

**Università degli studi di Firenze
Facoltà di Ingegneria**



PROYECTO FIN DE CARRERA
Año académico 2008/2009

**SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA DE LAS
OLAS**

Alumna: Alba Vates Avilés
Tutor: Prof. Lorenzo Cappietti

Septiembre, 2009.

RESUMEN

Este proyecto pretende hacer un estudio preliminar sobre la viabilidad de instalar un sistema de conversión de la energía de las olas a energía eléctrica situado en el Mar Mediterráneo.

En la primera parte del estudio, se introduce el concepto de “energía de las olas” junto con otros conceptos relacionados con este tipo de energía y se realiza una búsqueda de todos los dispositivos existentes que actualmente están en la fase de pruebas del prototipo, haciendo también una clasificación general de éstos atendiendo a diversos criterios.

En la segunda parte, se halla la disponibilidad energética de la costa española e italiana, a partir de los datos ondamétricos recogidos por la boyas de ambas redes de medida, con tal de determinar los puntos con mayor energía extraíble.

Finalmente se eligen los lugares más adecuados donde sería posible la instalación de un sistema de conversión, dentro del Mar Mediterráneo, y se hace una hipótesis en base a un tipo de dispositivo para calcular la energía total que produciría y hacer un evaluación del mismo.

Este estudio no pretende diseñar en detalle la instalación, sino decidir el tipo de dispositivo a utilizar y el lugar que se adapte mejor, con el objetivo de obtener la mayor cantidad de energía producida.

INDICE

RESUMEN	1
INDICE	3
1. PREFACIO	5
1.1. Orígenes del proyecto	5
1.2. Objetivos y alcance del proyecto	6
2. INTRODUCCIÓN	7
2.1. La energía de las olas o energía undimotriz	7
2.1.1. El origen de la energía de las olas	7
2.1.2. Potencial energético de la energía de las olas	8
2.1.2.1. En el mundo	8
2.1.2.2. En Europa	9
2.2. Ventajas e inconvenientes de la energía de las olas	10
2.3. Clasificación de las olas	11
2.4. Caracterización de la ola	12
2.5. Teoría de ondas lineal. Energía y potencia de las olas	14
2.5.1. Energía de la ola	14
2.5.2. Potencia de la ola	15
2.5.3. Oleaje real	15
2.6. Observación y medida del oleaje. Fuentes de información	16
3. SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA DE LAS OLAS	18
3.1. Extracción de la energía	18
3.2. Clasificación de los sistemas de conversión	19
3.2.1. Según su posición relativa a la costa	19
3.2.2. Según su posición relativa a la dirección del oleaje	20
3.2.3. Según su principio de funcionamiento	22
3.3. Conversión energética (power take-off methods)	24
3.3.1. Sistemas mecánicos intermedios	25
3.3.2. Sistemas de generación de energía eléctrica	27
3.4. Tecnologías disponibles	29
4. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE EN LA COSTA ESPAÑOLA E ITALIANA	33
4.1. Disponibilidad energética de la costa española	33
4.1.1. La Red de medida española	33
4.1.2. Banco de datos. Obtención de datos	35
4.1.3. Puntos de medida disponibles	36
4.1.4. Cálculo de la potencia	36
4.1.5. Resultado y conclusión	38
4.2. Disponibilidad energética de la costa italiana	40
4.2.1. La Red Ondamétrica Nacional italiana (RON)	40
4.2.2. Banco de datos. Obtención de datos	41
4.2.3. Puntos de medida disponibles	42
4.2.4. Cálculo de la potencia	42
4.2.5. Resultado y conclusión	43

5. PRESELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONVERSIÓN MÁS ADECUADOS	45
5.1. Consideraciones previas	45
5.2. Primera selección de dispositivos	46
6. IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE UN PUERTO EN ESPAÑA Y EN ITALIA	47
6.1. Descripción del puerto de Mahón.....	47
6.1.1. Descripción general	47
6.1.2. Fondos del puerto	49
6.2. Descripción del Puerto de Alguero.....	50
6.2.1. Descripción general	50
6.2.2. Fondos del puerto	51
7. SELECCIÓN DE UN CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS	53
7.1. Dispositivo Sea Slot-cone Generator (SSG).....	53
7.1.1. Introducción.....	53
7.1.2. Principio de funcionamiento y características.....	54
7.1.3. Aplicaciones	55
7.1.4. Pérdidas y rendimientos	57
7.1.5. Simulaciones y pruebas	58
7.1.5.1. Cargas (presiones) sobre la estructura	58
7.1.5.2. Estima de la eficiencia	60
7.1.6. Descripción del proyecto piloto.....	61
7.1.7. Extracción de energía (power take-off).....	62
7.1.8. Sistema de control	63
7.1.9. Producción de potencia.....	64
7.1.10. Ventajas respecto a otros convertidores	64
8. EVALUACIÓN DEL DISPOSITIVO	65
8.1. Estima de la energía producida.....	65
8.1.1. Efecto de la dirección del oleaje.....	65
8.1.2. Efecto de propagación del oleaje.....	67
8.2. Valoración económica	71
8.3. Impacto ambiental	73
CONCLUSIONES	75
AGRADECIMIENTOS	77
BIBLIOGRAFIA	79
ANEXO	82
A. Ahorro en el consumo de combustibles fósiles y emisiones a la atmósfera	82

1. PREFACIO

1.1. Orígenes del proyecto

Últimamente, casi cada día llegan noticias acerca de la amenaza que supone el cambio climático para la humanidad así como para el ecosistema, originado principalmente por las emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado, el aumento del consumo energético, la limitación en las reservas de combustibles no renovables (que suponen un 1% de la energía total disponible, en especial los combustibles fósiles) y las limitaciones legales sobre emisiones contaminantes, han provocado la necesidad de buscar nuevas fuentes energéticas. Por estos y otros motivos aumentan las políticas de desarrollo de energías limpias, conocidas con el nombre de energías renovables, como son la biomasa, la energía solar, la energía eólica, la energía hidráulica, la energía geotérmica, la energía mareomotriz o la energía undimotriz. Ésta última, objeto de este estudio, hasta el momento no ha sido apenas aprovechada pero se avecinan cambios que prometen ser importantes para el futuro energético.

Actualmente en el mundo, se están desarrollando distintos proyectos con un único objetivo en común, aprovechar la energía de las olas del mar para generar electricidad. Esta voluntad no es nueva, ya que desde hace muchos años son varios los intentos que se proponían conseguirlo. La primera patente se da a finales del siglo XVIII en Francia (Girard e hijos), pero los primeros proyectos no se realizaron hasta hace unos 30 años.

La motivación para los inventores de este tipo de máquinas viene dada por una importante característica de la energía de las olas del mar, y es que aparte de ser cercana y bastante accesible, y que está distribuida a lo largo de más de 336.000 km de costas [M. Florencia Martinetti, 2003], es una energía de elevada densidad. Esto quiere decir que comparada con otras fuentes de energía renovable, su potencial energético es más elevado.

La densidad energética de las olas es la mayor de todos los recursos de energía renovable, no obstante, el desarrollo de las tecnologías necesita una importante ayuda en la financiación, ya que actualmente no es competitiva económicamente con otras energías renovables y se trata de una tecnología muy nueva cuyo potencial no se puede evaluar de manera concisa hasta que no se compruebe in situ.

De momento el sector está en una etapa de desarrollo y, aunque muchos dispositivos de los que se han propuesto nunca pasaron de la etapa de diseño, muchos otros han dado resultados que parecen prometedores; de hecho, en este momento ya existen diversos sistemas de conversión en funcionamiento.

1.2. Objetivos y alcance del proyecto

El objetivo principal de este proyecto es realizar un análisis de los sistemas de conversión de la energía de las olas, existentes en la actualidad, que sean más adecuados para la instalación de una planta situada en el Mar Mediterráneo. Como segundo objetivo, también se estimará la energía disponible a lo largo de la costa española e italiana para determinar así el lugar con más potencial del cual poder extraer la máxima cantidad de energía para producir electricidad. Cabe remarcar, que no se tendrán en cuenta aquellos sistemas de conversión que actualmente estén aún en la etapa de estudio sin la existencia de ningún prototipo del cual obtener resultados.

Una vez decidida la solución, el tercer y último objetivo es hacer un estudio más detallado a nivel técnico y económico del sistema escogido para determinar su viabilidad.

Finalmente, se darán las conclusiones de la posible implantación así como de sus limitaciones teniendo en cuenta la disponibilidad energética del lugar geográfico objeto del estudio.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. La energía de las olas o energía undimotriz

2.1.1. El origen de la energía de las olas

Las olas son el resultado del efecto del viento soplando a lo largo de cientos o miles de kilómetros en mar abierto, lo que origina una transferencia de energía hacia la superficie del océano. Son, por tanto, una forma de energía cinética a la que se puede acceder usando diversos mecanismos armónicos que responden al movimiento de las olas, captando parte de su energía. En definitiva y tal como se representa en la Fig. 2.1, la energía de las olas consiste en el aprovechamiento de la energía cinética de las partículas del agua que normalmente siguen una trayectoria circular, y la energía potencial de las partículas elevadas del oleaje para la producción de electricidad.

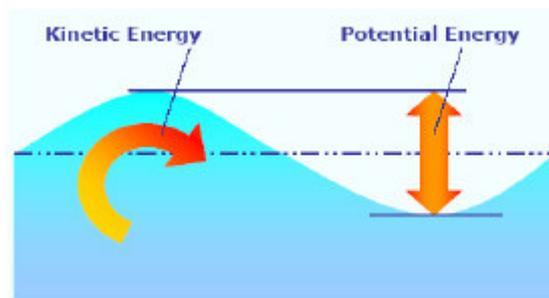


Fig. 2.1. En el punto medio, la energía cinética de una ola lineal iguala a la potencial. [CRES www.cres.gr/kape/index_eng, 2004]

El oleaje se entiende como un derivado terciario de la energía solar ya que el calentamiento desigual de la atmósfera terrestre genera viento, y el viento genera olas. Como viene representado en la Fig. 2.2, la radiación solar incidente sobre la superficie de la Tierra produce calentamientos desiguales, cosa que provoca que en la atmósfera aparezcan zonas de alta y baja presión. Estas diferencias de densidad generan el viento el cual roza con la superficie libre del mar dando lugar al oleaje. La intensidad del oleaje es proporcional a la altura de las olas y al cuadrado de la velocidad relativa entre el aire y la onda.

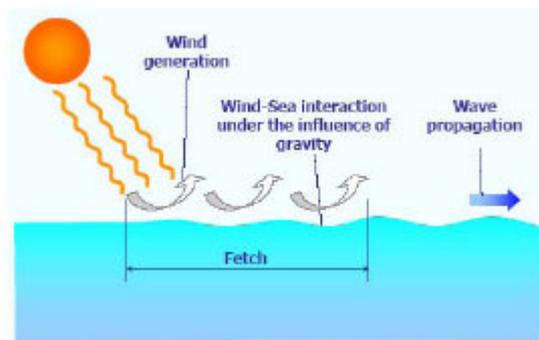


Fig. 2.2. Energía de las olas como derivado terciario de la energía solar. [CRES www.cres.gr/kape/index_eng, 2004]

Únicamente el 0,01 % de flujo de la energía solar se transforma en energía de las olas. [AMBIENTA, 2008]

Una de las propiedades características de las olas es su capacidad de desplazarse a grandes distancias sin apenas pérdida de energía, actuando como un acumulador de energía. Como la densidad del aire es mucho menor que la del agua, en la superficie libre las partículas tienen más libertad para la traslación de modo que las olas se propagan por la superficie del mar y no hacia el fondo. Por ello, la energía generada en cualquier parte del océano acaba en el borde continental, de esta manera, su energía se concentra en las costas. Aunque condiciones locales, tales como, tipo de costa, lugar donde se generen y profundidad del mar, tienen una gran importancia en la definición de la cantidad de energía.

Aunque las pérdidas son mínimas, la densidad energética del oleaje decrece cerca de las costas debido principalmente a la interacción de las olas con el lecho marino. Sin embargo, esta disipación de energía se puede compensar con fenómenos naturales como son la reflexión o la refracción (Fig. 2.3).

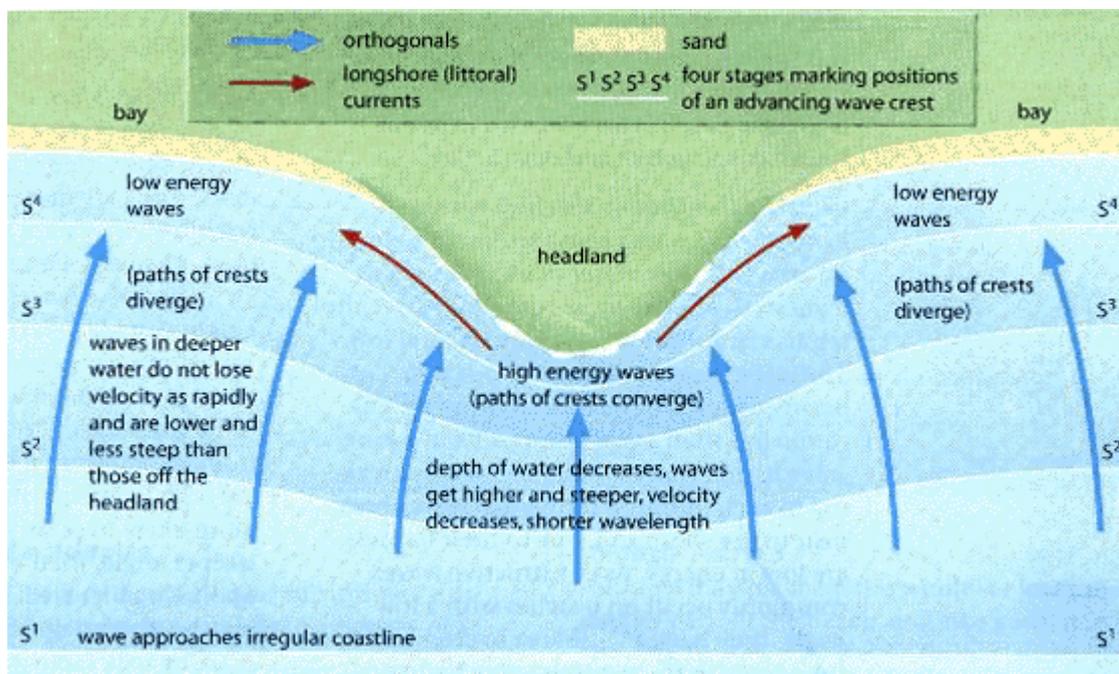


Fig. 2.3. Diagrama de refracción de la ola. [www.uwsp.edu]

2.1.2. Potencial energético de la energía de las olas

2.1.2.1. Energía de las olas en el mundo

Al igual que la mayoría de energías renovables, la energía de las olas está distribuida de forma desigual según la zona geográfica (Fig. 2.4). Las regiones con mayor actividad se encuentran entre 30° y 60° de latitud, en ambos hemisferios, donde predominan los vientos del oeste. De este modo, las costas de mayor potencial energético por metro de costa son las de Estados Unidos, Canadá, Sudáfrica, Australia, Sudamérica y Escocia.

