. Fuente: ABB

4.5.5 Subestación offshore

Para evitar pérdidas excesivas en la línea de evacuación a tierra se precisa elevar el voltaje mediante una subestación offshore. Esta se situará próxima al parque y constará de un centro de transformación que elevará la tensión de trabajo de 30 kV hasta 55 kV para evacuar la electricidad a la subestación eléctrica “La Venera” (Ajo, Cantabria).



Figura 25 - Subestación transformadora offshore. Fuente: Renewables now

4.5.6 Cable de evacuación a tierra

Esta línea es la que transcurre enterrada bajo tierra desde la subestación offshore hasta la subestación “La Venera”, coordenadas grados decimales: 43.471323,-3.585459.

Esta línea subterránea tiene una longitud aproximada de 20,5 km (15,2 subterránea marina + 5,3 km subterránea en tierra), el cableado se colocará dentro de un tubo de polietileno de alta densidad. El cableado está constituido por tres cables unipolares de cobre con aislamiento XLPE del fabricante ABB.



Figura 26 - Cable submarino de cobre con aislamiento XPLE. Fuente: ABB

4.5.7 Cálculo línea eléctrica

Los circuitos que componen la red de Baja Tensión de los aerogeneradores tienen una tensión de salida de 0,69 kV, con una relación de transformación 35/0,69 kV. Para el cálculo de la caída de tensión entre los aerogeneradores, se toma la línea 1-5 y la subestación offshore, como los aerogeneradores 6-10 corresponden a una línea de las mismas características con el mismo número de aerogeneradores las caídas de tensión son las mismas.

Tras realizar los cálculos, cumpliendo con los valores máximos de intensidad para cada sección de cable se obtiene una caída de 0,62% entre la línea 1-5 y la subestación offshore. Desde la subestación offshore hasta la subestación en tierra obtenemos una caída de valor 1,76%. Según se establece en el RE-LAT 2008 ninguna línea podrá superar el 5% de caída de tensión, por lo que los conductores elegidos se ajustan a esta norma. En la siguiente tabla se adjuntan los cálculos de la línea interior del parque.

LÍNEA INTERIOR DEL PARQUE							
LÍNEA	LONGITUD (m)	POTENCIA (W)	TENSIÓN DE SALIDA DEL AEROGENERADOR (v)	TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR DEL AEROGENERADOR (v)	INTENSIDAD LÍNEA (A)	SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm ²)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
1-2	660	5.000.000	690	35.000	87	95	0,06
2-3	660	10.000.000	690	35.000	174	95	0,12
3-4	660	15.000.000	690	35.000	260	95	0,18
4-5	660	20.000.000	690	35.000	347	150	0,15
5-SUBESTACIÓN	681	25.000.000	690	35.000	434	240	0,12
TOTAL AEROGENERADORES	3.321	25.000.000					0,62
EVACUACIÓN SUBTERRÁNEA A TIERRA	20.500	50.000.000	-	55.000	552	400	1,76

Tabla 5 - Cálculo de la sección de los cables. Fuente: Elaboración propia

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Tabla 6 - Relación diámetro del cable y corriente máxima. Fuente: Fabricante ABB

5 ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO DEL PROYECTO

En este apartado se pretende detallar el análisis económico realizado, siguiendo los pasos explicados en el apartado metodología.

Teniendo en cuenta el orden establecido el primer punto sería identificación del proyecto. Se entiende que este apartado ya se ha descrito con gran detalle en el apartado 4 Caso de estudio. Así que comenzaremos detallando el segundo punto.

5.1 DEFINICIÓN DE PARÁMETROS BÁSICOS

Como se comentó anteriormente los parámetros básicos de este proyecto son el horizonte temporal, la tasa de descuento, tasa de inflación y parámetros intrínsecos al proyecto.

Para determinar el horizonte temporal consultamos la “Guía de Análisis de Coste-Beneficio para la Investigación de Proyectos, 2014” de la Comisión Europea. Esta guía fija unos valores basados en la práctica, y los diferencia por sectores. Nuestro proyecto estaría comprendido en el grupo ‘Energía’ cuyo periodo de referencia está comprendido entre 15-25 años, para nuestro proyecto escogemos el valor máximo 25 años.

La “Guía de Análisis de Coste-Beneficio para la Investigación de Proyectos, 2014” de la Comisión Europea, también recoge los valores que puede tomar la tasa de descuento. Según la guía se pueden tomar valores entre 3% y 5%, para un periodo de ejecución entre los años 2014-2020. Para nuestro tipo de proyectos es frecuente tomar el 5%.

Con relación a la tasa de inflación, se ha recurrido al Instituto Nacional de Estadística (INE), donde se disponen de todas las variaciones del valor del Índice de Precios al Consumo (IPC). Para el valor del IPC se toma el valor del mes de agosto 2017, 1,6% con un incremento anual del 0,1% respecto del de referencia anterior.

5.2 IDENTIFICACIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS IMPACTOS

En esta fase se procede a la identificación de los diferentes impactos que se derivan de la realización del proyecto. Dividiremos los impactos según los diferentes aspectos de los que tratan y a continuación describiremos cada uno de ellos, haciendo una selección de los impactos que se consideran relevantes.

- Aspectos económicos:
 - Costes de construcción
 - Costes de operación y mantenimiento
 - Coste de seguros
 - Coste de arrendamiento
 - Ingresos por venta de energía
 - Costes de gestión
 - Coste de desmantelamiento

- Aspectos sociales:
 - Beneficios sobre el empleo y el desarrollo industrial en la zona de implantación
 - Beneficio en el coste del recibo de la luz
 - Coste sobre el impacto en la pesca
 - Coste sobre el turismo
 - Beneficios fiscales
 - Costes sobre la navegación aérea y marítima
 - Costes sobre otros intereses y usos del mar

- Aspectos medioambientales:
 - Beneficio de reducción de CO₂
 - Coste sobre el impacto de las aves
 - Costes derivados de los ruidos
 - Beneficios derivados de los impactos sobre la biodiversidad

5.2.1 Aspectos económicos

En este punto se desarrollarán los aspectos económicos con relación al parque eólico offshore.

Costes de construcción

Este parámetro corresponde a la inversión inicial, se trata de la cantidad monetaria total que se ha de invertir de forma inicial para poder instaurar los elementos que conforman el proyecto y ponerlo en marcha.

Los costes de construcción engloban los gastos de compra, traslado y colocación de los aerogeneradores, plataformas y subestación offshore, también los costes de compra y soterramiento de la red eléctrica necesaria tanto marina como terrestre, y por último, la puesta en marcha.

Costes de operación y mantenimiento

Según los datos del estudio de Wind Europe los gastos de operación y mantenimiento (O&M) se situaban en un rango de 12-15 €/MWh, para nuestro proyecto elegimos un valor de 15€/MWh, que engloba la mano de obra, repuestos, los costes derivados del consumo necesario para el desarrollo de la actividad y el soporte técnico.

Coste de seguros

Los costes de seguros incluyen las coberturas relativas a responsabilidad civil, pérdidas de producción, reposición de activos y accidente entre otros. En este caso, se ha supuesto un coste de un 10% de los ingresos generados anualmente.

Coste de arrendamiento

Los costes asociados al arrendamiento de los terrenos es el canon que se ha de abonar para poder arrendar los terrenos marítimo-terrestres que ocupará el parque eólico offshore. Estos gastos se han aproximado a un 3% de los ingresos generados anualmente.

Coste de gestión

Los gastos de gestión corresponden a los costes que tendrá la empresa para llevar a cabo su actividad económica en lo relativo al control y administración del parque eólico durante su fase de explotación. Se ha realizado una estimación del coste de gestión que se ha valorado en un 4% de los ingresos generados cada año.

Ingresos por venta de energía

Actualmente la regulación que rige las energías renovables deja fuera de cualquier prima o retribución especial a la energía eólica offshore. Así que la mayoría de los ingresos del parque están relacionados con la cantidad de energía a vender, las horas equivalentes de funcionamiento del parque y el precio de venta de las mismas. Se obtienen de multiplicar la energía producida que se incorpora a la red eléctrica por el precio de mercado.

Como precio de la energía se toma valor medio del mes de septiembre del año 2017: 50 €/Mwh.

Coste de desmantelamiento

La mayoría de los activos del parque tendrán una vida útil de 25 años, haciendo referencia especial a los aerogeneradores, los cuales serán desmantelados y reciclados al finalizar su vida útil. El coste de desmantelamiento se pagará con los ingresos debidos a la venta de los elementos reciclados, así como con la cimentación, pues esta podrá ser utilizada en proyectos futuros. Los costes de desmantelamiento se aproximan a un 5% de la inversión inicial.

5.2.2 Aspectos sociales

El interés de este proyecto radica en los beneficios sociales que aportará, en este punto se desarrollan los más relevantes.

Beneficios sobre el empleo y el desarrollo industrial en la zona de implantación

Los efectos sobre el medio económico derivados de la implantación y funcionamiento de los parques se prevén positivos, contribuyendo al desarrollo económico y tecnológico de la región. Se esperan efectos positivos sobre la economía, el empleo y sobre la sensibilización ambiental, como reflejo de una apuesta por las tecnologías limpias.

Se estima una creación de empleo de 3,73 empleos por megavatio instalado.

Beneficio en el coste del recibo de la luz

El coste de la energía se fija en un mercado competitivo donde las diferentes fuentes de energía ofertan la electricidad para satisfacer la demanda prevista. Como el coste

del viento es cero, los productores de energía eólica pueden ofertar la electricidad a un precio más bajo que otros.

