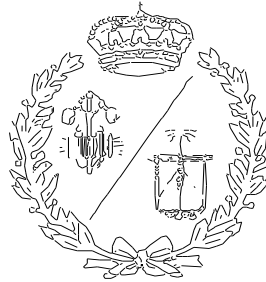


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO DE
VIABILIDAD DE UN PARQUE UNDIMOTRIZ:
APLICACIÓN EN LA COSTA CÁNTABRA**
(Socio-economic feasibility analysis of a wave
energy farm: Application to the Cantabrian
coast)

Para acceder al Título de

**GRUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

Autor: Carlos Fernández Castillo

Junio 2018

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	1
1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 OBJETIVOS.....	4
2. ENERGÍA UNDIMOTRIZ	5
2.1 DEFINICIÓN	6
2.2 A NIVEL MUNDIAL.....	8
2.3 A NIVEL EUROPEO.....	9
2.4 A NIVEL NACIONAL.....	10
2.5 LA OLA DEL MAR	12
2.5.1 Clasificación	12
2.5.2 Teoría de olas lineal	15
2.5.3 Teoría de olas no lineal	17
2.6 TIPOS DE CONVERTIDORES	19
2.6.1 Según la ubicación	19
2.6.2 Según el principio de captación	21
2.6.3 Según el tipo de impacto	22
2.6.4 Según su comportamiento dinámico.....	23
3. METODOLOGÍA DE TRABAJO	25
3.1 METODOLOGÍA TÉCNICA	25
3.1.1 Selección de la ubicación	25
3.1.2 Selección del convertidor.....	31
3.1.3 Conexión con la red eléctrica.....	33
3.2 METODOLOGÍA ECONÓMICA.....	34

3.2.1 Evolución histórica	34
3.2.2 Análisis Coste-Beneficio	35
3.2.3 Metodología del Análisis Coste-Beneficio	37
4. CASO DE ESTUDIO	48
4.1 ESTUDIO TÉCNICO	48
4.1.1 Selección de la ubicación	48
4.1.2 Selección del convertidor.....	51
4.1.3 Conexión a la red eléctrica.....	57
4.1.3.1 Elementos de la red eléctrica	59
4.1.3.2 Cálculo de las secciones	65
4.2 ESTUDIO SOCIO-ECONÓMICO.....	66
4.2.1 Identificar el proyecto.....	66
4.2.2 Definir parámetros básicos	66
4.2.3 Determinar los impactos.....	67
4.2.4 Valorar monetariamente	76
4.2.5 Obtener indicadores	82
4.2.6 Análisis de sensibilidad	84
4.2.7 Análisis de riesgos	90
5. CONCLUSIONES	93
6. BIBLIOGRAFÍA.....	95
7. ÍNDICE DE ILUSTRACIONES Y TABLAS	97
7.1 ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	97
7.3 ÍNDICE DE TABLAS.....	98

1. INTRODUCCIÓN

A pesar de la incertidumbre respecto a la evolución de la economía mundial en la actualidad y su recuperación, la demanda energética sigue aumentando a un ritmo considerable. Pese a que los combustibles fósiles siguen y seguirán teniendo un papel importante, se prevé que el porcentaje de uso de estos disminuya en torno al 75 % en el año 2035 según la Agencia Internacional de Energía. Para ello, las políticas energéticas deben girar alrededor de tres ejes, seguridad de suministro, conservación del medio ambiente y competitividad económica.

España, ante la carencia de recursos energéticos del tipo petróleo y derivados y de gas natural, debe seguir estrategias cuyo objetivo sea reducir la importación de estas, por un lado, promocionando el ahorro y mejora de la eficiencia energética y, por otro, incrementando el uso de las energías renovables.

Se cuenta con un potencial altísimo para su desarrollo en nuestro país y dentro de un marco medioambiental, en el cual la reducción de emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero es prioritaria, se plantea como un objetivo llegar a que el 38% de la generación bruta de electricidad sea mediante energías renovables.

Sin embargo, surge un gran problema en algunas de ellas, sobre todo en aquellas más incipientes, que no han alcanzado un estado económicamente competitivo para su inclusión en el mix energético. En los próximos años se esperan unas reducciones de costes importantes, más leves en las maduras, como la eólica, hidráulica y biomasa, y mayores en otras más innovadoras como la fotovoltaica, solar termoeléctrica o undimotriz.

La energía de las olas se destaca entre estas nuevas energías, con un potencial del orden de los 20 GW en nuestro país, pero sobre la cual se espera alcanzar una alta competitividad para el 2030, debiéndose optimizar la alta inversión inicial actual y los equipos, los cuales deben soportar las condiciones adversas del mar.

Se cuenta en la actualidad con una gran diversidad tecnológica, con un número de patentes mayor a 1800, muchas de las cuales no han superado un estado de diseño o experimentación y una pequeña parte que está en proceso de comercialización.

En este Trabajo de Fin de Grado se elige esta energía renovable por tratarse de una de las cuales se espera un mayor auge en los próximos años, tanto en nuestro país como en el mundo, siempre y cuando supere una serie de obstáculos iniciales llegando a ser una energía competitiva de manera económica.

Para profundizar en la idoneidad y viabilidad tanto técnica como económica de esta tecnología, en este trabajo se proyectará una instalación, en base a algunas de las diversas tecnologías existentes para el aprovechamiento de esta energía emergente, con el objeto de evaluar y analizar el estado actual en el que se encuentra y su consiguiente posible inclusión en el mix energético.

1.1 OBJETIVOS

El principal objetivo del proyecto es determinar la rentabilidad económica de la instalación en la costa de Cantabria de dos tipos de parques undimotrices utilizando dos tipos de convertidores, *Pelamis* y *Aquabuoy 2.0*. Para ello se plantean una serie de objetivos secundarios que deberán ser cumplimentados a lo largo del estudio:

- Conocer la energía undimotriz, sus conceptos básicos y situación actual, a nivel mundial y nacional.
- Realizar un estudio técnico para caracterizar la instalación, identificando su ubicación, tipo de dispositivos adecuados y la red eléctrica necesaria.
- Conocer la metodología del Análisis Coste-Beneficio, su evolución histórica y pasos a seguir.
- Aplicar el ACB a los modelos seleccionados, analizando los resultados obtenidos.

2. ENERGÍA UNDIMOTRIZ

Los mares y océanos constituyen el mayor colector solar, así como el sistema de almacenamiento de energía más grande del mundo, lo que supone un enorme potencial energético que, mediante diferentes tecnologías, puede ser transformado en electricidad y contribuir a satisfacer las necesidades energéticas actuales.

Se tienen, por lo tanto, diferentes tecnologías para el aprovechamiento del mar como recurso energético:

- Energía de las mareas o mareomotriz.
- Energía de las corrientes.
- Energía maremotérmica.
- Energía de las olas o undimotriz
- Energía azul o potencia osmótica.

El potencial mundial estimado de producción anual de energía eléctrica procedente de las energías del mar es de 120.000 TWh/año. Según fuentes de la Agencia Internacional de la Energía, el potencial de producción anual según las distintas tipologías es:

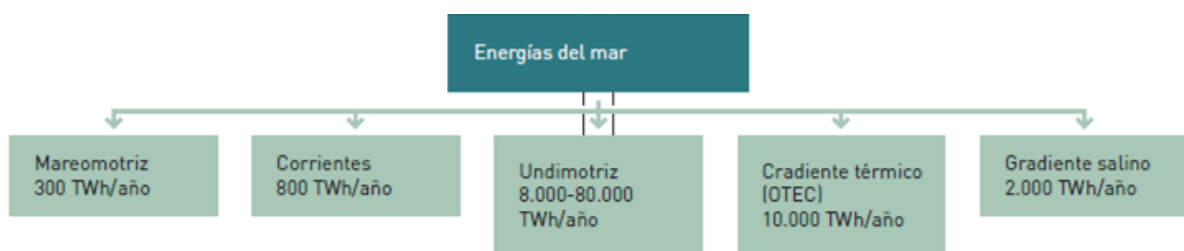


Tabla 1. Potencial de producción anual de las energías del mar. Fuente: Agencia Energy System OES

Sin embargo, el aprovechamiento de las energías del mar están en una etapa relativamente temprana de desarrollo, lo cual unido a las características intrínsecas del mar, hacen que para el aprovechamiento de esta fuente de energía no se haya impuesto una tecnología concreta y que exista una amplia y diversa variedad de dispositivos en diversos grados de desarrollo que deberán confirmar su viabilidad en los próximos años.

2.1 DEFINICIÓN

La energía de las olas, olamotriz o undimotriz es la energía producida por el movimiento ondulatorio de la superficie del agua del mar, este término proviene del griego, siendo “undi” olas y “motriz” movimiento.

Las olas del mar son un derivado terciario de la energía solar. El calentamiento de la superficie terrestre genera viento y este genera olas, entonces, el oleaje es una consecuencia del rozamiento del aire sobre la superficie del mar. Esta energía se concentra en las costas y tiene la propiedad de desplazarse grandes distancias con una pérdida mínima de energía.

La intensidad de las olas depende de la intensidad del viento, de su duración y de la longitud sobre la cual se transmite la ola. Se trata de una energía constante y predecible con un impacto en el entorno menor que otro tipo de instalaciones, pero se encuentra aún en una fase de desarrollo en comparación con otras energías renovables.

- Ventajas

Se pueden destacar los siguientes aspectos para este tipo de energía:

- Incremento del mix energético, menor dependencia en combustibles fósiles.
- Desarrollo de una tecnología verde, fuente de energía inagotable y abundante, $\frac{2}{3}$ de la superficie terrestre se encuentran recubiertas por agua.

- Disminución del impacto ambiental, mínimas emisiones de CO_2 , de acuerdo al Protocolo de Kioto.
- Escaso impacto visual, se tiene que mientras que un aerogenerador alcanza una altura aproximada de 75 metros, un dispositivo puntual ascendería a 9 metros.
- No compromete el abastecimiento de recursos de generaciones futuras, acercamiento al desarrollo de un sistema sostenible.
- Energía local, producción autónoma y continua de electricidad.
- Variabilidad estacional en la producción de energía del mismo modo en el que lo hace la demanda de electricidad.
- Alto grado de previsibilidad.
- Otros usos como cultivos marinos o desalación de agua del mar.

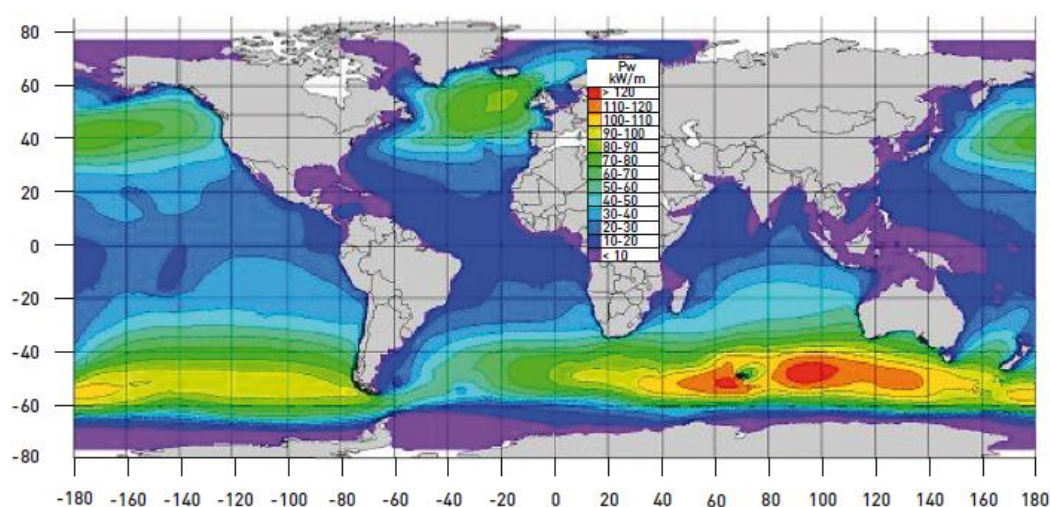
- **Desventajas**

Para que esta energía alcance la fase de consolidación prevista entre los años 2011 y 2030 deberá superar una serie de limitaciones, estas son algunas de ellas:

- Alto coste de inversión, en torno a 4 M€/MW.
- Alto coste de operación y mantenimiento.
- Baja eficiencia, el oleaje real presenta una gran irregularidad en la amplitud, fase y dirección de la ola, lo cual dificulta que un dispositivo obtenga un alto rendimiento en todo el intervalo de frecuencias de excitación.
- Su viabilidad económica está altamente relacionada con la tarifa prima eléctrica.
- Baja fiabilidad y daños estructurales muy comunes debido a las condiciones severas del mar.
- Carencia de protocolos y estándares de diseño.
- Falta de madurez, divergencia tecnológica.
- Insuficientes programas de apoyo público o privado a la I+D.
- Limitación en su implantación por temas medioambientales, alteración del ecosistema costero.
- Marco administrativo poco adecuado, complejidad para su tramitación y gestión.
- Falta de personal cualificado.

2.2 A NIVEL MUNDIAL

La mayor parte de la energía undimotriz se concentra en los océanos Atlántico y Pacífico, entre las latitudes 40° y 65°, con un potencial de entre 50-100 kW por metro de frente de ola. La primera patente de energía de las olas se realizó en Francia en 1799, si bien no fue hasta principios de los años 70 del pasado siglo cuando surgieron proyectos financiados por empresas y gobiernos como los de Japón y Reino Unido. El lento desarrollo de la tecnología y los altos costes limitaron su progreso, aunque ha resurgido en los últimos años.



*Ilustración 1. Distribución mundial media anual de la energía de las olas en mar abierto.
Fuente: IH Cantabria*

En la actualidad es previsible un crecimiento en Australia e Inglaterra, por sus condiciones favorables. Por ejemplo, en el año 2015 en Australia se inició el proyecto de Carnegie Wave Energy en Perth, el cual aprovecha la fuerza de las olas mediante una tecnología basada en boyas, el cual sirve para suministrar electricidad al Departamento de Defensa de Australia y a la base naval más grande de Australia, HMAS Stirling.

Se destacan, por otro lado, países como Australia, Estados Unidos, India, China o Japón, los cuales están desarrollando diversos sistemas y plantas de producción energéticas.

2.3 A NIVEL EUROPEO

Reino Unido, Noruega, Portugal y España son los principales países donde se están desarrollando distintas tecnologías de este tipo, siendo Escocia, el lugar pionero y más avanzado, en el cual se lleva años experimentando con estos sistemas y desarrollando diversos prototipos, si bien la debilidad de sus redes de conexión limitará el crecimiento del mercado.

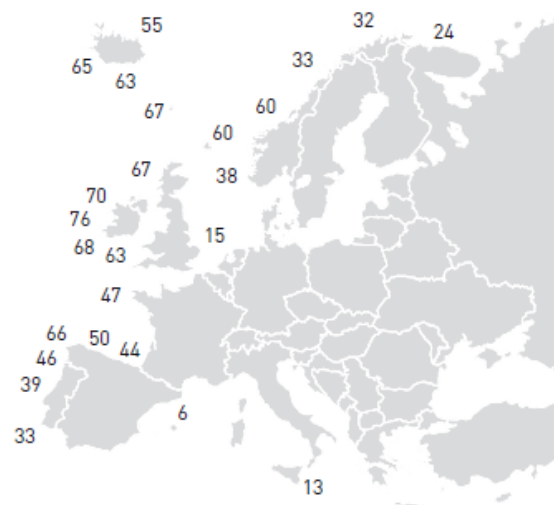


Ilustración 2. Distribución media anual de la energía de las olas en mar abierto (kW/m).

Fuente: Seapower International AB

La costa de Portugal y las islas Azores se encuentran entre las zonas del mundo con mayor potencial de energía de las olas. Entre los proyectos existentes, cabe destacar el proyecto de Acuadora, con tres máquinas de pelamis con capacidad de 2,25 MW, o la planta experimental que utiliza una columna de agua oscilante en las Azores.

2.4 A NIVEL NACIONAL

España posee un importante potencial energético marino, por un lado, el sur de la península presenta un gran potencial teórico pero su viabilidad está muy limitada por las fuertes restricciones debidas al tráfico marítimo y su valor ambiental. Por otro lado, destacan en los estudios la zona norte del país y las islas Canarias, con un potencial bastante alto también.

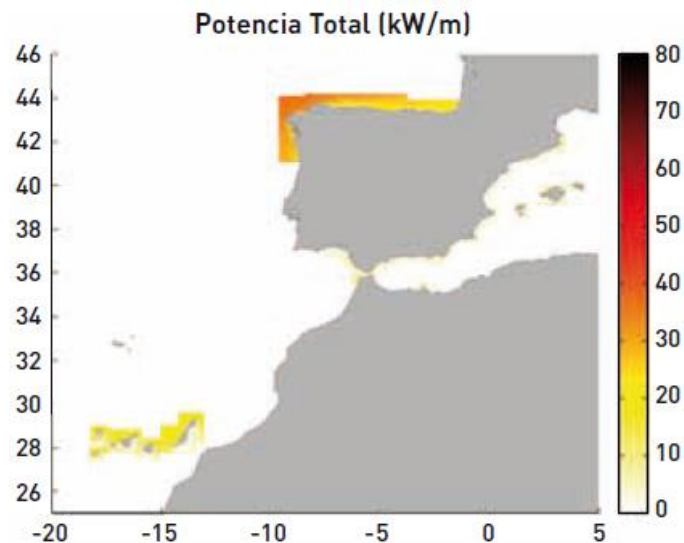


Ilustración 3. Potencia media del oleaje en España. Fuente: IH Cantabria

A continuación se indican los principales proyectos en desarrollo en España:

- En Cataluña se encuentra instalado un prototipo a escala $\frac{1}{4}$ en la costa de Gerona.
- En el País Vasco, en julio de 2011, se puso en marcha la primera planta conectada a la red eléctrica en España situada en el dique del puerto de Mutriku, utiliza la tecnología de columna de agua oscilante. Está formada por 16 turbinas y una potencia total de 300 kW, se piensa que producirá 600.000 kWh/año.
- En Cantabria se ha desarrollado un prototipo de una boya de 40 kW ubicado a 3 km de la costa de Santoña, es la primera planta de este tipo operativa en Europa y se empezó a construir en el 2006. En el momento en que funcionen las 10 boyas previstas, la energía que se obtendrá será de 1.400 kW al año.

También se está desarrollando el proyecto WAVEPORT, que pretende hacer frente a la falta de demostración tecnológica a escala comercial, instalando un convertidor de energía undimotriz de gran escala (PowerBuoy 150), una subestación transformadora submarina y un novedoso sistema de medición en tiempo real (Wave-by-wave).

- En Galicia, existen también una serie de iniciativas, entre ellas, un proyecto con tecnología Pelamis, una planta en dique con tecnología de columna de agua oscilante y un proyecto basado en un cuerpo flotante unido a un depósito sumergido.
- En Canarias se están desarrollando varios proyectos, entre ellos una planta a prueba situada en el puerto de Granadilla (Tenerife).

El desarrollo de tecnología nacional para diferentes prototipos, la ejecución de varios centros de pruebas y una apuesta importante del sector empresarial, unido al apoyo de las distintas administraciones, permite pensar en un importante desarrollo industrial futuro en el área de energías del mar en nuestro país.

Por ello, IDAE ha realizado el *Estudio de la Evaluación del Potencial de Energía de las Olas en España* para analizar el potencial de este recurso en todo el litoral español, y así, su integración en el Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Para conocer cómo aprovechar de una manera óptima la energía de las olas, es necesario dedicar un pequeño apartado al estudio del oleaje, definiendo los distintos tipos de olas y las teorías existentes para obtener de manera matemática la energía de una ola en función de sus distintos parámetros.

2.5 LA OLA DEL MAR

Las olas marinas son consecuencia de la propagación del movimiento entre dos medios, el aire de la atmósfera y el agua del mar.

Los cambios de presión atmosférica provocan oscilaciones en la superficie del líquido unido a que la acción del viento roza la superficie, se da lugar a lo que se conoce como ondas capilares, cuando su empuje es más leve, u ondas gravitatorias, cuando la fricción sobre la lámina de agua es más intensa.

Generalmente, los vientos más fuertes provocan olas más altas. Entran en juego factores como la velocidad e intensidad de la acción eólica, la cantidad de tiempo que el aire mantiene una dirección estable, el área de la superficie del agua afectada y la profundidad.

A medida que las olas se acercan a la orilla, avanzan más despacio debido a que hay menos profundidad, mientras que la cresta aumenta su altura. El proceso continúa hasta que la zona levantada se mueve más rápido que la parte subacuática, punto en el que el movimiento se desestabiliza y la ola rompe.

2.5.1 Clasificación

En términos generales, se destacan dos tipos de olas en función de su tipo de movimiento:

- **Olas estacionarias**

Tienen uno o varios puntos, en los que el movimiento es nulo (puntos nodales) y uno o más puntos donde el movimiento es máximo (puntos ventrales). La distancia entre los nodos y la frecuencia de la oscilación, dependen de las dimensiones geométricas de la cuenca en que se produzcan.

- **Olas progresivas o transitorias**

Todos los puntos pertenecientes a la ola varían en el tiempo y el espacio. Pueden formarse en la superficie o en el seno de la masa oceánica.

Por otro lado, en función de la fuerza perturbadora que origina el movimiento de las olas se tiene:

- **Olas generadas por el viento**

Ofrecen el mayor nivel de energía para producir electricidad y están asociadas a períodos cortos, segundos o minutos.

