

**DOCUMENTO N° 4:
PRESUPUESTO**

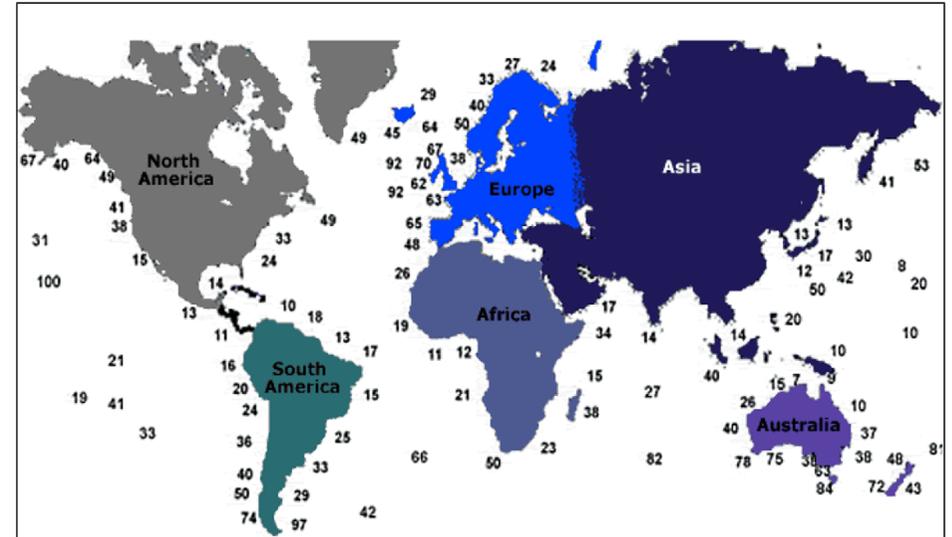
ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. FACTORES QUE INFLUYEN EN LOS COSTES.....	4
3. COSTES DE CONSTRUCCIÓN.....	6
4. COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	8
5. PRESUPUESTO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.....	9
6. PRESUPUESTO PARA CONOCIMIENTO DE LA ADMINISTRACIÓN.....	11

1. INTRODUCCIÓN

En 2007, la Unión Europea se comprometió a transformar Europa en una economía altamente eficiente en energía y de bajo consumo de GEI (Gases de Efecto Invernadero), comprometiéndose a reducir el 20% de las emisiones de CO₂, a reducir el 20% del consumo de energía y alcanzar el objetivo de que el 20% del total de Consumo energético de la UE provenga de energías renovables (Directiva 2009/28 / CE). El principal objetivo de esta política ha sido la energía eólica y solar. Sin embargo, para obtener los porcentajes deseados, es necesario desarrollar otras formas de energía renovable menos desarrolladas en la actualidad, pero con un alto potencial, como la energía marina, transportada por las olas oceánicas, las mareas, la salinidad y las diferencias de temperatura del océano. Entre estas diferentes alternativas, este trabajo se centra en la energía de olas, que aunque está en una fase inicial de desarrollo, presenta amplias posibilidades para el futuro gracias a su enorme potencial de producción de electricidad, al igual que las mareas o la energía de los vientos oceánicos. De hecho, el recurso mundial de energía de olas se estima en 17 TWh / año, con los valores más grandes de la potencia media de las olas en las latitudes medias (entre 30° y 60°). (**Figura 1**)

Sin embargo, las principales barreras en el desarrollo de las energías marinas son: (i) el temprano desarrollo de las tecnologías, (ii) las incertidumbres sobre los impactos costeros y marinos de las granjas de oleaje, y (iii) el hecho de que han sido considerados antieconómico. En este sentido, la importancia de la evaluación económica de la energía de olas difícilmente puede ser superada; de hecho, la viabilidad



económica es una condición “sine qua non” para el desarrollo de esta novedosa energía renovable, la cual, implica una evaluación detallada de los costes y los beneficios privados asociados a