El efecto reductor de la eólica sobre los precios del mercado eléctrico por su bajo coste de generación frente a las tecnologías convencionales fue en 2016 de 15,2 €/MWh. Esto significa que, si no hubiese existido la tecnología eólica, el precio medio anual del mercado eléctrico hubiera sido de 68,10 €/MWh, un 28,7% más alto.

Coste sobre el impacto en la pesca

Los posibles impactos con la pesca son varios:

- La interferencia con la pesca durante el despliegue de las unidades de aerogeneradores.
- Las posibles interacciones entre las unidades de aerogeneradores y de buques pesqueros.
- Las posibles interacciones entre el cable eléctrico y las artes de pesca.

Para no interferir en la pesca se evitarán los caladeros ricos en especies comerciales. Cabe recalcar que en el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral español ya se hace una selección de las zonas donde los impactos con la pesca son menores o inexistentes, por lo tanto, a la hora de seleccionar la zona ya se tuvieron en cuenta estos impactos. Aun siendo así, las actividades asociadas a la instalación serán notificadas mediante el canal de “Aviso a Navegantes” y los aerogeneradores serán provistos de unidades lumínicas.

Coste sobre el turismo

Los parques offshore situados a distancia superiores a 10 km de la costa son prácticamente imperceptibles, por lo que es poco probable que se generen efectos positivos o negativos sobre el turismo.

Beneficios fiscales

Al crear valor y empleos locales, se generan ingresos fiscales para los distintos gobiernos y administraciones locales. Según los estudios existentes demuestran que 1 € invertido en energía eólica genera entre 27 y 52 céntimos de euro en ingresos fiscales en Europa, dependiendo de la política tributaria en cada país. Para España el retorno fiscal ronda los 33 céntimos de euro.

Los ingresos fiscales proceden principalmente del IVA y de los impuestos de sociedades. Dependiendo de la política fiscal en cada país, los impuestos sociales procedentes de asalariados y empresarios también pueden ser significativos.

Costes sobre la navegación aérea y marítima

En la etapa de estudio se tendrá que tener en cuenta para la ubicación del proyecto eólico marino los aeropuertos, helipuertos, aeródromos que se encuentren en las proximidades de la costa, que por sus condiciones de vuelo a baja altura pudieran verse afectados.

Durante la fase de montaje del parque eólico offshore la afección a la navegación aérea se prevé mínima, teniendo en cuenta que la fabricación y montaje se pueden realizar en el puerto de Santander. Para el traslado de los aerogeneradores y plataformas, se podrían requerir medidas de señalización y balizamiento.

Las posibles afecciones a la navegación de recreo se consideran leves debido a la distancia a la costa y a la disposición del parque eólico. Se podría aconsejar la modificación de las condiciones o rutas de navegación de determinadas embarcaciones.

Costes sobre otros intereses y usos del mar

Son probables, aunque poco significativos los efectos durante las fases de construcción y montaje debido a su temporalidad. Se debe intentar que interceda lo menos posible con las actividades acuáticas y recreativas de la zona.

5.2.3 Aspectos medioambientales

En este apartado se engloban los costes y beneficios relacionados con el medioambiente y sus posibles impactos.

Beneficio de reducción de CO₂

El precio del CO₂ no emitido partió de precios altos en los mercados de Europa. Comenzó con valores de unos 25 euros por tonelada de carbono emitido y ha descendido paulatinamente hasta llegar actualmente está en unos 5 euros por tonelada.

Coste sobre el impacto de las aves

Previo a la implantación del parque se realizará un estudio de las poblaciones de aves y su presencia en el entorno del parque, definiendo especies, rutas migratorias y épocas de reproducción y cría. Se contempla la posibilidad de detener las turbinas en condiciones de baja visibilidad para evitar colisiones de aves.

Costes derivados de los ruidos

Para reducir la contaminación acústica se debe de optar por las tecnologías más novedosas y equipos eficientes.

En nuestro caso, se dispone de aerogeneradores con la tecnología más avanzada, el sistema de control de ruido “Gamesa NRS®”. El diseño aerodinámico de punta de pala y los componentes mecánicos minimizan el ruido emitido cumpliendo con la normativa ambiental europea. Esto añadido a la distancia a la costa del parque (15 km) y los vientos dominantes de dirección W, ocasionará que la percepción de ruidos por la población costera no será relevante.

Beneficios derivados de los impactos sobre la biodiversidad

Se evitará en lo posible todas las practicas que pudiera generar riesgos de vertidos y contaminación de las aguas durante las fases de montaje e implantación del parque.

Además, por razones de seguridad la pesca tradicional y de arrastre está prohibida alrededor de las estructuras del parque, lo que está provocando que las bases de los aerogeneradores se conviertan en el hogar de nuevos ecosistemas. Los parques eólicos marinos actúan como áreas de conservación marina, que pueden aportar una mayor biodiversidad que las áreas no protegidas.

5.2.4 Impactos relevantes

Una vez identificados y definidos todos los impactos, comenzaremos a valorar si el impacto es relevante para el proyecto. Para ello indicaremos en la siguiente tabla el nivel de impacto que supone para el proyecto:

PARQUE EÓLICO OFFSHORE EN CANTABRIA			
DATOS PARQUE	DISTANCIA A LA COSTA	> 15 km	
	SUPERFICIE	3,9 km ²	
	COORDENADAS	X: 453445	Y: 4833269
IMPACTO		BAJO	ALTO
Costes de construcción			✓
Costes de operación y mantenimiento			✓
Coste de seguros			✓
Coste de arrendamiento			✓
Coste de gestión			✓
Beneficios por venta de energía			✓
Coste de desmantelamiento			✓
Beneficios sobre el empleo y desarrollo industrial en la zona de implantación			✓
Beneficio en el coste del recibo de la luz			✓
Coste sobre el impacto en la pesca		✓	
Coste sobre el turismo		✓	
Beneficios fiscales			✓
Coste variación navegación aérea y marina		✓	
Costes sobre otros intereses y usos del mar		✓	
Beneficio de reducción de CO ₂			✓
Coste sobre el impacto de las aves		✓	
Costes derivados de los ruidos		✓	
Beneficios derivados de los impactos sobre la biodiversidad		✓	

Tabla 7 - Valoración de los impactos. Fuente: Elaboración propia

5.3 VALORACIÓN MONETARIA

En este apartado se desarrolla la valoración monetaria de aquellos impactos que se han considerado relevantes para el proyecto, los que tienen un nivel alto de impacto.

Los costes y beneficios del proyecto se verán actualizados anualmente en función del crecimiento estimado del IPC, se estima un incremento anual de un 0,1% sobre el valor base.

- Costes de construcción – Inversión inicial

AEROGENERADORES	
Nº aerogeneradores	10
Potencia (MW)	5
Coste total por MW (€)	1.000.000 €
	50.000.000 €

PLATAFORMA	
Nº aerogeneradores	10
Coste total de la plataforma	3.000.000 €
Traslado y colocación	600.000 €
	36.000.000 €

SUBESTACIÓN OFFSHORE	
Coste total subestación offshore	2.200.000 €
Coste plataforma subestación	1.000.000 €
Traslado y colocación	400.000 €
	3.600.000 €

CONEXIÓN ELÉCTRICA	
Metros de cable interno	6.650
Coste total cable interno por metro	125 €
Obra de línea de cable en el mar	3.325.000 €
Metros de cable de evacuación-Mar	15.200
Coste total cable evacuación por metro-Mar	250 €
Metros de cable de evacuación-Tierra	4.500
Coste total cable evacuación por metro-Tierra	100 €
Obra de línea de cable en tierra	4.250.000 €
	13.331.250 €

PUESTA EN MARCHA	
Puesta en marcha de la instalación	3.440.600 €
	3.440.600 €

TOTAL INVERSIÓN INICIAL	106.371.850 €
--------------------------------	----------------------

Tabla 8 - Detalle de los costes de construcción. Fuente: Elaboración propia

- Costes del proyecto

En la siguiente tabla se indican los costes asociados al proyecto. En el Anexo 2 – Cálculos se indican los costes con mayor detalle.

COSTE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	157.331,03
COSTE O&M (€/MWh)	15,00 €
TOTAL COSTE ANUAL	2.359.965 €

COSTE SEGUROS	
PORCENTAJE DE LOS INGRESOS ANUALES	10,00%
TOTAL COSTE ANUAL	1.603.304 €

COSTE ARRENDAMIENTO	
PORCENTAJE DE LOS INGRESOS ANUALES	3,00%
TOTAL COSTE ANUAL	480.991 €

COSTES DE GESTIÓN	
PORCENTAJE DE LOS INGRESOS ANUALES	4,00%
TOTAL COSTE ANUAL	480.991 €

COSTE DESMANTELAMIENTO	
PORCENTAJE INVERSIÓN INICIAL	5,00%
INVERSIÓN INICIAL	106.371.850 €
COSTE TOTAL DESMANTELAMIENTO	5.318.593 €
VIDA ÚTIL (AÑOS)	25
COSTE TOTAL ANUAL	212.744 €

Tabla 9 - Resumen de los costes del proyecto. Fuente: Elaboración propia

- Beneficios del proyecto

En la siguiente tabla se adjunta el resumen de los ingresos percibidos por el parque eólico. En el Anexo 2 – Cálculos se indican los ingresos con mayor detalle.