Según estimaciones de Thorpe (2000), el recurso energético de las olas supone equivale a una capacidad energética de 17520 TWh/año, lo que puede llegar a suministrar alrededor de unos 2000 TWh/año de electricidad (suponiendo un rendimiento alrededor del 11%). Por otro lado, el CIEMAT (2008) estima la demanda de electricidad en 17

millones de TWh, por lo tanto, este tipo de energía podría cubrir un 10% del consumo eléctrico mundial con una inversión de unos 820 billones de euros [Thorpe, 2000].



Fig. 2.4. Mapa de energía media anual de las olas en las costas continentales, en kW/m [Ocean Power Technologies, 2004]

2.1.2.2. Energía de las olas en Europa

Según estimaciones [AMBIENTA, 2008], se puede asumir que el flujo de energía de las olas en Europa equivale a 1000 TWh anuales y su distribución es:

- Costa noroeste: 75%
- Costa del Mar de Norte: 1,5%
- **Costa del Mediterráneo: 23,5%**

Esta distribución (Fig. 2.5) define el total de energía disponible a lo largo de una línea paralela a la costa en las áreas anteriormente mencionadas e incluyendo olas en todas las direcciones. Todo este potencial no es aprovechable, debido a causas medioambientales y otras restricciones, pero da una idea del límite superior.



Fig. 2.5. Distribución europea de la potencia anual de las olas en kW/m. [CRES www.cres.gr/kape/index_eng, 2004]

El recurso energéticos de Europa es uno de los más ricos del mundo. La disponibilidad de la potencia varía entre 25 kW/m en la región más al sur de Europa, las Islas Canarias, y 75 kW/m en la zona de Irlanda y Escocia. La potencia disponible en el Mar Mediterráneo es de unos 30 GW aproximadamente y de 290 GW en la parte noreste del Océano Atlántico. [CRES www.cres.gr/kape/index_eng, 2004].

2.2. Ventajas e inconvenientes de la energía de las olas

Ventajas:

- Se trata de un recurso concentrado, predecible, cercano a gran cantidad de consumidores y de alta disponibilidad, ya que es un recurso abundante con flujos de energía elevados.
- Las olas pueden desplazarse durante largas distancias sin apenas disipar energía.
- Es un recurso predecible si se conocen el viento en alta mar, la existencia de tormentas y las corrientes atmosféricas. Este factor es de gran ayuda a la hora de integrar parques de olas en la red eléctrica y el control resulta más sencillo.
- Las instalaciones petrolíferas marinas ya existentes pueden ofrecer información y experiencia sobre el amarre y anclaje, aunque éstas se diseñen para oponer la mínima resistencia al oleaje y en este caso se quiera que la resistencia sea la máxima.
- El desarrollo de este tipo de energía dará seguridad de suministro energético con difícil acceso a la red eléctrica.
- Puede amortiguar el oleaje en zonas portuarias ofreciéndoles mayor resistencia.
- Es una energía renovable que no tiene emisiones contaminantes.
- Algunos dispositivos permiten el uso de generadores síncronos, que ayudarían a controlar la potencia reactiva de la red.
- Tiene otras aplicaciones a parte de la generación de electricidad como son la producción de hidrógeno o la obtención de agua potable del mar.

Inconvenientes:

- Es un recurso que no es muy competitivo económicamente con otras fuentes de energía renovable. Los dispositivos alejados de la costa tienen unos costes importantes debidos al amarre, la instalación y el mantenimiento. El coste de la planta de conversión también es muy elevado.
- Los dispositivos tienen que soportar la energía cinética de las olas ininterrumpidamente y a las condiciones más adversas (fuertes tormentas o huracanes).
- Se debe tener en cuenta el material del dispositivo ya que el efecto corrosivo del agua salada tiene consecuencias muy negativas en distintos materiales metálicos.
- El diseño puede resultar muy complejo y lo que parece funcionar a escala experimental puede fracasar a escala real.
- Es difícil conseguir el máximo rendimiento en todo momento debido a la irregularidad en la amplitud, en la fase y en la dirección de la ola.
- El aprovechamiento de la energía de las olas puede tener un impacto ambiental asociado, como es la alteración del clima marítimo, la emisión de ruido, el impacto visual y estructural sobre el paisaje, los efectos negativos sobre la fauna y la flora, etc.

2.3. Clasificación de las olas

A continuación, se hace una breve clasificación de los tipos de olas existentes en la superficie del mar ya que la energía en ellas contenida dependerá, entre otras cosas, de si son de un tipo u otro (Fig. 2.6.), y también para que de este modo posteriormente sea más comprensible su caracterización y finalmente el cálculo de su potencia disponible.

- Atendiendo al movimiento de la onda, en general, se clasifican en:
 - Ondas estacionarias:** Son aquellas ondas marinas en las que existen uno o varios puntos (incluso líneas) donde el movimiento es nulo, llamados puntos nodales, y uno o varios puntos donde el movimiento es máximo, conocidos como puntos ventrales.
 - Ondas progresivas o transitorias:** Son aquellas ondas donde todos sus puntos varían en el espacio y en el tiempo; pueden formarse tanto en la superficie como ondas superficiales producidas por el viento, como en el interior de la masa oceánica en forma de ondas interiores a lo largo de las diversas masas de agua.
- Atendiendo a la longitud de onda, se distinguen:
 - Ondas largas:** Principalmente son las ondas solitarias y los tsunamis, ondas 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 cuantiosos daños allí por donde pasan.
 - Ondas cortas:** Son las que normalmente se producen por la acción del viento. Su longitud de onda es considerablemente menor que la profundidad del mar por donde se desplazan.
- Atendiendo a la fuerza perturbadora que las provoca, las olas pueden estar generadas por distintos fenómenos naturales, tales como:
 - 1. Acción del viento**
 - 2. Terremotos y tormentas**
 - 3. El Sol y la Luna**De entre estas, las olas generadas por la acción del viento son las que contienen mayor cantidad de energía y son las que se aprovechan para obtener electricidad.
- Atendiendo a la presencia de la fuerza perturbadora a lo largo del tiempo, se pueden clasificar en:
 - Ondas libres:** Son ondas generadas por una aplicación instantánea de la fuerza perturbadora que cesa al momento y deja que la ola evolucione libremente.
 - Ondas forzadas:** Estas, en cambio, son aquellas ondas en las que la perturbación se aplica de manera continua. Un ejemplo de este tipo sería las olas de marea.
- Y finalmente, atendiendo a la duración del periodo, pueden ser:
 - Olas de periodo largo:** de 5 min. a 24 h
 - Olas de gravedad:** de 1 seg. a 30 seg.
 - Olas capilares:** de menos de 0,1 seg.

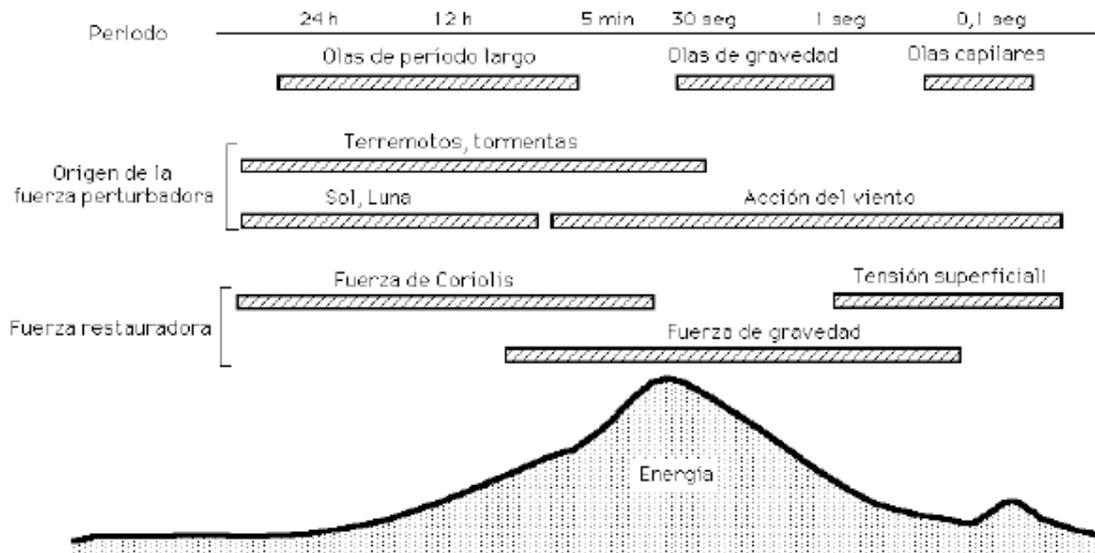


Fig. 2.6. Esquema representativo de la energía contenida en las olas según sea el tipo. [Fernández Díez, 2002]

2.4. Caracterización de la ola

Existen muchos estudios que proporcionan modelos matemáticos para simular el comportamiento de las olas dependiendo del tipo y de la zona por donde se propaguen, pero debido a su complejidad, sólo se van a describir los parámetros que definen a las **olas cortas** que, como ya se ha comentado en el apartado anterior, se caracterizan por tener una longitud de onda notablemente inferior a la profundidad del mar. Esto hace que su velocidad solo dependa de la longitud de onda y no de la profundidad (en realidad la velocidad de una ola va disminuyendo a medida que disminuye la profundidad de la superficie por donde se desplaza).

Las olas cortas son las más normales producidas por el viento que agrupadas con distintos valores de altura, periodo y dirección, forman una ola real.

En definitiva, los parámetros representados en la Fig. 2.7 que caracterizan una ola corta son:

- **Longitud de onda (L):** distancia entre dos crestas consecutivas.

$$L = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} \tanh\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot h}{L}\right) \quad (\text{ec. 2.1})$$

En aguas profundas ($h > \frac{L}{2}$), se tiene la simplificación:

$$L_0 = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} \quad (\text{ec. 2.2})$$

- **Periodo de la ola (T):** tiempo transcurrido entre dos crestas o dos valles consecutivos de la ola.

$$T = \frac{2 \cdot \pi}{\omega} \quad (\text{ec. 2.3})$$

- **Celeridad de la onda (C):** velocidad de translación de la ola.

$$C = \frac{L}{T} = \frac{\omega}{k} \quad [\text{m/s}] \quad (\text{ec. 2.4})$$

- **Celeridad del grupo (G_g):** esta velocidad, que está relacionada con la velocidad de propagación de la ola, C, es a la que se transmite la energía en un sistema de oleaje.

$$C_g = C \cdot n \quad [\text{m/s}] \quad (\text{ec. 2.5})$$

Donde

$$n = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{2kh}{\sinh(2kh)} \right) \quad (\text{ec. 2.6})$$

$$k = \frac{2 \cdot \pi}{L} \quad (\text{ec. 2.7})$$

Siendo k el número de olas y h la profundidad.

Para el caso de aguas profundas se calcula C_{g0} de forma más sencilla con la siguiente expresión:

$$C_{g0} = n_0 \cdot C_0 = \frac{C_0}{2} = \frac{L_0}{2T} = \frac{gT}{4\pi} \quad [\text{m/s}] \quad (\text{ec. 2.8})$$

Siendo $n_0 = \frac{1}{2}$

- **Desplazamiento vertical de la ola:** oscilación de la superficie libre en un sistema de coordenadas (x,y).

$$y = \frac{H}{2} \cos\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right) \quad [\text{m}] \quad (\text{ec. 2.9})$$

- **Peso específico del agua del mar:** 1025 kg / m³
- **Altura de la ola (H):** distancia entre la cresta y el valle. [m]

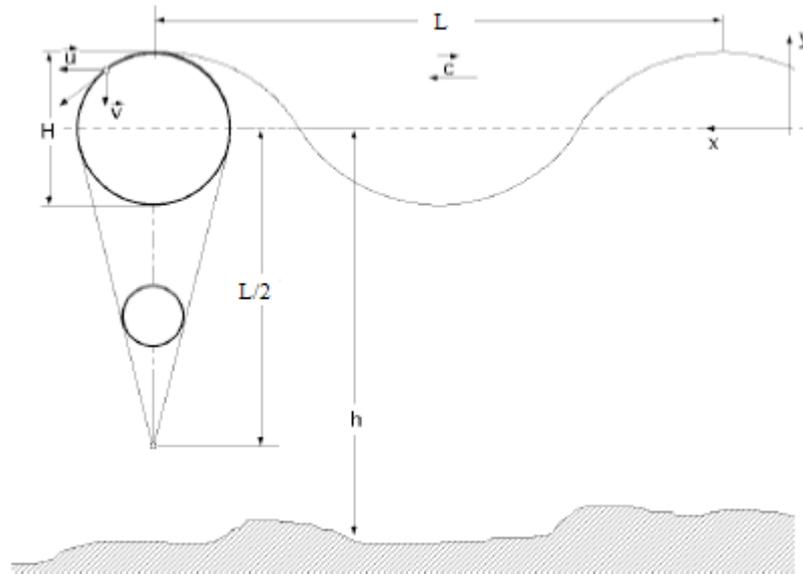


Fig. 2.7. Representación de los parámetros característicos de la ola. [Fernández Díez, 2002]

2.5. Teoría de ondas lineal. Energía y potencia de las olas.

La capacidad del oleaje de generar energía se mide con los parámetros de potencia, flujo de energía y potencia por metro de frente de ola (kW/m).