Figura 1: Distribución mundial del recurso energético de las olas (potencia media de las olas en kW m^{-1})

la inversión en estas tecnologías. De esta manera, la gran mayoría de los estudios sobre este campo se basan en este último punto. De hecho, es posible encontrar estudios sobre la rentabilidad de la energía de olas en lugares específicos de acuerdo con el sistema de carga actual. Por ejemplo, (Dalton, Alcorn, Lewis et al. 2012) o (Deane, Dalton, Ó Gallachóir et al. 2012) se centran en la economía irlandesa, (Allan, Gilmartin, McGregor, Swales et al. 2011) en el Reino Unido y (Allan et al. 2008) analiza los efectos sobre la economía escocesa de la instalación de 3 GW de energía de olas: efectos de PIB (Producto Interior Bruto), creación de nuevos empleos, etc. Sin embargo, como la tecnología de la energía de olas está en una fase inicial de investigación (López, Andreu, Ceballos, Martínez de Alegría, Kortabarria et al.

2013) y es difícil estimar los costos y el rendimiento del dispositivo y el resto de la instalación, la mayor parte de los estudios económicos actuales se sobresimplifican y esto podría crear inseguridad en los inversores. En este contexto, este estudio establece los diferentes costos incurridos en una granja de energía de olas, sus valores previsibles y su evolución futura. Con esta información, se calcula el coste nivelado (€/MWh) y se compara con el de otros recursos energéticos. Además, se analizan los ingresos esperados de las explotaciones de energía de olas. El presente estudio concierne a las explotaciones de energía de oleaje marino, ya que este tipo de explotación es más próximo que cualquier otro al desarrollo comercial (*Cruz et al. 2008; Falcao et al. 2010*), y con base en él, un análisis completo y detallado de la viabilidad del desarrollo de una planta de energía de olas.

En cuanto a lo que se refiere al análisis económico, el coste de la energía de olas depende de muchos factores:

- Coste capital.
- Coste de operación.
- Coste de mantenimiento.

La cantidad de energía producida está relacionada con el coste ya que si un dispositivo trabaja correctamente proporcionando gran cantidad de energía, el coste ponderado será menor que en uno cuya eficiencia es escasa. El balance entre lo que nos supone económicamente producir y la cantidad que al final obtenemos determinará el coste de la energía y si su explotación es viable desde el punto de vista económico.

Es evidente, que dichos valores dependerán fuertemente de la localización y tamaño de la instalación, y que además irán variando año

tras año. En los siguientes apartados, se pretende establecer en primer lugar un orden de magnitud del grado de importancia de los diferentes costes asociados, su evolución con el tiempo y establecer valores aproximados de referencia. La finalidad de todo esto será ver si una vez hecho el análisis de oleaje disponible en la costa española es éste realmente un recurso aprovechable desde un punto de vista económico.

2. FACTORES QUE INFLUYEN EN LOS COSTES

Modificaciones en el **diseño inicial**. Es posible que el dispositivo necesite un cambio radical en el sistema de captación o bien en el tipo de materiales usados.

Elección de la localización según la **distancia a la costa**. Relacionada con el coste de: cable submarino, amarres y la distancia que deben recorrer los barcos hasta llegar allí. En dispositivos offshore el factor riesgo estructural incrementa los costes.

Elección de la **localización según potencial**. Es evidente que en un lugar donde se disponga de mayor potencial sería más viable la instalación de un captador de energía que en un lugar menos favorecido. Sin embargo, en un emplazamiento con clima marítimo muy extremo el riesgo de daño estructural es elevado y el dispositivo no sería capaz de abarcar todo el rango de alturas y periodos. Por este motivo se dan casos en los que, aunque la localización no sea la mejor zona, la funcionalidad sí lo es.

Lugar donde se realizan las **operaciones de mantenimiento: en la costa o mar adentro**. Mar adentro se acorta el tiempo en el que el dispositivo está de baja y se puede acceder mediante una pequeña embarcación, mientras que para transportar el dispositivo entero se requeriría una mayor infraestructura. Tanto el acceso de personal como

la reparación del dispositivo es muy aparatosa mar adentro y se encuentra condicionada por el estado del mar. En la costa la reparación y mantenimiento es posiblemente más eficaz ya que se puede realizar de un modo más exhaustivo.