INGRESOS POR LA NO EMISIÓN DE CO2	
GENERACIÓN DE CO2 ENERGÍA CONVENCIONAL (kWh)	0,865
GENERACIÓN DE CO2 ENERGÍA EÓLICA (kWh)	0,007
DIFERENCIA DE CO2 NO EMITIDO (kWh)	0,858
GENERACIÓN PARQUE EÓLICO OFFSHORE AL AÑO (kWh)	157.331.030
TONELADAS EVITADAS DE CO2	134.990
PRECIO POR TONELADA EVITADA	5 €
TOTAL INGRESO ANUAL	674.950 €

INGRESOS FISCALES	
RETORNO FISCAL (POR CADA € INVERTIDO)	0,33 €
INVERSIÓN INICIAL	106.371.850 €
INGRESOS FISCALES TOTALES	35.102.711 €
VIDA ÚTIL (AÑOS)	25
TOTAL INGRESO ANUAL	1.404.108 €

COSTE DE UN EMPLEO POR AÑO	
SUELDO	1.000 €
14 PAGAS	14.000 €
SEGURIDAD SOCIAL	4.480 €
COSTE TOTAL POR EMPLEADO	18.480 €

INGRESOS EMPLEO	
COSTE DE UN EMPLEO POR AÑO	18.480 €
NÚMERO DE EMPLEOS (3,73 EMPLEO/MW)	4
MW DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE	50
TOTAL EMPLEOS DIRECTOS ESTIMADOS	200
TOTAL INGRESO ANUAL	3.696.000 €

INGRESOS RECIBO DE LA LUZ	
BAJADA DEL COSTE DEL RECIBO DE LA LUZ (€/MWh)	15,2
GENERACIÓN PARQUE EÓLICO OFFSHORE AL AÑO (MWh)	157.331
TOTAL INGRESO ANUAL	2.391.432 €

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA	
ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	157.331,03
PRECIO DEL MWh	50,00 €
TOTAL INGRESO ANUAL	7.866.552 €

Tabla 10 - Resumen de los ingresos del proyecto. Fuente: Elaboración propia

5.4 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Una vez calculados y valorados monetariamente todos los costes e ingresos relevantes para el proyecto, se pueden calcular los indicadores de rentabilidad. Para nuestro proyecto se estableció como indicador de rentabilidad el Valor Actualizado Neto (VAN) y la relación Coste/Beneficio. Se calculará también el TIR por estar directamente relacionado con el valor del VAN.

En el apartado 'Obtención de los indicadores de rentabilidad', se detalló la forma de cálculo de los indicadores. Para el cálculo del VAN, se determinó una tasa de

descuento del 5% y un horizonte temporal de 25 años. Una vez realizados los cálculos se obtuvo el siguiente resultado:

VAN	70.846.897 €
TIR	10,44%
RELACIÓN COSTE/BENEFICIO	0,33

Tabla 11 - Resultado VAN, TIR y relación Coste/Beneficio. Fuente: Elaboración propia

Según los resultados obtenidos, el valor del VAN determina que la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida. La realización del proyecto se considera aconsejable si el TIR supera a la tasa de descuento, en nuestro caso $TIR=10,44\% > Tasa\ de\ descuento=5\%$, por lo que se considera aceptable. Por último, la relación Coste/Beneficio tiene un valor de 0,33, que se encuentra por debajo del valor mínimo exigido para considerar viable un proyecto. Por lo tanto, a la vista de los resultados obtenidos, los indicadores de rentabilidad superan los límites exigidos de modo que se considera viable la realización del proyecto.

5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad nos permite determinar las variables que resultan críticas dentro de nuestro proyecto. Para realizar el cálculo se ha modificado el valor de las variables, una por una, un 1% respecto de su valor más probable. Una vez modificadas, todas las que impliquen una variación en el valor del VAN mayor de un 1% serán consideradas variables críticas.

En la siguiente tabla, se indican los valores obtenidos al realizar la variación del 1%.

COSTES DE CONSTRUCCIÓN - INV. INICIAL		VAN	VARIACIÓN
VALOR INICIAL	106.371.850 €	70.846.897 €	-1,55%
AUMENTO 1%	107.435.569 €	69.748.039 €	

ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)		VAN	VARIACIÓN
VALOR INICIAL	157.331,03	70.846.897 €	1,10%
AUMENTO 1%	158.904,34	71.627.178 €	

IPC		VAN	VARIACIÓN
VALOR INICIAL	1,600%	70.846.897 €	0,41%
AUMENTO 1%	1,616%	71.136.449 €	

INCREMENTO IPC		VAN	VARIACIÓN
VALOR INICIAL	0,100%	70.846.897 €	0,002%
AUMENTO 1%	0,101%	70.848.324 €	

PRECIO TONELADA DE CO2		VAN	VARIACIÓN
VALOR INICIAL	5,00 €	70.846.897 €	0,13%
AUMENTO 1%	5,05 €	70.939.429 €	

RETORNO FISCAL		VAN	VARIACIÓN
VALOR INICIAL	0,3300 €	70.846.897 €	0,40%
AUMENTO 1%	0,3333 €	71.131.924 €	

DESCUENTO PRECIO RECIBO LUZ		VAN	VARIACIÓN
VALOR INICIAL	15,20 €	70.846.897 €	0,46%
AUMENTO 1%	15,35 €	71.170.435 €	

TASA DE DESCUENTO		VAN	VARIACIÓN
VALOR INICIAL	5,00%	70.846.897 €	-1,34%
AUMENTO 1%	5,05%	69.895.984 €	

Tabla 12 - Variación parámetros parque eólico offshore. Fuente: Elaboración propia

En la siguiente gráfica se representan las variaciones obtenidas:

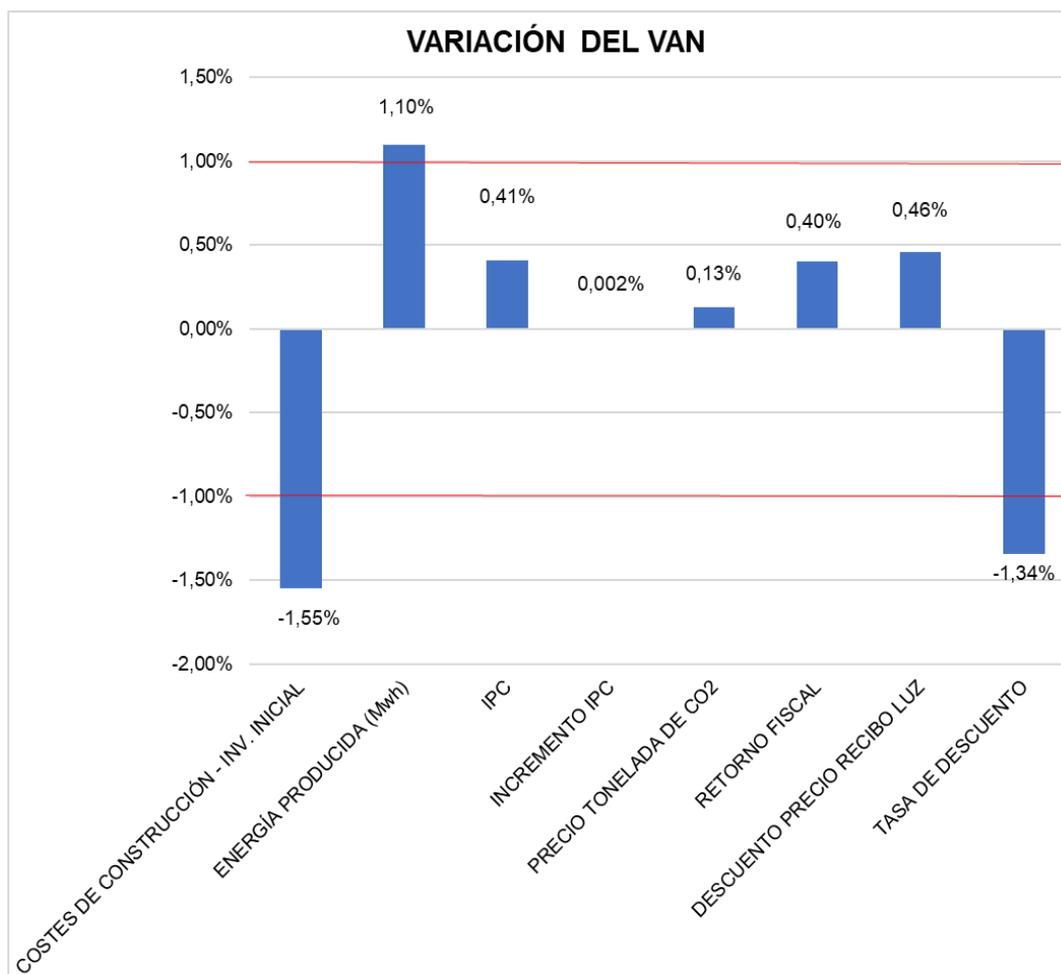


Gráfico 16 - Determinación de parámetros críticos. Fuente: Elaboración propia

Según se observa en la gráfica se consideran variables críticas: el coste de construcción, la tasa de descuento y la energía producida. De estas la que mayor impacto tiene son los costes de construcción que corresponden a la inversión inicial del proyecto.

Una vez determinadas las variables críticas, se realiza el análisis de escenarios. Se determina el impacto que causa la variación conjunta de las variables críticas en el indicador de rentabilidad. Para ello se analizan dos casos, uno pesimista y otro optimista, que se comparan con el escenario base ya calculado.

En la siguiente tabla se detallan los porcentajes de variación para cada variable junto con el VAN resultante.