- **Olas generadas por terremotos y tormentas**

Son de período largo y progresivo, se presentan mar adentro hasta propagarse a la costa.

- **Ondas generadas por atracción del Sol y la Luna**

Se le conoce como marea, su período es más largo, del orden de 12 a 24 horas, son provocadas por fuerzas gravitatorias de los astros con el mar.

Si se tiene en cuenta el tiempo que las fuerzas perturbadoras actúan da lugar a:

- **Olas libres**

Aplicación instantánea de la fuerza perturbadora que cesa al momento y deja evolucionar libremente la ola.

- **Olas forzadas**

La perturbación se aplica de manera continua, un ejemplo son las olas de marea.

Según el período de duración de la ola se clasifican en:

- **Olas de período largo**

Entre 5 minutos y 24 horas, se engloba desde las mareas hasta tsunamis.

- **Olas de gravedad**

Olas cuya fuerza restauradora principal es la gravedad, la cual provoca una oscilación o movimiento orbital de las partículas de agua. Son aquellas que se estudian para obtener energía eléctrica, con un período entre 1 y 30 segundos.

- **Olas capilares**

Importantes en la transferencia de energía del aire al agua para formar las corrientes superficiales, pero no representan una energía significativa dentro del conjunto global. Su período es el más corto, menor de 0,1 segundo.

Por último, según la longitud de onda, es decir, la distancia correspondiente a dos alturas consecutivas entre olas:

- **Olas largas**

Olas solitarias y tsunamis, olas típicamente progresivas que son más propias del océano Pacífico. Se generan a partir de terremotos costeros y se propagan desde el epicentro oceánico hasta las costas provocando grandes daños.

- **Olas cortas**

Se producen por la acción del viento con una longitud de onda menor que la profundidad del mar por donde se desplazan.

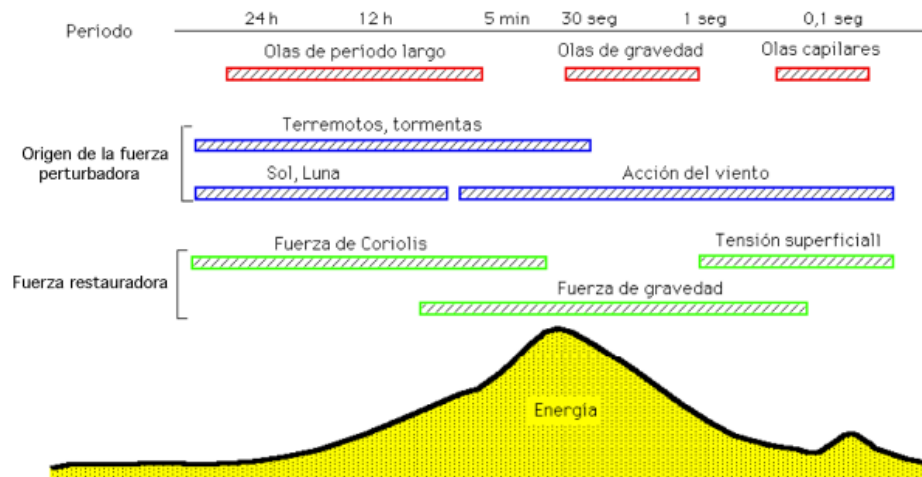


Fig III.1.- Representación esquemática de los tipos de olas que existen en la superficie del océano y de la energía en ellas contenida

Ilustración 4. Tipos de olas y energía en ellas contenida. Fuente: pfernandezdiez.es

2.5.2 Teoría de olas lineal

Se aplica a las olas cortas, cuya velocidad (c) es independiente de la profundidad del mar (D), pero que dependen de la longitud de onda (L) y que se generan por acción del viento, es decir, este estudio analiza las olas en aguas profundas donde no interviene el fondo del lecho marino.

Se puede calcular la energía de las olas mediante la siguiente fórmula:

$$E_{total} = \frac{\rho \cdot g \cdot H^2}{8} = \frac{\rho \cdot g \cdot A^2}{2}$$

Siendo:

- E_{total} -> energía, *Joule / m²*
- ρ -> densidad del agua de mar, *1020 kg/m³*
- g -> aceleración de la gravedad, *9,81 m/s²*
- H -> altura de onda, *m*

Si se tiene en cuenta la velocidad de un conjunto de olas y su periodo:

$$F_{energía} = E_{total} \cdot C_g = \frac{\rho \cdot g^2 \cdot H^2 \cdot T}{32 \pi} = \frac{\rho \cdot g^2 \cdot A^2 \cdot T}{8 \pi}$$

Siendo:

$F_{energía}$ -> flujo de energía, W/m

T -> tiempo, s

C_g -> velocidad del tren de olas, m/s

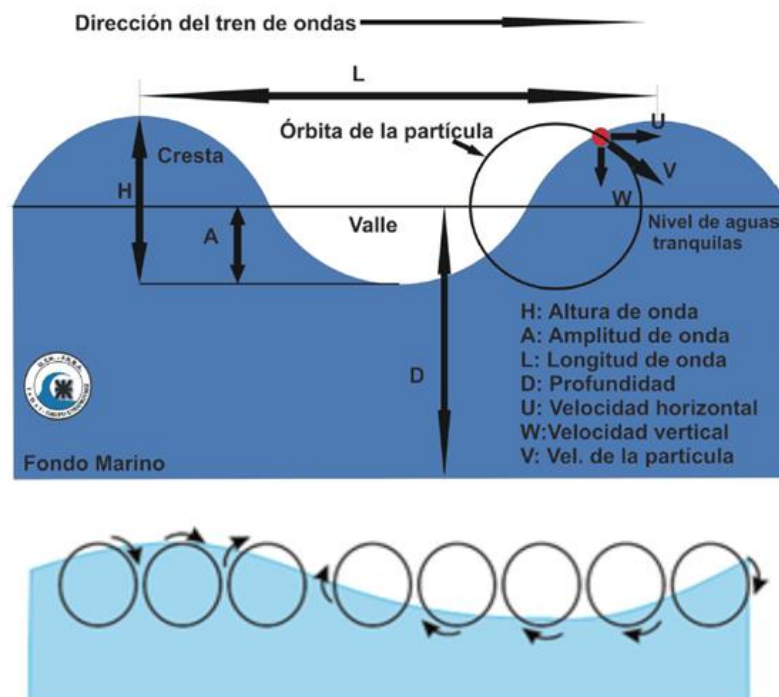


Ilustración 5. Parámetros analíticos en el aprovechamiento energético de una ola. Fuente: UTN Frba

2.5.3 Teoría de olas no lineal

Las olas se estudian considerando la profundidad del lecho marino (D) como factor influyente en el comportamiento de la ola y su estudio se basa en dos teorías, la teoría de Stokes y la teoría de la onda solitaria.

- **Teoría de Stokes**

En olas de perfil troncoidal, se puede utilizar en aguas profundas, intermedias y superficiales. Se tiene en cuenta los efectos de la altura en la velocidad y describe con mayor precisión las asimetrías en la velocidad orbital.

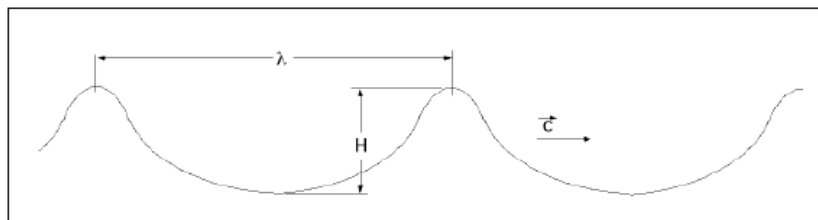


Ilustración 6. Parámetros y forma de la ola en la Teoría de Stokes. Fuente: Fernández Díez, Pedro

- **Teoría de la onda solitaria**

Se trata de una ola aislada desplazándose por aguas superficiales, no consiste en una ola progresiva oscilatoria. Esta teoría no lineal es utilizada en aguas someras.

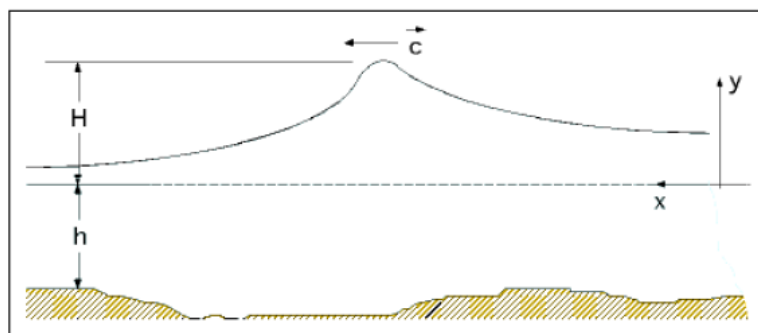


Ilustración 7. Parámetros y forma de la ola en la Teoría de la onda solitaria. Fuente: Fernández Díez, Pedro

Oleaje real

Se corresponde con la superposición de diferentes trenes de ola, cada uno con distintos valores de período, altura, dirección, etc. Con esta cantidad de fenómenos es necesario idear modelos de estudio para determinar el potencial energético de las olas, en este trabajo se utilizará el *método geométrico-estadístico*.

Se basa en los registros de boyas situadas en el mar, donde se determinan los valores de alturas, períodos y longitudes de onda para posteriormente con una base de datos determinar los siguientes parámetros, altura significativa y período energético, con los cuales se alcanzará la siguiente ecuación para conocer el potencial de una ola.

$$N_l = 0.49 H_s^2 T_e$$

Siendo:

H_s -> Altura significativa de la ola, m

T_e -> Período energético, s

El primer término es referido a la media del tercio de las olas mayores, en un registro con N olas, ordenadas de mayor a menor, el segundo al período de tiempo transcurrido en el paso de dos olas consecutivas, por una línea imaginaria, situada en la cresta de la ola

2.6 TIPOS DE CONVERTIDORES

Toda vez que se ha estudiado el potencial de la costa de España y en concreto el de la costa Cantábrica, y que ya se conoce como se desarrolla y transmite el oleaje, se puede pasar a estudiar y analizar los mecanismos disponibles para el aprovechamiento de la energía undimotriz.

Estos deben absorber la energía mecánica de las olas, de forma completamente aleatoria ya que el movimiento de las olas varía continuamente, y convertirla en energía eléctrica.

Se pueden aprovechar tres fenómenos básicos que se producen en las olas:

- *Empuje de la ola*, aprovechando la velocidad horizontal del agua mediante un obstáculo.
- *Variación de la altura de la superficie de la ola*, aprovechando el movimiento alternativo vertical de las olas con estructuras flotantes.
- *Variación de la presión bajo la superficie de la ola*, al provocar el oleaje un volumen de aire sometido a presión variable.

Se procede ahora a realizar una clasificación de los convertidores en función de distintos criterios:

2.6.1 Según la ubicación

En función de su distancia a la costa se tiene:

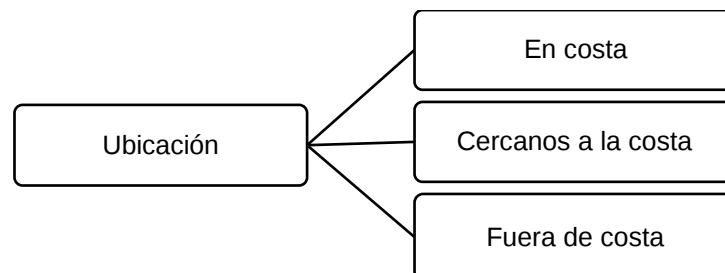


Tabla 2. Dispositivos según su ubicación. Fuente: Elaboración propia

- **Dispositivos en costa (*onshore*)**

Apoyados en la costa en acantilados rocosos, integrados en estructuras fijas como diques rompeolas o sobre el fondo en aguas poco profundas.

- **Dispositivos cercanos a la costa (*nearshore*)**

Ubicados en aguas poco profundas (10-40 m) y distanciados de la costa unos cientos de metros. Estas profundidades moderadas son apropiadas para dispositivos de gran tamaño apoyados por gravedad sobre el fondo o flotantes.

- **Dispositivos fuera de costa (*offshore*)**

Dispositivos flotantes o sumergidos ubicados en aguas profundas (40-100 m). Son el tipo de convertidores más prometedor ya que explotan el mayor potencial energético existente en alta mar.

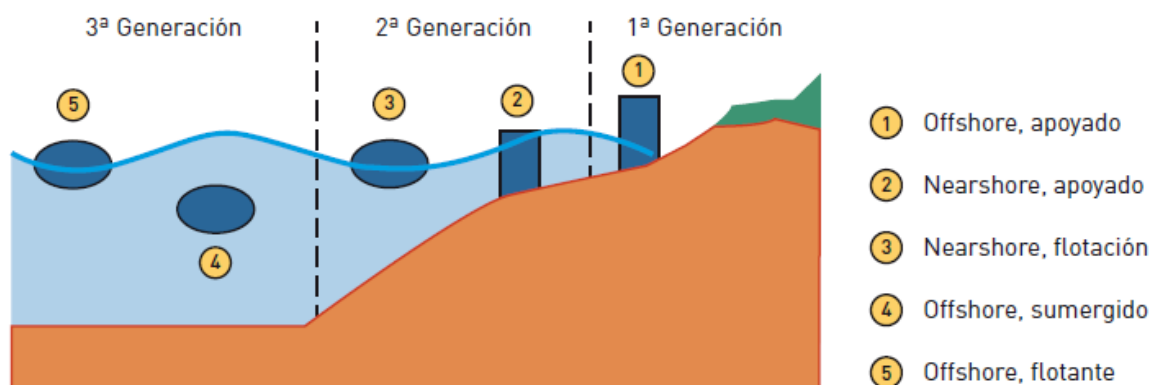


Ilustración 8. Clasificación de los convertidores según su ubicación. Fuente: PER 2011-2020

2.6.2 Según el principio de captación

Según el principio de captación utilizado por el convertidor se tiene:

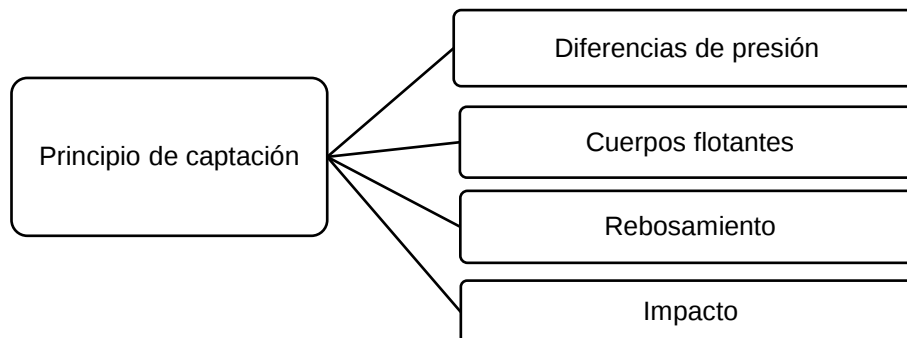


Tabla 3. Dispositivos según su principio de captación. Fuente: Elaboración propia

- **Diferencias de presión en un fluido**

Dispositivos basados en el aprovechamiento de la diferencia de presión creada por el oleaje en un fluido, que opera como medio de transferencia. Se pueden destacar dos tipos principales, columna de agua oscilante (OWC) y efecto Arquímedes.

- **Cuerpos flotantes**

Constituidos por un cuerpo flotante movido por las olas. El movimiento oscilatorio que se aprovecha puede ser vertical, horizontal, en torno a un eje (cabeceo) o una combinación de los anteriores. Por otra parte, este movimiento puede ser absoluto entre el cuerpo flotante y una referencia fija externa o bien movimiento relativo entre dos o más cuerpos, siendo los primeros los más abundantes. De todos los dispositivos existentes, el que está en una fase más avanzada de desarrollo es Pelamis de la compañía escocesa Pelamis Wave Power.

- **Sistemas de rebosamiento y/o impacto**

Las olas inciden en una estructura aumentando su energía potencial, cinética o ambas. Los sistemas de rebosamiento fuerzan a que el agua pase por encima de la estructura mientras que en los de impacto las olas inciden en su estructura articulada o flexible que actúa de medio de transferencia.

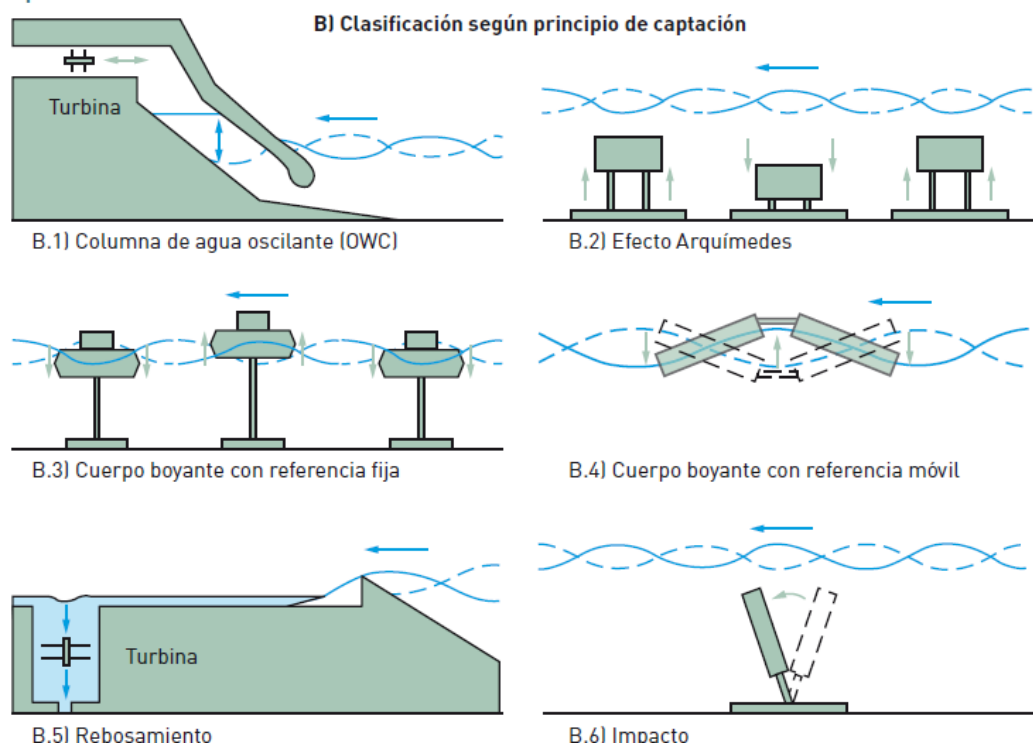


Ilustración 9. Clasificación de los convertidores según su principio de captación. Fuente: IH Cantabria

2.6.3 Según el tipo de impacto

Según el tamaño y orientación del dispositivo respecto al frente de ola se tiene:

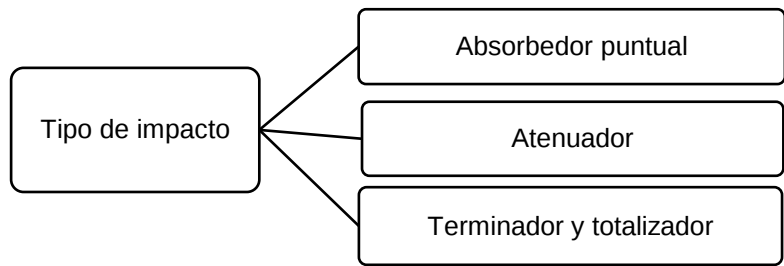


Tabla 4. Dispositivos según su tamaño y orientación respecto a la ola. Fuente: Elaboración propia

- **Absorbedores puntuales**

Estructuras pequeñas, suelen ser cilíndricas y son capaces de captar la energía del entorno, siendo indiferentes a la dirección de propagación de la ola. Generalmente se colocan varios absorbedores puntuales agrupados formando una línea. Como ejemplo se destaca el convertidor tipo boya.

- **Atenuadores o absorbedores lineales**

Consisten en estructuras alargadas, colocadas en paralelo a la dirección de avance de las olas, de forma que van extrayendo energía de modo progresivo y direccional. El tipo de estos más común son los pelamis.

- **Totalizadores o terminadores**

Dispositivos alargados situados perpendicularmente a la dirección del avance de la ola, captando la energía de una sola vez. Algunos ejemplos son el rectificador Russell o el Pato Salter.

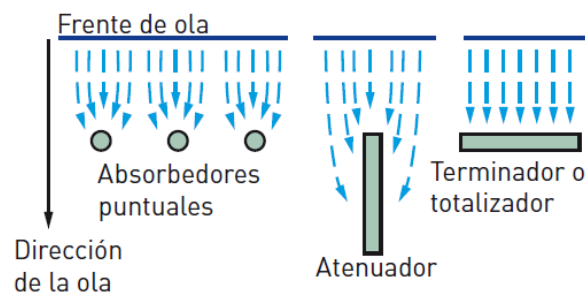


Ilustración 10. Clasificación de los convertidores según su tamaño y orientación. Fuente: IH Cantabria

2.6.4 Según su comportamiento dinámico

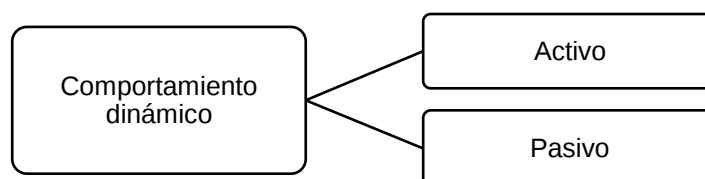


Tabla 5. Dispositivos según su comportamiento dinámico. Fuente: Elaboración propia

- **Activos**

Los elementos de la estructura se mueven como respuesta a la ola, obteniendo la energía por el movimiento relativo originado entre las partes fijas y las móviles.