Frecuencia y duración de las operaciones de mantenimiento haciendo balance de aquellas que se preveían y aquellas que no. Las previstas se podrán llevar a cabo en periodos de calma mientras que las que no están planeadas es posible que tarden en poder ejecutarse debido al estado del mar y el riesgo que implique.

Tipo de **embarcaciones necesarias** para las operaciones de inspección, mantenimiento y reposición y si éstas son propias, en el caso de un parque de olas, o alquiladas. Representan un coste a tener en cuenta.

Cambios en el **tamaño del dispositivo**. Para algunos dispositivos se incrementa la energía extraída mediante el aumento de tamaño del dispositivo siguiendo una economía de escala. Para otros en cambio, un aumento de tamaño implica una disminución de la eficiencia, dejando el coste estructural demasiado elevado para hacer viable el proyecto.

Cambios en la **calibración del generador**. Si se encuentra calibrado muy alto para absorber pequeñas cantidades de energía sería ineficiente, mientras que si está calibrado muy bajo no será capaz de captar las condiciones más extremas y energéticas de oleaje. Será importante mantener un balance de manera que el dispositivo genere cantidad razonable electricidad continuamente.

Paso de **unidad a parque de olas**. Algunas tecnologías se disponen de manera que una unidad contenga todos los mecanismos de captura de energía, de manera que se puedan ubicar en un parque de

olas funcionando independientemente. Para otros dispositivos es posible que la alternativa de compartir parte del equipo entre varias unidades sea más atrayente desde un punto de vista económico. Por otra parte, es interesante evaluar que es más viable si un mayor número de dispositivos más pequeños o por lo contrario un parque de olas más pequeño pero con dispositivos de gran tamaño.

Estado del **apoyo estatal y de la normativa vigente**. En el caso español, no existe una normativa específica que haga referencia a la energía de olas, únicamente se hace referencia a ella en el RD 436/2004:

“Artículo 35. Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), Grupo b.3 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas. Instalaciones de no más de 50 MW de potencia instalada: Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 20 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces. Prima: 40 por ciento. Incentivo: 10 por ciento.”

También en el “Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2004-2007” se hace una breve mención:

“...se encuentran en un estado de desarrollo más avanzado o por el contrario en un estado incipiente como consecuencia de la falta de recursos a escala nacional o por el contrario con una dificultad tecnológica mayor...”

Marinas. Desarrollo de tecnologías para aprovechamiento de la energía del oleaje así como el aprovechamiento de la energía mareomotriz.”

3. COSTES DE CONSTRUCCIÓN

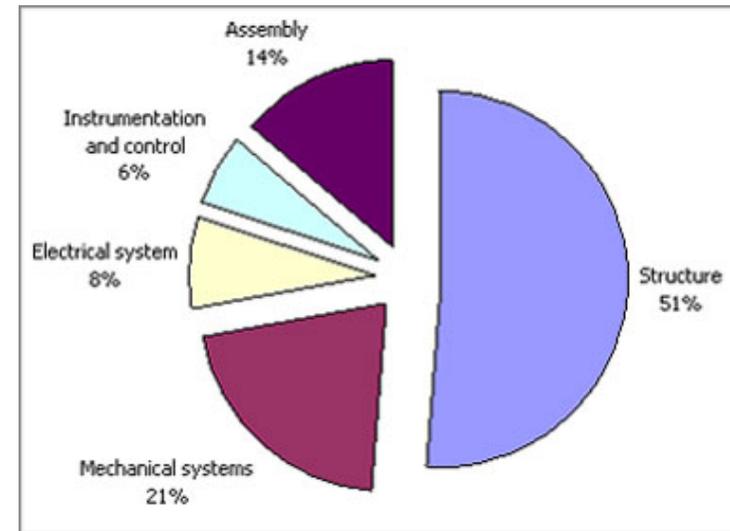
El coste capital viene definido por cinco puntos:

- Costes de proyecto, incluyendo el dispositivo, cableado submarino, transporte de la energía y conexión.
- Coste de la estructura, es decir, de los materiales, componentes, procesos, y todo aquello relacionado con el dispositivo en si mismo y el sistema de conversión de energía.
- El coste de instalación del dispositivo.
- Coste de las cimentaciones y amarres. Supone un porcentaje importante dentro del coste capital, por ello no se incluye en el coste de la estructura.
- Coste de conexión a la red local. Varía en el caso de dispositivos onshore, nearshore o offshore, siendo éstos últimos los mas caros.