ESCENARIO PESIMISTA				
PARAMETROS CRÍTICOS	VALOR INICIAL	VARIACIÓN RESPECTO AL VALOR INICIAL	VALOR FINAL	VAN
COSTES DE CONSTRUCCIÓN - INV. INICIAL	106.371.850 €	10%	117.009.035 €	39.173.634 €
ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	157.331,03	-10%	141.597,93	
TASA DE DESCUENTO	5,00%	15%	5,75%	

ESCENARIO BASE				
PARAMETROS CRÍTICOS	VALOR INICIAL	VARIACIÓN RESPECTO AL VALOR INICIAL	VALOR FINAL	VAN
COSTES DE CONSTRUCCIÓN - INV. INICIAL	106.371.850 €	0%	106.371.850 €	70.846.897 €
ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	157.331,03	0%	157.331,03	
TASA DE DESCUENTO	5,00%	0%	5,00%	

ESCENARIO OPTIMISTA				
PARAMETROS CRÍTICOS	VALOR INICIAL	VARIACIÓN RESPECTO AL VALOR INICIAL	VALOR FINAL	VAN
COSTES DE CONSTRUCCIÓN - INV. INICIAL	106.371.850 €	-15%	90.416.073 €	100.231.756 €
ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	157.331,03	10%	173.064,13	
TASA DE DESCUENTO	5,00%	-5%	4,75%	

Tabla 13 - Cálculo de escenarios. Fuente: Elaboración propia

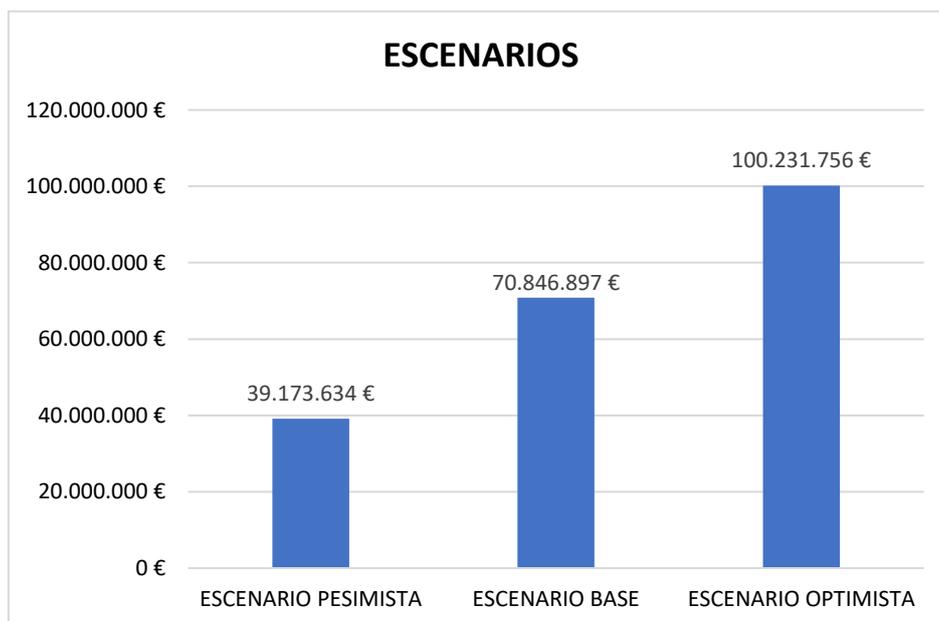


Gráfico 17 - Comparación de escenarios. Fuente: Elaboración propia

En relación con los resultados obtenidos, el valor que más podría preocupar para el estudio de la rentabilidad del proyecto es el VAN en el caso pesimista. El valor obtenido sigue estando por encima del valor 0, por lo que el proyecto seguirá siendo rentable.

5.6 ANÁLISIS DE RIESGOS

El análisis de riesgo se fundamenta en el cálculo de la probabilidad de que un proyecto se pueda llevar a cabo de manera satisfactoria, con relación a su rentabilidad.

Para realizar este análisis hemos asignado una distribución de probabilidad a cada uno de los parámetros elegidos, definiendo el rango de variación de los mismos. Por último, realizamos la simulación de Montecarlo en la que se estudiarán 5000 escenarios de manera aleatoria. Con esto se pretende realizar una estimación de las posibles variaciones del indicador de rentabilidad, el VAN.

En la siguiente tabla se muestran las diferentes distribuciones de probabilidad que se han utilizado para el análisis.

VARIABLES	VALORES REFERENCIA	DISTRIBUCIÓN PROBABILIDAD
PRECIO ENERGIA MWh (€)	50,0	UNIFORME ENTRE 50 Y 55
ENERGIA PRODUCIDA (MWh/año)	157.331,03	NORMAL MEDIA 157.331 Y DESVIACIÓN TIPICA 100
EMPLEOS GENERADOS (UDS)	4	NORMAL MEDIA 4 DESVIACIÓN TIPICA 1
IPC (%)	1,60	NORMAL MEDIA 1,6 DESVIACIÓN TIPICA 0,5
INCREMENTO IPC (%)	0,10	NORMAL MEDIA 0,1 DESVIACIÓN TIPICA 0,05
PRECIO TONELADA CO2 NO EMITIDO (€)	5,0	NORMAL MEDIA 5 DESVIACIÓN TIPICA 1
RETORNO FISCAL (€)	0,33	NORMAL MEDIA 0,33 DESVIACIÓN TIPICA 0,1
PRECIO RECIBO LUZ (€)	15,2	NORMAL MEDIA 15 DESVIACIÓN TIPICA 1
COSTE EMPLEO EMPRESA (€)	18.480,00	NORMAL MEDIA 18480 DESVIACIÓN TIPICA 500
TASA DE DESCUENTO (%)	5,00	NORMAL MEDIA 5 DESVIACIÓN TIPICA 0,5

Tabla 14 - Distribuciones de probabilidad de las variables. Fuente: Elaboración propia

Como resultado de la simulación de Montecarlo obtenemos una gráfica donde se recogen todos los valores del VAN para los 5000 escenarios.

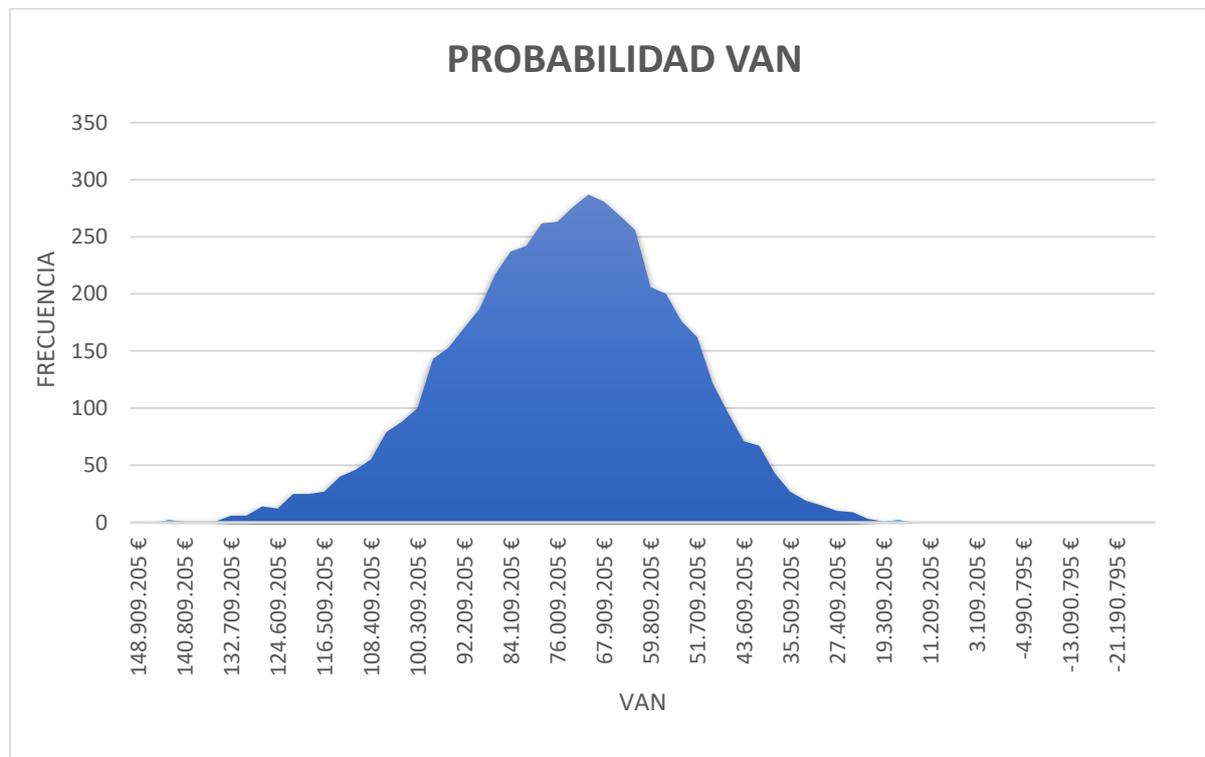


Gráfico 18 - Probabilidad del VAN. Fuente: Elaboración propia

Como resumen de todos los valores obtenidos en la simulación adjunto la siguiente tabla:

VALORES	
MÁXIMO LISTA	143.509.205 €
MÍNIMO LISTA	15.021.539 €
MEDIA	73.287.365 €
MEDIANA	72.359.788 €
VARIANZA	32.848.471.124.396
DESVIACIÓN ESTÁNDAR	5.731.359

Tabla 15 - Resumen valores simulación Montecarlo. Fuente: Elaboración propia

De esta tabla se extrae que el valor medio del VAN de los 5000 casos se encuentra muy próximo al valor calculado en el caso base. Por lo que la primera aproximación realizada sobre el estudio de la rentabilidad del parque utiliza unos valores bastante ajustados a cualquier variación que puedan experimentar. Otro dato interesante es el valor mínimo de la lista, este valor está por encima de cero por lo que para ningún escenario de los 5000 estudiados el VAN fue negativo. La desviación estándar nos

indica cuanto de dispersos están los datos con respecto de la media. Es un valor alto, lo que es normal por el estudio tan amplio que se ha realizado en el que intervienen un gran número de variables.