La primera teoría válida que se desarrolló sobre las olas del mar fue determinada por Airy y es conocida como **teoría de ondas lineal** en la cual se hacen una serie de simplificaciones matemáticas sobre el fenómeno para llegar a soluciones bastante aproximadas. Ésta permite calcular la densidad de energía, E (J/m^2), para una onda regular de altura H (m).

2.5.1. Energía de la ola

Las **ondas regulares** son aquellas en las que el periodo (T) y la longitud de onda (L) permanecen constantes.

Como ya se ha comentado anteriormente, la energía de las olas se debe tanto a la energía cinética como a la energía potencial que poseen las partículas que con su movimiento la forman. Por tanto, la energía de una onda regular por unidad de longitud ($b=1$), es la suma de la energía potencial E_p y la energía cinética E_c :

$$E_{TOT} = E_p + E_c = \frac{\rho g H^2}{16} + \frac{\rho g H^2}{16} = \frac{\rho g H^2}{8} \quad [J/m^2] \quad (\text{ec. 2.10})$$

Donde ρ es la densidad del agua del mar en kg/m^3 , H es la altura de la ola (m) y g es la gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$).

Según la expresión anterior, se puede observar que la energía de la ola es proporcional al cuadrado de su altura H . Por ello, sería interesante conocer la disminución de ésta con la profundidad (h) con tal de obtener un buen estudio de la distribución de la energía de las olas. Para el aprovechamiento de esta energía será importante determinar la presión

ejercida por una ola sobre un obstáculo, debida a la transferencia de su energía cinética sobre el mismo. Esta presión depende, al igual que la energía, del cuadrado de la altura y disminuye con la profundidad de forma exponencial.

Por ejemplo, durante tormentas fuertes se pueden llegar a medir presiones del orden de decenas de toneladas por metro cuadrado, valores de vital importancia a la hora de construir obras portuarias o en mar abierto.

2.5.2. Potencia de la ola

La potencia del frente de onda por unidad de longitud se rige por la siguiente expresión:

$$P = E_{TOT} \cdot C_g = \frac{\rho g H^2}{8} \cdot n \cdot C = \frac{\rho g H^2}{8} \cdot \frac{1}{2} \left(1 + \frac{2kh}{\sinh(2kh)} \right) \cdot \frac{L}{T} \quad [\text{W/m}] \quad (\text{ec. 2.11})$$

Recordando la (ec. 2.8), para el caso de aguas profundas ($h > \frac{L}{2}$) resulta:

$$P = E_{TOT} \cdot C_{g0} = \frac{\rho g H^2}{8} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{gT}{2\pi} = \frac{\rho g^2}{32\pi} \cdot H^2 T \quad [\text{W/m}] \quad (\text{ec. 2.12})$$

Si $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$, finalmente se obtiene que:

$$P = 981,21 \cdot H^2 T \quad [\text{W/m}] \quad (\text{ec. 2.13})$$

2.5.3. Oleaje real

El oleaje real del mar no es regular sino que es una superposición de numerosos trenes de olas cada uno con distintos valores de periodo, altura, dirección, entre otras cosas, que no satisfacen las condiciones de la teoría de ondas lineal, haciendo que su estudio resulte bastante complejo. Investigadores de la energía de las olas han adoptado varios métodos empíricos para determinar el flujo de energía de las olas como el descrito a continuación:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho g^2}{32\pi} \cdot H^2 T = 490,6 \cdot T_{m0,-1} \cdot H_{m0}^2 \quad [\text{W/m}] \quad (\text{ec. 2.14})$$

Donde $T_{m0,-1}$ es el periodo espectral medio (s) y H_{m0} es la altura espectral del momento de orden cero de la ola (m).

Por lo tanto, para determinar la potencia bastará conocer dicho periodo y dicha altura.

2.6. Observación y medida del oleaje. Fuentes de información.

Para calcular la potencia disponible de las diferentes zonas se requiere información detallada y fiable del oleaje. Los datos de las medidas pueden obtenerse a partir de tres tipos de fuente de datos que se clasifican en dos categorías: observaciones directas, como son las visuales o las que se realizan través de instrumentos de medida, y aquellas procedentes de simulaciones numéricas que generan los datos de oleaje a partir de los datos de viento. Aunque solo se van a utilizar los datos instrumentales, es interesante conocer el resto de fuentes existentes.

Dentro de la primera categoría se distingue:

- a) **Las observaciones visuales:** suelen realizarse desde barcos de ruta de forma que un observador recoge información de la altura, periodo y dirección de la ola de dos estados de mar, el mar de viento (SEA) y el mar de fondo (SWELL). El estado de mar de viento, de periodos cortos, se corresponde con el oleaje provocado por la acción continuada del viento que se caracteriza normalmente por presentar una gran irregularidad. En cambio, el estado de mar de fondo, abandona la zona de desarrollo del mar de viento y se propaga a través de la superficie. En consecuencia, se consigue un estado de mar más homogéneo con datos dispersos que dan una idea general del régimen del oleaje.

Presenta la ventaja de disponer de un gran número de observaciones, tanto de altura, periodo y dirección, que junto con la extensión temporal de éstas se consigue una cierta fiabilidad estadística.

Sin embargo, su principal desventaja es la poca calidad ya que la recogida de los datos depende, en parte, de la experiencia y criterio de la persona que los recoge. Por tanto, no es aconsejable trabajar sobre estos datos a no ser que se efectúen las correcciones oportunas.

- b) **Las observaciones instrumentales:** se registran mediante dispositivos automáticos que se sitúan en zonas geográficas concretas, dispuestos sobre estructuras flotantes o anclados en el fondo del mar, y que van enviando la información a la estación receptora situada en la costa. La máxima distancia admisible entre ésta y el punto de recogida de datos debe estar comprendida entre 10 y 20 kilómetros con el fin de que los datos obtenidos sean fiables. Aquellos sensores situados en el fondo del mar presentan la ventaja de estar protegidos contra impactos humanos y condiciones atmosféricas adversas pero presentan el inconveniente de tener una difícil instalación y mantenimiento. Sin embargo, los sensores que van montados en boyas permiten registrar datos del oleaje de gran calidad cuando las profundidades son elevadas; la boya que se mueve arriba y abajo puede medir la aceleración vertical de la ola mediante un acelerómetro pero presenta el problema de la estabilización del sensor para su correcto funcionamiento. Otro inconveniente es la existencia de pérdida de datos dentro de la serie que se acentúa en condiciones adversas.

En la segunda categoría se encuentran los **datos procedentes de simulaciones numéricas**, que resultan bastante útiles cuando no es posible obtener información por ninguno de los dos métodos anteriores o para rellenar los huecos de información existentes en los datos registrados.

El principal problema que presenta es la necesidad de calibrar constantemente los modelos utilizados haciendo que la fiabilidad dependa de esta correcta calibración junto con la calidad del campo de vientos utilizado.

Para el análisis de los datos y la posterior conclusión, no es recomendable mezclar datos de fuentes distintas pero, por ejemplo, datos meteorológicos pueden servir para contrastar los datos instrumentales (los más utilizados) obtenidos por las boyas.

3. SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA DE LAS OLAS

3.1. Extracción de la energía

Una vez visto en el apartado anterior el gran potencial energético que ofrecen las olas, sería conveniente conocer en primer lugar cómo se puede absorber esta energía, para luego poder describir algunos de los métodos que existen para el aprovechamiento de la energía de las olas.

En aguas profundas, donde la velocidad de las olas sólo depende de la longitud de onda y la frecuencia de propagación es constante, la velocidad de las olas se mantiene constante. De este modo, siendo la energía de una ola proporcional a su amplitud al cuadrado ($E_{Total} = E_{Cinética} + E_{Potencial} = \frac{1}{8} \rho \cdot g \cdot H^2$), es lógico pensar que toda pérdida de energía de la ola lleva asociada una disminución de la amplitud.

Por tanto, para absorber la energía de la ola se debe diseñar el dispositivo de extracción de energía de modo que atenúe la ola o, en el caso límite, haga que la amplitud de la onda se haga cero (convertidores totalizadores o terminadores).

Para conseguir atenuar la onda, el sistema de absorción tiene que ser capaz de radiar una onda que interfiera de forma destructiva con la onda incidente. Por otro lado, es necesario que el fluido realice un trabajo sobre un cuerpo móvil o absorbedor para que haya transferencia de energía. Así pues, el cuerpo absorbedor es donde se produce esta transferencia de energía y donde se almacena, ya sea como energía potencial o energía cinética.

Todos los sistemas, dependiendo de las características del lugar, se diseñan dando prioridad a la frecuencia de operación o a la potencia máxima extraíble. Es decir, en aquellos lugares donde la variación de la frecuencia de las olas sea elevada, el sistema se diseña con un ancho de banda de resonancia amplio pero la potencia máxima extraíble será menor que la disponible en todas las situaciones. En cambio, en aquellos lugares donde la frecuencia sea más constante, el dispositivo se diseña para maximizar la potencia extraíble a esa frecuencia pero resultará poco eficiente para frecuencias distintas.

En definitiva, los distintos sistemas de extracción de energía de las olas tienen como primer objetivo transformar la energía del oleaje en energía útil. Deben funcionar de la manera más eficiente en las distintas frecuencias del oleaje y deben resistir las condiciones atmosféricas más adversas que puedan darse en el mar.

3.2. Clasificación de los sistemas de conversión

A continuación se clasifican los dispositivos de la energía de las olas atendiendo a tres de los factores más importantes, dada la gran diversidad de sistemas conversión existente.

3.2.1. Según su posición relativa a la costa

Instalaciones en la costa (shoreline) : El emplazamiento es accesible lo que hace que el mantenimiento e instalación sean sencillos. Sin embargo, están expuestos al viento y a las olas, y deben fijarse sobre rocas para poder resistir fuertes tormentas.

Este tipo de instalación no precisa amarres ni anclajes pero el potencial energético, menor que en mar adentro, muchas veces está afectado por planes de protección y conservación de costas, y suele tener un coste de instalación elevado que hace que no sea rentable.

Una importante ventaja respecto a los convertidores de alta mar, es que este tipo de dispositivos tiene mayor capacidad nominal unitaria, es decir, que un solo convertidor puede ser suficiente para cubrir unas determinadas necesidades.

Los tres tipos de dispositivos más usados en la costa, son: el OWC (Fig. 3.1.), el de canal cerrado o Tapchan (Fig. 3.2.) y el sistema Pendulor (Fig. 3.3.).

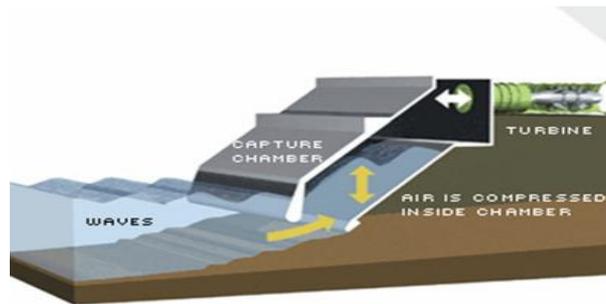


Fig. 3.1. Dispositivo OWC.

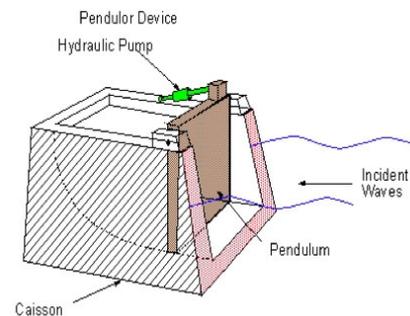
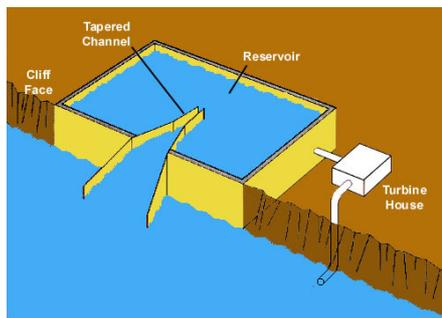


Fig. 3.2. Sistema Tapchan. [Legaz Poignon, 2006] Fig. 3.3. Sistema Pendulor. [Legaz Poignon, 2006]

Instalaciones cerca del litoral (nearshore) : Suelen estar situadas a una distancia de la costa de unos 500 m, donde las profundidades están comprendidas entre los 20 y los 30 metros. Tienen las mismas ventajas que las instalaciones de la costa pero están expuestas a mayores potenciales de oleaje. El principal inconveniente es que su instalación implica una importante modificación de la costa.

En aguas poco profundas se suele aprovechar la componente horizontal de la velocidad mediante flotadores o estructuras fijas con dispositivos que aprovechan el movimiento ondulado de las partículas de agua.