- **Pasivos**

Estructura fija al fondo del mar o a la costa, se extrae la energía directamente del movimiento de las partículas de agua.

En resumen, se concluye en este apartado la siguiente clasificación:

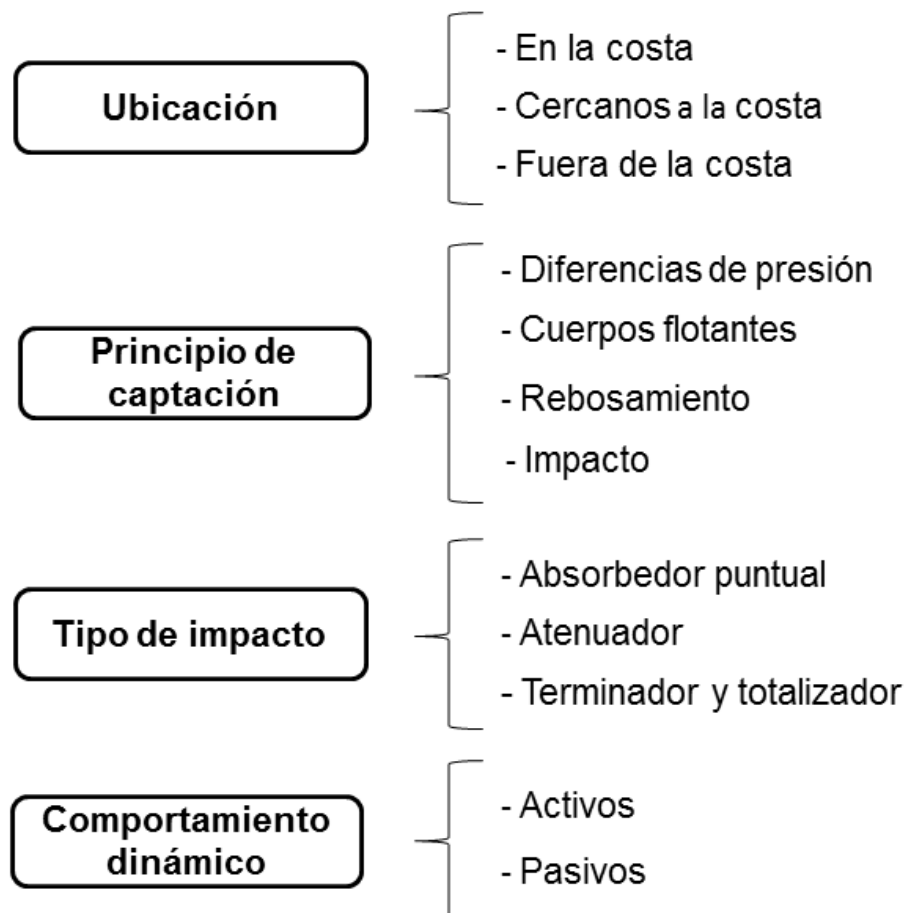


Tabla 6. Clasificación de los convertidores. Fuente: Elaboración propia

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

En este apartado se explica la metodología que será utilizada para para la realización del análisis de viabilidad que se propone en este Trabajo de Fin de Grado. En primer lugar, se detallan los pasos a seguir para caracterizar nuestra central de energía undimotriz, con el objeto de encontrar la solución óptima en cuanto a su ubicación, diseño y distribución. En segundo lugar, se estudia la metodología del Análisis Coste-Beneficio, con la cual se analizará la viabilidad socio-económica del proyecto.

3.1 METODOLOGÍA TÉCNICA

El procedimiento a seguir para determinar las características de nuestro proyecto será de la siguiente manera:

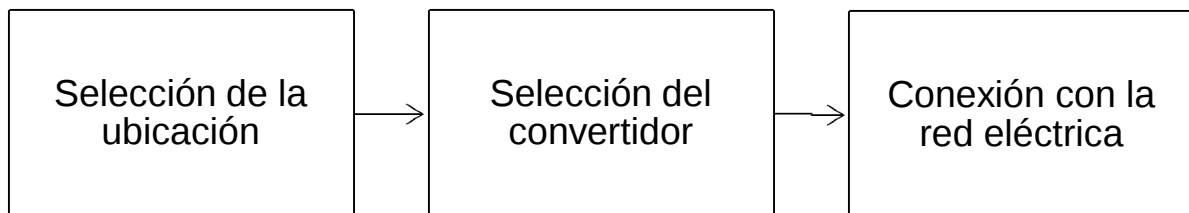


Tabla 7. Pasos a seguir para determinar las características técnicas de la planta. Fuente: Elaboración propia

3.1.1 Selección de la ubicación

Trámites administrativos

Este tipo de instalaciones están regulados por el Real Decreto 1028/2007, del 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, el cual, aunque centrado en la eólica, nos servirá para las energías del mar ante la falta de un decreto propio para estas.

“Artículo 32. Otras tecnologías de generación marinas.

Para las autorizaciones y concesiones administrativas precisas para la construcción y ampliación de las instalaciones de generación de electricidad de origen renovable que se encuentren ubicadas físicamente en el mar territorial y de tecnología diferente a la eólica, se establece un procedimiento simplificado que comienza con la solicitud de autorización administrativa regulada en el artículo 24 del presente real decreto y que será regulado con carácter subsidiario de acuerdo con el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, no estableciéndose ninguna limitación mínima de potencia.

El solicitante, junto con su solicitud de autorización administrativa, deberá presentar ante la Dirección General de Política y Minas, resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía del 2 por ciento del presupuesto de la instalación.” (Real Decreto 1028/2007)

PER 2011-2020

Por otro lado, el 23 de noviembre de 2009, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y el Instituto de Hidráulica Ambiental de la Universidad de Cantabria firman un Convenio para la *“Evaluación del Potencial de Energía de las olas en España”* para la inserción de la energía undimotriz en el Plan de Energías Renovables 2011-2020, donde se resumen los trabajos, metodologías y resultados obtenidos de la caracterización de la energía undimotriz a lo largo del litoral español y que nos servirá de guía para determinar la ubicación de nuestra planta.

- Por un lado, se tienen en cuenta las batimetrías:

La información sobre el fondo marino es clave en cualquier estudio de propagación del oleaje. El oleaje está condicionado por los forzamientos a los que es sometido y por las irregularidades del fondo marino y la costa, en profundidades intermedias y reducidas su comportamiento es un reflejo de la batimetría.

En este estudio se han utilizado dos bases de datos de batimetría. Por un lado, la batimetría global “General Bathymetric Chart of the Oceans” (GEBCO) y, por otro, las cartas náuticas del litoral español disponibles en la base de datos BACO.

Las batimetrías proporcionadas por las cartas náuticas son de gran utilidad puesto que completan con detalle, para el litoral español, la batimetría global.

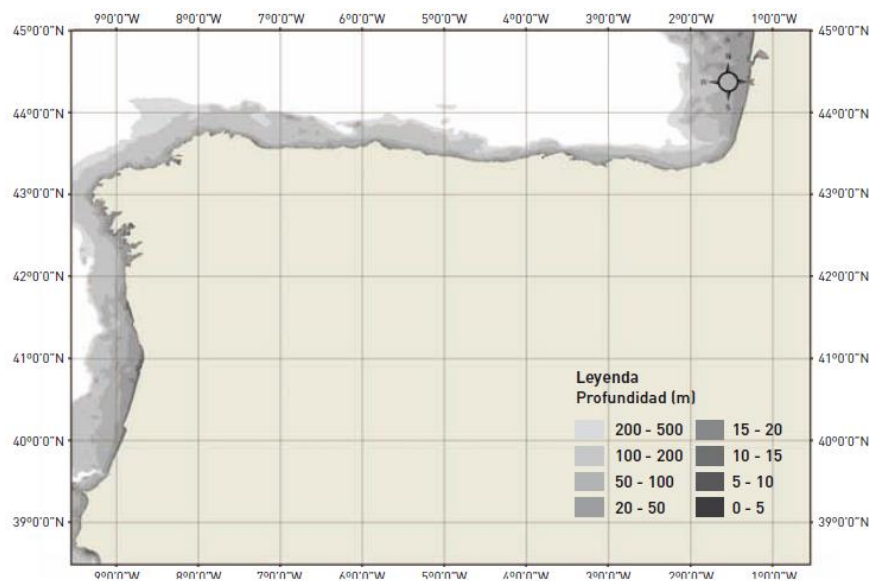


Ilustración 11. Batimetría de la zona norte de España. Fuente: EPEOE 2011-2020

- Por otro lado, se tienen en cuenta unas bases de datos instrumentales:

Pueden clasificarse en instrumentales in situ, en los que el instrumento de medida se encuentra en el mar y miden la evolución de la superficie del mar en un punto y en instrumentales remotos, en los que el aparato de medida se sitúa fuera del agua y cuyo principio es recibir las reflexiones de la superficie del mar de la luz visible, infrarroja o la energía de radar, registrando información de grandes áreas.

Para ello se tienen boyas de medida del oleaje y los mareógrafos (in situ) y los datos de altímetro de satélite (remotos).

Con toda esta información se alcanzarán unos datos de potencia media por comunidades autónomas para distintas profundidades de la costa de España, desde profundidades indefinidas hasta 100, 50 y 20 metros, los cuales se exponen a continuación y servirán para determinar la ubicación más provechosa para nuestro proyecto.

	Potencia media en el exterior, Pw (kW/m)			
	Media	Desviación típica	Máximo	Mínimo
País Vasco	26,68	0,58	27,39	25,46
Cantabria	30,97	2,59	33,75	27,46
Asturias	35,14	1,15	37,3	33,47
Galicia	37,97	2,34	41,27	33,22
Andalucía	4,50	1,17	7,56	2,91
Murcia	3,08	0,85	4,25	2,14
Valencia	2,96	0,36	3,72	2,33
Cataluña	4,17	1,66	7,51	2,37
Baleares	5,11	1,69	8,74	2,68
Canarias	13,59	6,03	23,67	2,63
Melilla	5,40	0,64	6,03	4,17

Tabla 8. Potencia media por comunidades a profundidades desconocidas. Fuente: EPEOE 2011-2020

	Potencia media a 100 m, Pw (kW/m)			
	Media	Desviación típica	Máximo	Mínimo
País Vasco	19,89	1,91	22,15	16,26
Cantabria	22,94	1,69	25,91	19,69
Asturias	21,51	2,67	25,88	14,90
Galicia	30,26	6,15	37,01	11,99
Andalucía	3,42	1,41	7,81	1,57
Murcia	2,25	0,95	3,74	1,26
Valencia	2,86	0,46	3,67	2,00
Cataluña	3,13	1,11	5,62	1,59
Baleares	4,56	1,96	8,68	1,72
Canarias	9,70	6,99	22,58	0,30
Melilla	4,65	0,74	5,70	3,71

Tabla 9. Potencia media por comunidades autónomas a 100 m de profundidad. Fuente: EPEOE 2011-2020

	Potencia media a 50 m, Pw (kW/m)			
	Media	Desviación típica	Máximo	Mínimo
País Vasco	15,18	3,76	20,46	7,55
Cantabria	18,96	4,44	24,26	9,65
Asturias	17,48	3,77	25,51	10,8
Galicia	25,21	8,64	36,6	8,58
Andalucía	3,06	1,60	7,31	0,90
Murcia	1,43	0,71	3,03	0,62
Valencia	2,30	0,38	3,04	1,47
Cataluña	2,26	0,79	4,59	1,28
Baleares	3,63	2,00	8,31	1,14
Canarias	8,94	6,97	20,99	0,23
Melilla	3,50	0,56	4,63	2,97

Tabla 10. Potencia media por comunidades autónomas a 50 m de profundidad. Fuente: EPEOE 2011-2020

	Potencia media a 20 m, Pw (kW/m)			
	Media	Desviación típica	Máximo	Mínimo
País Vasco	12,2	4,58	18,98	4,65
Cantabria	14,94	3,81	20,9	7,98
Asturias	13,55	4,58	23,14	7,56
Galicia	17,08	9,21	33,62	1,50
Andalucía	2,53	1,50	6,56	0,48
Murcia	1,07	0,73	2,41	0,35
Valencia	1,70	0,46	2,71	0,74
Cataluña	1,62	0,68	3,72	0,82
Baleares	2,01	0,88	4,09	0,83
Canarias	7,53	6,56	21,84	0,23
Melilla	3,20	0,51	4,24	2,71

Tabla 11. Potencia media por comunidades autónomas a 20 m de profundidad. Fuente: EPEOE 2011-2020

De la información de las tablas anteriores se puede concluir que el potencial, en profundidades indefinidas, va disminuyendo progresivamente a medida que el calado disminuye, aunque en algunas áreas, se producen concentraciones locales motivadas por la configuración de la costa y de la batimetría.

Algunas conclusiones que se pueden obtener de este estudio son:

- Galicia presenta los valores de potencial de energía más elevados, con potencias medias en profundidades indefinidas entre 40-45 kW/m.
- El Mar Cantábrico es, en segundo lugar, la siguiente zona del litoral en cuanto a recurso (alrededor de 30 kW/m disminuyendo de Oeste a Este).
- En tercer lugar, la fachada Norte de las Islas Canarias (con 20 kW/m).
- La fachada Sur de las Islas Canarias, junto con el Mediterráneo español y el Golfo de Cádiz presentan valores medios anuales menores a 10 kW/m.

Por último, un factor importante a tener en cuenta será la fuerte estacionalidad existente en la potencia media, pudiendo presentarse en invierno potencias medias de 75 kW/m (Galicia), 50 kW/m (Cantábrico) y 35 kW/m (Norte de Canarias).

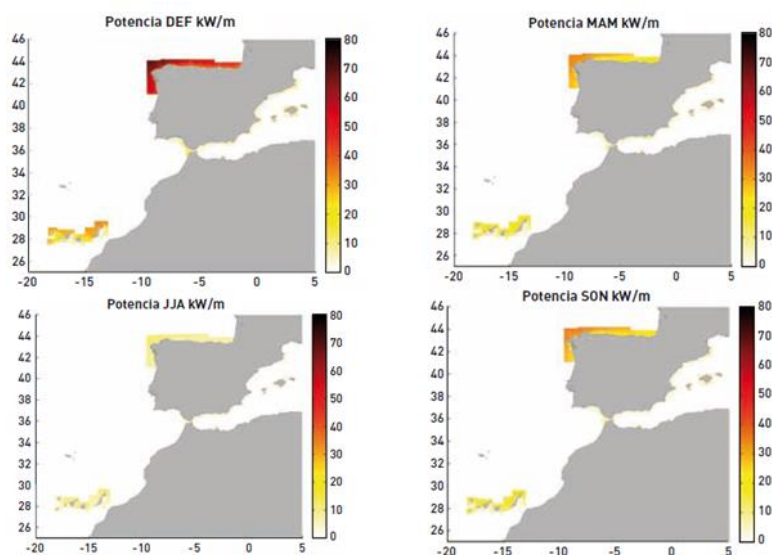


Ilustración 12. Potencia media en el litoral norte en las distintas estaciones del año. Fuente: IH Cantabria

Otros factores

La cantidad de energía que tiene el oleaje es un factor determinante, sin embargo no suficiente, se enumeran a continuación una serie de factores que también se deben tener en cuenta:

- Exclusión de áreas particulares:

Áreas marinas especiales de conservación (CONAMA), concesiones de pesca, áreas de interés científico, humedales, zonas de suelo contaminado, rutas marítimas o de acceso a puertos y áreas de ejercicios militares.

- Distancia a la red eléctrica nacional

- Distancia a puertos, con consecuencias sobre el coste y la facilidad para montaje y mantenimiento de la instalación.

- Geología del lecho marino

3.1.2 Selección del convertidor

Una vez determinada la ubicación más provechosa para el desarrollo undimotriz se deben conocer aquellos convertidores que pueden ser utilizados apropiadamente en tales lugares.

Se evaluarán los dispositivos desde un punto de vista técnico, económico y medioambiental.

- **Punto de vista técnico**

Se analizarán los convertidores respecto a dos factores, por un lado solo se consideran los dispositivos offshore, ya que el estudio de la ubicación anterior se desarrolla en torno a potencias de las zonas comprendidas entre los 50m y 200m de profundidad.

Por otro lado, al tratarse de una energía aún en auge, el factor más determinante será el estado actual de desarrollo de cada dispositivo, evitando aquellos que se encuentren todavía en fase de prueba. A continuación, se puede ver algunos de los convertidores más notorios en este ámbito junto a su estado.

Convertidor	Tipo de convertidor	Estado actual de desarrollo
Pelamis	Atenuador	Comercialización
Aquabuoy	Puntual	Comercialización
Powerbuoy	Puntual	Comercialización
Wave Swing	Puntual	Demostración comercial
Wave Dragon	Desbordamiento	Demostración comercial
Oyster	Oscilante	Demostración de tecnología
Wave star	Puntual	Demostración de tecnología
CETO	Puntual	Demostración de tecnología
OE Buoy	OWC	Demostración de tecnología
Wave Bob	Puntual	Demostración de tecnología
SSG	Desbordamiento	Demostración de tecnología

Tabla 12. Estado de desarrollo de los principales convertidores. Fuente: Elaboración Propia

- **Punto de vista económico**

Los convertidores undimotrices tienen un elevado coste de inversión inicial por encima de otras tecnologías, aunque se espera que en un plazo intermedio esta situación cambie. De manera similar ocurre con los costes de operación y mantenimiento.

Se asumen estos factores y, aunque considerables, no serán determinantes para el estudio en el momento de elegir entre los distintos tipos, al considerar estos altos costes como amortizables. En caso de ser esta elección mala desde el punto de vista económico, el ACB ejecutado posteriormente lo determinará en sus resultados, debiendo volver a este punto de la metodología.

- **Punto de vista medioambiental**

Se tienen en cuenta fundamentalmente los impactos del dispositivo en distintas etapas temporales, en su fabricación o implementación, durante la actividad y por último en su desmantelamiento.

Durante su actividad, se evaluará el *impacto visual*, escaso en general debido a encontrarse algunos sumergidos o semi-sumergidos, el *impacto sobre el hábitat costero y fondo marino*, por provocarse una disminución mínima en la energía de las olas. No se esperan alteraciones en la periodicidad ni en la dirección del oleaje producto de la instalación del equipo.

Por otro lado, se tiene el *impacto sobre la fauna*, con un probable aumento en la concentración de peces en la zona si se trata de una estructura de volumen importante, lo cual favorece la congregación de cardúmenes y las emisiones de ruido.

3.1.3 Conexión con la red eléctrica

La energía producida en nuestro proyecto, en forma de electricidad, debe ser derivada hasta la costa para incorporarla a la red eléctrica, y así, proceder a su distribución y uso.

Se debe definir la tensión de salida, pudiendo ser la de la planta de energía undimotriz o bien una tensión mayor, apoyándose en una subestación eléctrica. De la misma manera, se debe decidir si se utilizará corriente continua o alterna para su evacuación. Estas decisiones vendrán influenciadas por la distancia a la costa, así como de las posibles pérdidas que puedan ser provocadas en la línea.

Se tienen dos sistemas diferenciados:

- *Red interna*, entre los distintos elementos de la planta.
- *Red de evacuación*, entre la planta y el punto de conexión en tierra más conveniente

3.2 METODOLOGÍA ECONÓMICA

A continuación se describe el procedimiento a seguir para realizar el Análisis Coste-Beneficio, ACB, como herramienta para evaluar la viabilidad de la implantación de una central undimotriz en la costa cántabra.

El ACB es una técnica utilizada para la toma de decisiones, con la que se pretende determinar la conveniencia de un proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costes y beneficios derivados de dicho proyecto, y a su vez escoger entre diversas alternativas para la resolución del proyecto, en caso de que las hubiera.

Si se ha identificado previamente la opción más beneficiosa mediante el análisis de las características técnicas, el ACB puede servir, simplemente, para corroborar la decisión de inversión.

3.2.1 Evolución histórica

En el año 1708, el abad Saint-Pierre realiza por vez primera, en torno a un proyecto de carreteras en Normandía, un proceso primitivo del hoy conocido como ACB, pudiendo ver los primeros intentos de analizar consecuencias positivas, estimación de costes y análisis multi-criterio.

Un siglo más adelante, Albert Gallatin y Jules Dupuit continuaron este movimiento, el primero con su comparativa de costes e ingresos para proyectos hidráulicos y el segundo definiendo el modo en el que se deben medir ingresos y gastos, así como estableciendo que los ingresos deberán ser mayores que los gastos.

En 1936, el cuerpo de ingenieros del ejército de los Estados Unidos enunció como criterio para llevar a cabo sus proyectos hidráulicos aquel en el que “los beneficios, cualesquiera que sean, y de quien quiera que se devenguen, deberán exceder de los costes estimados”. En 1958, Kaldor y Hicks generalizan su criterio para justificar

proyectos, en cuanto que sus beneficios compensen las pérdidas, independientemente de quién soporte los beneficios y quién los costes.

La Comisión Europea desarrolló una guía para analizar costes-beneficios en proyectos de inversión en el año 1990, que además fue actualizada en 2008 y 2014. Servirá de apoyo para realizar la valoración económica de proyectos, teniendo en cuenta los últimos avances en las políticas europeas y la metodología de análisis coste-beneficio, además de la experiencia adquirida en la preparación de proyectos y en las evaluaciones durante los periodos anteriores de la política de cohesión.