En el siguiente gráfico se muestra la función de distribución del VAN, según el gráfico la probabilidad de obtener un valor igual o mayor al valor base (70.846.897 €), es de un 60%. Y la posibilidad de obtener un valor negativo, nula.

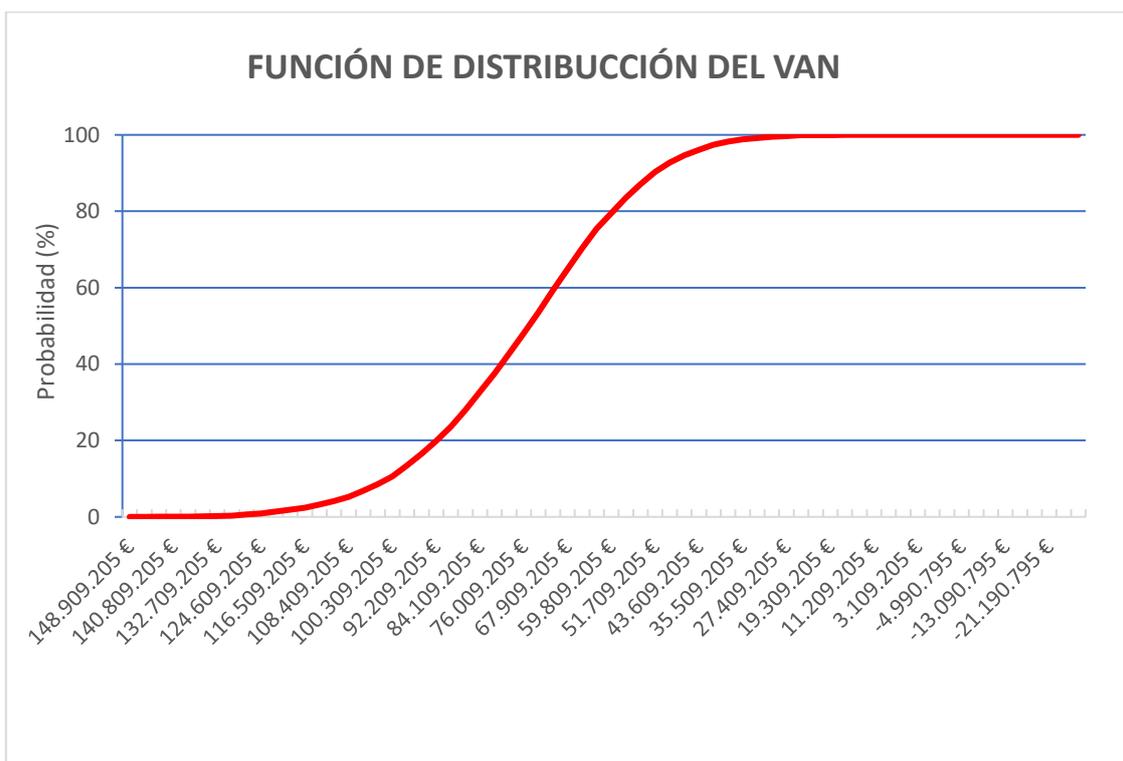


Gráfico 19 - Función de distribución del VAN. Fuente: Elaboración propia

6 CONCLUSIONES

El objetivo principal de este estudio ha sido realizar un análisis socio-económico para estudiar la viabilidad de implantación de un parque eólico offshore. Para su realización se ha estudiado su implantación en diferentes puntos de la costa de Cantabria eligiendo el que mayor energía podía producir. El diseño del parque se ha compuesto de diez aerogeneradores del tipo Gamesa 132 con una potencia nominal de 5 MW y una potencia neta anual de 15.773 MWh/año.

Para estudiar la viabilidad socio-económica, se ha realizado un Análisis Coste-Beneficio sobre los parámetros más significativos del parque. Una vez calculados todos los flujos monetarios del proyecto, se ha elaborado un análisis de los indicadores de rentabilidad. Los resultados de estos fueron, Valor Actualizado Neto (VAN) 70.846.897€, Tasa Interna de Retorno (TIR) 10,44% y la relación Coste/Beneficio 0,33. Por lo tanto, todos los indicadores confirman la rentabilidad del proyecto en términos socio-económicos. Para verificar estos resultados se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad, con el objetivo de determinar los parámetros críticos, que son los que tienen mayor influencia sobre los indicadores de rentabilidad. Se determinó que los parámetros críticos son los costes de construcción - inversión inicial, la energía producida y la tasa de descuento seleccionada. Para estudiar más en profundidad la influencia de estos parámetros sobre los indicadores de rentabilidad, se variaron dando lugar a dos casos, el pesimista y otro más optimista con respecto del caso base. En ambos estudios se verifica la rentabilidad del proyecto, estando todos los indicadores de rentabilidad dentro de los límites exigidos.

Para completar el estudio se realizó un análisis de riesgo, mediante el cual se variaban los parámetros del proyecto manera aleatoria dentro de un rango establecido. El objetivo de la simulación era crear un gran número de escenarios aleatorios para estudiar las variaciones del indicador de rentabilidad. De este análisis se determinó el valor medio del VAN de los 5000 casos estudiados, cuyo valor es 73.287.365 €. A la vista de este resultado, se concluye que la estimación realizada en el caso base se asemeja al valor medio de los 5000 escenarios estudiados.

En conclusión, la rentabilidad de este proyecto está muy ligada a los aspectos sociales. El mayor beneficio que aporta este proyecto es social y ambiental, por lo que generará más interés de realización al gobierno que a la empresa privada, a la que le podría interesar si se volvieran a establecer las subvenciones a las energías

renovables. El proyecto genera a su alrededor muchos movimientos de flujos monetarios desde su fase de construcción hasta su fase de desmantelamiento, además de ayudar a el país a cumplir sus objetivos de reducción de gases efecto invernadero.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] European Commission (2014), *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects – Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020*. (Directorate General for Regional and Urban policy).
- [2] Torres Ortega, S. (2014), Nuevos problemas en la evaluación de proyectos de ingeniería. DÍAZ SIMAL, P., Director. Tesis doctoral. (Universidad de Cantabria).
- [3] Comisión Europea (2003), *Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión*. (Unidad responsable de la evaluación DG Política Regional Comisión Europea)
- [4] Villarrubia López, M. (2012). Ingeniería de la Energía Eólica (1ª ed.) Marcombo, S.A.
- [5] Talayero Navales, A. P. & Telmo Martínez, E. (2011) (2ª ed.) Energía eólica (Serie Energías renovables) Prensas de la Universidad de Zaragoza
- [6] AEE. Asociación Empresarial Eólica. Disponible en: <http://www.aeeolica.org/>
- [7] IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Disponible en: <http://www.idae.es/>
- [8] IDAE. *Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020*. (2011) Madrid
- [9] *Estudio Estratégico Ambiental del Litoral español para la instalación de parques eólicos marinos* (2009) España
- [10] ACCIONA. Acciona, S.A. Disponible en: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/>
- [11] WindEurope. Disponible en: <https://windeurope.org>
- [12] Instituto Nacional de Estadística. (2017) Disponible en: <http://www.ine.es/>
- [13] Siemens Gamesa Renewable Energy. Disponible en: <http://www.siemensgamesa.com/es/>
- [14] Asea Brown Boveri (ABB) Disponible en: <http://www.abb.com/>

[15] Iberdrola renovables. *Generación Eólica Offshore. Retos y perspectivas de desarrollo*. (2011) Muskiz

[16] Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. (BOE núm. 183, 1 de agosto de 2007)

[17] Real Decreto 1485/2012, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, para adaptarlo a la nueva denominación y estructura de los departamentos ministeriales. (BOE núm. 289, 8 de noviembre de 2012)

[18] Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (BOE. núm. 140, 10 de junio de 2014)

[19] Ley 7/2013, de 25 de noviembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en la comunidad autónoma de Cantabria. (BOE. núm. 302, 18 de diciembre de 2013).