Instalaciones en alta mar (offshore) : Disponen de altos potenciales de energía, ya que a medida que aumenta la distancia a la costa la densidad energética aumenta. Tiene como inconveniente que su accesibilidad es más difícil, que la supervivencia de la instalación es más peligrosa y que el transporte de energía resulta más complicado. Existen otros problemas como son el anclaje, la interferencia con el tráfico marítimo, el mantenimiento, etc. Pero aún así, son los proyectos más numerosos.

Dos de los dispositivos más importantes de este tipo son: el Pelamis (Fig. 3.4.) y el Wavedragon (Fig. 3.5.).



Fig. 3.4. Dispositivo Pelamis. [Pelamis Wave Power, www.pelamiswave.com]



Fig. 3.5. Dispositivo Wavedragon. [Wave Energy, www.wavec.org]

3.2.2. Según su posición relativa a la dirección del oleaje

Totalizadores o terminadores: Están situados perpendicularmente a la dirección del avance de la ola (paralelos al frente de onda), y pretenden captar la energía de una sola vez; son los más estudiados. Eliminan la ola incidente y tras estos sólo existe la onda radiada por el cuerpo en su oscilación.

Un ejemplo de este tipo es el Pato Salter (Fig. 3.6).



Fig. 3.6. Pato Salter, dispositivo totalizador. [Fernández Díez, 2002]

Atenuadores: Se colocan paralelos a la dirección de avance de las olas, y son estructuras largas que van extrayendo energía de modo progresivo; están menos expuestos a daños y requieren menores esfuerzos de anclaje que los terminadores, pues las fuerzas se compensan a ambos lados de la estructura, siendo capaces de captar energía por ambos lados de la misma. Su principal característica es que atenúan, no eliminan, la ola incidente. Como ejemplo existe la Balsa Lancaster (Fig. 3.7).

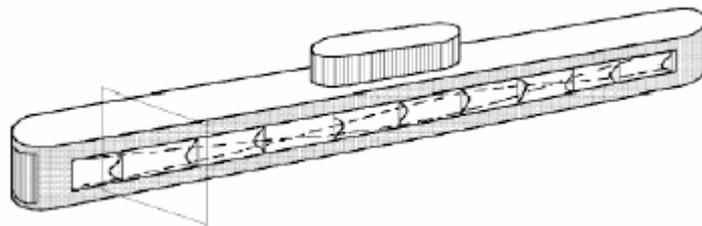


Fig. 3.7. Balsa de Lancaster, dispositivo atenuador. [Fernández Díez, 2002]

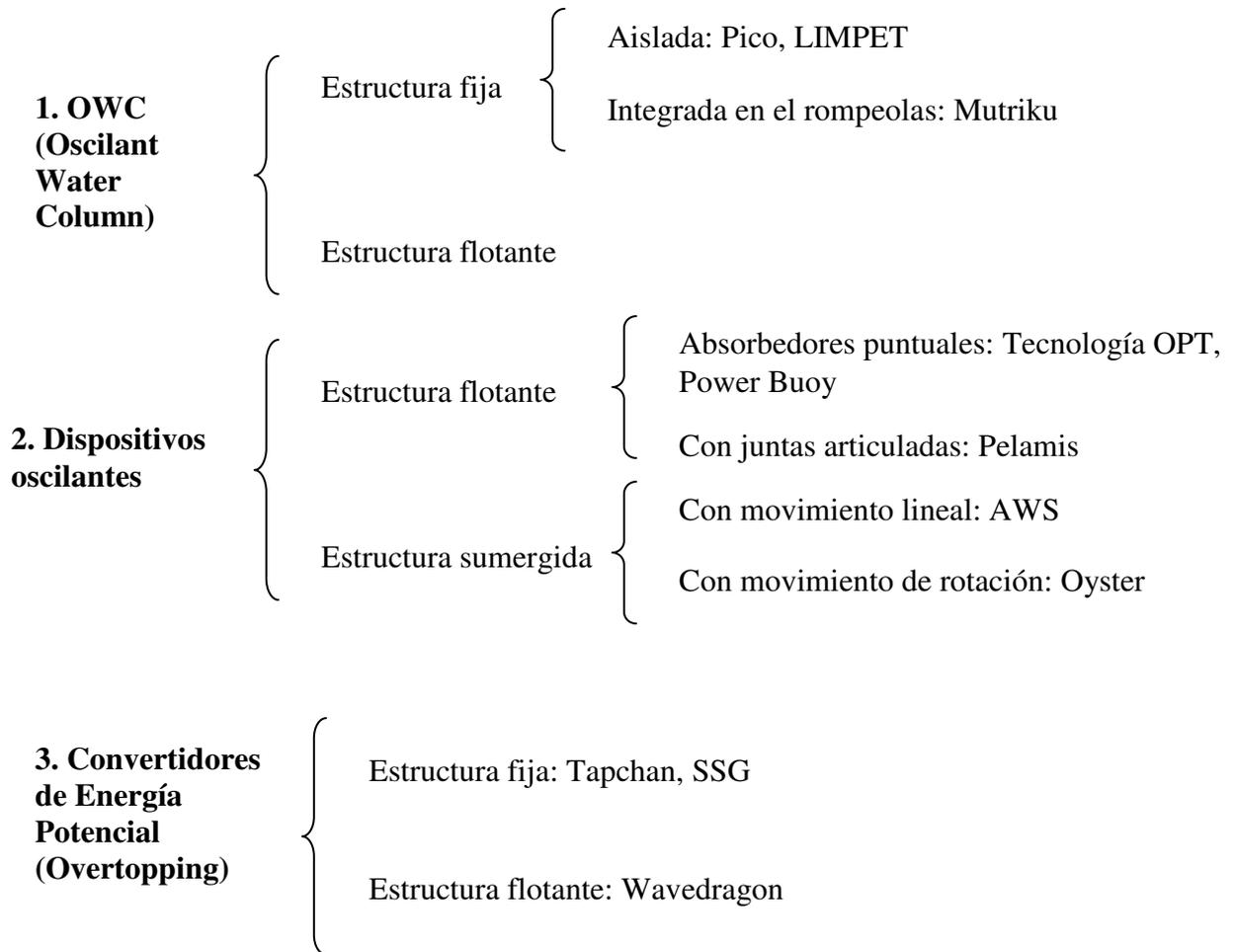
Absorbedores puntuales: Son estructuras pequeñas en comparación con la ola incidente; suelen ser cilíndricas e indiferentes a la dirección de la ola; generalmente se colocan varios agrupados formando una línea. Pueden captar energía de un frente mayor que el propio frente que ellos oponen, mediante un efecto antena (concentración y convergencia). El prototipo OPT de Santoña de la Fig. 3.8 sería un dispositivo representativo de este tipo.



Fig. 3.8. Prototipo OPT de Santoña, dispositivo absorbedor puntual. [Ocean Power Technologies, www.oceanpowertechologies 2004]

3.2.3. Según su principio de funcionamiento

A continuación, se hace la clasificación atendiendo a este criterio con ejemplos de cada tipo:



1. OWC: Este tipo de dispositivos están basados en el principio de funcionamiento de una columna de agua oscilante que consiste en una estructura hueca, semisumergida y abierta al mar por debajo de la superficie libre del agua (Fig. 3.9). Debido a la oscilación del oleaje, se producen cambios en la presión del aire que está situado sobre el agua, en el interior de la cámara. Esto hace que el fluido de trabajo (aire) se expanda y se comprima de forma alternativa y que produzca el movimiento de la turbina.

La estructura es un tubo de Venturi, de forma que la parte en contacto con el agua es de gran diámetro comparado con la parte donde se encuentra la turbina. Así se consigue que las velocidades bajas del oleaje se amplifiquen suficientemente como para que la turbina pueda alimentar un generador eléctrico.

La turbina más difundida es la turbina Wells, que se caracteriza principalmente porque puede ser accionada por un flujo bidireccional sin cambiar el sentido de giro.

Se obtiene la velocidad máxima de la turbina cuando la frecuencia natural de la turbina y del generador coinciden, es decir, cuando hay resonancia. Para incrementar el rendimiento se debe cumplir que la longitud de la tubería de la turbina sea menor que un

cuarto de la longitud de onda de la ola.

Se pueden instalar tanto en estructuras fijas como en móviles o flotantes.

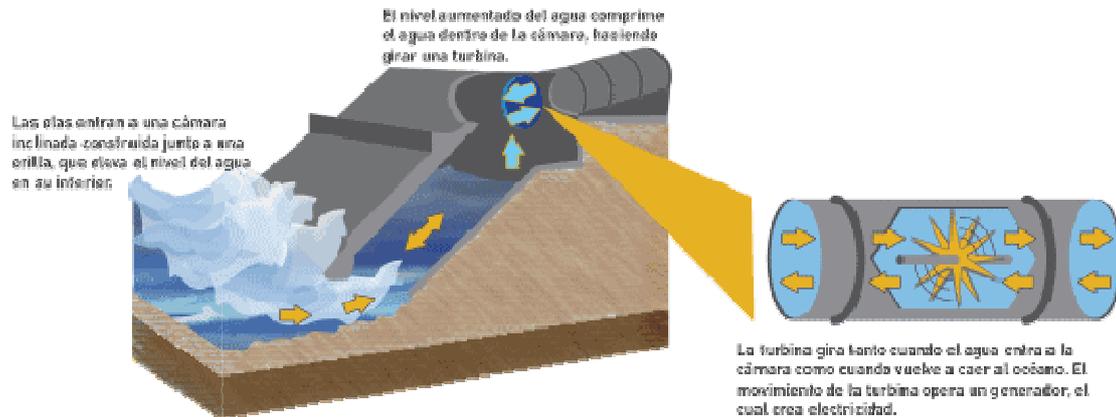


Fig. 3.9. Principio de funcionamiento de los OWC.

2. Dispositivos oscilantes: estos dispositivos convierten, a través de un sistema hidráulico o mecánico, un movimiento de oscilación vertical y/o de rotación en un movimiento lineal o rotativo para alimentar un generador eléctrico. Como se observa en el esquema anterior, existen dos tipos; los dispositivos flotantes y los dispositivos instalados en el lecho marino. Los primeros se clasifican en absorbentes puntuales (como los de la Fig. 3.10) y con juntas articuladas, y, los segundos, en convertidores que trabajan con movimiento lineal o con movimiento de rotación.

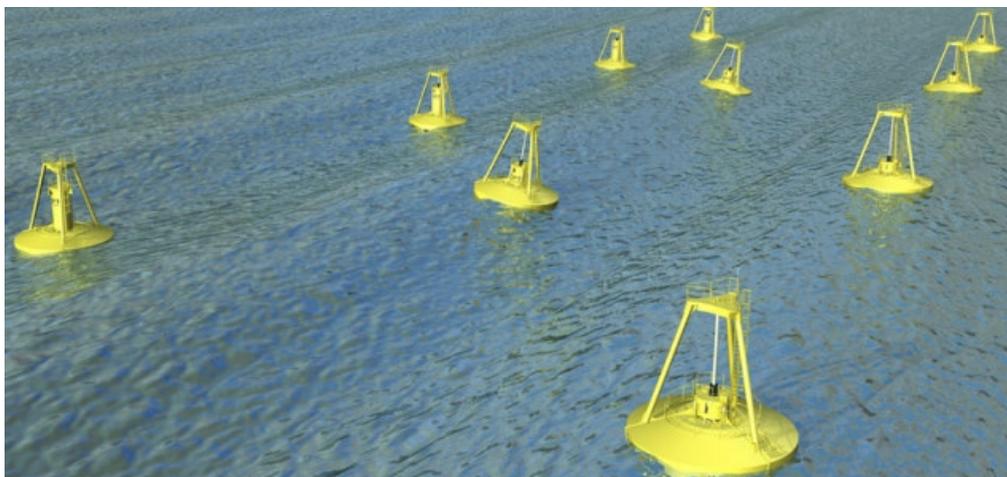


Fig. 3.10. Conjunto de dispositivos oscilantes, tipo absorbentes puntuales. [Power alternatives-www.poweralternatives.com]

3. Dispositivos convertidores de energía potencial o dispositivos que capturan la energía de un frente de olas mediante un colector de olas (overtopping): su principio de funcionamiento consiste en recoger el agua de las olas incidentes para mover una o varias turbinas hidráulicas de salto reducido (normalmente turbinas Kaplan), y aprovechar así la energía potencial de las olas para convertirla posteriormente, a través de generadores síncronos, en energía eléctrica.

Aunque se ha llegado a demostrar que la eficiencia de estas turbinas puede llegar al 90% [W. Knapp, E. Holmén 1983], aún es difícil estimarla de forma más concreta.

Dentro de este tipo de dispositivos, se distinguen los convertidores de estructura fija o

situados en la costa, y los de estructura flotante, alejados de ella. En los primeros, las olas entrantes del mar acceden a un depósito situado a una cota superior a la del mar a través de una rampa. Acto seguido se hace pasar esta agua a través de unas turbinas acopladas a unos generadores eléctricos y se devuelve al mar. El segundo tipo es similar al ya descrito salvo porque está situado en alta mar y, por lo tanto, se trata de una estructura flotante. Un ejemplo de este tipo de dispositivo es el Wavedragon (Fig.3.11.) que se caracteriza por tener un reflector que dirige las olas incidentes hacia una rampa hasta un depósito situado a un nivel superior al del mar.



Fig. 3.11. El dispositivo Wavedragon captura las olas mediante un colector. [Wave Energy-
www.wavec.org]

3.3. Conversión energética (power take-off methods)

Una vez clasificados los dispositivos para el aprovechamiento de la energía de las olas atendiendo a diversos criterios, ahora es necesario conocer el proceso de conversión energética y los sistemas que intervienen, ya que la transformación de la energía de las olas en energía eléctrica no se hace de forma directa.