3.2.2 Análisis Coste-Beneficio

Se puede definir el ACB como una metodología utilizada para proporcionar apoyo en la valoración y toma de decisiones en torno a un proyecto de inversión, midiendo la relación entre los costes y los beneficios asociados a este, con el fin último de evaluar su rentabilidad.

Dependiendo del enfoque del mismo se pueden contemplar diferentes variantes: financiero, económico, social o medioambiental.

En la variante financiera se informa sobre la rentabilidad desde la perspectiva de un inversor privado, contabilizando solamente los flujos de caja tal cual, independientemente de su naturaleza. Los costes y beneficios de la inversión que no sean valorados por el mercado no serán recogidos (valores sociales y ambientales).

En cambio en el ACB económico se opta por un punto de vista del inversor público, que busca la maximización del bienestar social. No se consideran las subvenciones como beneficios para compensar el coste de la inversión, pues suponen mera redistribución de renta. Del mismo modo, no se consideran los impuestos pagados como flujos del proyecto. Por esta razón, además de los flujos de caja corregidos, se consideran costes y beneficios no valorados por el mercado.

Si se tienen en cuenta los beneficios o costes sociales provocados por el proyecto se dará lugar a un análisis socio-económico, y en este último, si se añade una valoración de los efectos provocados al medio ambiente, se tiene un análisis medioambiental.

Para ello se establecer cuando un proyecto es aceptable o no se definen los siguientes criterios: “El criterio de Pareto”, y “El criterio de Kaldor-Hicks”.

- El *criterio de Pareto*, desarrollado por Vilfredo Pareto, define toda situación en la que no es posible beneficiar a una persona sin perjudicar a otra. Representa ese punto de equilibrio donde no se puede dar ni pedir sin que afecte al sistema económico. 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 que permitirá alcanzar un punto óptimo. Se puede considerar como una solución utópica.
- El criterio de *Kaldor-Hicks*, que argumenta 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.

Para asegurar el primer criterio es necesario que se produzcan situaciones win-win (ganan todos los sujetos), en cambio en el segundo criterio es suficiente que aquellos sujetos que reciben beneficio puedan compensar a los que pierden.

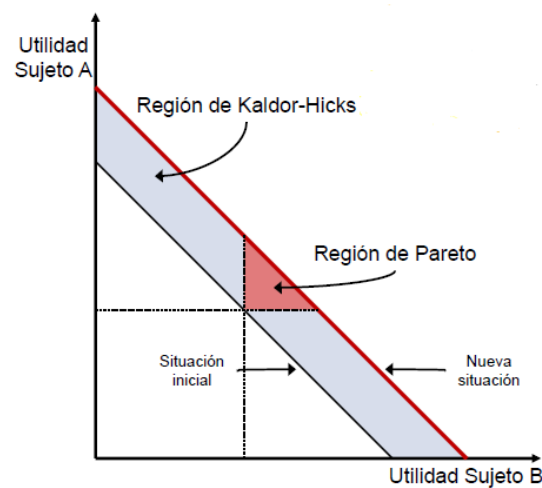


Ilustración 13. Representación gráfica de los criterios de Pareto y Kaldor-Hicks. Fuente: Saúl Torres

3.2.3 Metodología del Análisis Coste-Beneficio

Se considerarán 7 pasos a seguir para llevar a cabo este estudio, los cuales serán detallados a continuación:

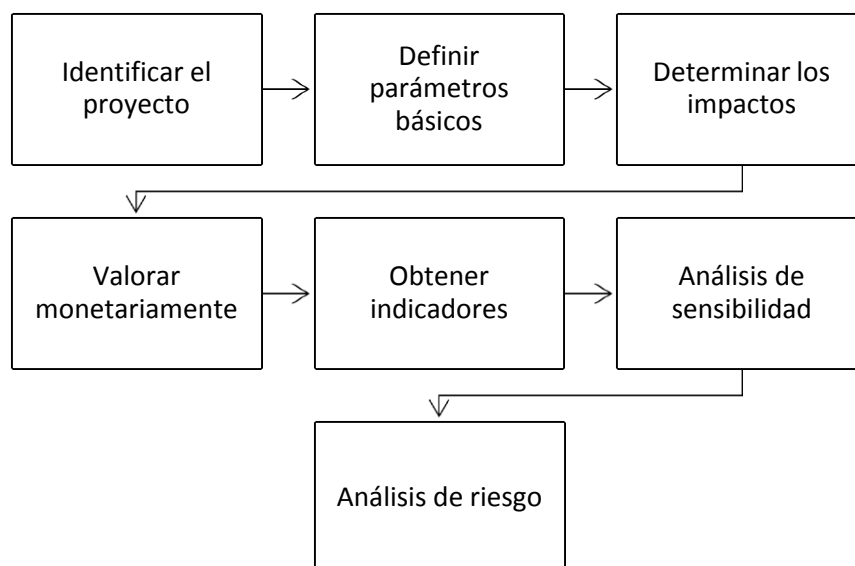


Tabla 13. Etapas de la metodología Análisis Coste-Beneficio. Fuente: Elaboración Propia

- **Identificar el proyecto**

Se realizará una descripción exhaustiva del proyecto, incluyendo desde la memoria descriptiva del mismo, hasta la planificación de su ejecución. Al mismo tiempo se pretende describir el área y la población afectada. De esta manera, los elementos a identificar serán:

- los elementos físicos y las actividades que se llevarán a cabo para proporcionar un bien o servicio determinado,
- el organismo encargado de la aplicación, así como sus capacidades técnicas, financieras e institucionales.
- la zona de impacto, los beneficiarios finales, y todas las partes interesadas.

- **Definir parámetros básicos**

Se definen una serie de parámetros, los cuales han de ser establecidos para cada proyecto al inicio del ACB debido a su influencia directa en el resultado final.

Estos parámetros serán: el horizonte temporal, la tasa de descuento, tasa de inflación y parámetros intrínsecos al proyecto.

- *Horizonte temporal*, o periodo de referencia, es un determinado valor de tiempo que transcurre desde que comienza el proyecto hasta que finaliza la generación de fondos.
- *Tasa de descuento*, se emplea para calcular el valor presente de los flujos futuros. Refleja el coste de oportunidad del capital. Surge de la necesidad de analizar inversiones cuyos beneficios son obtenidos años más tarde de haber realizado el gasto inicial.

De manera operativa, este valor es requerido para calcular el valor actual neto y, también, para el análisis de tratamiento del riesgo.

- *Tasa de inflación*, refleja el aumento porcentual de los precios de un determinado servicio en un cierto período de tiempo, generalmente un año. Aunque existen varios índices de nivel general de precios, nos bastará para este estudio con definir el IPC o Índice de Precios al Consumo, el cual es un indicador desarrollado por el Instituto Nacional de Estadísticas con el fin de calcular mensualmente la evolución de la inflación.

- **Determinar los impactos**

A continuación se han de identificar aquellos impactos que se derivan de la realización del proyecto. Considerando como un impacto a cualquier ganancia o coste que se produzca, independientemente de a quién afecte o quién lo devengue, o en qué espacio temporal ocurra, pudiendo aparecer impactos que se salgan del área de estudio, pero que deberán ser tenidos en consideración.

Una vez realizada la identificación de los impactos, desde la fase de ejecución del proyecto hasta aquellos que aparezcan a lo largo de su vida útil, se determinarán cuáles de estos son realmente relevantes para el estudio.

- **Valorar monetariamente**

El siguiente paso será el de asignar el valor monetario correspondiente a todos los costes y beneficios identificados anteriormente. Algunos de los impactos ya han sido seleccionados en términos monetarios, 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.
- Aparece el problema de la incertidumbre, se debe realizar una estimación de predicciones futuras coherente, para que el resultado sea lo más parecido a la realidad.
- Se debe tener cierta cautela a la hora de emplear precios de mercado para aquellos que cotizan en uno.
- Dificultades para la valoración de los bienes para los que no existe mercado, existirá un alto grado de subjetividad en los distintos métodos aplicables para estos.

- **Obtener indicadores**

Una vez cuantificados todos los impactos y expresados en una misma unidad de medida, se ha de generar un indicador que permita calcular la rentabilidad del proyecto.

El más empleado en este tipo de análisis es el *Valor Actualizado Neto (VAN)*. Es el valor actual de la corriente de beneficios y costes del proyecto.

$$VAN = -I_o + \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

F_i -> flujos de caja en cada periodo i

I_o -> valor del desembolso inicial de la inversión

r -> tipo de interés

n -> número de periodos considerados

Estudiando el VAN se llega a las siguientes conclusiones:

- $VAN > 0$, se producirán ganancias por encima de la rentabilidad exigida, el proyecto puede ser aceptado.
- $VAN = 0$, el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, la decisión de su realización se basará en otros criterios.
- $VAN < 0$, se generarán pérdidas, se rechaza.

Otro indicador es el ratio beneficio-coste (B/C), el cual pretende determinar si el proyecto es conveniente o no, mediante la enumeración y posterior valoración en términos monetarios de todos los costes y beneficios de dicho proyecto.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum \frac{B_i}{(1+d)^i}}{\sum \frac{C_i}{(1+d)^i}}$$

Donde:

B_i -> valor de los beneficios actualizados

C_i -> valor de los costes actualizados

Estos resultados se interpretarán de la siguiente manera:

- $B/C > 1$, además de recuperar la inversión y cubrir la tasa de rendimiento se obtiene una ganancia extra después de cierto tiempo.
- $B/C = 1$, la inversión inicial se recupera satisfactoriamente después de ser evaluado a una tasa determinada, el proyecto es viable.
- $B/C < 1$, este proyecto no presenta rentabilidad, ya que la inversión del proyecto no se podrá recuperar en el periodo establecido.

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, su fórmula es:

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

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 el valor TIR obtenido es superior a la tasa de descuento (rendimiento mínimo exigido). Cuanto mayor sea la TIR, más atractivo es invertir en el proyecto.

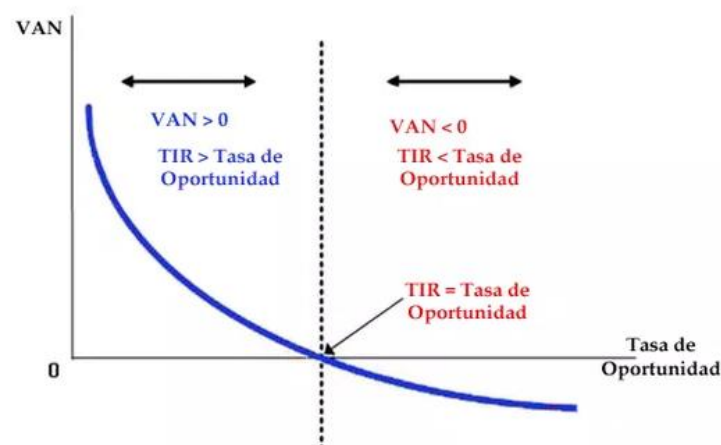


Ilustración 14. Comparación VAN y Tasa de Descuento. Fuente: Marco Tulio

- **Análisis de sensibilidad**

El objetivo de este estudio 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, motivo por el que se realiza el análisis de sensibilidad.

Para llevarlo a se ha de 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, comúnmente se consideran críticas aquellas con una 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 son los siguientes:

- *Identificación de variables*, para calcular el indicador en el análisis, agrupándolas por categorías homogéneas.
- *Eliminación de variables dependientes*, ya que pueden introducir distorsiones en el resultado, así como un problema de doble contabilidad.
- *Análisis de elasticidad*, se analiza el impacto de las variables sobre el indicador de rentabilidad para seleccionar aquellas con baja elasticidad marginal, este puede limitarse a aquellas que resulten más significativas.
- *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**

Se estudia la probabilidad que tiene un proyecto de llevarse a cabo de forma satisfactoria en términos de rentabilidad, para ello se hacen variar todas las variables aleatoriamente, entre un rango de probabilidad prefijado, para posteriormente estudiar la variación del VAN. Dicho proceso se realiza 500 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:

- **Distribución uniforme**

Es el modelo continuo más simple. Corresponde al caso de una variable aleatoria que sólo puede tomar valores comprendidos entre dos extremos a y b , de manera que todos los intervalos de una misma longitud (dentro de (a, b)) tienen la misma probabilidad. De la anterior definición se desprende que la función de densidad debe tomar el mismo valor para todos los puntos dentro del intervalo (a, b) y cero fuera del intervalo. Es decir:

- Distribución Normal

Se trata, sin duda, del modelo continuo más importante en estadística, tanto por su aplicación directa, se conoce que muchas variables de interés general pueden describirse por dicho modelo, como por sus propiedades, que han permitido el desarrollo de numerosas técnicas de inferencia estadística.

Su función de densidad viene dada por la fórmula:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left\{\frac{-(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right\} \quad \text{con} \quad -\infty < x < \infty$$

Depende de dos parámetros μ (puede ser cualquier valor real) y σ (ha de ser positiva). Por esta razón, a partir de ahora se indicará de forma abreviada que una variable X sigue el modelo Normal así: $X \rightarrow N(\mu, \sigma)$.

A continuación se presenta la gráfica de esta función de densidad:

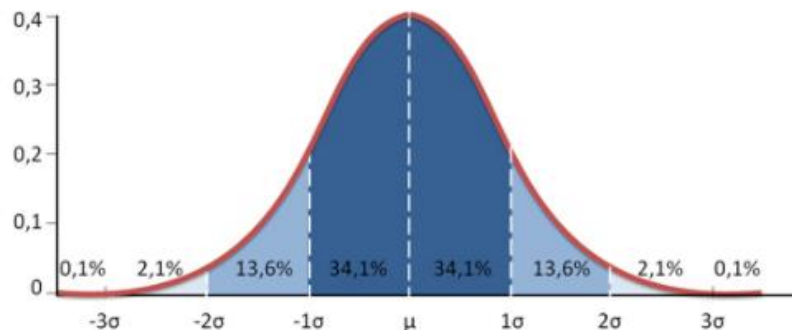


Ilustración 15. Función densidad del modelo normal. Fuente: MBA Málaga

Como se puede ver, la función de densidad del modelo Normal tiene forma de campana, la que habitualmente se denomina *campana de Gauss*. De hecho, a este modelo, también se le conoce con el nombre de *distribución gaussiana*.

- Distribución Triangular

El nombre de esta distribución viene dado por la forma de su función de densidad. Este modelo proporciona una primera aproximación cuando hay poca información disponible, de forma que sólo se necesita conocer el mínimo (valor pesimista), el máximo (valor optimista) y la moda (valor más probable). Estos tres valores caracterizan a la distribución triangular y se denotan por a , b y c , respectivamente. En los extremos la función de probabilidad es siempre 0, además no tiene por qué ser siempre simétrica.

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

Un ejemplo de utilización es el análisis del riesgo, donde la distribución más apropiada es la beta pero por su complejidad, tanto en la su comprensión como en la estimación de sus parámetros, se tiende a usar esta distribución.

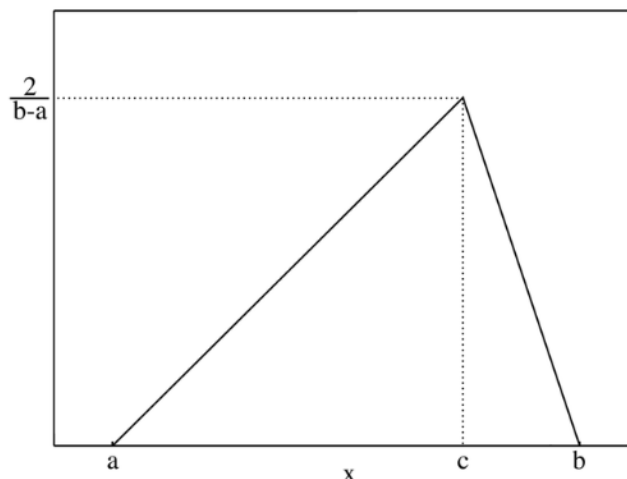


Ilustración 16. Función densidad del modelo triangular. Fuente: Wikiwand

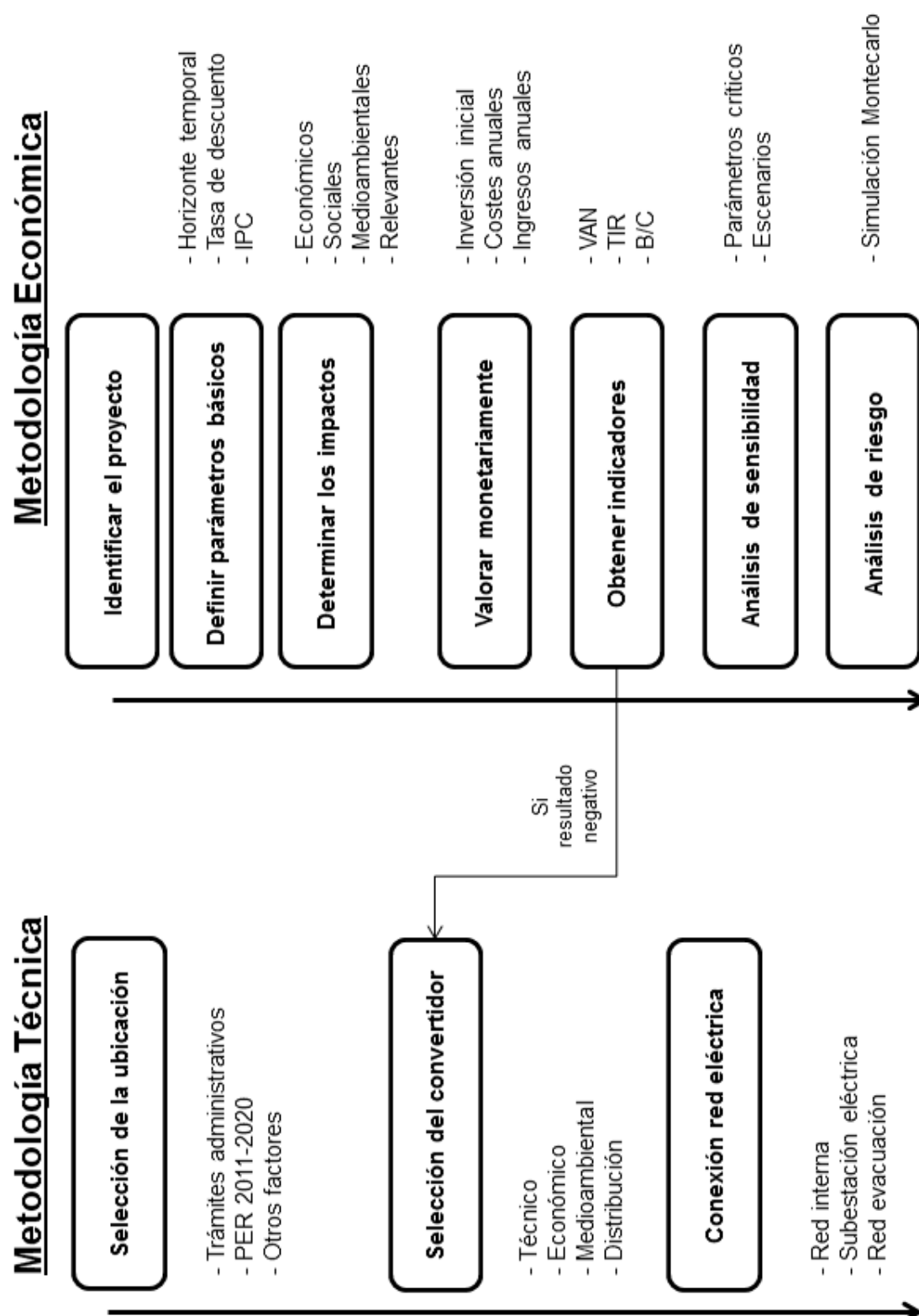


Tabla 14. Resumen Metodología de estudio. Fuente: Elaboración propia

4. CASO DE ESTUDIO

Siguiendo los pasos que se explican en el apartado anterior, se analizarán en este proyecto, en primer lugar, los aspectos técnicos que determinarán las características de los parques undimotrices, los cuales serán, en segundo lugar sometidos a un análisis económico.

En el primer punto, se examinará desde distintos puntos de vista la ubicación más apropiada en la costa cántabra, se seleccionarán dos convertidores, teniendo en cuenta sobre todo que se encuentren en un estado de comercialización y, por último, se realizará una aproximación a la red eléctrica necesaria para este tipo de proyectos.

En el segundo punto, con el parque undimotriz ya planificado, y guiándose por la herramienta ACB, se determinará y analizará la viabilidad de este proyecto.

4.1 ESTUDIO TÉCNICO

4.1.1 Selección de la ubicación

Cabe destacar en torno al factor de la potencia del mar, del cual se comentó con anterioridad, que los parámetros espectrales (H_s , T_e) sufren una alta variación a lo largo de las distintas estaciones anuales, esto conlleva que la evaluación este factor de manera estacional puede ser beneficiosa y más exacta, sin embargo se opta por utilizar términos de promedio anual.

Se toman 4 posibles puntos, en los cuales se han obtenido datos de la potencia del oleaje mediante modelos numéricos basados en datos tomados a través puntos SIMAR o boyas, y a los que se nombrará a partir de este momento como: Zona 1, Zona 2, Zona 3 y Zona 4 respectivamente para cada punto de izquierda a derecha.



Ilustración 17. Zonas estudiadas para seleccionar la ubicación. Fuente: Puertos del Estado

A su vez, se realiza una evaluación de los otros factores que han de ser tenidos en cuenta para obtener la localización óptima, como son áreas con características particulares que puedan ser excluidas, distancia a la red eléctrica española y distancia a puertos, por falta de datos no se tendrá en cuenta la geología del lecho marino.