[20] Carta náutica. Disponible en: www.gifex.com

8 ANEXO

8.1 ANEXO 1 – ESPECIFICACIONES AEROGENERADOR

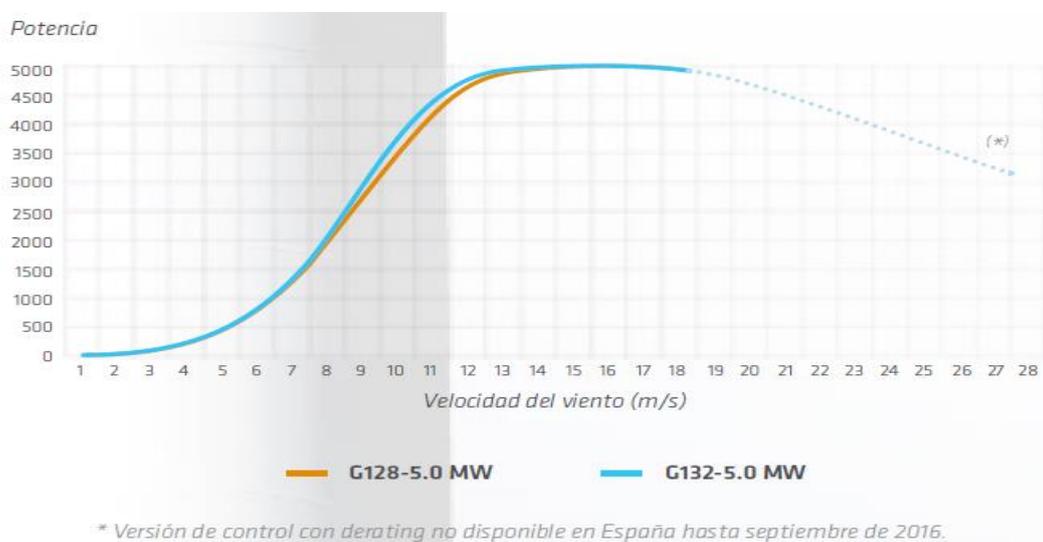


Gráfico 20 – Curva de potencia del aerogenerador. Fuente: Siemens Gamesa

	G128-5.0 MW	G132-5.0 MW
ROTOR		
Diámetro	128 m	132 m
Área de barrido	12.868 m ²	13.685 m ²
Velocidad de giro	490 rpm	490 rpm
PALAS		
Número de palas	3	3
Longitud	62,5 m	64,5 m
Tipo	Segmentada o enteriza	Enteriza
Material	Composite de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio/ fibra de carbono	Composite de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio/ fibra de carbono
TORRE		
Tipo	Acero, híbrida u hormigón	Acero, híbrida u hormigón
Altura	81, 95, 120, 140 m	95, 120, 140 m
MULTIPLICADORA		
Tipo	2 etapas planetarias	2 etapas planetarias
Ratio	1:41,405	1:41,405
GENERADOR		
Tipo	Generador síncrono de imanes permanentes con módulos independientes paralelos	Generador síncrono de imanes permanentes con módulos independientes paralelos
Potencia nominal	5.0 MW	5.0 MW
Tensión	690 V AC	690 V AC
Frecuencia	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz
Clase de protección	IP 54	IP 54
Factor de potencia	0,95 CAP-0,95 IND*	0,95 CAP-0,95 IND*

* Medición en los terminales de salida del generador, en el lado de baja tensión antes del transformador, a la tensión nominal de la red.

Tabla 16 – Especificaciones aerogenerador. Fuente: Siemens Gamesa

8.2 ANEXO 2- CÁLCULOS

- Costes de operación y mantenimiento

AÑO	PRECIO	IPC	ACTUALIZACIÓN PRECIO	COSTE O&M
1	15,00 €	1,600%	-	2.359.965 €
2	15,00 €	1,602%	15,240 €	2.397.725 €
3	15,24 €	1,603%	15,484 €	2.436.088 €
4	15,48 €	1,605%	15,732 €	2.475.066 €
5	15,73 €	1,606%	15,983 €	2.514.667 €
6	15,98 €	1,608%	16,239 €	2.554.902 €
7	16,24 €	1,610%	16,499 €	2.595.780 €
8	16,50 €	1,611%	16,763 €	2.637.313 €
9	16,76 €	1,613%	17,031 €	2.679.510 €
10	17,03 €	1,614%	17,304 €	2.722.382 €
11	17,30 €	1,616%	17,580 €	2.765.940 €
12	17,58 €	1,618%	17,862 €	2.810.195 €
13	17,86 €	1,619%	18,147 €	2.855.158 €
14	18,15 €	1,621%	18,438 €	2.900.840 €
15	18,44 €	1,622%	18,733 €	2.947.254 €
16	18,73 €	1,624%	19,033 €	2.994.410 €
17	19,03 €	1,626%	19,337 €	3.042.321 €
18	19,34 €	1,627%	19,646 €	3.090.998 €
19	19,65 €	1,629%	19,961 €	3.140.454 €
20	19,96 €	1,630%	20,280 €	3.190.701 €
21	20,28 €	1,632%	20,605 €	3.241.752 €
22	20,60 €	1,634%	20,934 €	3.293.620 €
23	20,93 €	1,635%	21,269 €	3.346.318 €
24	21,27 €	1,637%	21,610 €	3.399.859 €
25	21,61 €	1,638%	21,955 €	3.454.257 €

Tabla 17 - Costes de operación y mantenimiento. Fuente: Elaboración propia

- Costes de desmantelamiento

AÑO	COSTE TOTAL ANUAL	IPC	COSTE DESMANTELAMIENTO
1	-	1,600%	212.744 €
2	212.744 €	1,602%	216.151 €
3	216.151 €	1,603%	219.616 €
4	219.616 €	1,605%	223.141 €
5	223.141 €	1,606%	226.725 €
6	226.725 €	1,608%	230.371 €
7	230.371 €	1,610%	234.079 €
8	234.079 €	1,611%	237.851 €
9	237.851 €	1,613%	241.687 €
10	241.687 €	1,614%	245.588 €
11	245.588 €	1,616%	249.557 €
12	249.557 €	1,618%	253.594 €
13	253.594 €	1,619%	257.700 €
14	257.700 €	1,621%	261.877 €
15	261.877 €	1,622%	266.126 €
16	266.126 €	1,624%	270.448 €
17	270.448 €	1,626%	274.844 €
18	274.844 €	1,627%	279.316 €
19	279.316 €	1,629%	283.866 €
20	283.866 €	1,630%	288.494 €
21	288.494 €	1,632%	293.202 €
22	293.202 €	1,634%	297.992 €
23	297.992 €	1,635%	302.865 €
24	302.865 €	1,637%	307.822 €
25	307.822 €	1,638%	312.865 €

Tabla 18 - Costes de desmantelamiento. Fuente: Elaboración propia

- Costes totales anuales

AÑO	COSTES DE O&M	COSTES SEGURO	COSTES DE ARRENDAMIENTO	COSTES DE GESTIÓN	COSTES DE DESMANTELAMIENTO	COSTE TOTAL ANUAL
1	2.359.965 €	1.603.304 €	480.991 €	641.322 €	212.744 €	5.298.326 €
2	2.397.725 €	1.628.970 €	488.691 €	651.588 €	216.151 €	5.383.125 €
3	2.436.088 €	1.655.060 €	496.518 €	662.024 €	219.616 €	5.469.307 €
4	2.475.066 €	1.681.582 €	504.474 €	672.633 €	223.141 €	5.556.895 €
5	2.514.667 €	1.708.542 €	512.563 €	683.417 €	226.725 €	5.645.913 €
6	2.554.902 €	1.735.948 €	520.784 €	694.379 €	230.371 €	5.736.384 €
7	2.595.780 €	1.763.808 €	529.142 €	705.523 €	234.079 €	5.828.333 €
8	2.637.313 €	1.792.130 €	537.639 €	716.852 €	237.851 €	5.921.784 €
9	2.679.510 €	1.820.921 €	546.276 €	728.368 €	241.687 €	6.016.761 €
10	2.722.382 €	1.850.189 €	555.057 €	740.076 €	245.588 €	6.113.291 €
11	2.765.940 €	1.879.943 €	563.983 €	751.977 €	249.557 €	6.211.400 €
12	2.810.195 €	1.910.190 €	573.057 €	764.076 €	253.594 €	6.311.113 €
13	2.855.158 €	1.940.940 €	582.282 €	776.376 €	257.700 €	6.412.457 €
14	2.900.840 €	1.972.201 €	591.660 €	788.880 €	261.877 €	6.515.459 €
15	2.947.254 €	2.003.982 €	601.194 €	801.593 €	266.126 €	6.620.148 €
16	2.994.410 €	2.036.290 €	610.887 €	814.516 €	270.448 €	6.726.551 €
17	3.042.321 €	2.069.137 €	620.741 €	827.655 €	274.844 €	6.834.697 €
18	3.090.998 €	2.102.530 €	630.759 €	841.012 €	279.316 €	6.944.615 €
19	3.140.454 €	2.136.479 €	640.944 €	854.592 €	283.866 €	7.056.334 €
20	3.190.701 €	2.170.994 €	651.298 €	868.398 €	288.494 €	7.169.885 €
21	3.241.752 €	2.206.085 €	661.825 €	882.434 €	293.202 €	7.285.298 €
22	3.293.620 €	2.241.760 €	672.528 €	896.704 €	297.992 €	7.402.604 €
23	3.346.318 €	2.278.031 €	683.409 €	911.212 €	302.865 €	7.521.835 €
24	3.399.859 €	2.314.907 €	694.472 €	925.963 €	307.822 €	7.643.023 €
25	3.454.257 €	2.352.399 €	705.720 €	940.960 €	312.865 €	7.766.201 €

Tabla 19 - Resumen costes. Fuente: Elaboración propia

- Ingresos derivados de la no emisión de CO2

AÑO	INGRESO TOTAL ANUAL	IPC	INGRESOS CO2
1	-	1,600%	674.950 €
2	674.950 €	1,602%	685.760 €
3	685.760 €	1,603%	696.754 €
4	696.754 €	1,605%	707.936 €
5	707.936 €	1,606%	719.308 €
6	719.308 €	1,608%	730.874 €
7	730.874 €	1,610%	742.639 €
8	742.639 €	1,611%	754.604 €
9	754.604 €	1,613%	766.774 €
10	766.774 €	1,614%	779.153 €
11	779.153 €	1,616%	791.744 €
12	791.744 €	1,618%	804.551 €
13	804.551 €	1,619%	817.579 €
14	817.579 €	1,621%	830.830 €
15	830.830 €	1,622%	844.309 €
16	844.309 €	1,624%	858.021 €
17	858.021 €	1,626%	871.969 €
18	871.969 €	1,627%	886.158 €
19	886.158 €	1,629%	900.591 €
20	900.591 €	1,630%	915.275 €
21	915.275 €	1,632%	930.212 €
22	930.212 €	1,634%	945.408 €
23	945.408 €	1,635%	960.867 €
24	960.867 €	1,637%	976.595 €
25	976.595 €	1,638%	992.595 €

Tabla 20 - Ingresos derivados de la no emisión de CO2. Fuente: Elaboración propia