El principal problema de la conversión energética es que, al igual que con otros dispositivos de energía renovable como son los aerogeneradores, las velocidades de intercambio suelen ser bajas y, por esto, es muy importante intentar amplificarlas.

En el proceso de transformación se distinguen dos conversiones principales de energía: la conversión primaria y la conversión secundaria.

Conversión primaria.

Consiste en convertir el movimiento de las olas en el movimiento de un cuerpo o de un fluido de trabajo, mediante un sistema neumático o mecánico (por ejemplo, mover flotadores en sentido vertical y en rotación). El objetivo principal de esta fase es convertir el movimiento oscilatorio de las olas en un movimiento rápido unidireccional con una velocidad típica de 2 - 2.2 m/s.

Conversión secundaria.

Consiste en convertir los movimientos mecánicos o neumáticos en energía útil, generalmente electricidad. Esta transformación energética se consigue a través de una

interfaz mecánica que convierte las bajas velocidades de rotación en altas velocidades de rotación (~1500 rpm), necesarias para ser conectadas a un generador convencional. Los medios más usados para esta etapa son turbinas neumáticas e hidráulicas, dispositivos de transmisión mecánica, y de inducción magnética.

Desafortunadamente, en la conversión de las energías de origen marino a electricidad no se pueden utilizar directamente las máquinas rotativas convencionales, sino que es necesario acoplar un sistema intermedio que permita acoplar los generadores, cosa que hace aumentar las pérdidas y, por tanto, disminuir el rendimiento.

3.3.1. Sistemas mecánicos intermedios

Son muchos los tipos de sistemas que permiten obtener energía del oleaje, aunque no hay consenso sobre cuáles son las opciones más favorables; cada una tiene sus ventajas e inconvenientes según sea el criterio de diseño.

A) Sistemas mecánicos puros.

Este tipo de sistema es el menos usado debido a su alto coste y por su complejidad de construcción. En los dispositivos de tipo OWC (Fig. 3.12), se aprovecha la oscilación del agua dentro de la cámara mediante un flotador que acciona un compresor con aire, o bien una bomba (con agua). El flotador puede accionar también un motor hidráulico o incluso un alternador.

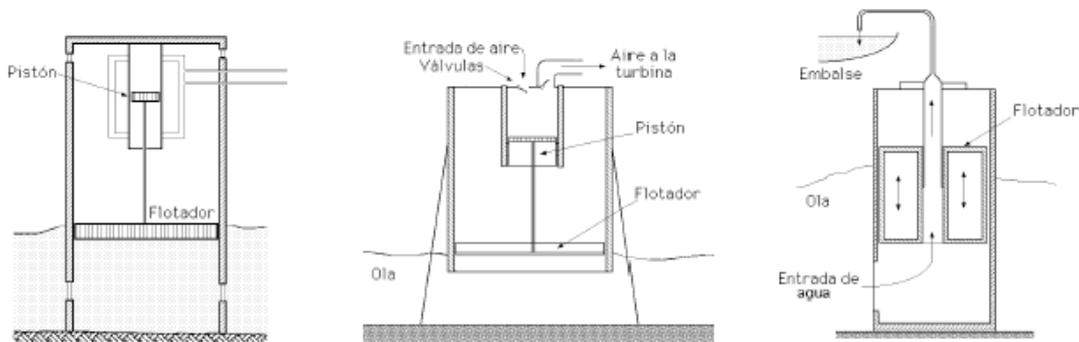
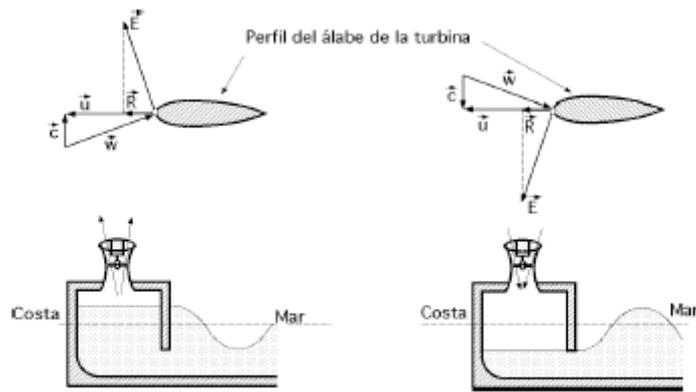


Fig. 3.12. Sistema mecánico para bombeo de aceite, aire y agua, respectivamente. [Fernández Díez, 2002]

B) Sistemas con turbinas de aire.

Este sistema trabaja con turbinas que son capaces de trabajar con flujos de aire que se mueven en las dos direcciones sin cambiar el sentido de giro de sus álabes, por ello, también reciben el nombre de turbinas auto-rectificadas (Fig.3.13). De este tipo, la turbina Wells es la más utilizada por su sencillez a pesar de que su rendimiento raras veces supera el 50%.

Otra ventaja es que permite disminuir el rizado de la generación eléctrica almacenando la energía en forma de inercia.



c es la velocidad de salida del aire, w es la velocidad relativa del aire
 u es la velocidad periférica de la turbina
 E es el empuje aerodinámico, y R es la resultante, igual en las dos situaciones

Fig. 3.13. Principio de funcionamiento de las turbinas auto-rectificadas. [Fernández Díez, 2002]

C) Sistemas con turbinas de agua.

Esta tecnología es la más experimentada; se dispone de dos embalses a distinto nivel, o un embalse y el mar, y se hace pasar agua a través de la turbina del embalse superior al inferior. La turbina más adecuada, al igual que en las centrales hidroeléctricas, dependerá de la altura del salto, del caudal y de la velocidad de giro.

Un ejemplo es el rectificador Russel (Fig.3.14) que consiste en una estructura que consta de dos tanques, uno superior y otro inferior, separados del mar por unas compuertas. Las compuertas superiores se abren con la cresta de la ola, penetrando así gran cantidad de agua en el tanque superior, mientras las compuertas inferiores permiten la salida del agua del tanque inferior; ambos tanques se comunican por una turbina que funciona al hacerse el trasvase de agua del tanque superior al inferior.

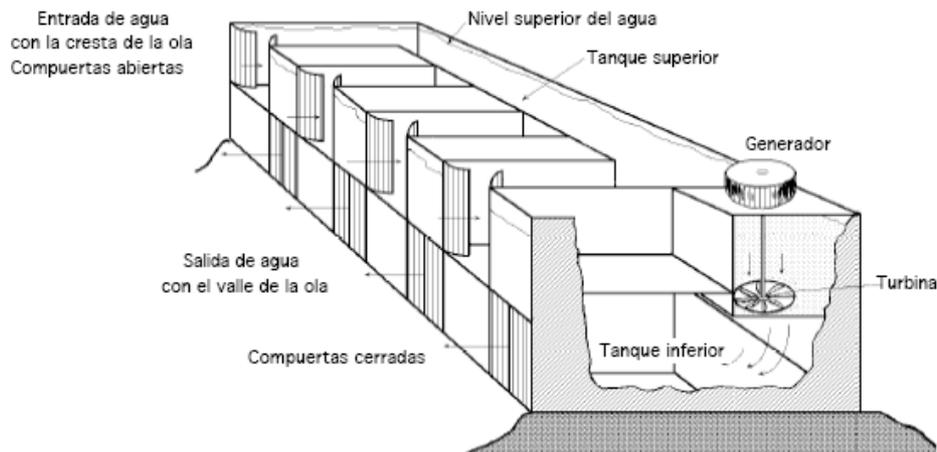


Fig.3.14 Rectificador Russel, dispositivo con turbina de agua. [Fernández Díez, 2002]

D) Sistemas hidráulicos e oleohidráulicos.

Se denominan de una forma u otra dependiendo de si el fluido de trabajo es agua o aceite, respectivamente. El aceite presenta como ventaja frente al agua que tiene mejores prestaciones pero, sin embargo, en caso de accidente hay más peligro de contaminación y si entrara agua en el sistema a través de las juntas, el fluido de trabajo se vería afectado y el rendimiento de la conversión disminuiría notablemente.

Los sistemas hidráulicos suelen tener poco volumen, permiten diferentes movimientos de entrada, permiten almacenar energía en acumuladores hidráulicos y su control y rectificación resultan bastante sencillos. En cambio, sus principales desventajas son la fiabilidad, el precio y el bajo rendimiento de la conversión cuando se trabaja a potencias distintas a la nominal. Otro problema que presenta es que posee muchas partes móviles que precisan de un constante mantenimiento con tal de que el rendimiento no se vea afectado.

Un ejemplo de este tipo de sistema, es el sistema Frog (Fig. 3.15) que consta de un flotador en forma de remo conectado a un casco sumergido que contiene una masa, la cual actúa como pistón dentro de un cilindro. El movimiento de esta masa produce un flujo de aceite a alta presión, para su utilización como fluido en una turbina hidráulica.

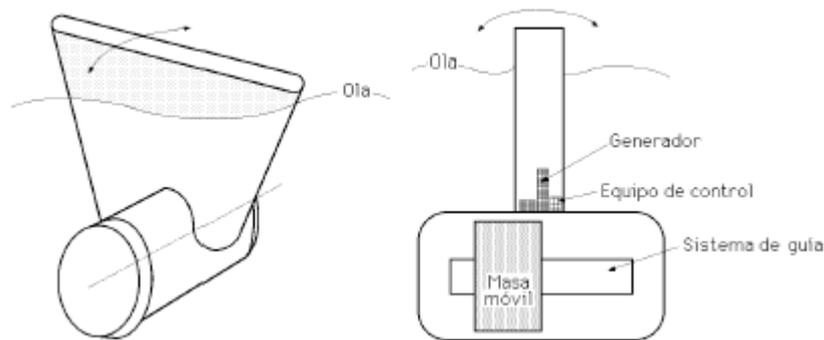


Fig. 3.15. Sistema Frog. [Fernández Díez, 2002]

E) Sistema por arrastre directo.

Es aquel mecanismo en que el motor hace girar el eje directamente, sin la necesidad de un engranaje intermedio. Se presenta como una buena solución a los problemas que supone utilizar sistemas mecánicos intermedios ya que prescinde de una parte mecánica extra. Aún así, su tamaño y peso hacen que este tipo de sistema no acabe de integrarse aún en las tecnologías marinas.

Dentro de la anterior clasificación, los sistemas de conversión energética más importantes son: las turbinas de aire, el sistema hidráulico y el sistema por arrastre directo.

3.3.2. Sistemas de generación de energía eléctrica

A continuación se describen los sistemas de conversión final, de energía mecánica a energía eléctrica. Ante la existencia de una gran diversidad de tecnologías de conversión, la elección del generador eléctrico es algo crucial para asegurar la máxima eficiencia del convertidor. Se deberá escoger aquel sistema de conversión que dé unos buenos resultados de eficiencia independientemente del valor de la carga.

Dada la alta variabilidad de la frecuencia del oleaje, la conversión será más eficiente cuanto más amplio sea el rango de velocidades a las que es capaz de trabajar el

generador. Por ello, es importante para cada caso saber escoger entre un equipo de velocidad de rotación constante o variable; el primero tiene un precio más bajo del generador, una electrónica de potencia poco sofisticada y no se puede ajustar la velocidad de la turbina al estado del mar, mientras que el segundo presenta una electrónica de potencia mucho más compleja que cada vez está más disponible en el mercado.

Las distintas máquinas que se pueden emplear para la conversión eléctrica, son:

La máquina de inducción: es el generador más utilizado por su gran capacidad de generar electricidad dentro de un amplio rango de velocidades, por encima de la de sincronismo. Se usa junto con un control de par y de velocidad para ajustar la carga a las necesidades de la red en un momento determinado. Esta máquina es la más común en los sistemas OWC.

Generador síncrono a velocidad variable: es un generador convencional modificado que permite la generación de electricidad a tensión y frecuencia constantes, independientemente de la velocidad. Las eficiencias son aceptables para un amplio rango de velocidades y es aconsejable para la generación a gran escala y la conexión a la red.

Generador eléctrico de corriente alterna: sólo requiere rectificar posteriormente la corriente a continua en aquellas configuraciones que permitan la generación de electricidad a velocidad variable.

Generador lineal: con sistema de arrastre directo, extrae energía en forma de movimiento oscilante de vaivén a velocidad reducida. Esta velocidad es la misma que la del flotador del convertidor, uno o dos órdenes de magnitud menor que la de los generadores rotativos convencionales. Por ello, se necesitan fuerzas de reacción grandes, que implican tamaños considerables del sistema de conversión. En este caso, el rotor recibe el nombre de “translator”.