Se otorgan valores comprendidos entre 1 y 5 unidades para cada factor, siendo 5 el valor óptimo, lo cual finalmente nos guiará hacia la ubicación más conveniente para el desarrollo de nuestra central undimotriz.

EFICACIA: 34.94% AÑO/YEAR: 2018		Tp (s)											TOTAL
		<=1.5	3.0	4.5	6.0	7.5	9.0	10.5	12.0	13.5	15.0	>15.0	
Hs (m)	<=1.0	---	---	---	0.098	---	0.686	0.033	---	0.033	0.033	---	0.882
	2.0	---	---	0.163	0.327	0.327	1.797	5.358	5.913	12.708	1.405	0.457	28.455
	3.0	---	---	---	0.033	0.523	1.862	2.091	3.430	16.367	5.358	2.940	32.604
	4.0	---	---	---	---	0.033	0.294	1.437	1.111	9.049	5.325	4.541	21.790
	5.0	---	---	---	---	---	0.131	0.523	0.457	1.764	3.920	3.398	10.193
	6.0	---	---	---	---	---	---	0.033	0.131	1.209	0.555	1.993	3.920
	7.0	---	---	---	---	---	---	---	0.065	0.033	0.359	0.261	0.719
	8.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.196	0.947	1.143
	9.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.033	0.098	0.131
	10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.163	0.163
	>10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
TOTAL		---	---	0.163	0.457	0.882	4.770	9.474	11.107	41.163	17.184	14.799	100%

Tabla 15. Datos Hs / Tp SIMAR 3132040 para el año 2018. Fuente: Puertos del Estado

EFICACIA: 34.94% AÑO/YEAR: 2018		Tp (s)											TOTAL
		<=1.5	3.0	4.5	6.0	7.5	9.0	10.5	12.0	13.5	15.0	>15.0	
Hs (m)	<=1.0	---	---	---	0.098	---	0.555	---	---	---	---	---	0.653
	2.0	---	---	0.033	0.327	0.261	1.927	5.521	5.750	12.904	1.470	0.457	28.651
	3.0	---	---	---	0.033	0.523	1.829	1.797	3.365	16.694	5.456	2.973	32.669
	4.0	---	---	---	---	0.033	0.261	1.405	1.013	8.853	5.586	4.476	21.627
	5.0	---	---	---	---	---	0.098	0.555	0.359	1.829	3.822	3.528	10.193
	6.0	---	---	---	---	---	0.033	0.065	0.131	1.274	0.653	1.993	4.149
	7.0	---	---	---	---	---	---	---	0.065	0.065	0.261	0.229	0.621
	8.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.229	0.915	1.143
	9.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.131	0.131
	10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.163	0.163
	>10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
	TOTAL	---	---	0.033	0.457	0.817	4.704	9.343	10.683	41.620	17.478	14.864	100%

Tabla 16. Datos Hs / Tp SIMAR 3136040 para el año 2018. Fuente: Puertos del Estado

EFICACIA: 34.94% AÑO/YEAR: 2018		Tp (s)											TOTAL
		<=1.5	3.0	4.5	6.0	7.5	9.0	10.5	12.0	13.5	15.0	>15.0	
Hs (m)	<=1.0	---	---	0.065	0.065	---	0.588	---	---	0.033	---	---	0.751
	2.0	---	---	0.033	0.327	0.261	1.862	5.554	5.652	12.937	1.503	0.490	28.618
	3.0	---	---	---	0.033	0.588	1.666	1.764	3.430	16.727	5.652	3.006	32.865
	4.0	---	---	---	---	0.033	0.327	1.405	0.882	8.821	5.880	4.476	21.823
	5.0	---	---	---	---	---	0.033	0.588	0.425	1.764	3.594	3.365	9.768
	6.0	---	---	---	---	---	0.033	0.098	0.098	1.274	0.621	1.960	4.084
	7.0	---	---	---	---	---	---	---	0.065	0.065	0.294	0.261	0.686
	8.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.229	0.915	1.143
	9.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.131	0.131
	10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.131	0.131
	>10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
	TOTAL	---	---	0.098	0.425	0.882	4.508	9.409	10.552	41.620	17.772	14.734	100%

Tabla 17. Datos Hs / Tp SIMAR 3140040 para el año 2018. Fuente: Puertos del Estado

EFICACIA: 34.94% AÑO/YEAR: 2018		Tp (s)											TOTAL
		<=1.5	3.0	4.5	6.0	7.5	9.0	10.5	12.0	13.5	15.0	>15.0	
Hs (m)	<=1.0	---	---	0.098	0.065	---	0.588	---	---	0.033	---	---	0.784
	2.0	---	---	0.098	0.327	0.261	1.699	5.554	5.554	13.100	1.568	0.490	28.651
	3.0	---	---	---	0.033	0.588	1.503	1.666	3.626	16.629	5.488	3.006	32.538
	4.0	---	---	---	---	0.033	0.425	1.339	0.849	8.559	6.109	4.280	21.594
	5.0	---	---	---	---	---	0.033	0.555	0.457	1.764	3.528	3.822	10.160
	6.0	---	---	---	---	---	0.033	0.098	0.196	1.241	0.653	1.960	4.182
	7.0	---	---	---	---	---	---	---	0.033	0.065	0.327	0.229	0.653
	8.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.229	0.947	1.176
	9.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.131	0.131
	10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.131	0.131
	>10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
	TOTAL	---	---	0.196	0.425	0.882	4.280	9.213	10.715	41.392	17.903	14.995	100%

Tabla 18. Datos Hs / Tp SIMAR 3144040 para el año 2018. Fuente: Puertos del Estado

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Potencial	4	3	3	3
Área particular	4	3	2	2
Distancia REE	4	4	4	4
Distancia a puertos	3	3	3	3
TOTAL	15	13	12	12

Tabla 19. Evaluación y comparación de las zonas propuestas. Fuente: Elaboración propia

Se determina que la Zona 1 es la que consta de mejores características para el desarrollo de nuestro proyecto, esta se corresponde con la ubicación SIMAR 3132040, situada en las coordenadas:

Longitud: 4.00° W

Latitud: 43.67° N

4.1.2 Selección del convertidor

En segundo lugar, en cuanto a la selección del dispositivo, dado que aún son escasos los convertidores que se encuentran en una etapa de comercialización, se elegirán entre aquellos que si lo están. Se estudiara el mecanismo atenuador Pelamis P-750 y el convertidor puntual Aquabuoy 2.0, capaz de originar una potencia mayor que el Powerbuoy, y siendo ambos capaces de trabajar a distancias lejanas de la costa, tal y como se ha previsto en el estudio de la localización.

A continuación se explican las principales características, su principio de funcionamiento y el diseño que se plantea para su utilización.

- **Pelamis P-750**

Se trata de un mecanismo atenuador semi-sumergido, desarrollado por la empresa Pelamis Wave Power, término proveniente del griego, “serpiente marina”, que funciona alineado en paralelo a la dirección de la ola. Utiliza la oscilación vertical del mar para transformar la energía undimotriz en electricidad, pero desde un punto de vista diferente al de las boyas, con el objeto de transferir mediante un sistema de cableado submarino esa energía hasta la red convencional de electricidad.

Su punto de funcionamiento óptimo se da en zonas con profundidades mayores a 50 metros, con corrientes de 1 nudo y distancias de 5 a 15 km de la costa. Las dimensiones de este dispositivo son: 3,5 metros de diámetro, 150 metros de largo y 700 toneladas de peso, además se encuentra anclado al lecho marino mediante unos cableados especiales.

Cada equipo consta de 3 bloques, unidos entre sí por un sector bisagra perpendicular a la corriente, formado por cuatro vástagos o juntas articuladas, el cual será encargado de la generación de electricidad a través de la basculación entre las secciones de los tubos y el movimiento de flexión originado en la bisagra, en sentido vertical y horizontal.

Esto provoca el movimiento de un fluido hacia un acumulador a alta presión, 100 a 350 bar, a través de unas bombas hidráulicas, este es capaz de trasladar el aceite de manera constante al motor hidráulico. Tras accionar el motor, el aceite regresa a un acumulador de baja presión y a los cilindros hidráulicos.

Al entregar el acumulador el fluido al motor hidráulico se activa un generador síncronos de 157kVA a 1.500 rpm, que gira a velocidad fija produciendo una potencia de 250 Kw, el dispositivo completo alcanza por tanto una potencia total nominal de 750 Kw, lo cual es suficiente para abastecer 500 hogares con un consumo medio en un año.

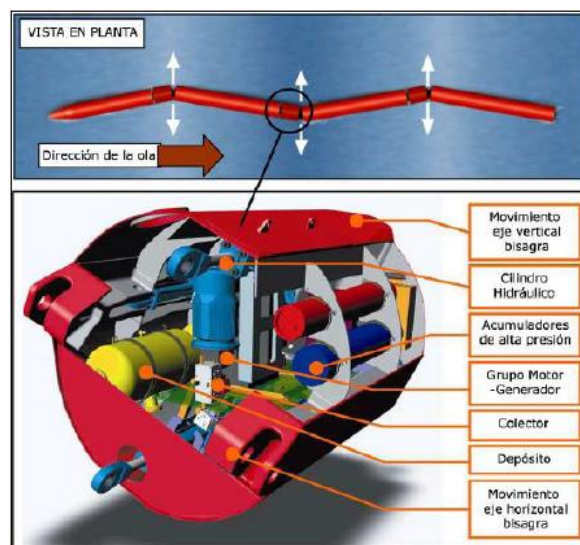


Ilustración 18. Características dispositivo Pelami. Fuente: Julia Fernández

Este convertidor está diseñado para aguantar posibles condiciones extremas del mar, aunque periódicamente cada unidad debe ser remolcada para su mantenimiento, el cual es posible de realizar mar adentro. En base a estudios realizados a equipos que se encuentran actualmente en funcionamiento, se tienen unas pérdidas del orden del 20%, debido a pérdidas mecánicas por los cojinetes, compresibilidad del fluido, los sistemas de cierre hermético de los arietes hidráulicos y al rozamiento en las válvulas y tuberías.

Hs(m)\Te(s)	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12	12,5	13
1		22	29	34	37	38	38	37	35	32	29	26	23	21			
1,5	32	50	65	76	83	86	86	83	78	72	65	59	53	47	42	37	33
2	57	88	115	143	163	153	152	147	138	127	116	104	93	83	74	66	59
2,5	89	138	180	212	231	238	238	230	216	199	181	163	146	130	116	103	92
3	129	198	260	305	332	340	332	315	292	266	240	219	210	188	167	149	132
3,5		270	354	415	438	440	424	404	377	362	326	292	260	230	215	202	180
4			462	502	540	546	530	499	475	429	384	366	339	301	267	237	213
4,5			544	635	642	648	628	590	562	528	473	432	382	356	338	300	266
5				739	726	731	707	687	670	607	557	521	472	417	369	348	328
5,5				750	750	750	750	750	737	667	658	586	530	496	446	395	355
6					750	750	750	750	750	750	750	711	633	619	558	512	470
6,5					750	750	750	750	750	750	750	750	743	658	621	579	512
7						750	750	750	750	750	750	750	750	750	676	613	584
7,5							750	750	750	750	750	750	750	750	750	686	622
8								750	750	750	750	750	750	750	750	750	690

Tabla 20. Matriz de potencias Pelamis P-750. Fuente: Rodrigo Bizama

- **Aquabuoy 2.0**

Se trata de un absorbedor puntual desarrollado por la empresa Canadiense Finavera Renewables que funciona con una boya de libre flotación con movimiento absoluto sobre un cilindro hueco con un pistón en su interior.

Al igual que el pelamis, su aprovechamiento se da para profundidades mayores a 50m y sus dimensiones son de 25 metros de largo y el cuerpo boyante tiene un diámetro de 6 metros. Aprovecha el movimiento de las olas usando una boya que se mueve verticalmente, que se encuentra unida a un tubo hueco, en cuyo interior se sitúa un pistón y dos bombas de mangueras, las cuales aprovechan el movimiento ascendente y descendente. En la mitad del pistón hay un disco que flota en un punto neutro que sostiene a la boya en el estado de reposo.

En primer lugar se accionan las bombas hidráulicas elásticas, la presión ejercida por el movimiento del cuerpo boyante al elevarse, induce un movimiento en el pistón interno en dirección opuesta, forzando a la bomba superior a contraerse y enviar agua a un acumulador y luego a la turbina. Al mismo tiempo la bomba inferior se expande absorbiendo agua, el proceso es el inverso cuando la boya baja, siendo la bomba inferior la que impulsa el agua a la bomba.

Más adelante, el agua bombeada llega por dos conductos, dependiendo de que el agua sea enviada por la bomba superior o por la inferior. El fluido se traslada a la turbina, generalmente una turbina Pelton, la cual es finalmente capaz de originar una potencia de 250kW.

Hs(m)\Te(s)	6	7	8	9	10	11	12	13	14	17
1	6	8	11	12	11	10	8	7		
1,5	13	17	25	27	26	23	19	15	12	7
2	24	30	44	49	47	41	34	28	23	12
2,5	37	47	69	77	73	64	54	43	36	19
3	54	68	99	11	106	92	77	63	51	27
3,5	93	135	152	144	126	105	86	70	38	
4	122	176	198	188	164	137	112	91	49	
4,5	223	250	239	208	173	142	115	62		
5	250	250	250	250	214	175	142	77		
5,5	250	250	250	250	250	211	172	92		

Tabla 21. Matriz de potencias Aquabuoy 2.0. Fuente: Rodrigo Bizama

- **Distribución del parque undimotriz**

Una vez se han analizado los dispositivos, para la disposición de nuestro parque undimotriz, de la misma manera que se opera en la mayoría de proyectos actuales, se escoge mantener el parque en el marco legal de los PMGD, es decir Pequeños Medios de Generación Distribuida, lo cual se refiere a los medios de generación cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 MW, conectados a redes de media tensión de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

Esta característica determinará la disposición y el dimensionamiento de los proyectos, tomando como referencia una potencia máxima teórica de 8 Mw, se obtiene que el número de elementos para cada opción planteada es de 10 y 30 respectivamente.

	Potencia máxima elemento (kw)	Nº elementos	Potencia máxima instalación (kw)
Pelamis	750	10	7500
Aquabuoy 2.0	250	30	7500

Tabla 22. Determinación de número de elementos. Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, consultando las tablas de potencias para cada uno de los convertidores con los datos característicos de las olas obtenidos para la ubicación deseada, se llega un valor de energía real medio de los posibles parques undimotrices.

	Potencia media anual elemento (kw)	Energía media anual elemento (GWh)	Nº de elementos	Energía media anual instalación (GWh)
Pelamis	132	1,15632	10	11,5632
Aquabuoy 2.0	63	0,55188	30	16,5564

Tabla 23. Energía media para cada instalación. Fuente. Elaboración propia

A continuación, se presentan los layouts de las plantas:

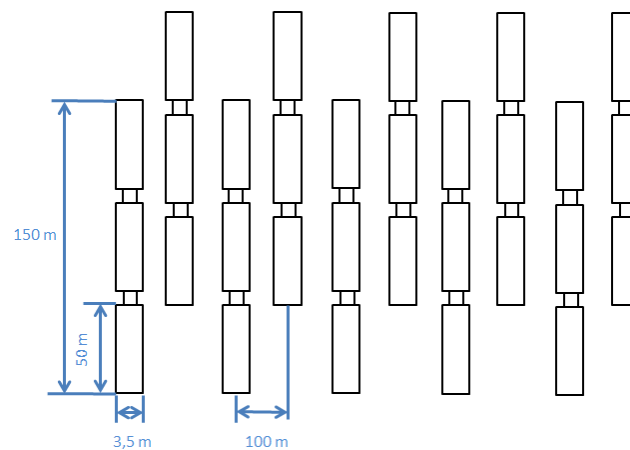


Ilustración 19. Layout de la planta de Pelamis. Fuente: Elaboración propia

Con una distancia de 100 metros entre cada dispositivo, para beneficiar la captación de cada uno, se elige una disposición rectangular, sin alinear todos los dispositivos, con lo que se tiene una superficie ocupada de:

$$(150 + 50) \times 100 \times 9 = 180.000 \text{ m}^2$$

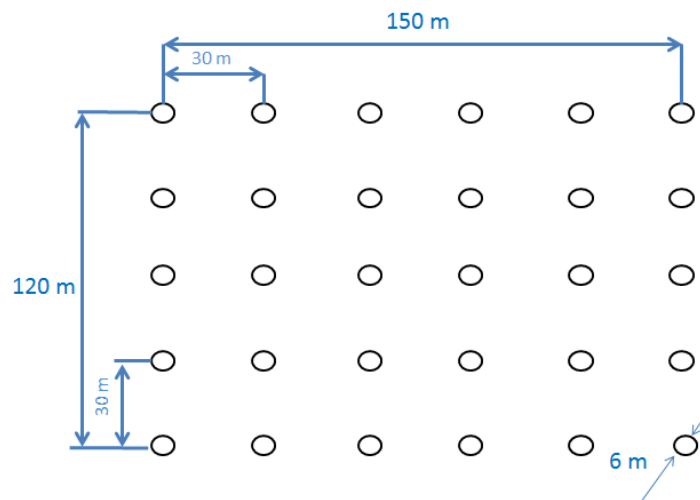


Ilustración 20. Layout de la planta de Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

Se escoge una disposición circular, siendo recomendable una distancia entre boyas de 30 metros, con lo que la superficie total ocupada es aproximadamente:

$$30 * 5 * 30 * 4 = 18.000 \text{ m}^2$$

4.1.3 Conexión a la red eléctrica

La transmisión de la energía eléctrica generada por un parque undimotriz a tierra supone una gran inversión inicial, para cuantificar monetariamente este coste de una manera más precisa se estudiará su diseño, determinando el tipo de corriente, los niveles de tensión y el tipo de cableado requerido.

Por su localización, se elige la subestación eléctrica número 19, ubicada en el Parque Científico y Tecnológico de Cantabria (PCTCAN), lo cual determina una línea eléctrica de 26,5 km aproximadamente desde la subestación offshore necesaria hasta la subestación eléctrica en tierra elegida, de los cuales 22 km serán subterráneos en mar, mientras que 4,5 km lo serán en tierra.



Ilustración 21. Detalle de la red eléctrica en Cantabria. Fuente: REE

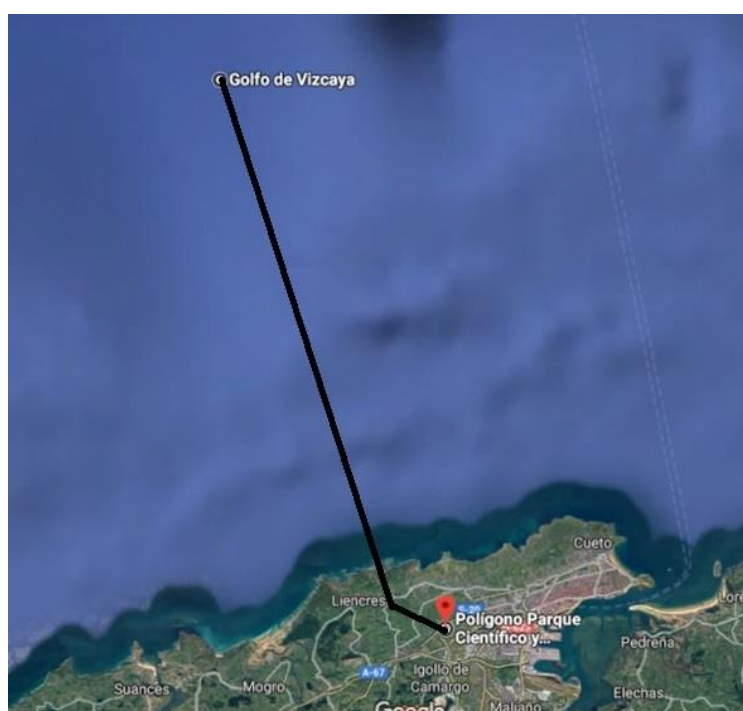


Ilustración 22. Conexión eléctrica del parque undimotriz. Fuente: Google Maps

4.1.3.1 Elementos de la red eléctrica

El sistema eléctrico está formado por los siguientes elementos, ordenados según el sentido de flujo de energía producida:

- Red submarina en el interior del parque undimotriz
- Subestación offshore
- Evacuación de energía
 - Red submarina Alta tensión
 - Red subterránea Alta tensión hasta la subestación de PCTCAN

Para la determinación de estas características, se tiene en cuenta las bases fijadas en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23 (BOE, 2014).

Red submarina interior

La energía generada por cada uno de los convertidores se envía a través del lecho marino, para facilitar la protección tanto del cableado como del ecosistema marino, hasta la subestación offshore, tal y como se determina en el BOE NUM.112, 2009. Pese a que esta normativa hace referencia a parques de energía eólica marinos, nuestro estudio se puede guiar por ella al no existir una normativa propia para la energía undimotriz.

A continuación, se observan los esquemas propuestos para la línea eléctrica del interior de cada parque undimotriz.