- Ingresos derivados de los beneficios fiscales

AÑO	INGRESO TOTAL ANUAL	IPC	INGRESOS FISCALES
1	-	1,600%	1.404.108 €
2	1.404.108 €	1,602%	1.426.597 €
3	1.426.597 €	1,603%	1.449.468 €
4	1.449.468 €	1,605%	1.472.729 €
5	1.472.729 €	1,606%	1.496.387 €
6	1.496.387 €	1,608%	1.520.449 €
7	1.520.449 €	1,610%	1.544.922 €
8	1.544.922 €	1,611%	1.569.814 €
9	1.569.814 €	1,613%	1.595.132 €
10	1.595.132 €	1,614%	1.620.883 €
11	1.620.883 €	1,616%	1.647.077 €
12	1.647.077 €	1,618%	1.673.720 €
13	1.673.720 €	1,619%	1.700.821 €
14	1.700.821 €	1,621%	1.728.388 €
15	1.728.388 €	1,622%	1.756.429 €
16	1.756.429 €	1,624%	1.784.954 €
17	1.784.954 €	1,626%	1.813.970 €
18	1.813.970 €	1,627%	1.843.487 €
19	1.843.487 €	1,629%	1.873.513 €
20	1.873.513 €	1,630%	1.904.059 €
21	1.904.059 €	1,632%	1.935.133 €
22	1.935.133 €	1,634%	1.966.746 €
23	1.966.746 €	1,635%	1.998.906 €
24	1.998.906 €	1,637%	2.031.624 €
25	2.031.624 €	1,638%	2.064.910 €

Tabla 21 - Ingresos derivados de los beneficios fiscales. Fuente: Elaboración propia

- Ingresos derivados del empleo

AÑO	INGRESO TOTAL ANUAL	IPC	INGRESOS EMPLEO
1	-	1,600%	3.696.000 €
2	3.696.000 €	1,602%	3.755.195 €
3	3.755.195 €	1,603%	3.815.398 €
4	3.815.398 €	1,605%	3.876.628 €
5	3.876.628 €	1,606%	3.938.902 €
6	3.938.902 €	1,608%	4.002.240 €
7	4.002.240 €	1,610%	4.066.660 €
8	4.066.660 €	1,611%	4.132.182 €
9	4.132.182 €	1,613%	4.198.826 €
10	4.198.826 €	1,614%	4.266.611 €
11	4.266.611 €	1,616%	4.335.560 €
12	4.335.560 €	1,618%	4.405.692 €
13	4.405.692 €	1,619%	4.477.029 €
14	4.477.029 €	1,621%	4.549.592 €
15	4.549.592 €	1,622%	4.623.405 €
16	4.623.405 €	1,624%	4.698.489 €
17	4.698.489 €	1,626%	4.774.868 €
18	4.774.868 €	1,627%	4.852.564 €
19	4.852.564 €	1,629%	4.931.603 €
20	4.931.603 €	1,630%	5.012.008 €
21	5.012.008 €	1,632%	5.093.804 €
22	5.093.804 €	1,634%	5.177.016 €
23	5.177.016 €	1,635%	5.261.671 €
24	5.261.671 €	1,637%	5.347.794 €
25	5.347.794 €	1,638%	5.435.412 €

Tabla 22 - Ingresos derivados del empleo. Fuente: Elaboración propia

- Ingresos derivados de la bajada en el precio de la luz

AÑO	INGRESO TOTAL ANUAL	IPC	INGRESOS RECIBO LUZ
1	-	1,600%	2.391.432 €
2	2.391.432 €	1,602%	2.429.733 €
3	2.429.733 €	1,603%	2.468.686 €
4	2.468.686 €	1,605%	2.508.304 €
5	2.508.304 €	1,606%	2.548.597 €
6	2.548.597 €	1,608%	2.589.579 €
7	2.589.579 €	1,610%	2.631.260 €
8	2.631.260 €	1,611%	2.673.655 €
9	2.673.655 €	1,613%	2.716.776 €
10	2.716.776 €	1,614%	2.760.636 €
11	2.760.636 €	1,616%	2.805.248 €
12	2.805.248 €	1,618%	2.850.625 €
13	2.850.625 €	1,619%	2.896.783 €
14	2.896.783 €	1,621%	2.943.734 €
15	2.943.734 €	1,622%	2.991.493 €
16	2.991.493 €	1,624%	3.040.075 €
17	3.040.075 €	1,626%	3.089.494 €
18	3.089.494 €	1,627%	3.139.766 €
19	3.139.766 €	1,629%	3.190.907 €
20	3.190.907 €	1,630%	3.242.931 €
21	3.242.931 €	1,632%	3.295.856 €
22	3.295.856 €	1,634%	3.349.697 €
23	3.349.697 €	1,635%	3.404.471 €
24	3.404.471 €	1,637%	3.460.196 €
25	3.460.196 €	1,638%	3.516.888 €

Tabla 23 - Ingresos derivados de la bajada en el precio de la luz. Fuente:

Elaboración propia

- Ingresos derivados de la venta de energía

AÑO	Precio	IPC	ACTUALIZACIÓN PRECIO	INGRESOS ENERGÍA
1	-	-	-	7.866.552 €
2	50,00 €	1,602%	50,800 €	7.992.416 €
3	50,80 €	1,603%	51,613 €	8.120.295 €
4	51,61 €	1,605%	52,439 €	8.250.220 €
5	52,44 €	1,606%	53,278 €	8.382.223 €
6	53,28 €	1,608%	54,130 €	8.516.339 €
7	54,13 €	1,610%	54,996 €	8.652.600 €
8	55,00 €	1,611%	55,876 €	8.791.042 €
9	55,88 €	1,613%	56,770 €	8.931.698 €
10	56,77 €	1,614%	57,678 €	9.074.606 €
11	57,68 €	1,616%	58,601 €	9.219.799 €
12	58,60 €	1,618%	59,539 €	9.367.316 €
13	59,54 €	1,619%	60,492 €	9.517.193 €
14	60,49 €	1,621%	61,459 €	9.669.468 €
15	61,46 €	1,622%	62,443 €	9.824.180 €
16	62,44 €	1,624%	63,442 €	9.981.367 €
17	63,44 €	1,626%	64,457 €	10.141.069 €
18	64,46 €	1,627%	65,488 €	10.303.326 €
19	65,49 €	1,629%	66,536 €	10.468.179 €
20	66,54 €	1,630%	67,601 €	10.635.670 €
21	67,60 €	1,632%	68,682 €	10.805.840 €
22	68,68 €	1,634%	69,781 €	10.978.734 €
23	69,78 €	1,635%	70,898 €	11.154.394 €
24	70,90 €	1,637%	72,032 €	11.332.864 €
25	72,03 €	1,638%	73,184 €	11.514.190 €

Tabla 24 - Ingresos derivados de la venta de energía. Fuente: Elaboración propia

- Resumen ingresos

AÑO	INGRESOS VENTA DE ENERGÍA	INGRESOS EMPLEO Y DESARROLLO IND.	INGRESOS RECIBO DE LA LUZ	INGRESOS BENEFICIOS FISCALES	INGRESOS REDUCCIÓN CO2	INGRESOS TOTALES
1	7.866.552 €	3.696.000 €	2.391.432 €	1.404.108 €	674.950 €	16.033.042 €
2	7.992.416 €	3.755.195 €	2.429.733 €	1.426.597 €	685.760 €	16.289.701 €
3	8.120.295 €	3.815.398 €	2.468.686 €	1.449.468 €	696.754 €	16.550.602 €
4	8.250.220 €	3.876.628 €	2.508.304 €	1.472.729 €	707.936 €	16.815.816 €
5	8.382.223 €	3.938.902 €	2.548.597 €	1.496.387 €	719.308 €	17.085.417 €
6	8.516.339 €	4.002.240 €	2.589.579 €	1.520.449 €	730.874 €	17.359.480 €
7	8.652.600 €	4.066.660 €	2.631.260 €	1.544.922 €	742.639 €	17.638.081 €
8	8.791.042 €	4.132.182 €	2.673.655 €	1.569.814 €	754.604 €	17.921.297 €
9	8.931.698 €	4.198.826 €	2.716.776 €	1.595.132 €	766.774 €	18.209.206 €
10	9.074.606 €	4.266.611 €	2.760.636 €	1.620.883 €	779.153 €	18.501.889 €
11	9.219.799 €	4.335.560 €	2.805.248 €	1.647.077 €	791.744 €	18.799.428 €
12	9.367.316 €	4.405.692 €	2.850.625 €	1.673.720 €	804.551 €	19.101.905 €
13	9.517.193 €	4.477.029 €	2.896.783 €	1.700.821 €	817.579 €	19.409.404 €
14	9.669.468 €	4.549.592 €	2.943.734 €	1.728.388 €	830.830 €	19.722.012 €
15	9.824.180 €	4.623.405 €	2.991.493 €	1.756.429 €	844.309 €	20.039.816 €
16	9.981.367 €	4.698.489 €	3.040.075 €	1.784.954 €	858.021 €	20.362.905 €
17	10.141.069 €	4.774.868 €	3.089.494 €	1.813.970 €	871.969 €	20.691.369 €
18	10.303.326 €	4.852.564 €	3.139.766 €	1.843.487 €	886.158 €	21.025.301 €
19	10.468.179 €	4.931.603 €	3.190.907 €	1.873.513 €	900.591 €	21.364.793 €
20	10.635.670 €	5.012.008 €	3.242.931 €	1.904.059 €	915.275 €	21.709.943 €
21	10.805.840 €	5.093.804 €	3.295.856 €	1.935.133 €	930.212 €	22.060.846 €
22	10.978.734 €	5.177.016 €	3.349.697 €	1.966.746 €	945.408 €	22.417.601 €
23	11.154.394 €	5.261.671 €	3.404.471 €	1.998.906 €	960.867 €	22.780.309 €
24	11.332.864 €	5.347.794 €	3.460.196 €	2.031.624 €	976.595 €	23.149.072 €
25	11.514.190 €	5.435.412 €	3.516.888 €	2.064.910 €	992.595 €	23.523.995 €