Es de importancia destacar que el coste capital no es estático sino que por lo contrario va evolucionando a lo largo del tiempo. A medida que surgen mejoras tecnológicas y se gana experiencia, varían los precios de los materiales, evoluciona el coste de otras energías y se construyen mayor número de dispositivos. Si embargo, hoy en día la inmadurez técnica, el riesgo asociado a la tecnología, la falta de economías de escala y la gran inversión inicial requerida hacen que el coste capital sea elevado pero con expectativas de disminuir.

Para poder comparar diferentes dispositivos, es frecuente distinguir entre grandes grupos que, en su conjunto, formen el coste

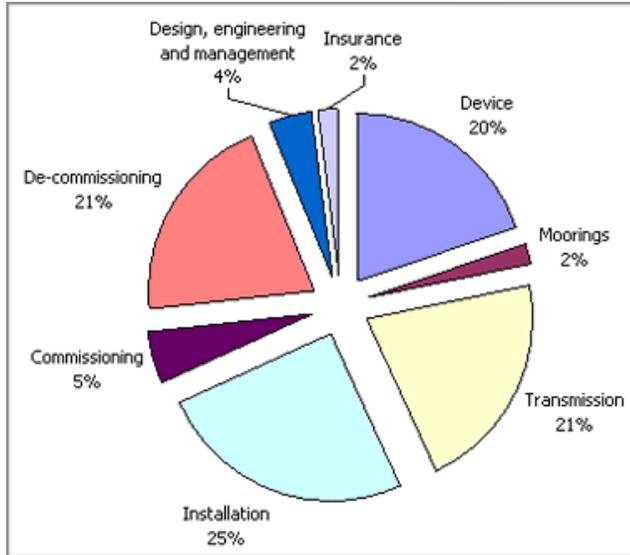
capital. En las siguientes figuras se resumen los resultados obtenidos por la *Asociación Carbon Trust* en la iniciativa “*Marine Energy Challenge*” respecto a los costes asociados a: instalación (14%), instrumentación y control (6%), sistema eléctrico (21%) y estructura (51%). Destaca el coste de la estructura como el principal, seguido del



sistema mecánico.

Figura 2: Coste capital de la estructura.

Un posible desglose de costes de instalación se hace comparando la ejecución de un único dispositivo aislado y la de un dispositivo en un parque de olas. Vendría definido por los siguientes porcentajes, donde destaca el aumento del coste del dispositivo y disminución de costes de transmisión e instalación considerar un parque de 10MW. Nótese la importancia de la capacidad de la



instalación que hará variar considerablemente los costes asociados y la evolución continúa que sufren.

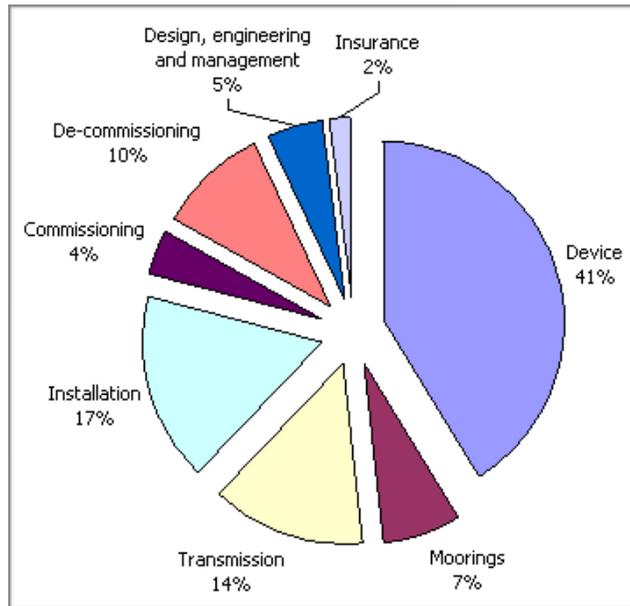


Figura 3: Coste capital de instalación de una unidad.
Figura 4: Coste capital de instalación de una unidad en un parque de olas.