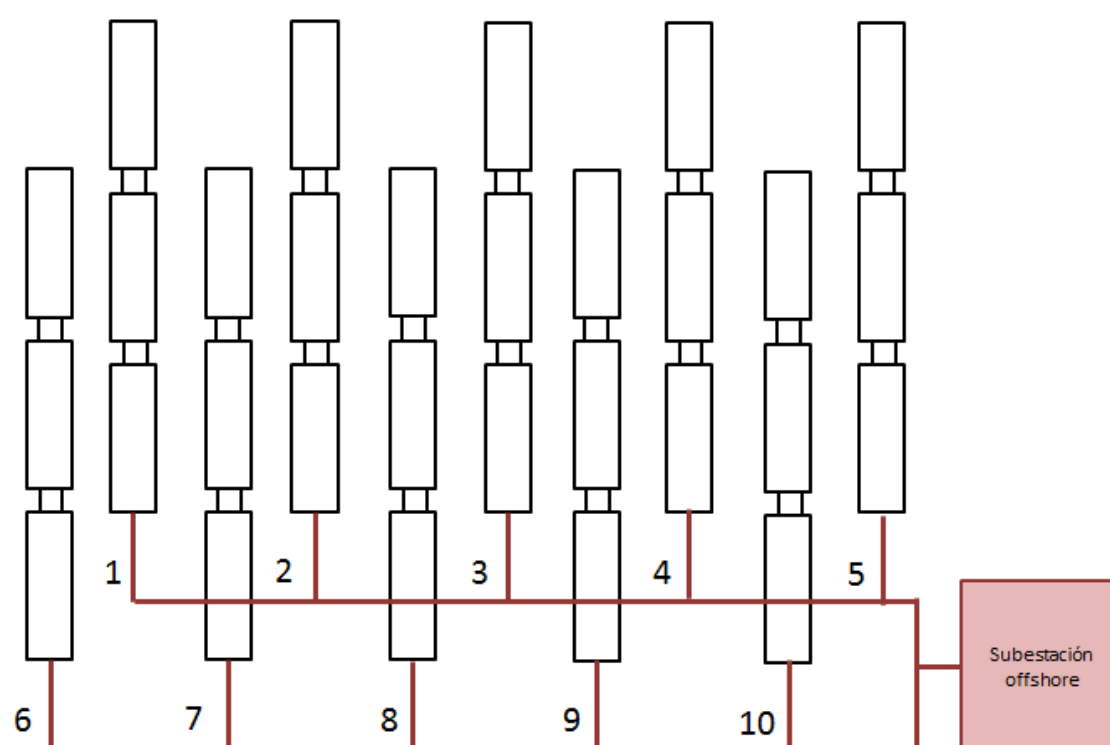


Ilustración 23. Esquema red interior del parque de Pelamis. Fuente: Elaboración propia

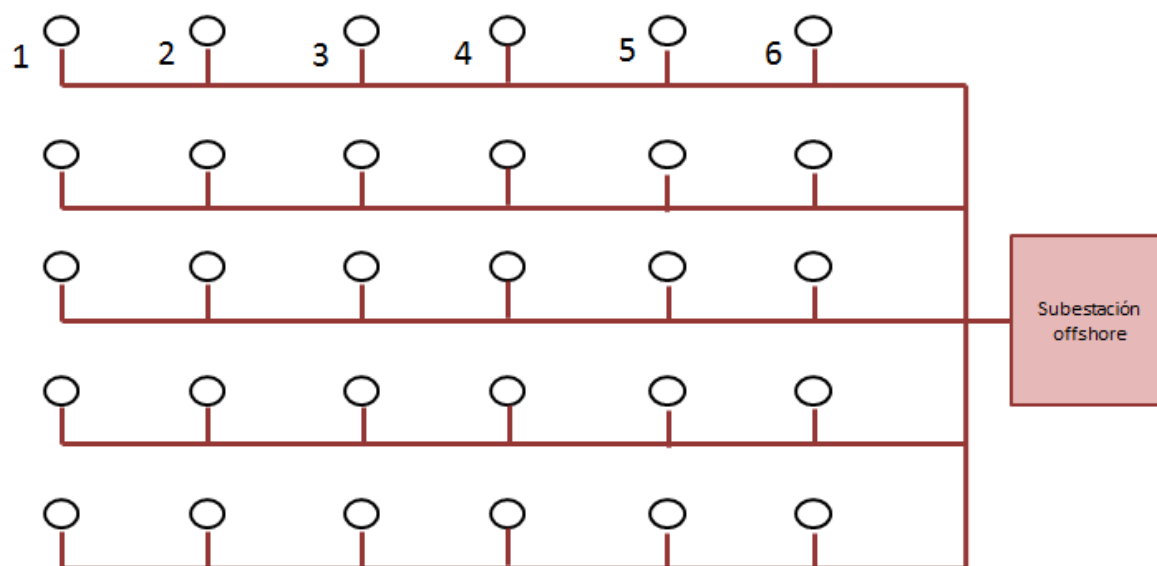


Ilustración 24. Esquema red interior del parque de Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

Para la conexión entre los convertidores de olas se elige un cable de 10 kV tripolar de cobre con aislante tipo XLPE (polietileno extruido) de la empresa ABB, los cuales constan para su protección de una armadura externa metálica. Están diseñados para alcanzar 90°C durante su operación y 250°C en condición de cortocircuito. Estos cables además llevan cables de fibra óptica utilizados para la comunicación.



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

Ilustración 25. Cable XPLE tripolar submarino y características. Fuente: AB

Subestación offshore

La energía generada se envía a una subestación offshore, situada en las inmediaciones del parque undimotriz. Su función es elevar el nivel de tensión, llegando a valores de 132, 220 o incluso 400 kV para entregar la energía a la red de transporte, con el fin de minimizar pérdidas.

Para los convertidores de olas instalados cerca de la costa se suele prescindir de subestaciones, no así en nuestro caso, la cual aumenta el valor de la tensión de 10 a 132 kV.



Ilustración 26. Subestación eléctrica offshore. Fuente: REVE

Evacuación de energía

Existen dos opciones para realizar esta transmisión de energía entre la subestación offshore y la subestación eléctrica en tierra.

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

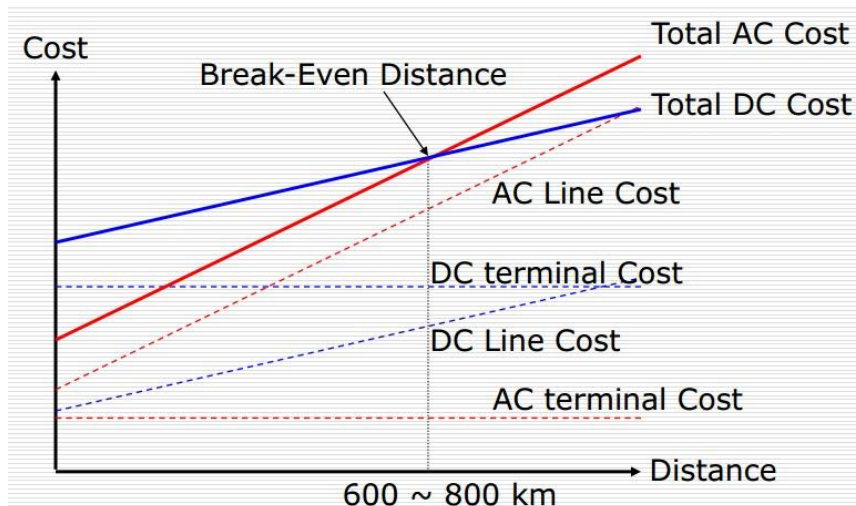


Ilustración 27. Comparación HVDC/HVAC en función del coste y la distancia. Fuente: Komhedos

Las pérdidas de potencia no serán un factor determinante, pues en ambos casos serán mínimas para una distancia de 26,5 km, se escoge entonces la opción de HVAC (corriente alterna) por un coste inferior para dicha distancia (HDVC requiere el uso de convertidores AC/DC, rectificadores e inversores lo cual eleva su precio).

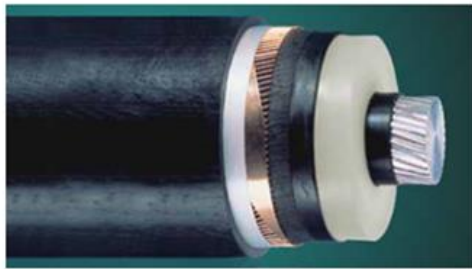
Para la primera parte del trayecto se emplea un cableado de cobre reticulado, situado dentro de un tubo de polietileno de alta densidad de 132 kV perteneciente a la compañía ABB.



Cross section Cu conductor mm ²	Rated voltage 100 - 420 kV	
	Wide spacing A	Close spacing A
185	580	445
240	670	505
300	750	560
400	845	620
500	950	690
630	1065	760
800	1180	830
1000	1290	895

Ilustración 28. Cable XPLE unipolar submarino y características. Fuente: ABB

En la segunda parte se utilizará un cable de cobre de un solo núcleo también y de igual tensión que el anterior, 132 kV. Estos pueden ser del tipo subterráneos o en el aire, y consultando las tablas, en función de la disposición y de la temperatura, se obtiene la sección requerida.



Cross section conductor	Cables in Ground							
	Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●			
	Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends	
mm ²	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C
300	415	495	365	445	395	475	385	460
400	470	565	410	500	450	540	435	525
500	540	645	455	555	515	620	490	595
630	620	740	500	610	590	710	550	670
800	700	845	540	665	670	805	610	745
1000	785	950	585	720	745	900	670	820
1200	850	1025	610	755	805	970	710	870
1400	910	1100	635	785	855	1040	745	915
1600	960	1165	655	815	900	1095	775	955
2000	1050	1275	685	855	975	1190	820	1015

Ilustración 29. Cable XPLE subterráneo y características. Fuente: ABB



Ilustración 30. Detalle línea eléctrica en la zona terrestre. Fuente: Google Maps

Se envía la energía a la subestación eléctrica situada en PCTCAN donde se reduce el nivel de tensión hasta valores que oscilan, habitualmente, entre 10 y los 66 kV y se entrega la energía a la red de distribución. Por último, serán necesarios centros de transformación para reducir la tensión hasta valores comerciales, baja tensión normalmente de 400 V, aptos para el consumo doméstico e industrial.

4.1.3.2 Cálculo de las secciones

La sección de los cables que transfieren la energía por el lecho marino irá aumentando a medida que por ellos circula más energía. 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 deben ajustar a esta norma.

Línea	Longitud (m)	Potencia (w)	Tensión salida (v)	Intensidad (A)	Sección (mm2)
1 a 2	100	750.000	10.000	45,6	95
2 a 3	100	750.000	10.000	91,2	95
3 a 4	100	750.000	10.000	136,7	95
4 a 5	100	750.000	10.000	182,3	95
5 a subestación	200	750.000	10.000	227,9	95
TOTAL PARQUE	1200	7500000			
Subestación a costa	22000	7500000	132.000	34,5	185
Costa a PCTCAN	4500	7500000	132.000	34,5	300

Tabla 24. Secciones para la red eléctrica de Pelamis. Fuente: Elaboración propia

Línea	Longitud (m)	Potencia (w)	Tensión salida (v)	Intensidad (A)	Sección (mm2)
1 a 2	30	250.000	10.000	15,2	95
2 a 3	30	250.000	10.000	30,4	95
3 a 4	30	250.000	10.000	45,6	95
4 a 5	30	250.000	10.000	60,8	95
5 a 6	30	250.000	10.000	76,0	95
6 a subestación	100	250.000	10.000	91,2	95
TOTAL PARQUE	750	7500000			
Subestación a costa	22000	7500000	132.000	34,5	185
Costa a PCTCAN	4500	7500000	132.000	34,5	300

Tabla 25. Secciones para la red eléctrica de Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

4.2 ESTUDIO SOCIO-ECONÓMICO

Una vez se han analizado los detalles técnicos de las instalaciones a estudio se continuará con la valoración económica del proyecto, utilizando como herramienta el Análisis Coste-Beneficio, ACB, con el objeto de evaluar la viabilidad de la implantación de las plantas de energía undimotriz bajo los parámetros elegidos anteriormente.

4.2.1 Identificar el proyecto

Se considera suficiente la descripción del proyecto realizada en los apartados 4.1, 4.2 y 4.3, en cuales se han definido ampliamente el emplazamiento, los convertidores y la conexión que cada central dispondrá para llegar a la red eléctrica

4.2.2 Definir parámetros básicos

Para definir el horizonte temporal y la tasa de descuento se utiliza la “Guía de Análisis Costes-Beneficio para proyectos de inversión”, documento válido para otorgar apoyo en el uso de esta herramienta durante los años 2014 y 2020.

Para el caso de estudio propuesto se tomarán como referencia aquellos valores de la guía pertenecientes al apartado de proyectos de Energía, de esta manera se indica que el horizonte temporal medio en este tipo de proyectos es de 24,7 años, sin embargo, al tratarse de una energía aún en una etapa temprana en su implantación, se va a considerar un horizonte temporal de la central de 15 años.

En cuanto a la tasa de descuento, la guía fija en este sector un valor medio del 7,0 % y, a su vez, será el valor que se tomará en este análisis.

Por último, en cuanto a la tasa de inflación se consulta en el Instituto Nacional de Estadística (INE), en el cual se pueden encontrar datos de la variación del Índice de Precios al Consumo (IPC). Como se puede observar, con la alta variabilidad de este

valor en los últimos tiempos, no se tomará para nuestro estudio un valor concreto para este indicador.

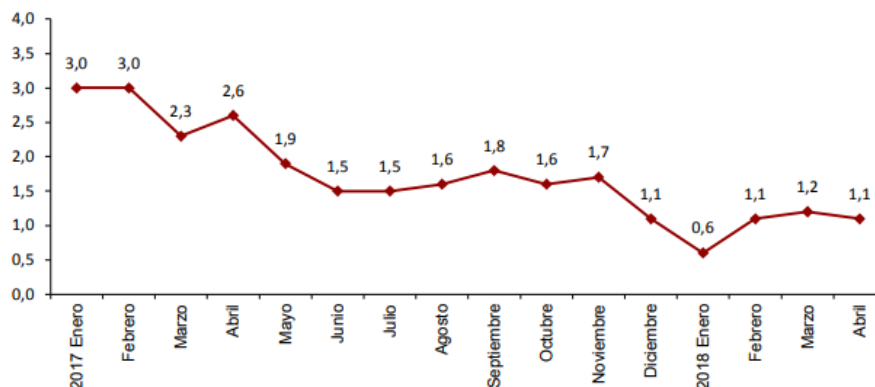


Ilustración 31. Evolución anual del IPC, base 2016. Fuente: INE

4.2.3 Determinar los impactos

Se identificarán aquellos impactos derivados de la implantación del estudio, de esta manera se dividirán en 3 grupos: económicos, sociales y medioambientales. Se describirán cada uno de ellos y se seleccionan aquellos que resulten más relevantes, con el objeto de su posterior valoración monetaria.

- Impactos económicos:
 - Coste de los dispositivos
 - Coste del conexionado eléctrico
 - Coste de ingeniería
 - Costes de operación y mantenimiento
 - Coste de seguros
 - Coste de arrendamiento
 - Coste debido al empleo
 - Coste de desmantelamiento
 - Ingresos por venta de energía
 - Ingresos fiscales

- Impactos sociales:

- Coste por impacto visual
- Coste sobre el recibo de la luz
- Coste sobre la navegación marítima
- Beneficio el desarrollo industrial y el empleo

- Impactos medioambientales:

- Coste sobre la pesca
- Coste sobre las aves
- Coste por emisiones de ruidos
- Coste y beneficio sobre la biodiversidad
- Beneficio por la reducción de CO2

- **Aspectos económicos**

Coste de los dispositivos

En este parámetro se encuentra dentro de los costes asociados a la inversión inicial, es decir, aquellos relativos a la compra, traslado e implantación de los convertidores junto a los amarres necesarios para cada tipo, así como los necesarios para su puesta en funcionamiento.

Coste del conexionado eléctrico

Se valoran los costes de compra y soterramiento de la red eléctrica necesaria tanto en mar como en tierra, también los relativos a la compra e instalación de la subestación offshore y, por último, la puesta en marcha del conjunto.

Coste de ingeniería

Relativos a los procesos previos necesarios para la planificación del proyecto, el estudio marino para seleccionar la ubicación, un estudio ambiental o los propios costes que conlleve la realización del análisis económico.

Costes de operación y mantenimiento

Ante la falta de datos precisos para este tipo de convertidores, viendo que para otros tipos de energías renovables estos costes son del orden de los 12 €/MWh, se leliga para ambos un valor de 15 €/MWh, más elevado por tratarse de una energía que se encuentra en un grado primario de comercialización, lo cual repercute sobre la fiabilidad de estos equipos. Se valoran mano de obra, repuestos 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 accidentes. En este caso, se ha supuesto un coste de un 10% de los ingresos generados anualmente.

Coste de arrendamiento

Se trata de aquel coste que se ha de abonar para poder arrendar los terrenos marítimos y terrestres que ocupará el parque undimotriz. Ante la duda de si es valorable tal impacto en este tipo de proyectos y la dificultad de otorgar un coste para él, se va a considerar inexistente.

Coste debido al empleo

Se estima la necesidad de 2,7 operarios por Mw de potencia instalado y se recuerda que la potencia instalada en ambos parques es de 7,5 Mw.

Coste de desmantelamiento

Son aquellos costes originados una vez se llega al fin de la vida útil del proyecto, tendrá un valor porcentual dependiente de la inversión inicial de los elementos del parque undimotriz. Se considera que la subestación offshore puede seguir funcionando para otros usos diversos una vez concluya este periodo.

Ingresos por venta de energía

Corresponden a la mayor fuente de los ingresos del parque, se determinan en función de la cantidad de energía, las horas de funcionamiento y el precio de venta. Se obtienen de multiplicar la energía producida que se incorpora a la red eléctrica por el precio de mercado, se establece para nuestro estudio como precio de mercado un valor de 60 €/Mwh.

Ingresos fiscales

Al crear valor y empleos locales, se generan ingresos fiscales para los distintos gobiernos y administraciones locales. Los ingresos fiscales proceden del IVA y de los impuestos de sociedades. En algunos países estos pueden proceder de asalariados y empresarios. Se estima un porcentaje de retorno fiscal en torno a la inversión inicial del 33%.

- **Aspectos sociales**

Coste por impacto visual

Los convertidores Pelamis están semi-sumergidos, por lo tanto solo queda una parte de 2 metros aproximadamente de estructura visible encima de la línea de flotación. En cuanto al Aquabuoy, aunque consta de una altura de 25 metros, tan solo 4 de ellos serán superarán la línea de flotación. Por ser imperceptibles a la distancia de la costa que se ubica el parque no se considera este coste. Por otro lado, ambas máquinas son articuladas con luces amarillas destellantes.

Coste sobre el recibo de la luz

Al tratarse de una energía emergente, no posee aún un precio competitivo como otras energías renovables, es decir, su implementación en el mix energético en la actualidad supone un sobre coste para el usuario, lo cual se refleja en última instancia en la factura eléctrica.

Esto se debe sobre todo al alto coste inicial de los equipos, como se ha comentado se espera que en un horizonte temporal de entre 10 y 15 años, estos costes descendan reduciendo su coste y facilitando su utilización. Como son escasos los casos en los que se encuentran instalaciones en estado de comercialización, con todo lo anterior, se estima este impacto añadiendo un valor sobre el precio de mercado de 10 €/Mwh.

Costes sobre la navegación marítima

En el proceso de selección de la ubicación se tuvo en cuenta este factor, situar el parque sin entorpecer rutas marítimas, sin embargo, es probable que se requiera una revisión de tráfico marítimo y una evaluación de riesgo de navegación para identificar, cuantificar y ayudar a disminuir éste.

Por su tamaño, sobre todo en el caso de los Pelamis se utilizarán una serie de dispositivos para evitar cualquier tipo de colisión. Para disminuir este riesgo se utilizarán boyas de marcadores cardinales, esquemas de pintura en los convertidores, luces intermitentes de colores fuertes, notificaciones a los marineros, marcas de carta, información del puerto local y sistemas tanto pasivos como activos de radar. Con todo esto se considera que el parque tendrá una leve influencia sobre la navegación, debido a la distancia a la costa y a las medidas de seguridad adoptadas, por lo que no se valora monetariamente este impacto.

Beneficios sobre el desarrollo industrial y el empleo

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. Potenciar el uso de la energía undimotriz, sobre la cual se espera un auge en los próximos años, puede servir, además de los beneficios medioambientales obvios, para atraer otras empresas del sector de las energías renovables.

Por otro lado, se generan puestos de trabajo, estimando la necesidad de 2,5 empleados por megavatio instalado, durante el periodo de operación. Este impacto será, por su dificultad, no valorable monetariamente, pese a ello, se incide en que facilitar e impulsar cualquier tipo de energía renovable supondrá un notable avance para la región escogida.

- **Aspectos medioambientales**

Coste sobre la pesca

Se valorarán los posibles gastos ocasionados por la interferencia del parque con actividades pesqueras, así como aquellas posibles interacciones originadas por el conexionado eléctrico. A la hora de seleccionar la ubicación ya se valoró este posible impacto, evitando los caladeros ricos en especies comerciales.

Por otro lado, los peces tienden a juntarse alrededor de grandes objetos situados en la superficie marina, ya sea filones de roca o estructuras artificiales. Los convertidores utilizados y la red eléctrica, atraerán cardúmenes de peces con mayor probabilidad y, por el refugio que provee debido a la falta de actividades de pesca en la localización del parque, las poblaciones de peces podrían aumentar. En definitiva, se considera que este coste no se tiene que valorar monetariamente por ser de carácter leve.

Coste sobre las aves

Los dispositivos no poseen grandes objetos estructurales que les impidan el vuelo, pudiendo actuar como espacio de descanso para grupos de aves locales y transitorias. Por otro lado, con el previsible aumento de peces, puede conllevar un aumento de la cantidad de aves en la zona por una mayor facilidad para su alimentación.