3.4. Tecnologías disponibles

Para dar una idea del gran número de tecnologías de las que se dispone actualmente para aprovechar la energía de las olas y para ejemplificar alguna de las clasificaciones anteriores, se adjunta la tabla siguiente:

	Nombre del dispositivo	Promotor	Tipo de dispositivo	País de origen	Web
1	Aegir Dynamo™	Ocean Navitas Ltd	Near-Offshore	Reino Unido	www.oceannavitas.com
2	AquaBuOY	Aquaenergy group	Offshore	Canada	http://finavera.com/en/wave
3	AWS (Archimedes Wave Swing)	AWS Ocean Energy Ltd	Offshore submerged	Países Bajos	www.awsocan.com/PageProducer.aspx
4	BioWAVE™	BioPower Systems Pty Ltd	Nearshore	Australia	www.biopowersystems.com/technologies.php
5	Brandl Generator	Brandl Motor	Near-Offshore	Alemania	http://brandlmotor.de/
6	CETO	Seapower Pacific Pty Ltd	Nearshore	Australia	www.ceto.com.au/home.php
7	C-Wave	C-Wave Limited	Near-Offshore	Reino Unido	www.cwavepower.com
8	Direct Drive Permanent Magnet Linear Generator Buoy / Permanent Magnet Rack and Pinion Generator Buoy / Contact-less Force Transmission Generator Buoy	Columbia Power Technologies	Near-Offshore	USA	www.columbiapwr.com
9	EGWAP (Electricity Generated Wave Pipe)	Able Technologies	Nearshore	USA	www.abletechnologiesllc.com
10	FO3	Fobox AS	Offshore	Noruega	
11	FWEPS (Float Wave Electric Power Station)	Applied Technologies Company, Ltd	Offshore	Rusia	www.atecom.ru
12	FWPV (Floating Wave Power Vessel)	Sea Power International AB	Near-Offshore	Suécia	www.seapower.se
13	Generator utilizing patented electroactive polymer artificial muscle (EPAM™) technology	SRI International	Offshore	USA	www.sri.com
14	Langlee System	Langlee Wave Power	Nearshore	Noruega	www.langlee.no
15	Lever Operated Pivoting Float	Swell Fuel	Offshore	USA	www.swellfuel.com
16	Linear generator (Islandsberg project)	Seabased AB	Near-Offshore	Suécia	www.seabased.com
17	Manchester Bobber	University of Manchester Intellectual Property Ltd (UMIP)	Offshore	Reino Unido	www.manchesterbobber.com
18	Martifer device	Martifer	Offshore	Portugal	www.martifer.com/Group/EN/home.html

19	McCabe Wave Pump (MWP)	Hydam Technology Ltd	Near-Offshore	Irlanda	www.wave-power.com
20	MHD Neptune	Neptune Systems	Offshore submerged	Países Bajos	www.neptunesys.com
21	MHD Wave Energy Conversion (MVEC)	Sara Ltd	Near- & Offshore	USA	www.sara.com/RAE/ocean_wave.html
22	Multi Absorbing Wave Energy Converter (MAWEC)	Leancon Wave Energy	Multi Absorbing Wave Energy Converter (MAWEC) / Near- & Offshore	Dinamarca	www.leancon.com/technology.htm
23	Multi Resonant Chamber (MRC) wave energy converter - MRC 1000	ORECon Ltd	Near- & Offshore	Reino Unido	www.orecon.com
24	Ocean Energy Buoy (OE Buoy)	Ocean Energy Ltd.	Near- & Offshore	Irlanda	www.oceanenergy.ie
25	OceanStar ocean power system	Bourne Energy	Unclear	USA	www.bourneenergy.com
26	OMI Combined Energy System (OMI CES)	Ocean Motion International LLC	Near- & Offshore	USA	www.oceanmotion.ws
27	OWEC (Ocean Wave Energy Converter)	Ocean Wave Energy Company	Offshore	USA	www.owec.com
28	OWEL Wave Energy Converter (the Grampus)	Offshore Wave Energy Limited	Near- & Offshore	Reino Unido	owel.co.uk/owel.htm
29	Oyster	Aquamarine Power Ltd	Nearshore submerged but surface-piercing	Reino Unido	www.aquamarinepower.com
30	PelagicPower	Pelagic Power AS	Nearshore	Noruega	www.pelagicpower.com
31	Pelamis	Pelamis Wave Power	Offshore	Reino Unido	www.pelamiswave.com
32	Pico plant	Wave Energy Centre (WaVEC)	Onshore	Portugal	www.pico-owc.net
33	Poseidon's Organ	Floating Power Plant ApS (F.P.P.)	Near- & Offshore	Dinamarca	www.poseidonorgan.com
34	PowerBuoyTM	Ocean Power Technologies Inc. (OPT)	Offshore	USA	www.oceanpowertechnologies.com
35	PS FROG	Lancaster University			www.engineering.lancs.ac.uk/lureg/research/Wave%20energy.asp
36	S.D.E.	SDE Energy Ltd.	Onshore; structure-mounted	Israel	www.sde.co.il
37	Salter's Duck	University of Edinburgh			www.mech.ed.ac.uk/research/wavepower
38	SEADOG	Independent Natural Resources,	Nearshore	USA	www.inri.us

		Inc (INRI)			
39	Seaheart	Oceanic Power		España	www.oceanicpower.com
40	Seawave Slot-Cone Generator (SSG)	WAVEenergy AS	Onshore	Noruega	www.wavessg.com
41	Shoreline OWC	Wavegen (wholly owned subsidiary of Voith Siemens Hydro Power Generation)	Shoreline OWC	Reino Unido	www.wavegen.co.uk
42	SPERBOY	Embley Energy Limited	Near- & Offshore	Reino Unido	www.sperboy.com
43	SurfPower	Seawood Designs Inc	Near- & Offshore	Canada	www.surfpower.ca
44	SyncWave	SyncWave™ Energy Inc.	Near- & Offshore	Canada	www.syncwavesystems.com
45	Système Autonome Electrique de Récupération de l'Energie des Vagues (SEAREV)	SeaRev (Consortium being built, starting from Ecole Centrale de Nantes)	Offshore	Francia	www.ec-nantes.fr/version-francaise/recherche/projets-d-application/searev-50100.kjsp?RH=ECN-FR
46	TETRON	Joules Energy Efficiency Services Ltd	Offshore; details unclear	Irlanda	www.carbontrust.co.uk/NR/rdonlyres/FF89951B-43A3-49F6-9F77-BC5976373436/0/200532835.pdf
47	The Linear Generator	Trident Energy Limited	Near- & Offshore; ideally structure-mounted	Reino Unido	www.tridentenergy.co.uk
48	Wave Catcher	Offshore Islands Limited	Offshore structure-mounted	USA	www.offshoreislandslimited.com
49	Wave Dragon	Wave Dragon Aps	Near- & Offshore	Dinamarca	www.wavedragon.net
50	Wave Rider	SeaVolt Ltd	Near- & Offshore	USA	www.puertos.es/externo/clima/Rayo/Waverider.html
51	Wave Rotor (Darrieus Wave Rotor)	Ecofys BV	Near- & Offshore; ideally structure-mounted	Países Bajos	www.ecofys.nl/nl/expertisegebieden
52	Wave Star	Wave Star Energy ApS	Near- & Offshore	Dinamarca	www.wavestarenergy.com
53	Waveberg	Waveberg™ Development Limited	Nearshore	USA	www.waveberg.com
54	WaveBlanket	Wind Waves And Sun	Near- & Offshore	USA	www.windwavesandsun.com
55	Wavebob	Wavebob Ltd.	Offshore	Irlanda	www.wavebob.com
56	WaveEnergySystem	Oceanlinx Ltd.	Onshore & Nearshore	Australia	www.oceanlinx.com
57	WaveMaster	Ocean WaveMaster Limited	Near- & Offshore	Reino Unido	www.oceanwavemaster.com

58	Wavemill	Wavemill Energy Corporation	Onshore	Canada	www.wavemill.com
59	WavePlane	WavePlane Production A/S – (now) WPP A/S	Near- & Offshore	Dinamarca	www.waveplane.com
60	WaveRoller	AW Energy Oy	Nearshore submerged	Finlandia	www.aw-energy.com
61	WECA – PDP500	DAEDALUS Informatics Ltd	Near- & Offshore	Grecia	www.daedalus.gr
62	WET EnGen™	Wave Energy Technologies Inc.	Near- & Offshore	Canada	www.waveenergytech.com
63	WET-NZ device	WET-NZ	Near- & Offshore	Nueva Zelanda	www.wavenergy.co.nz

Tabla 3.1. Principal lista de convertidores de energía de las olas. [Wave Energy Centre, 2008]

Algunos de ellos se comentarán en mayor profundidad más adelante.

4. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE EN LA COSTA ESPAÑOLA E ITALIANA

4.1. Disponibilidad energética de la costa española

En el año 1979 el Ministerio de Industria y Energía (que hoy en día es el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) estimó un potencial energético en las costas españolas (7880 km) de 37650 MW; 25 kW/m en las costas del Océano Atlántico y 11 kW/m en las del Mar Mediterráneo. Las costas de Cantabria y las de las Islas Canarias son las que poseen mayor potencial energético con una potencia anual de 20 kW/m. [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, España].

El primer dispositivo que se instaló en España fue en una central térmica de Sabón (La Coruña), llevado a cabo por Unión FENOSA y que consistía en un dispositivo de columna de agua oscilante (OWC). [AMBIENTA, 2008].

Actualmente se están llevando a cabo dos proyectos; el primero es un parque undimotriz situado en Santoña (Cantabria) que utiliza la tecnología OPT (Absorbedor puntual de Ocean Power Technologies, ver Fig. 3.8), y el segundo, situado en Mutriku (Guipúzcoa) que utiliza un sistema de columna de agua oscilante integrado en un rompeolas con lo que se consigue un impacto ambiental menor.

Con tal de hacer una estimación de la disponibilidad energética que posee la costa española se han analizado los datos facilitados por Puertos del Estado, que es un Organismo Público dependiente del Ministerio de Fomento, a través de sus Redes de Medida Españolas.

4.1.1. La Red de medida española

Existen cuatro redes disponibles con distintos objetivos cada una: aguas profundas, costas, metros de corrientes y medidas de la marea. A continuación se describe la red de aguas profundas que es de donde se toman los datos para el cálculo de la potencia, hecho que se justificará más adelante.

Red aguas profundas.

Las boyas de esta red se caracterizan por estar fondeadas lejos de la línea de costa a profundidades entre 200 y 800 metros, de manera que las medidas de oleaje de estos sensores no están perturbadas por efectos locales. Miden parámetros oceanográficos y meteorológicos proporcionando observaciones representativas de grandes zonas litorales. Los datos son transmitidos cada hora vía satélite.

La Red de aguas profundas está formada por 13 boyas Seawatch y 3 Wavescan (Fig. 4.3).

Boya Seawatch:

La boya Seawatch (Fig. 4.1), construida por la empresa Oceanor, es una plataforma flotante capaz de alojar una pléyade de sensores que tienen como objeto medir parámetros atmosféricos y meteorológicos. Las comunicaciones con la boya se realizan vía satélite. La alimentación corre a cargo de paneles solares que, combinados con baterías, dotan a la boya de suficiente autonomía.

Cabe destacar que las características de estas boyas han ido evolucionando a lo largo del tiempo, por ejemplo, a partir del año 2003 todas las boyas disponen de sensores de oleaje direccional.

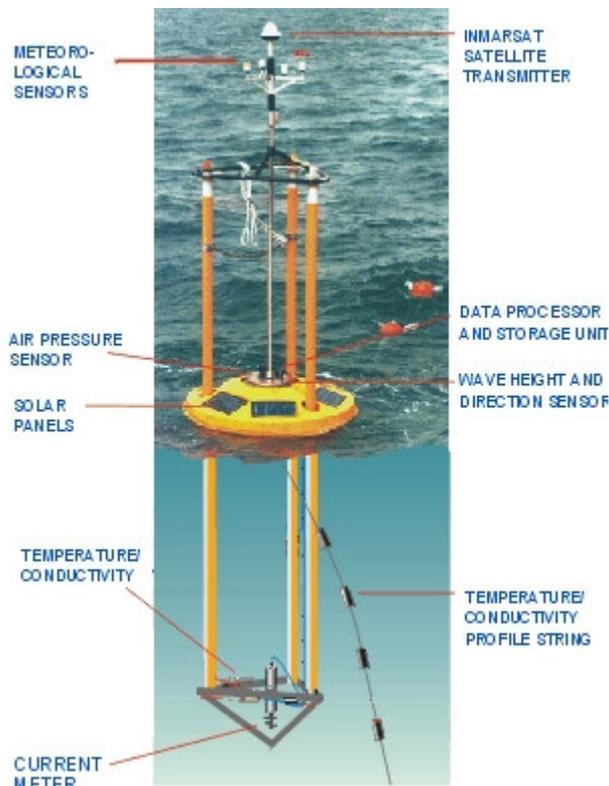


Fig. 4.1. Boya Seawatch [Puertos del Estado. www.puertos.es]

Boya Wavescan:

La Wavescan (Fig. 4.2) es una boya lenticular con un diámetro aproximado de 2.75 metros y unos 1000 kg de peso. Consta de un sensor para la medida del oleaje direccional y una estructura superior para soporte de sensores meteorológicos. La boya transmite en tiempo real, cada hora y vía satélite (INMARSAT C), su posición y los parámetros procesados.

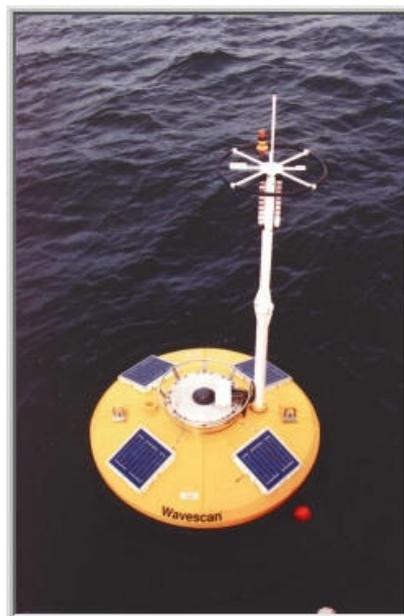


Fig. 4.2. Boya Wavescan [Puertos del Estado. www.puertos.es]

4.1.2. Banco de datos. Obtención de datos

El Banco de Datos Oceanográficos se creó en 1983 en la Dirección General de Puertos y Costas para poder disponer de un banco de datos de acceso público que ayudara al desarrollo de nuevos proyectos de ingeniería civil en el entorno portuario y costero. Incorpora información tanto de las Redes de Medida como de los modelos de simulación numérica de los que dispone, así como de información complementaria procedente de otras instituciones.

En general, todas las boyas disponen de varios tipos de sensores, así como de unidades de proceso, almacenamiento de datos y transmisión vía satélite.