El coste capital se puede determinar como un flujo de caja a partir de un momento concreto, tomando una tasa de descuento anual determinada y los costes del dispositivo.

$$Coste\ capital = \frac{Cr}{1 - (1 + r)^{-n}}$$

donde:

C = coste capital

r = tasa de descuento

n = vida útil del proyecto

El sector no cuenta con la suficiente experiencia en campo como para poder estimar de forma precisa los costes correspondientes al funcionamiento operativo de un parque de olas comercial. Únicamente se conocen valores aproximados de parte del coste capital de algunos dispositivos, sin embargo, es posible establecer una aproximación del resto de cuantías a partir de la experiencia en instalaciones de gas o petróleo y en parques eólicos *offshore*. Diferentes entidades y personalidades han intentado establecer un orden de magnitud para coste capital y de operación y mantenimiento.

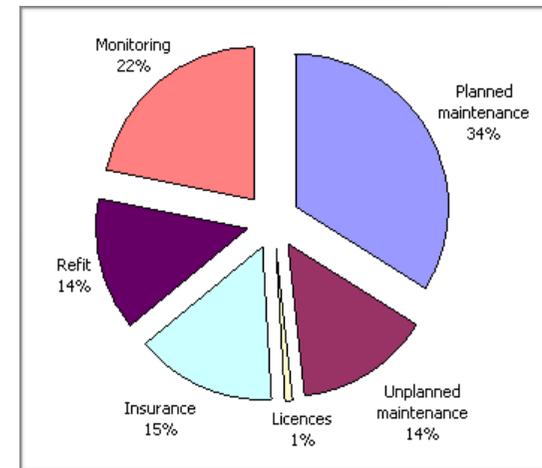
4. COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El coste de operación y mantenimiento está definido por los siguientes aspectos:

- Mantenimiento, dentro del plan previsto e inesperados.
- Revisiones del funcionamiento.
- Recolección y sustitución de elementos.
- Licencias y seguros que permitan mantener los dispositivos y cubrir los posibles riesgos que existan.
- Monitorización de las condiciones de oleaje y el funcionamiento del dispositivo con éstas.

El sector de la energía de olas no cuenta con la suficiente experiencia en campo para poder estimar de forma precisa los costes correspondientes al funcionamiento operativo del dispositivo y su mantenimiento, sin embargo, es posible establecer una aproximación a partir de la experiencia en instalaciones de gas o petróleo y en parque eólicos offshore.

Este tipo de costes son muy variables según el tipo de dispositivo, localización, tamaño (número y potencia) o mejoras en el diseño. Los porcentajes que vienen a continuación se basan en la medida de los costes anuales evaluados sobre la vida útil del proyecto, aunque en la realidad no serían los mismos año tras año. No se pretende hacer referencia a un convertidor de energía en concreto, es



simplemente una aproximación en base a la información disponible de datos facilitados por las ingenierías *Atkins* y *Black & Veath*.

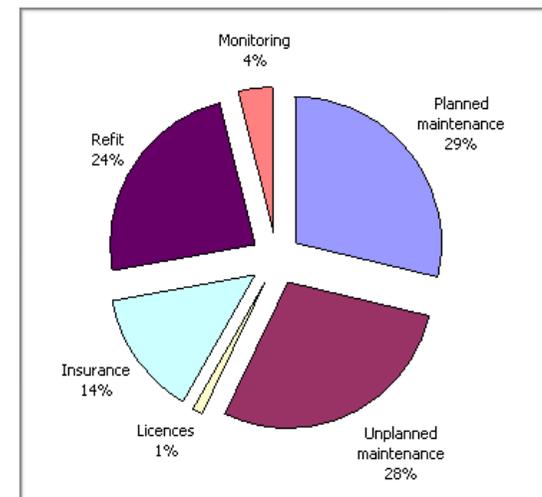


Figura 5: Coste de operación y mantenimiento de una unidad.

Figura 6: Coste de operación y mantenimiento de una unidad en un parque de olas.