Es poco probable que el parque genere un impacto negativo en el comportamiento de la población de las aves locales, por lo cual no se valora monetariamente.

Costes derivados de los ruidos

Referido a los ruidos submarinos, aquellos que puedan afectar a mamíferos marítimos, provocados, por un lado, por las embarcaciones necesarias para remolcar las máquinas, sobre todo en la fase inicial del proyecto (instalación del equipo) mientras que en el periodo de operación, la intervención de estos será reducida.

Por otro lado, se tiene el ruido de los propios convertidores, por ejemplo el producido por motores generadores, los cuales producen ruidos con niveles de hasta aproximadamente 70-80dB. Sin embargo la propagación de ruido en el agua es pobre, lo cual determina que no se valore monetariamente este impacto por su poca influencia.

Costes y beneficios sobre la biodiversidad

Durante su operación los convertidores extraen energía del estado del mar, lo que causará una reducción de la energía total disponible pudiendo provocar cambios en la costa y en el suelo marino. Aproximadamente, el 80% de la energía de las olas disponible en un sitio profundo puede perderse de manera natural antes de llegar al litoral debido a efectos de fricción con el mar.

Los componentes conectores y sus instalaciones pueden causar alguna perturbación leve a las especies locales, es posible los componentes conectores atraigan a ciertas especies como moluscos o cangrejos. Tras el desmantelamiento de la instalación es probable una nueva perturbación localizada en la cubierta sedimentaria, aunque esto se restablecerá volviendo a su condición inicial en un periodo muy breve de tiempo.

La imposibilidad de pescar en la zona provocará que el parque se comporte como un área de conservación marina, pudiendo aportar una mayor biodiversidad que áreas no protegidas.

Por otro lado, se evitarán todo tipo de vertidos y contaminación perjudiciales para agua y aire, durante las fases de montaje e implantación del parque. Ante la dificultad de evaluar económicamente este impacto se toma la decisión de no tenerse en cuenta para nuestro análisis.

Beneficio por la reducción de CO₂

Los bonos de carbono o Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) son un método internacional, cuyo objetivo es el de reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente, siendo uno de los mecanismos propuestos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero.

La unidad utilizada para cuantificar este activo será tonelada de CO₂ equivalente, lo cual se traduce en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera y puede venderse en el mercado del carbono. El precio del CO₂ no emitido comenzó con un valor bastante elevado en los mercados de Europa, del orden de 25 €/tCO₂, precio que ha descendido paulatinamente.

Al no tener como consecuencia productos secundarios peligrosos ni residuos contaminantes, en la generación de electricidad a partir de la energía de las olas se puede valorar este ingreso, al igual que para otras fuentes de energía renovables.

Para determinar los ingresos por venta de carbono, se considera que el ahorro en la producción de CO₂ debido a la generación de electricidad por un medio limpio es de 0,609 tCO₂/MWh y que el precio de los bonos de carbono es de 8 €/tCO₂.

- Impactos relevantes

A continuación se tiene una tabla resumen de los impactos con mayor influencia para nuestro análisis.

Costes con mayor relevancia		
Económicos	Dispositivos	●
	Conexionado eléctrico	●
	Ingeniería	●
	Operación y mantenimiento	●
	Seguros	●
	Arrendamiento	○
	Empleo	●
	Desmantelamiento	●
Sociales	Visual	○
	Recibo de la luz	●
	Navegación marítima	○
Medioambientales	Pesca	○
	Aves	○
	Ruidos	○
	Biodiversidad	○

Ingresos con mayor relevancia		
Económicos	Venta de energía	●
	Fiscales	●
Sociales	Desarrollo industrial y del empleo	○
Medioambientales	Reducción CO2	●
	Biodiversidad	○

Tabla 26. Impactos más relevantes para el estudio. Fuente: Elaboración propia

4.2.4 Valorar monetariamente

Una vez seleccionados los impactos más relevantes para nuestro proyecto, se procede a valorar económicamente el coste o ingreso que supone cada uno de ellos para nuestro proyecto.

En primer lugar, para la planta que utiliza el convertidor de Pelamis se tiene:

- **Inversión inicial**

Dispositivos	19.500.000
<i>Nº convertidores</i>	10
<i>Precio unitario</i>	1.800.000
<i>Puesta en marcha</i>	1.500.000

Red eléctrica	14.195.000
<i>Subestación offshore</i>	3.000.000
<i>Red interna (m)</i>	1.200
<i>Coste unitario metro</i>	100
<i>Evacuación submarina (m)</i>	22.000
<i>Coste unitario metro</i>	200
<i>Evacuación terrestre (m)</i>	4.500
<i>Coste unitario metro</i>	150
<i>Montaje y puesta en marcha</i>	6.000.000

Ingeniería	1.000.000
-------------------	------------------

Inversión inicial total	34.695.000
--------------------------------	-------------------

Tabla 27. Inversión inicial para Pelamis. Fuente: Elaboración propia

- **Costes anuales**

Operación y mantenimiento	173.448
<i>Energía media producida (Mwh)</i>	11.563,2
<i>Coste unitario(15€/Mwh)</i>	15

Seguros	162.904,99
<i>Ingresos totales anuales</i>	1.629.049,91
<i>Porcentaje ingresos (%)</i>	10

Empleo	340.000
<i>Coste anual unitario</i>	17.000
<i>Nº empleados (2,7/Mw instalado)</i>	20

Desmantelamiento	65.000
<i>Coste dispositivos inicial</i>	19.500.000
<i>Porcentaje coste dispositivos</i>	0,05
<i>Coste total</i>	975.000

Costes anuales totales	741.352,99
-------------------------------	-------------------

Tabla 28. Costes anuales para Pelamis. Fuente: Elaboración propia

- Ingresos anuales

Venta Energía	809.424
<i>Energía media producida (Mwh)</i>	11.563,2
<i>Venta unitaria</i>	70

Reducción CO2	56.335,91
<i>Ahorro (tCO2/Mwh)</i>	0,609
<i>Energía media producida (Mwh)</i>	11.563,2
<i>Toneladas ahorradas</i>	7.041,98
<i>Bonos carbono (€/t CO2)</i>	8

Fiscales	763.290
<i>Inversión inicial</i>	34.695.000
<i>Porcentaje inversión inicial</i>	33
<i>Retorno total</i>	11.449.350

Ingresos anuales totales	1.629.049,91
---------------------------------	---------------------

Tabla 29. Ingresos anuales para Pelamis. Fuente: Elaboración propia

Resumen monetario para Pelamis	
<i>Inversión inicial</i>	34.695.000
<i>Costes anuales</i>	741.352
<i>Ingresos anuales</i>	1.629.049

Tabla 30. Resumen monetario para Pelamis. Fuente: Elaboración propia

En segundo lugar, para la planta basada en el convertidor Aquabuoy 2.0:

- **Inversión inicial**

Dispositivos	13.500.000
<i>Nº convertidores</i>	30
<i>Precio unitario</i>	400.000
<i>Puesta en marcha</i>	1.500.000

Red eléctrica	14.150.000
<i>Subestación offshore</i>	3.000.000
<i>Red interna (m)</i>	750
<i>Coste unitario metro</i>	100
<i>Evacuación submarina (m)</i>	22.000
<i>Coste unitario metro</i>	200
<i>Evacuación terrestre (m)</i>	4.500
<i>Coste unitario metro</i>	150
<i>Montaje y puesta en marcha</i>	6.000.000

Ingeniería	1.000.000
-------------------	------------------

Inversión inicial total	28.650.000
--------------------------------	-------------------

Tabla 31. Inversión inicial para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

- **Costes anuales**

Operación y mantenimiento	248.346
<i>Energía media producida (Mwh)</i>	16.556,4
<i>Coste unitario(15€/Mwh)</i>	15

Seguros	186.991,07
<i>Ingresos totales anuales</i>	1.869.910,78
<i>Porcentaje ingresos (%)</i>	10

Empleo	340.000
<i>Coste anual unitario</i>	17.000
<i>Nº empleados (2,7 / Mw instalado)</i>	20

Desmantelamiento	45.000
<i>Coste dispositivos inicial</i>	13.500.000
<i>Porcentaje coste dispositivos</i>	0,05
<i>Coste total</i>	675.000

Costes anuales totales	820.337,07
-------------------------------	-------------------

Tabla 32. Costes anuales para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

- **Ingresos anuales**

Venta Energía	1.158.948
<i>Energía media producida (Mwh)</i>	16.556,4
<i>Venta unitaria</i>	70

Reducción CO2	80.662,78
<i>Ahorro (tCO2/Mwh)</i>	0,609
<i>Energía media producida (Mwh)</i>	16.556,4
<i>Toneladas ahorradas</i>	10.082,85
<i>Bonos carbono (€/t CO2)</i>	8

Fiscales	630.300
<i>Inversión inicial</i>	28.650.000
<i>Porcentaje inversión inicial</i>	33
<i>Retorno total</i>	9.454.500

Ingresos anuales totales	1.869.910,8
---------------------------------	--------------------

Tabla 33. Ingresos anuales para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

Resumen monetario para Aquabuoy 2.0	
<i>Inversión inicial</i>	28.650.000
<i>Costes anuales</i>	820.337
<i>Ingresos anuales</i>	1.869.910

Tabla 34. Resumen monetario para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

	Pelamis	Aquabuooy 2.0
Inversión inicial	34.695.000	28.650.000
Costes anuales	741.352	820.337
Ingresos anuales	1.629.049	1.869.910

Tabla 35. Comparativa monetaria entre casos de estudio. Fuente: Elaboración propia

En vista de los resultados obtenidos es previsible que, en el horizonte temporal marcado de 15 años, los ingresos obtenidos anuales, los cuales son mayores que los costes anuales, no sean suficientes para cubrir la inversión inicial, provocando una rentabilidad negativa para el proyecto.

4.2.5 Obtener indicadores

El siguiente paso de Análisis Coste Beneficio es calcular los indicadores de rentabilidad, se estableció que se debía calcular los valores del Valor Actualizado Neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el ratio Beneficio/Coste.

Se recuerda que para el cálculo de estos indicadores se determinaron unos valores para distintos parámetros debido al tipo de proyecto analizado. Estos fueron: tasa de descuento del 7%, un horizonte temporal de 15 años e IPC no considerable a lo largo de todo el periodo de vida útil, con todo lo anterior se obtiene el siguiente resultado:

Indicadores para Pelamis	
VAN	-26.609.933
TIR	-10,12%
B/C	0,35

Tabla 36. Indicadores para el proyecto de Pelamis. Fuente: Elaboración propia

Indicadores para Aquabuoy 2.0	
VAN	-19.090.573
TIR	-6,69%
B/C	0,47

Tabla 37. Indicadores para el proyecto de Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

Se observa un VAN negativo para ambos casos, lo cual era algo previsible, pues la inversión inicial necesaria es muy elevada, así como los costes anuales producidos por estas máquinas. Todo esto unido a que la potencia real que se genera para cada convertidor es muy distante de la potencia máxima, hace que los ingresos anuales obtenidos no sean suficientes para, en el horizonte temporal seleccionado, generar una rentabilidad positiva para nuestro proyecto. En el Aquabuoy 2.0, aunque menor, sigue muy alejado de ser positivo.

De manera similar el TIR es negativo, se recuerda que la implantación de un proyecto se considera aconsejable si el TIR supera a la tasa de descuento, en nuestro caso del 7%, por lo que se ambos proyectos se encuentran muy alejados de ese valor.

También el ratio B/C (Beneficio/Coste) expresa un valor que no aconseja realizar el proyecto, siendo rentables aquellos cuyo valor superase la unidad.

El proyecto, en vista de los resultados, no será rentable económicamente, tal y como se esperaba de esta energía emergente cuya competitividad económica en el mercado es aún escasa.

4.2.6 Análisis de sensibilidad

El objetivo en este apartado es determinar las variables críticas en el proyecto, es decir, al tratarse de un análisis económico, aquellas que su variación provoca una mayor variación del VAN.

Para ello, de manera sistemática se incrementa un 1% el valor de aquellos parámetros que inicialmente de manera subjetiva se consideran más determinantes respecto al valor que se eligió como inicial en el escenario neutro. Por definición, se considerarán críticos aquellos que provoquen una variación mayor del 1 % en el valor del VAN, sin embargo este estudio sirve como una aproximación para determinar los parámetros críticos, pudiendo considerarse alguno que no alcance las variaciones marcadas por la teoría.

Como apunte inicial, se debe comprobar que un aumento de un parámetro referido a un coste conlleva una variación del VAN negativa con respecto a la inicial, ocurriendo de manera contraria con los parámetros relativos a los ingresos.

En el parque de Pelamis se tiene un VAN inicial de -26.609.933 y haciendo las variaciones oportunas se llega a los siguientes resultados:

Parámetro	Valor	VAN	Variación VAN
Inversión inicial (€)	35.041.950	-26.894.315	- 1,07 %
Coste O & M (€)	15,15	-26.625.730	- 0,06 %
Energía producida (Mwh)	1645340,41	-26.476.398	0,51 %
Precio energía (€/Mwh)	70,7	-26.543.583	0,25 %
Precio t CO2 (€)	8,08	-26.605.315	0,02 %
Retorno fiscal (%)	0,3333	-26.547.365	0,24 %
Tasa descuento	0,0707	-26.645.558	- 0,14 %

Tabla 38. Cálculo de parámetros críticos para Pelamis. Fuente: Elaboración propia

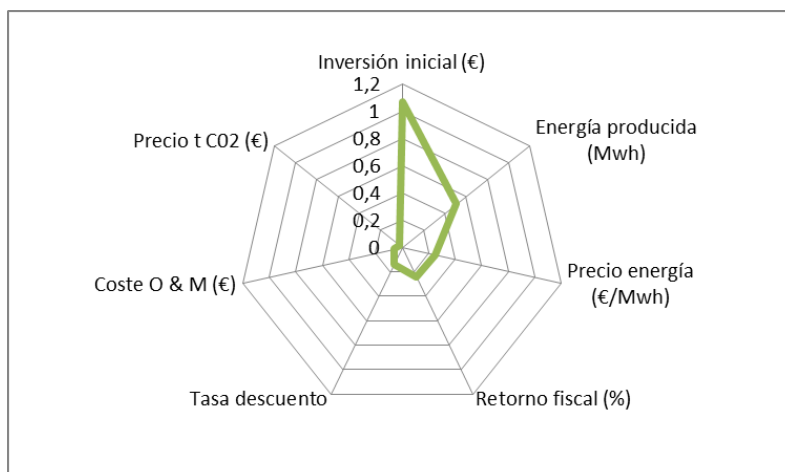


Ilustración 32. Gráfico de valores críticos para Pelamis. Fuente: Elaboración propia

Para nuestro segundo caso de estudio, el parque de Aquabuoy, se tiene un VAN inicial de -19.090.573 y actuando de igual manera que para el primer caso se obtiene:

Parámetro	Valor	VAN	Variación VAN
Inversión inicial (€)	28.936.500	-19.325.407	- 1,23 %
Coste O & M (€)	15,15	-19.113.192	- 0,12 %
Energía producida (Mwh)	16721,964	-19.011.580	0,42 %
Precio energía (€/Mwh)	70,7	-18.995.573	0,50 %
Precio t CO2 (€)	8,08	-19.083.961	0,04 %
Retorno fiscal (%)	0,3333	-19.038.907	0,28 %
Tasa descuento	0,0707	-19.132.695	- 0,22 %

Tabla 39. Cálculo de parámetros críticos para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

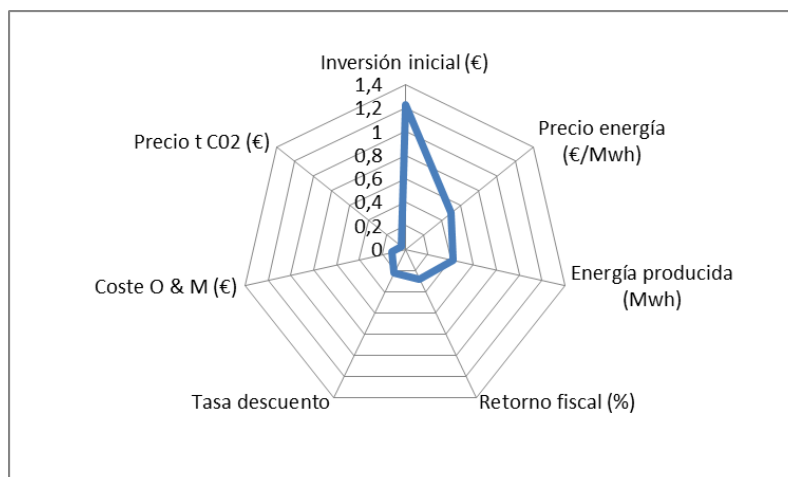


Ilustración 33. Gráfico de valores críticos para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

De manera visual, se observa en ambos gráficos unos parámetros críticos similares para ambos casos y en sintonía a lo comentado a lo largo del proyecto.

Se considerarán como críticos para nuestro análisis de escenarios la inversión inicial, la cual es el valor más determinante, el retorno fiscal, por considerar que un mayor apoyo por parte de diversas instituciones a energías renovables es muy beneficioso, sin embargo en estas energías no debe depender su rentabilidad fundamentalmente de este retorno fiscal, actuando este parámetro como un simple apoyo. Por último, se considerará también la mejora de la productividad y de la propia máquina. Para ello se tiene en cuenta que en estas máquinas la potencia generada es aproximadamente, por diversas causas, el 25 % de la potencia máxima, con lo que una mejora general en la tecnología de estos equipos provoca, por un lado, un incremento notable en la energía producida y, por otro, un ahorro en los costes de operación y mantenimiento.

El precio de la energía, por ser el coste más directo con respecto al consumidor y pese a poder ser determinante, no se analizará, puesto que el objetivo del proyecto es comprobar si la energía undimotriz es admisible para su incursión en el mix energético, pero no de manera que esta provoque un sobrecoste aun mayor del ya propuesto en los costes del precio de la energía del escenario neutro.

Para cada caso de estudio se analizan 3 escenarios adicionales, uno pesimista y dos optimistas, variando en igual porcentaje para ambos casos los parámetros críticos seleccionados anteriormente, siguiendo el orden habitual se tiene a continuación los resultados obtenidos para Pelamis y Aquabuoy respectivamente.

Pesimista

Parámetro	Incremento	Valor	VAN
Inversión inicial (€)	10 %	38.164.500	-30.148.765
Coste O & M (€)	5%	15,75	
Energía producida (Mwh)	-5%	10985,04	
Retorno fiscal (%)	-5%	0,3135	

Optimista 1

Parámetro	Incremento	Valor	VAN
Inversión inicial (€)	-20 %	27.756.000	-17.795.041
Coste O & M (€)	-5 %	14,25	
Energía producida (Mwh)	50 %	17344,8	
Retorno fiscal (%)	5%	0,3465	

Optimista 2

Parámetro	Incremento	Valor	VAN
Inversión inicial (€)	-30 %	24.286.500	-11.807.552
Coste O & M (€)	-10 %	13,5	
Energía producida (Mwh)	100 %	23126,4	
Retorno fiscal (%)	10 %	0,363	

Tabla 40. Resultados de los escenarios para Pelamis. Fuente: Elaboración propia

Pesimista

Parámetro	Incremento	Valor	VAN
Inversión inicial (€)	10 %	31.515.000	-22.225.481
Coste O & M (€)	5%	15,75	
Energía producida (Mwh)	-5%	15728,58	
Retorno fiscal (%)	-5%	0,3135	

Optimista 1

Parámetro	Incremento	Valor	VAN
Inversión inicial (€)	-20 %	22.920.000	-10.067.929
Coste O & M (€)	-5 %	14,25	
Energía producida (Mwh)	50 %	24834,6	
Retorno fiscal (%)	5%	0,3465	

Optimista 2

Parámetro	Incremento	Valor	VAN
Inversión inicial (€)	-30 %	20.055.000	-3.332.191
Coste O & M (€)	-10 %	13,5	
Energía producida (Mwh)	100 %	33112,8	
Retorno fiscal (%)	10%	0,363	

Tabla 41. Resultados de los escenarios para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia

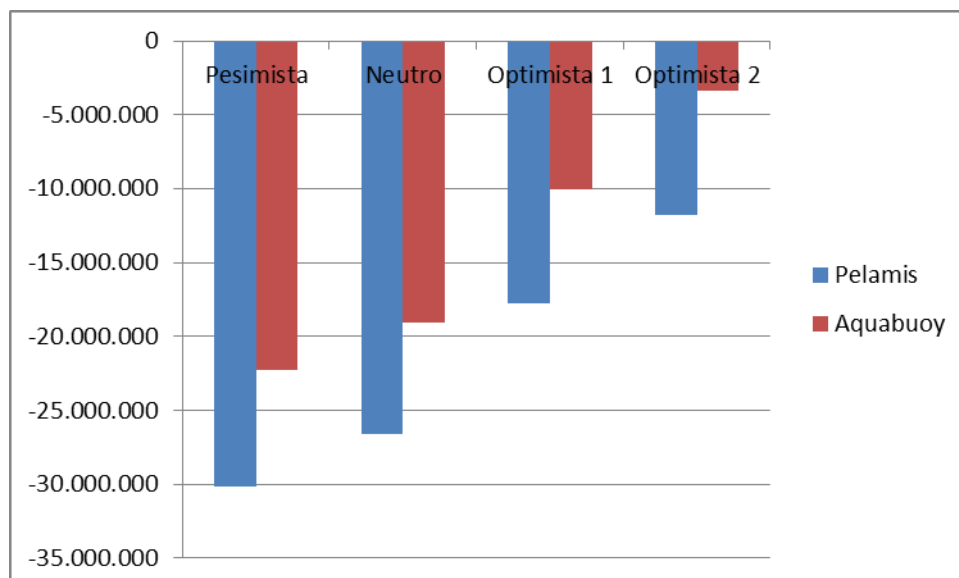


Ilustración 34. Comparativa de escenarios entre casos de estudio. Fuente: Elaboración propia

Viendo los resultados obtenidos, el VAN permanece negativo en todos los escenarios contemplados, y se aprecia una mejora importante en el caso de los Aquabuoy 2.0 respecto a los Pelamis. Sin embargo, teniendo en cuenta que en ambos casos el coste inicial requerido por la red eléctrica es de aproximadamente 15 millones, si este coste no se incluye en el estudio o estableciendo sinergias a partir de esta instalación con otros usos, como plantas desalinizadoras u otros parques energéticos offshore, con los cuales dividir este gasto puede provocar que el resultado no sea negativo.