Todos los valores medidos se procesan y se almacenan a bordo de la boya, de manera que cada una de ellas genera internamente un conjunto de parámetros estadísticos (Hs, Tm, Tp, etc), que caracterizan cada uno de los aspectos observados. Estos parámetros no solo se almacenan en la boya sino que además se transmiten vía satélite en tiempo real con periodicidad horaria.

En el caso de las medidas del oleaje, la boya también almacena las series brutas de desplazamientos provocados por el oleaje que son procesadas en diferido por Puertos del Estado. Cuando los datos son recibidos por Puertos del Estado, se someten a un control de calidad que garantiza que los valores se han obtenido en condiciones de correcto funcionamiento de todos los equipos de medida y se señalan aquellos valores que se consideran anómalos. Posteriormente se procesan los datos brutos de oleaje para asignar a cada uno un nivel de calidad o fiabilidad.

En cuanto al tiempo de muestreo, se generan observaciones de forma horaria pero esto no implica que los parámetros obtenidos se midan durante toda la hora. En el caso que nos ocupa, el oleaje, se obtiene un dato cada hora calculado sobre un periodo de aproximadamente 30 minutos.

Los parámetros de oleaje disponibles por estas boyas son:

1. Parámetros escalares de cruce por cero y espectrales
 - Altura Significante Espectral y de Cruce por cero
 - Periodo Medio Espectral y de Cruce por cero
 - Altura Máxima y Periodo asociado
 - Periodo Significante
2. Parámetros direccionales
 - Dirección Media
 - Dirección Media en el Pico de Energía
 - Dispersión de la Dirección en el Pico de Energía
3. Espectros direccionales codificados en bandas de frecuencia

4.1.3. Puntos de medida disponibles

En la Fig. 4.3 se muestra la posición de las boyas de la Red Exterior en color rojo o amarillo según si son de tipo SeaWatch o Wavescan, respectivamente.

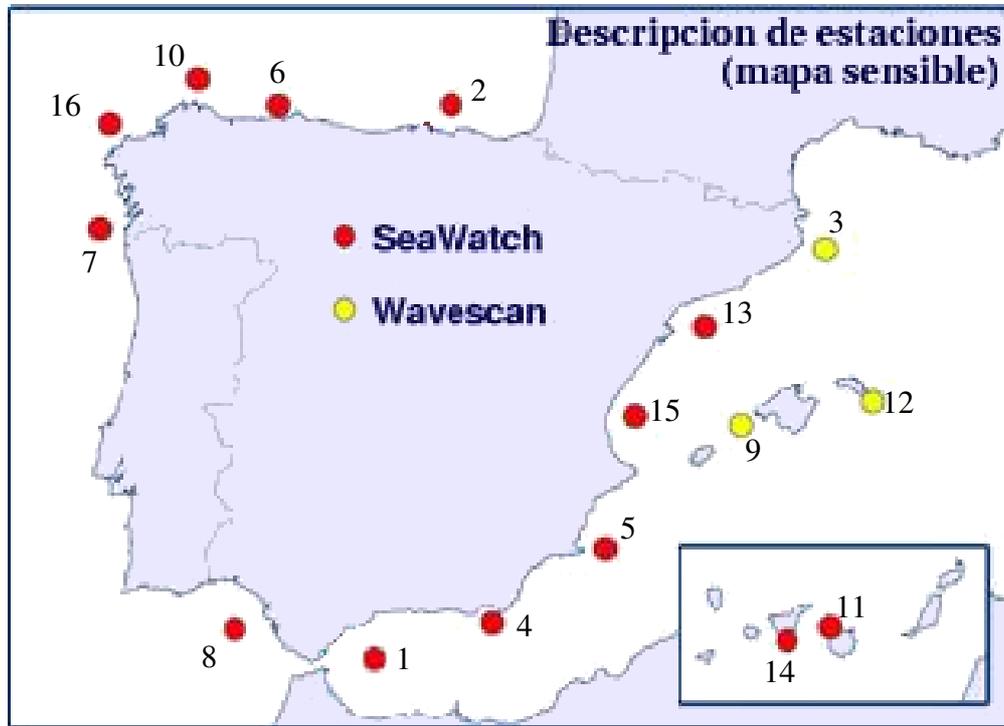


Fig. 4.3. Posición de las diferentes boyas de la REDEXT [Puertos del Estado. www.puertos.es]

4.1.4. Cálculo de la potencia

Dentro del Banco de Datos de oleaje de Puertos del Estado, se dispone de un mapa sensible de España con la localización de todas las boyas distribuidas por zonas, y para cada una de ellas se facilitan diversos datos históricos de los cuales las tablas altura-periodo (Tabla 4.1) son las necesarias para el cálculo de la potencia.

Dado que el análisis solo se basa en las boyas de la Red de Medida de Aguas Profundas, es decir donde se cumple que $h > \frac{L}{2}$, se puede estimar la potencia de las olas mediante la

ecuación 2.14 para oleaje real:

$$\frac{\rho \cdot g^2}{64 \cdot \pi} \cdot T_{m0,-1} \cdot H_{m0}^2 \quad [\text{W/m}]$$

Teniendo en cuenta que el periodo facilitado por Puertos del Estado no es el medio (T_m) sino que es el de pico (T_p) se hace la siguiente aproximación:

$$T_{m0,-1} = \frac{T_p}{1,1} \quad [\text{s}] \quad (\text{ec. 4.1})$$

Y que $H_{m0} \approx H_s$

Altura significante (Hs): media aritmética del tercio de olas de mayor altura del registro.

Finalmente la expresión usada para el cálculo de la potencia, en [kW/m], es:

$$P = \frac{\rho \cdot g^2}{64 \cdot \pi} \cdot \frac{T_p}{1,1} \cdot \frac{H_s^2}{1000} \quad [\text{W/m}] \quad (\text{ec. 4.2})$$

Donde se adopta un valor representativo de densidad del agua del mar $\rho=1025 \text{ kg/m}^3$

A partir de la combinación de los valores de las variables altura-periodo de cada boya y con la expresión 4.2, se obtiene una potencia para cada pareja de puntos. Dicha potencia se multiplica por su porcentaje de frecuencia dado en la tabla 4.1, obteniendo a partir de la suma de estos productos la potencia media de ese año para cada boya.

Cabe destacar que para el valor de altura $\leq 0,5$ se ha cogido 0,5 y para el de >5 se ha considerado 6. Análogamente con el valor de periodo ≤ 1 se ha usado 1 y para >10 se ha considerado 11.

Tabla de Periodo (Tp) - Altura (Hs) en %													
Boya de Mahón/Mahon Buoy													
Año/Year: 2008													
Eficacia/Efficacy: 93.033 %													
Tabla de Tp - Hs en %													
Tp											Total		
<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0			
Hs	<=0.5	---	0.037	1.872	2.937	5.029	4.369	1.432	0.991	0.147	0.073	---	16.887
	1.0	---	---	0.073	2.753	6.791	9.251	7.819	2.460	0.477	0.037	---	29.662
	1.5	---	---	---	0.073	1.615	3.047	5.874	6.645	1.799	0.184	---	19.236
	2.0	---	---	---	---	0.184	0.991	2.423	3.744	4.919	1.138	0.110	13.510
	2.5	---	---	---	---	---	0.147	0.771	1.542	2.717	1.872	0.294	7.342
	3.0	---	---	---	---	---	---	0.184	0.477	1.909	1.982	0.844	5.396
	3.5	---	---	---	---	---	---	---	0.184	0.808	1.101	0.918	3.010
	4.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.294	0.808	1.322	2.423
	4.5	---	---	---	---	---	---	---	---	0.110	0.330	0.881	1.322
	5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.184	0.367	0.551
	> 5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.037	0.624	0.661
Total	---	0.037	1.946	5.764	13.620	17.805	18.502	16.043	13.179	7.746	5.360	100%	

Tabla 4.1 Ejemplo de tabla altura-periodo para la boya de Mahón con la frecuencia en %, año 2008
[Puertos del Estado. www.puertos.es]

Finalmente, para hallar el valor de la potencia media anual de cada boya, para cada una de ellas se ha hecho la media con las potencias de todos los años de los cuales se tenía datos.

4.1.5. Resultado y conclusión

En la tabla 4.2 se recogen los valores estimados de potencia media anual por unidad de longitud (m), así como la posición, localización y periodo de cobertura de cada una de las boyas.

N	Boya	Coordenadas		Localización	Periodo de cobertura	Potencia [kW/m/a]
		Latitud	Longitud			
1	Alborán	36.267	-5.033	Mar Mediterráneo S	1997-2006	3,5
2	Bilbao	43° 37.8' N	3° 2.4' W	Mar Cantábrico	1990-2008	25,3
3	Cabo Begur	41° 54.9' N	3° 38.7' E	Mar Mediterráneo N	2004-2008	9,9
4	Cabo Gata	36° 34.2' N	2° 20.4' W	Mar Mediterráneo	1998-2008	5,9
5	Cabo Palos	37° 39.08' N	0° 19.48' W	Mar Mediterráneo M	2006-2008	5,8
6	Cabo Peñas	43.740	-6.170	Mar Cantábrico	1997-2008	26,8
7	Cabo Silleiro	42° 7.2' N	9° 24.0' W	Océano Atlántico N	1998-2008	34,3
8	Cádiz	36° 28.8' N	6° 57.6' W	Océano Atlántico S	1997-2008	9,2
9	Dragonera	39° 33.3' N	2° 6.1' E	Mar Mediterráneo M	2007-2008	7,2
10	Estaca de Bares	44° 3.6' N	7° 37.2' W	Mar Cantábrico	1997-2008	37,0
11	Gran Canaria	28° 11.4' N	15° 48.6' W	Océano Atlántico S	1997-2008	16,3
12	Mahón	39° 43.8' N	4° 25.2' E	Mar Mediterráneo M	1993-2008	11,6
13	Tarragona	40° 41.04' N	1° 28.10' E	Mar Mediterráneo N	2004-2007	4,8
14	Tenerife	28° 0.0' N	16° 34.8' W	Océano Atlántico S	1998-2008	4,8
15	Valencia	39° 30.96' N	0° 12.28' E	Mar Mediterráneo M	2004-2005	3,1
16	Villano	43° 29.4' N	9° 12.6' W	Océano Atlántico N	1998-2008	35,1

Tabla 4.2. Media anual por ola de la potencia a largo de la costa española.

A partir de los datos de la tabla anterior, una de las primeras cosas que se observa es la gran diferencia que existe entre las potencias medidas en el Mar Mediterráneo y las del Océano Atlántico (zona norte) o Mar Cantábrico, siendo la potencia media de 6,5 kW/m/año, 34,7 kW/m/año y 29,7 kW/m/año, respectivamente. Esto se debe, en parte, a los fuertes vientos que se producen normalmente en el Océano Atlántico y que viajan durante varios cientos de kilómetros a gran velocidad.

Dentro de la zona de estudio de este proyecto, el Mar Mediterráneo, destaca el valor

obtenido de potencia media de la boya de **Mahón** (Menorca, Islas Baleares), que alcanza los 11,6 kW/m/año, seguido de los 9,9 kW/m/año registrados por la boya de Cabo Begur (Gerona, Cataluña); ambos valores superiores a la media del Mar Mediterráneo.

Para la zona de Mahón, los vientos dominantes son de componente NE y como se puede apreciar en el siguiente gráfico (Fig. 4.4), las olas de mayor altura significativa son las de componente Norte.

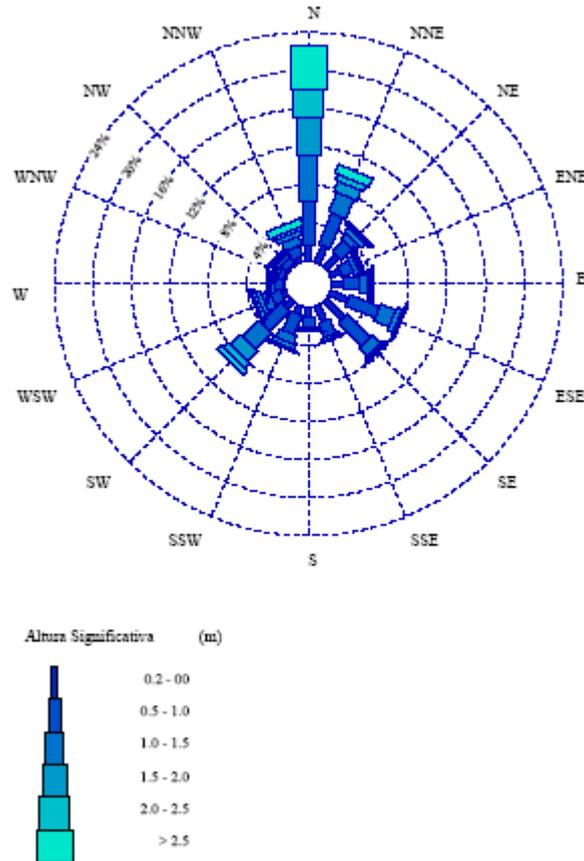


Fig. 4.4. Rosa de altura significativa (anual) de Mahón [Puertos del Estado. www.puertos.es]

Considerando los valores relativamente altos de la potencia media disponible en Mahón, sería apropiado hacer un estudio sobre la posibilidad de instalar algún sistema de conversión de energía de las olas en esta zona.

Por último comentar que, desafortunadamente, la potencia estimada por las boyas 3, 5, 8, 13 y 15, está basada en series temporales de corto periodo de cobertura (entre 2 y 5 años). Por lo tanto, sería aconsejable que los resultados se sometieran a un análisis más a fondo usando series temporales más largas procedentes, por ejemplo, de modelos de simulación numéricos.