Tabla 25 - Resumen ingresos. Fuente: Elaboración propia

- Beneficios anuales

AÑO	COSTE TOTAL ANUAL	INGRESOS TOTAL ANUAL	BENEFICIO ANUAL
1	5.298.326 €	16.033.042 €	10.734.715 €
2	5.383.125 €	16.289.701 €	10.906.576 €
3	5.469.307 €	16.550.602 €	11.081.295 €
4	5.556.895 €	16.815.816 €	11.258.921 €
5	5.645.913 €	17.085.417 €	11.439.504 €
6	5.736.384 €	17.359.480 €	11.623.096 €
7	5.828.333 €	17.638.081 €	11.809.748 €
8	5.921.784 €	17.921.297 €	11.999.513 €
9	6.016.761 €	18.209.206 €	12.192.445 €
10	6.113.291 €	18.501.889 €	12.388.598 €
11	6.211.400 €	18.799.428 €	12.588.028 €
12	6.311.113 €	19.101.905 €	12.790.792 €
13	6.412.457 €	19.409.404 €	12.996.947 €
14	6.515.459 €	19.722.012 €	13.206.553 €
15	6.620.148 €	20.039.816 €	13.419.668 €
16	6.726.551 €	20.362.905 €	13.636.354 €
17	6.834.697 €	20.691.369 €	13.856.672 €
18	6.944.615 €	21.025.301 €	14.080.686 €
19	7.056.334 €	21.364.793 €	14.308.459 €
20	7.169.885 €	21.709.943 €	14.540.058 €
21	7.285.298 €	22.060.846 €	14.775.548 €
22	7.402.604 €	22.417.601 €	15.014.997 €
23	7.521.835 €	22.780.309 €	15.258.474 €
24	7.643.023 €	23.149.072 €	15.506.049 €
25	7.766.201 €	23.523.995 €	15.757.794 €

Tabla 26 - Beneficios anuales. Fuente: Elaboración propia

- Resultados proyecto

VAN	70.846.897 €
TASA DE DESCUENTO	5,00%
TIR	10,44%
RELACIÓN COSTE/BENEFICIO	0,33

Tabla 27 - Resultados proyecto. Fuente: Elaboración propia

9 ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICOS Y TABLAS

9.1 ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Parque London Array, Reino Unido. Fuente: reve	13
Figura 2 - Componentes de un aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plataforma educativa aragonesa	17
Figura 3 - Partes de un aerogenerador (Detallado). Fuente: WordPress	17
Figura 4 - Cimentación tipo monopilote. Fuente: Iberdrola renovables	18
Figura 5 - Cimentación tipo Trípode. Fuente: Energy profesional symposium	19
Figura 6 - Cimentación tipo Jacket. Fuente: Iberdrola renovables	19
Figura 7 - Cimentación por gravedad. Fuente: Iberdrola renovables	20
Figura 8 - Diferentes tipos de plataformas flotantes. Fuente: ResearchGate	21
Figura 9 - Zonificación de las áreas eólicas marinas. Fuente: EEAL	24
Figura 10 - Clasificación del territorio en zonas aptas, con condicionantes y de exclusión. Fuente: Estudio Estratégico Ambiental. 2009	25
Figura 11 - Detalle de la zonificación de la costa Cantábrica. Fuente: IDAE	25
Figura 12 - Mapa interactivo eólico de la zona de Santander. Fuente: IDAE	27
Figura 13 - Plataforma flotante WindFloat. Fuente: Energías renovables	28
Figura 14 - Velocidad media anual del viento en Cantabria a 80 m de altura. Fuente: IDAE	42
Figura 15 - Propuesta localización parque eólico. Fuente: Elaboración propia	43
Figura 16 - Producción bruta y neta (MWh/año). Fuente: IDAE	44
Figura 17 - Características del viento en la localización 2. Fuente: IDAE	47
Figura 18 - Croquis distribución aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia	48
Figura 19 - Plataforma semi-sumergible con aerogenerador descentrado. Fuente: Principle power inc	50
Figura 20 - Esquema conexión línea entre aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia	52

Figura 21 - Detalle de la red eléctrica de Cantabria. Fuente: Red Eléctrica Española.	54
Figura 22 - Leyenda mapa. Fuente: Red Eléctrica Española	54
Figura 23 - Línea de evacuación por Tierra. Fuente: Google maps	55
Figura 24 - Cable submarino de cobre con aislamiento XLPE. Fuente: ABB	55
Figura 25 - Subestación transformadora offshore. Fuente: Renewables now	56
Figura 26 - Cable submarino de cobre con aislamiento XPLE. Fuente: ABB	57

9.2 ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Capacidad eólica offshore acumulada por países. Fuente: GWEC	8
Gráfico 2 - Capacidad eólica offshore acumulada por años. Fuente: GWEC	8
Gráfico 3 - Potencia eólica instalada por años en Europa. Fuente: WindEurope	9
Gráfico 4 - Capacidad instalada acumulada y capacidad instalada anual offshore 2000-2016 en Europa. Fuente: WindEurope	10
Gráfico 5 - Capacidad instalada acumulada por países en 2016. Fuente: WindEurope	11
Gráfico 6 - Superficie marina disponible (km ²) para parques eólicos dentro de los límites jurisdiccionales nacionales. Fuente: AEMA,2008	12
Gráfico 7 - Representación gráfica de los criterios de Pareto y Kaldor-Hicks. Fuente: Torres Ortega, 2014	33
Gráfico 8 - Comparación VAN y Tasa de descuento. Fuente: Economipedia	37
Gráfico 9 - Función de densidad de la distribución uniforme. Fuente: Universidad de Barcelona	39
Gráfico 10 - Distribución normal. Fuente: SAC	40
Gráfico 11 - Función de densidad de la distribución triangular. Fuente: Wikiwand	41
Gráfico 12 - Comparativa correlación potencia producida/coste aerogenerador. Fuente: Elaboración propia	46
Gráfico 13 - Rosa vientos de la localización 2. Fuente: IDAE	47

Gráfico 14 - Comparación del coste de HVAC y HVDC con relación a la distancia a la red. Fuente: Elaboración propia	53
Gráfico 15 - Pérdidas de potencia en función de la longitud del cable, el voltaje y la potencia. Fuente: Couñago, Barturen & Díaz, 2010.....	53
Gráfico 16 - Determinación de parámetros críticos. Fuente: Elaboración propia	72
Gráfico 17 - Comparación de escenarios. Fuente: Elaboración propia	73
Gráfico 18 - Probabilidad del VAN. Fuente: Elaboración propia	75
Gráfico 19 - Función de distribución del VAN. Fuente: Elaboración propia.....	76
Gráfico 20 – Curva de potencia del aerogenerador. Fuente: Siemens Gamesa	81

9.3 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Capacidad instalada acumulada y capacidad instalada anual offshore 2000-2016 en Europa (Detallado). Fuente: WindEurope	10
Tabla 2 - Comparativa correlación potencia producida/coste aerogenerador para la localización 1. Fuente: Elaboración propia	45
Tabla 3 - Comparativa correlación potencia producida/coste aerogenerador para la localización 2. Fuente: Elaboración propia	45
Tabla 4 - Comparativa plataformas flotantes. Fuente: Elaboración propia	50
Tabla 5 - Cálculo de la sección de los cables. Fuente: Elaboración propia	57
Tabla 6 - Relación diámetro del cable y corriente máxima. Fuente: Fabricante ABB..	58
Tabla 7 - Valoración de los impactos. Fuente: Elaboración propia	66
Tabla 8 - Detalle de los costes de construcción. Fuente: Elaboración propia	67
Tabla 9 - Resumen de los costes del proyecto. Fuente: Elaboración propia	68
Tabla 10 - Resumen de los ingresos del proyecto. Fuente: Elaboración propia	68
Tabla 11 - Resultado VAN, TIR y relación Coste/Beneficio. Fuente: Elaboración propia	70
Tabla 12 - Variación parámetros parque eólico offshore. Fuente: Elaboración propia	70

Tabla 13 - Cálculo de escenarios. Fuente: Elaboración propia	73
Tabla 14 - Distribuciones de probabilidad de las variables. Fuente: Elaboración propia	74
Tabla 15 - Resumen valores simulación Montecarlo. Fuente: Elaboración propia	75
Tabla 16 – Especificaciones aerogenerador. Fuente: Siemens Gamesa	81
Tabla 17 - Costes de operación y mantenimiento. Fuente: Elaboración propia	82
Tabla 18 - Costes de desmantelamiento. Fuente: Elaboración propia	83
Tabla 19 - Resumen costes. Fuente: Elaboración propia	84
Tabla 20 - Ingresos derivados de la no emisión de CO2. Fuente: Elaboración propia	85
Tabla 21 - Ingresos derivados de los beneficios fiscales. Fuente: Elaboración propia	86
Tabla 22 - Ingresos derivados del empleo. Fuente: Elaboración propia	87
Tabla 23 - Ingresos derivados de la bajada en el precio de la luz. Fuente: Elaboración propia	88
Tabla 24 - Ingresos derivados de la venta de energía. Fuente: Elaboración propia ...	89
Tabla 25 - Resumen ingresos. Fuente: Elaboración propia	90
Tabla 26 - Beneficios anuales. Fuente: Elaboración propia	91
Tabla 27 - Resultados proyecto. Fuente: Elaboración propia	91