Con todo lo anterior, se confirma que esta energía aun con una serie de mejoras propuestas, dista de ser competitiva con respecto a otras renovables e incluirse en el mix energético.

4.2.7 Análisis de riesgos

Para llevar a cabo este método se estima una distribución de probabilidad a cada uno de los parámetros elegidos, la cual será uniforme para todos. Se utiliza esta distribución porque es la que mayor incertidumbre supone, valorando cualquier opción por igual entre el mínimo y el máximo establecido. A continuación, se realiza la simulación de Montecarlo, en la cual se analizan 500 escenarios de manera aleatoria, dentro de las variaciones de cada parámetro propuestas.

En los costes se tiene unas variaciones de: 0,8 y 1,2 para la inversión inicial 0,9 y 1,05 para operación y mantenimiento y de 0,95 y 1,05 para seguros, salarios y desmantelamiento. En cuanto a los ingresos estos rangos serán de: 1 y 1,4 para la venta de energía y de 0,95 y 1,1 para la reducción de CO₂ y fiscales. Por último, la tasa de descuento oscila entre 0,95 y 1,05.

Simulación Montecarlo para Pelamis	
Media	-24.980.267,78
Mediana	-25.142.924
Mínimo	-34.839.978,51
Máximo	-14.402.443,19
Desviación estándar	4.752.836,256

Simulación Montecarlo para Aquabuoy	
Media	-14.457.540,62
Mediana	-14.638.473,71
Mínimo	-23.450.111,11
Máximo	-6.061.564,00
Desviación estándar	3.775.053,826

Tabla 42. Valores Simulación Montecarlo para ambos casos. Fuente: Elaboración propia

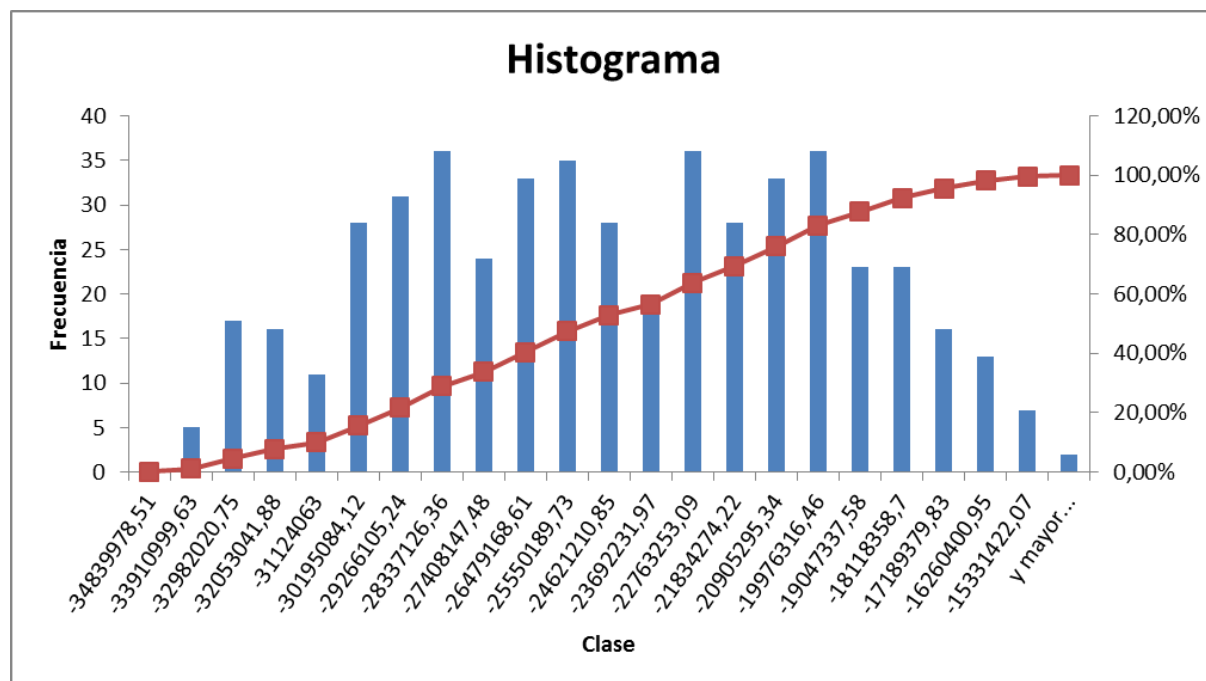


Ilustración 35. Probabilidad y función de distribución del VAN para Pelamis. Fuente: Elaboración propia

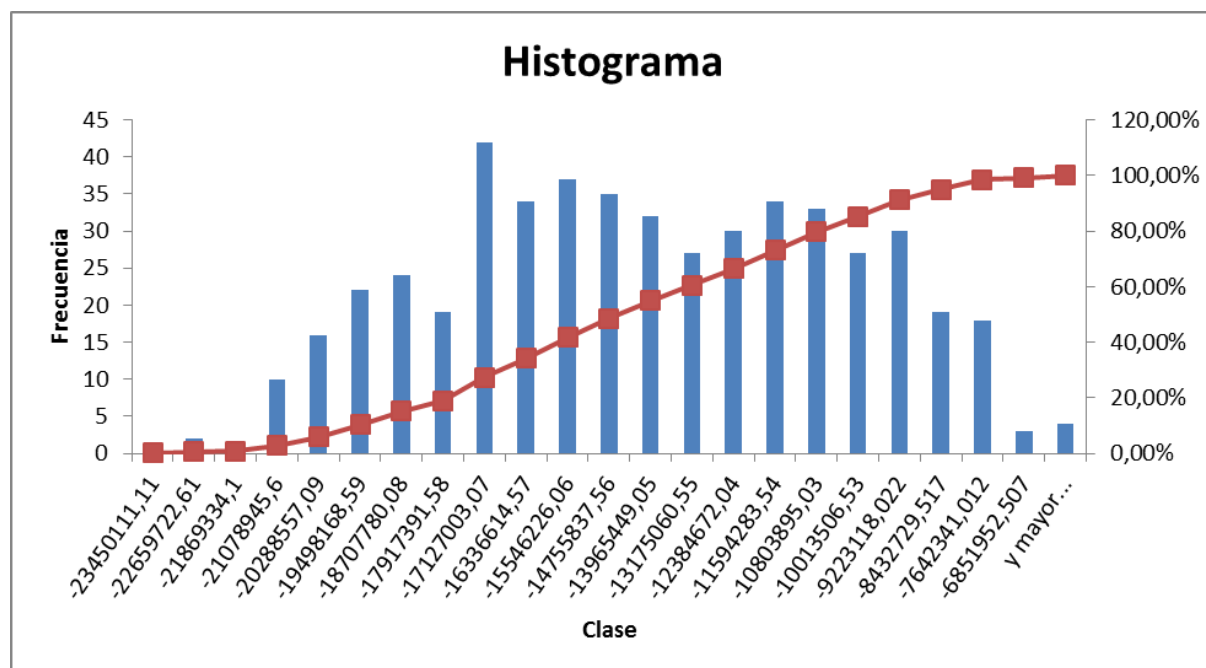


Ilustración 36. Probabilidad y función de distribución del VAN para Pelamis. Fuente: Elaboración propia

Al haber elegido parámetros, en general, con variaciones más positivas en ingresos, como en la venta de energía, y más negativos para costes, se obtienen unos resultados de escenarios que tendrán una tendencia más positiva frente al escenario base. De esta manera, el valor medio del VAN es levemente menor para ambos casos que el inicial.

Pese a que en ningún momento el VAN llega a ser positivo para los dos casos, se observan valores cercanos a los obtenidos para los casos particulares del apartado anterior, los cuales tenían variaciones bastante elevadas de los considerados parámetros críticos. Esto ocurre sobre todo para el caso de Aquabuoy.

La desviación estándar indica el grado de dispersión de los valores obtenidos con respecto a la media. Al realizar un gran número de interacciones para ambos casos, en los cuales se varían los parámetros de manera aleatoria da lugar a un valor intermedio-alto.

En consonancia con lo anterior en ambas gráficas se puede ver que aproximadamente el 70% de los escenarios estudiados dan lugar a un VAN mayor que el inicial, debido a la selección en general de valores de rangos de manera optimista para este análisis.

5. CONCLUSIONES

El objetivo principal del proyecto era determinar la rentabilidad económica de la instalación en la costa de Cantabria de parques undimotrices, lo cual, en vista de los resultados obtenidos, se puede afirmar que actualmente la instalación de los dos convertidores seleccionados y, en general, de cualquier tecnología de este tipo no resulta rentable.

En este estudio se pueden diferenciar claramente dos partes, con el objeto de cumplir una serie de objetivos secundarios para alcanzar el principal. En primer lugar, siguiendo la metodología técnica, se ubicó el parque en la zona correspondiente a la boya SIMAR 3132040, por sus mejores características.

Teniendo en cuenta los factores de localización y del estado de desarrollo de las diversas tecnologías existentes, se decidió estudiar los mecanismos Pelamis P-750 y el Aquabuoy 2.0, y bajo el concepto de PMGD, se planificaron dos parques con una potencia instalada máxima de 7500 kw, siendo necesarios 10 Pelamis con una energía media total anual de 11,56 GWh y 30 Aquabuoy con una energía media total anual de 16,55 Gwh para cada parque. También se proyectó su layout y el conexionado eléctrico necesario para utilizar esta energía generada.

En segundo lugar, siguiendo los pasos de la metodología económica ACB, y una vez obtenidos y valorados monetariamente aquellos impactos relevantes para ambos proyectos se obtuvo los siguientes indicadores de rentabilidad:

	Pelamis	Aquabuoy
<i>VAN</i>	-26.609.933	-19.090.573
<i>TIR</i>	-10,12%	-6,69%
<i>B/C</i>	0,35	0,47

Los valores alcanzados muestran que no es recomendable económicamente continuar con los proyectos, pues ambos no serán rentables.

Con el objetivo de analizar las causas de estos resultados se continuó con un análisis de sensibilidad, en el cual, tras detectar como críticos la inversión inicial, mejora de las máquinas y su productividad y el retorno fiscal, se elaboraron una serie de escenarios, desde distintos puntos de vista para comprobar su afectación en el indicador VAN.

Adicionalmente, se realizó un análisis de riesgo o método de Montecarlo, en el cual se simulan 500 escenarios variando aleatoriamente entre unos límites establecidos todos los parámetros que fueron valorados monetariamente. Obteniendo unos valores en consonancia con los escenarios base y propuestos. Este proceso ayudó para confirmar los parámetros más sujetos a mejoras, cuyo margen es suficientemente amplio para obtener una rentabilidad positiva.

En conclusión, esta energía emergente no es competitiva aun en el mercado eléctrico actual, sin embargo, con el estudio realizado se han detectado causas bastante influentes en este resultado. El coste de la inversión inicial es demasiado elevado, tanto en equipo como de la red eléctrica, contemplar un sistema de sinergias con otras prácticas es una de las soluciones para reducir este último.

La diversidad tecnológica es problemática, una mejora focalizada en convertidores concretos provocará una mejora del rendimiento (en el estudio aproximadamente 30% del máximo) y a su vez un decremento en los costes asociados a la operación y mantenimiento.

Por último, un mayor apoyo por parte del gobierno en forma de retornos fiscales puede significar el paso definitivo a la viabilidad del proyecto, y con ello, la inclusión de mayor variedad de energías renovables en el mercado eléctrico necesario para el cumplimiento, social y legal, de metas medioambientales que tanto preocupan en la actualidad.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Bizama, R. 2013. *Estudio Técnico Económico para el aprovechamiento de la energía undimotriz en Chile*. Proyecto de Fin de Grado. Universidad de Bío-Bío. Disponible en: http://cybertesis.ubiobio.cl/tesis/2013/bizama_r/doc/bizama_r.pdf
- Comisión Europea (2003), *Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión*. (Unidad responsable de la evaluación DG Política Regional Comisión Europea)
- Fernández Díez, P. *Energías de las olas*. Biblioteca sobre Ingeniería Energética. Disponible en: <http://es.pfernandezdiez.es/>
- IBAÑEZ EREÑO, P. 2008. *Energías de las olas: Situación y Futuro*. TECNALIA. Universidade da Coruña. Disponible en: <https://www.udc.es/>
- IDAE. *Plan de Energías Renovables PER 2011-2020*. 2011. Madrid.
- IDAE. IH Cantabria. *Evaluación del Potencial de la Energía de las Olas*. EPEOE 2011. España.
- Instituto Nacional de Estadística. (2017) Disponible en: <http://www.ine.es/>
- Puertos del estado. Disponible en: <http://www.puertos.es>
- 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)
- Rojas, J.A. 2009. *Evaluación Técnico Económica de una central undimotriz con tecnología Pelamis en Chile*. Proyecto de Fin de Grado. Universidad de Chile. Disponible en: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/103588>

- Sergas. 2014. *Ayuda de Distribuciones de probabilidad*. Disponible en: https://www.sergas.es/Saudepublica/Documents/1899/Ayuda_Epidat_4_Distribucion_es_de_probabilidad_Octubre2014.pdf
- Torres Ortega, S. Aplicaciones a proyectos de ingeniería. *Evaluación de proyectos y servicios públicos*. Cantabria: Universidad. Disponible en: <https://sites.google.com/site/saultorresortega/>
- Torres Ortega, S. (2014), Nuevos problemas en la evaluación de proyectos de ingeniería. DÍAZ SIMAL, P., Director. Tesis doctoral.
- Universidad de Barcelona. 2014. *Distribuciones continuas*. Disponible en: <http://www.ub.edu/stat/GrupsInnovacio/Statmedia/demo/Temas/Capitulo4/B0C4m1t0.htm>

7. ÍNDICE DE ILUSTRACIONES Y TABLAS

7.1 ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1. Distribución mundial media anual de la energía de las olas en mar abierto. Fuente: IH Cantabria .</i>	<i>8</i>
<i>Ilustración 2. Distribución media anual de la energía de las olas en mar abierto (kW/m).....</i>	<i>9</i>
<i>Ilustración 3. Potencia media del oleaje en España. Fuente: IH Cantabria.....</i>	<i>10</i>
<i>Ilustración 4. Tipos de olas y energía en ellas contenida. Fuente: pfernandezdiez.es.....</i>	<i>15</i>
<i>Ilustración 5. Parámetros analíticos en el aprovechamiento energético de una ola. Fuente: UTN Frba.....</i>	<i>16</i>
<i>Ilustración 6. Parámetros y forma de la ola en la Teoría de Stokes. Fuente: Fernández Díez, Pedro.....</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 7. Parámetros y forma de la ola en la Teoría de la onda solitaria. Fuente: Fernández Díez, Pedro ...</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 8. Clasificación de los convertidores según su ubicación. Fuente: PER 2011-2020.....</i>	<i>20</i>
<i>Ilustración 9. Clasificación de los convertidores según su principio de captación. Fuente: IH Cantabria.....</i>	<i>22</i>
<i>Ilustración 10. Clasificación de los convertidores según su tamaño y orientación. Fuente: IH Cantabria.....</i>	<i>23</i>
<i>Ilustración 11. Batimetría de la zona norte de España. Fuente: EPEOE 2011-2020.....</i>	<i>27</i>
<i>Ilustración 12. Potencia media en el litoral norte en las distintas estaciones del año. Fuente: IH Cantabria.....</i>	<i>30</i>
<i>Ilustración 13. Representación gráfica de los criterios de Pareto y Kaldor-Hicks. Fuente: Saúl Torres.....</i>	<i>37</i>
<i>Ilustración 14. Comparación VAN y Tasa de Descuento. Fuente: Marco Tulio.....</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 15. Función densidad del modelo normal. Fuente: MBA Málaga.....</i>	<i>45</i>
<i>Ilustración 16. Función densidad del modelo triangular. Fuente: Wikiwand.....</i>	<i>46</i>
<i>Ilustración 17. Zonas estudiadas para seleccionar la ubicación. Fuente: Puertos del Estado.....</i>	<i>49</i>
<i>Ilustración 18. Características dispositivo Pelami. Fuente: Julia Fernández.....</i>	<i>53</i>
<i>Ilustración 19. Layout de la planta de Pelamis. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>56</i>
<i>Ilustración 20. Layout de la planta de Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>57</i>
<i>Ilustración 21. Detalle de la red eléctrica en Cantabria. Fuente: REE.....</i>	<i>58</i>
<i>Ilustración 22. Conexión eléctrica del parque undimotriz. Fuente: Google Maps.....</i>	<i>58</i>
<i>Ilustración 23. Esquema red interior del parque de Pelamis. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>60</i>
<i>Ilustración 24. Esquema red interior del parque de Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>60</i>
<i>Ilustración 25. Cable XPLE tripolar submarino y características. Fuente: AB.....</i>	<i>61</i>
<i>Ilustración 26. Subestación eléctrica offshore. Fuente: REVE.....</i>	<i>62</i>
<i>Ilustración 27. Comparación HVDC/HVAC en función del coste y la distancia. Fuente: Komhedos.....</i>	<i>62</i>
<i>Ilustración 28. Cable XPLE unipolar submarino y características. Fuente: ABB.....</i>	<i>63</i>
<i>Ilustración 29. Cable XPLE subterráneo y características. Fuente: ABB.....</i>	<i>64</i>
<i>Ilustración 30. Detalle línea eléctrica en la zona terrestre. Fuente: Google Maps.....</i>	<i>64</i>
<i>Ilustración 31. Evolución anual del IPC, base 2016. Fuente: INE.....</i>	<i>67</i>
<i>Ilustración 32. Gráfico de valores críticos para Pelamis. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>85</i>

<i>Ilustración 33. Gráfico de valores críticos para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 34. Comparativa de escenarios entre casos de estudio. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 35. Probabilidad y función de distribución del VAN para Pelamis. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 36. Probabilidad y función de distribución del VAN para Pelamis. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>91</i>

7.3 ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Potencial de producción anual de las energías del mar. Fuente: Agencia Energy System OES</i>	<i>5</i>
<i>Tabla 2. Dispositivos según su ubicación. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 3. Dispositivos según su principio de captación. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 4. Dispositivos según su tamaño y orientación respecto a la ola. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 5. Dispositivos según su comportamiento dinámico. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 6. Clasificación de los convertidores. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 7. Pasos a seguir para determinar las características técnicas de la planta. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 8. Potencia media por comunidades a profundidades desconocidas. Fuente: EPEOE 2011-2020.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 9. Potencia media por comunidades autónomas a 100 m de profundidad. Fuente: EPEOE 2011-2020.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 10. Potencia media por comunidades autónomas a 50 m de profundidad. Fuente: EPEOE 2011-2020.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 11. Potencia media por comunidades autónomas a 20 m de profundidad. Fuente: EPEOE 2011-2020.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 12. Estado de desarrollo de los principales convertidores. Fuente: Elaboración Propia</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 13. Etapas de la metodología Análisis Coste-Beneficio. Fuente: Elaboración Propia</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 14. Resumen Metodología de estudio. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 15. Datos Hs / Tp SIMAR 3132040 para el año 2018. Fuente: Puertos del Estado</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 16. Datos Hs / Tp SIMAR 3136040 para el año 2018. Fuente: Puertos del Estado</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 17. Datos Hs / Tp SIMAR 3140040 para el año 2018. Fuente: Puertos del Estado</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 18. Datos Hs / Tp SIMAR 3144040 para el año 2018. Fuente: Puertos del Estado</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 19. Evaluación y comparación de las zonas propuestas. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 20. Matriz de potencias Pelamis P-750. Fuente: Rodrigo Bizama.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 21. Matriz de potencias Aquabuoy 2.0. Fuente: Rodrigo Bizama.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 22. Determinación de número de elementos. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 23. Energía media para cada instalación. Fuente. Elaboración propia</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 24. Secciones para la red eléctrica de Pelamis. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 25. Secciones para la red eléctrica de Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 26. Impactos más relevantes para el estudio. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 27. Inversión inicial para Pelamis. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 28. Costes anuales para Pelamis. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>77</i>

<i>Tabla 29. Ingresos anuales para Pelamis. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 30. Resumen monetario para Pelamis. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 31. Inversión inicial para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 32. Costes anuales para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 33. Ingresos anuales para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 34. Resumen monetario para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 35. Comparativa monetaria entre casos de estudio. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 36. Indicadores para el proyecto de Pelamis. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 37. Indicadores para el proyecto de Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 38. Cálculo de parámetros críticos para Pelamis. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 39. Cálculo de parámetros críticos para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 40. Resultados de los escenarios para Pelamis. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 41. Resultados de los escenarios para Aquabuoy. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 42. Valores Simulación Montecarlo para ambos casos. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>90</i>