Los principales costes en ambos casos son debidos a las operaciones de mantenimiento ya previstas y no previstas, siendo éstas últimas menores en el caso de una única unidad aislada puesto que presenta menor incertidumbre. En segundo lugar tenemos las operaciones de sustitución de elementos, consideradas a mitad de vida útil como un compromiso entre maximizar operatividad y minimizar costes.

5. PRESUPUESTO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Wavedragon

Debido a su naturaleza, no es posible comparar un dispositivo a escala reducida de 500KW WaveDragon con otros ya que la penalización que presentan en cuanto a economía de escala es muy elevada. Únicamente se conoce una estimación del dispositivo de potencia 4MW, con coste de entre 10 y 12 millones de dólares del 2004, equivalente a **entre 8.500.000 y 10.200.000 de euros** actuales. Esto incluye únicamente el coste del dispositivo en si, no tiene en cuenta el amarre y la conexión eléctrica a la red.

Hipótesis de cálculo.

- *Vida útil de la planta: 5 y 30 años.*

Se establece con referencia a los criterios de cálculo de estructuras navales offshore ya que no se dispone de más información.

- *Energía de olas disponible en el dispositivo.*

Limitada por la distancia a guardar entre dispositivos y el rendimiento energético. El factor de aprovechamiento de la energía disponible (producto entre el factor de ocupación y el rendimiento energético de los dispositivos) oscila entre 6-8%.

- *Metros de frente de olas.*

Suele estar entre **40 y 200 m** para plantas de hasta 2 MW. Puede estimarse como la suma del diámetro del conjunto de varios dispositivos individuales.

- *Factor de aprovechamiento de energía disponible, rendimiento y disponibilidad del dispositivo.*

El porcentaje de la energía cinética extraída de la ola ronda el **10 al 50%** dependiendo de cada dispositivo.

La planta se dimensiona para que tenga un rendimiento entre **20-50%**.

La disponibilidad del dispositivo es el porcentaje de tiempo de funcionamiento cuando se le resta el tiempo correspondiente a paradas programadas para mantenimiento y avería con respecto al tiempo total de 8.760 horas/año. La EPRI en “*Design, Performance and Cost*” calcula una disponibilidad del **85%** para sistemas prototipo y del **95%** para el dispositivo comercial.

- *Costes de inversión.*

Oscilan entre **5.000 y 9.000 €/kW** instalado para las primeras instalaciones comerciales. Se compone de:

- Ingeniería básica, estudios previos, elaboración proyectos, dirección y coordinación.

Entre **500.000 € y 2.000.000 €** dependiendo de cada emplazamiento y del tamaño de la planta, así como de la tecnología que se elija.

- Infraestructura.

Entre **1.000.000 € y 6.000.000€** dependiendo de:

Cableado submarino en media tensión y protección del mismo.

Obra civil de instalaciones colocadas en la orilla del mar.

Coste subestación.

Coste conexión a tierra.

Coste centro de control.

- Instalación y montaje infraestructura eléctrica.

Entre **500.000 € y 2.000.000 €** e incluye los transportes por mar y tierra y la maquinaria necesaria.

- Dispositivo de conversión de energía.

Entre **3.000-8.000 €/kW** instalado. El coste disminuye para los dispositivos de mayor potencia instalada (varía entre 100 a 1.000 Kw). El coste unitario de los dispositivos oscilará entre los **900.000 €** para los dispositivos de menor potencia y los **5.000.000 €**. Incluye:

Coste de la obra civil.

Estructura mecánica.

Sistema de extracción de energía: generador, sistema eléctrico e hidráulico.

Sistema de amarre: anclaje.

Control remoto.

Conexión a la red.

- Instalación y montaje del sistema de conversión de energía y del sistema de anclaje.

Entre **1.000.000 € y 2.500.000 €** dependiendo de cada tecnología.

- Costes de inversión adicional a la mitad de la vida útil de la instalación.

Entre el **10 - 40% del coste inicial** de la inversión. Inversión adicional tras unos 7 o 10 años de funcionamiento para re-equipar el dispositivo.

- *Coste anual variable de operación.*

Entre el **5-30% de la inversión inicial**. Incluyen:

Operación y Mantenimiento

Gastos de personal.

Seguros y cánones.

- *Coste de desmantelamiento para las operaciones de re-equipamiento.*

Entre el **0,5-1% de la inversión**.

- *Tasa de descuento.*

Debido al alto riesgo asociado de la inversión los intereses con los que se ha de tratar son muy elevados.

6. PRESUPUESTO PARA CONOCIMIENTO DE LA ADMINISTRACIÓN

Se ha elaborado un cuadro resumen de Presupuestos en el que se incluyen:

- Costes de inversión.
- Coste anual variable de operación.
- Coste de desmantelamiento para las operaciones de re-equipamiento.

La suma de estos presupuesto es el Presupuesto para Conocimiento de la Administración.

TOTAL INSTALACIÓN DE UN ÚNICO DISPOSITIVO	
VIDA ÚTIL DISPOSITIVO	25 AÑOS
METROS DE FRENTE DE OLAS	150 m
% ENERGÍA EXTRAIDA DE OLA	40 %
COSTES DE INVERSIÓN	
<i>Ingeniería Básica, Estudios Previos, Elaboración de Proyectos, Dirección y Coordinación</i>	1.500.000 €
Infraestructura	3.180.000 €
- Obra civil de instalaciones colocadas en la orilla del mar	
- Subestación	
- Conexión a tierra	
- Centro de control	
Instalación y Montaje Infraestructura Eléctrica	1.500.000
- Transporte por tierra	
- Transporte por mar	
- Maquinaria	
Dispositivo de Conversión de Energía (Potencia 7MW)	3.500.000 €
- Coste Obra Civil	

- Estructura Mecánica	
- Sistema de Extracción de Energía: generador, sistema eléctrico e hidráulico	
- Sistema de Amarre: Anclaje	
- Control Remoto	
- Conexión a Red	
Instalación y Montaje del Sistema de Conversión de Energía y del Sistema de Anclaje	2.000.000 €
Costes de Inversión Adicional a la mitad de la Vida Útil de la Instalación (20% del Coste Inicial)	3.650.000 €
Coste Anual Variable de Operación (15% de la Inversión Total)	2.737.500 €
- Operación y Mantenimiento	
- Gastos Personales	
- Seguros y Cánones	
Coste de Desmantelamiento para las Operaciones de Reequipamiento (1% de la Inversión)	182.500 €
TOTAL INVERSIÓN	18.250.000 €

TOTAL INSTALACIÓN GRANJA CON 11 DISPOSITIVOS	
VIDA ÚTIL DISPOSITIVO	25 AÑOS
METROS DE FRENTE DE OLAS	150 m
% ENERGÍA EXTRAIDA DE OLA	40% / dispositivo
COSTES DE INVERSIÓN	
<i>Ingeniería Básica, Estudios Previos, Elaboración de Proyectos, Dirección y Coordinación</i>	1.500.000 €
Infraestructura	6.000.000 €
- Obra civil de instalaciones colocadas en la orilla del mar	
- Subestación	
- Conexión a tierra	
- Centro de control	
Instalación y Montaje Infraestructura Eléctrica	2.000.000
- Transporte por tierra	
- Transporte por mar	
- Maquinaria	
Dispositivo de Conversión de Energía (Potencia 7MW)	38.000.000 €
- Coste Obra Civil	
- Estructura Mecánica	

- Sistema de Extracción de Energía: generador, sistema eléctrico e hidráulico	
- Sistema de Amarre: Anclaje	
- Control Remoto	
- Conexión a Red	
Instalación y Montaje del Sistema de Conversión de Energía y del Sistema de Anclaje	22.000.000 €
Costes de Inversión Adicional a la mitad de la Vida Útil de la Instalación (20% del Coste Inicial)	24.780.000 €
Coste Anual Variable de Operación (19% de la Inversión Total)	22.540.000 €
- Operación y Mantenimiento	
- Gastos Personales	
- Seguros y Cánones	
Coste de Desmantelamiento para las Operaciones de Reequipamiento (1% de la Inversión)	1.180.000 €
6020000	
TOTAL INVERSIÓN	118.000.000 €

Asciende el presente presupuesto para conocimiento de la Administración a la expresada cantidad de CIENTO DIECIOCHO MILLONES DE EUROS (118.000.000 €).