4.2. Disponibilidad energética de la costa italiana

Por su enorme línea de costa en proporción con la superficie del país se podría pensar que este tipo de energía es la más adecuada pero, en cambio, su potencial está alrededor de los 5kW/m de línea de costa. Excepto en Sicilia y en Cerdeña donde se llega hasta los 13 kW/m (Alguero). [J. Fernández, 2008]

Con tal de hacer una estimación de la energía de las olas disponible a lo largo de la costa italiana, se han analizado los datos facilitados por el Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). Y el cálculo de la potencia y los resultados se han basado en el trabajo realizado en “Assessment of Wave Energy around Italy” por Vicinanza D., Cappiotti L., Contestabile P., 2009.

4.2.1. La Red Onda métrica Nacional italiana (RON)

La RON está activa desde julio de 1989. Cada boya, que está fondeada alrededor de los 100 metros, sigue el movimiento de la superficie del agua y permite determinar la altura y la dirección de las olas. Los instrumentos están dotados de un sistema de localización que utiliza el satélite ARGOS para el control continuo de la posición.

Esta Red está formada por 15 boyas la mayoría de las cuales son de tipo Wavec, y el resto de tipo Waverider.

Boya Wavec:

Esta boya de tipo direccional (Fig. 4.5), mide elevación, inclinación norte-sur e inclinación este-oeste.

Sigue el movimiento de la superficie del mar y mediante el sensor Hippy 120 mide la elevación y la inclinación de la ola con respecto a una plataforma contenida dentro del sensor. La elevación se obtiene de la doble integración de la aceleración vertical medida por un acelerómetro instalado en la plataforma, en cambio, la inclinación se obtiene midiendo el seno del ángulo que forman los ejes x e y del sistema de referencia solidario a la boya.

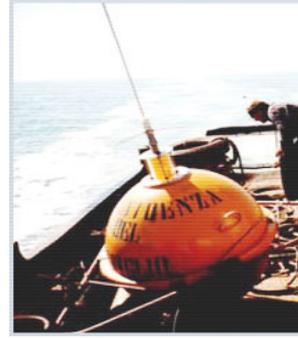
Boya Waverider:

Tiene forma esférica con un diámetro de 0,7 metros (Fig. 4.6).

El sensor de medida (en el interior del casco de la boya, Hippy 40) es un acelerómetro suspendido dentro de una esfera en un líquido con una conductividad concreta.

La transmisión a la estación costera se realiza vía radio. La señal analógica es convertida a digital y analizada.

Es también de tipo direccional y mide elevación, desplazamiento norte y desplazamiento oeste.

Fig. 4.5 Boya Wavec [ISPRA. www.idromare.it]Fig. 4.6 Boya Waverider [ISPRA. www.idromare.it]

4.2.2. Banco de datos. Obtención de datos

El funcionamiento ininterrumpido de la red desde hace más de diez años, permite tener a disposición una gran cantidad de datos válidos para el análisis científico o ingenieril.

Los datos normalmente se adquirirían por periodos de treinta minutos cada tres horas, y con intervalos inferiores si la marejada es particularmente significativa, hasta el año 2002. A partir de ahí los datos se adquieren cada hora y son enviados en tiempo real a la estación receptora donde son procesados.

De las series temporales enviadas por las boyas a la estación receptora, se obtiene:

1. Parámetros sencillos

- Altura significativa de la ola H_s (m)
- Periodo de pico T_p (s)
- Periodo medio T_m (s)
- Dirección media de propagación D_m ($^{\circ}N$)

2. Parámetros espectrales por banda de frecuencia

- Densidad de energía
- Dirección media de propagación
- Dispersión direccional (spread)
- Asimetría (skewness)

4.2.3. Puntos de medida disponibles

A continuación (Fig. 4.7) se muestra un mapa con la localización de las boyas disponibles de la Rete Ondametrica Nazionale, todas ellas situadas a una distancia considerable de la costa (aguas profundas). Las coordenadas geográficas de cada boya vienen recogidas en la tabla 4.3. junto con el periodo de cobertura de las medidas.

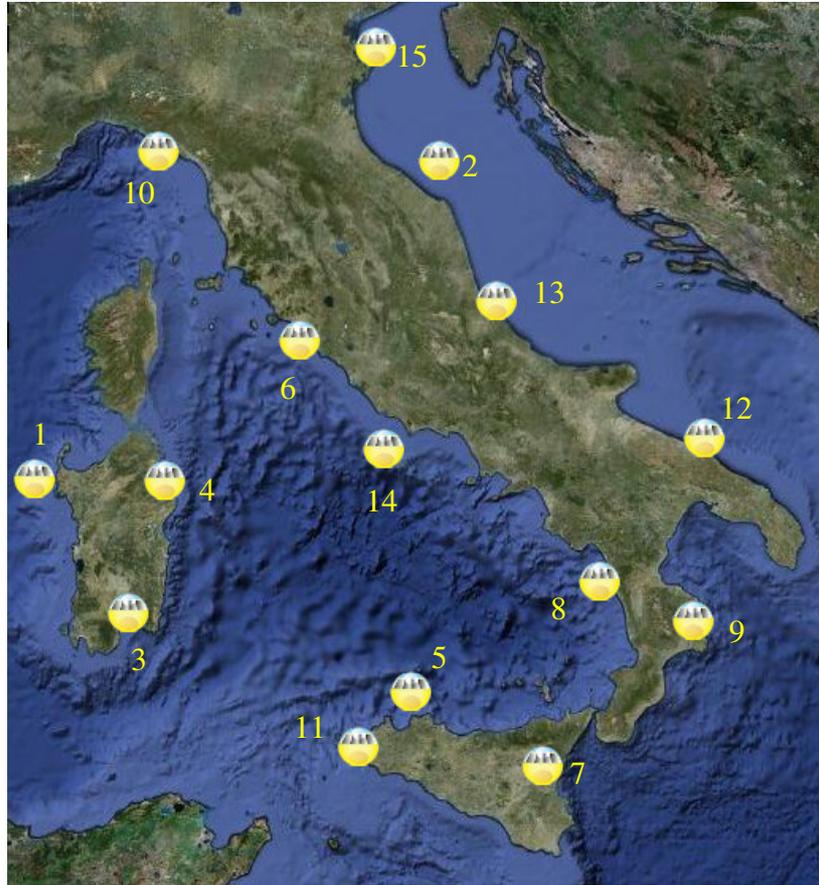


Fig. 4.7 Posición de las diferentes boyas de la RON [ISPRA. www.idromare.it]

4.2.4. Cálculo de la potencia

Como se ha comentado anteriormente, todas las boyas usadas para el análisis están situadas en aguas profundas donde $h > \frac{L}{2}$, por lo tanto para hacer la estimación de la potencia disponible se ha usado la ecuación 2.14 para oleaje real expresada en kW/m:

$$P = \frac{\rho \cdot g^2}{64 \cdot \pi} \cdot T_{m0,-1} \cdot H_{m0}^2 \cdot \frac{1}{1000}$$

Donde, al igual que en el caso de España, se ha considerado un valor de densidad del agua del mar (ρ) igual a 1025 Kg/m^3 .

Los datos $T_{m0,-1}$ y H_{m0} han sido facilitados a través de la base de datos de la Rete Ondametrica Nazionale desde donde se puede acceder a las series temporales o a las tablas Hs-Tm de cada una de las boyas.

4.2.5. Resultado y conclusión

Así pues, con la expresión anterior y las series temporales de datos se ha podido estimar la potencia media disponible por año para todas las boyas. Dicha potencia viene recogida en la siguiente tabla (tabla 4.3) junto con las coordenadas de posición, la localización y el periodo de cobertura.

N	Boya	Coordenadas		Localización	Periodo de cobertura	Potencia [kW/m/a]
		Latitud	Longitud			
1	Alghero	40° 33' 11.99" N	08° 07' 0.01" E	Mar Tirreno N	Julio 1989- Diciembre 2007	13,1
2	Ancona	43° 49' 47.21" N	13° 42' 52.49" E	Mar Adriático M	Enero 1999- Mayo 2006	1,6
3	Cagliari	39° 6' 52.20" N	9° 24' 20.99" E	Mar Tirreno M	Febrero 2007- Diciembre 2007	1,4
4	Capo Comino	40° 31' 59.99" N	9° 55' 0.1" E	Mar Tirreno M	Enero 2004- Septiembre 2005	1,6
5	Capo Gallo	38° 14' 60.0" N	13° 19' 0.1" E	Mar Tirreno S	Enero 2004- Octubre 2007	2,7
6	Capo Linaro	42° 00' 0.0" N	11° 46' 36.1" E	Mar Tirreno M	Enero 2004- Septiembre 2006	2,5
7	Catania	37° 26' 24.0" N	15° 08' 48.01" E	Mar Ionio	Julio 1989- Octubre 2006	2,4
8	Cetraro	39° 27' 8.3" N	15° 55' 43.14" E	Mar Tirreno S	Enero 1999- Diciembre 2007	2,4
9	Crotone	39° 01' 23.99" N	17° 13' 12.0" E	Mar Ionio	Julio 1989- Abril 2007	3,5
10	La Spezia	43° 55' 41.99" N	09° 49' 36.01" E	Mar Tirreno N	Julio 1989- Marzo 2007	3,1
11	Mazara del Vallo	37° 38' 43.19" N	12° 34' 57.0" E	Mar Tirreno S	Julio 1989- Diciembre 2007	4,1
12	Monopoli	40° 58' 30.0" N	17° 22' 36.1" E	Mar Adriático S	Julio 1989- Diciembre 2007	2,1
13	Ortona	42° 24' 54.0" N	14° 30' 20.99" E	Mar Adriático M	Julio 1989- Diciembre 2007	2,5
14	Ponza	40° 52' 0.1" N	12° 56' 60.0" E	Mar Tirreno M	Julio 1989- Julio 2007	3,3
15	Punta della Maestra	44° 58' 18.1" N	12° 49' 59.99" E	Mar Adriático N	Enero 2004- Noviembre 2004	1,9

Tabla 4.3. Media anual por ola de la potencia a largo de la costa italiana. [Vicinanze D. Cappiotti L. Contestabile P., 2009]

A primera vista, no se aprecian grandes diferencias entre las potencias medias de los distintos mares que rodean Italia. El Mar Adriático presenta el valor más bajo, estando su potencia media alrededor de los 2 kW/m. El Mar Ionio y el Mar Tirreno (zona norte-medio) tienen una potencia un poco más alta, se sitúa sobre los 3 kW/m, mientras que en la zona Sur del Mar Tirreno es donde se alcanza la mayor potencia media de hasta 4 kW/m aproximadamente.

Sin embargo, el valor que destaca completamente sobre el resto, es el que presenta la boya de **Alguero** (Sardegna) donde se estima una potencia media de 13 kW/m. Esta zona normalmente está sometida a muchos cambios en las corrientes que provocan fuertes vientos de componente Norte y Este. En la figura 4.8 se puede apreciar como la dirección de procedencia de la mayor parte del oleaje en el Alguero, está comprendida entre los 300° y los 315°.

Considerando estos datos relativamente altos de potencia media en el Alguero, parece razonable pensar en hacer una estimación sobre la viabilidad de instalar un sistema de conversión de energía de las olas en esta zona.

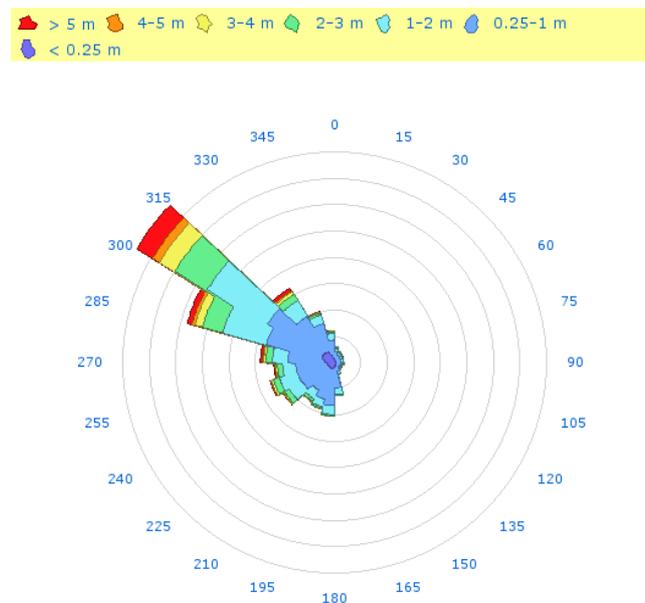


Fig. 4.8 Clima del oleaje en la boya de Alguero durante su periodo de cobertura [ISPRA. www.idromare.it]

Finalmente, comentar que también en este caso la estimación de la potencia a cargo de las boyas 3, 4, 5, 6, y 15 está basada en series temporales demasiado cortas para sacar conclusiones fiables; los resultados necesitan contrastarse con series temporales más largas procedentes de algún modelo de simulación numérica.

5. PRESELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONVERSIÓN MÁS ADECUADOS

5.1. Consideraciones previas.

Una vez visto el análisis del apartado anterior para determinar la disponibilidad energética de la costa española e italiana, antes de seleccionar el sistema de conversión de energía de las olas más idóneo para el caso del Mar Mediterráneo, se deben hacer una serie de consideraciones previas que ayudarán a tomar la decisión más adecuada. Son las siguientes:

Consideraciones económicas.

Desgraciadamente esta es una de las consideraciones más importantes que se debe plantear en primera instancia para llevar adelante el proyecto, ya que será una de los aspectos determinantes a la hora de estudiar la viabilidad.

Dado que la máxima potencia que se da en la zona de estudio está comprendida entre 11 y 13 kW/m/año, que no es muy elevada comparada con otras zonas del océano, la solución óptima sería que el dispositivo escogido cumpliera una doble funcionalidad a parte de la de generar electricidad.

También se debe mirar que la probabilidad de generación sea a coste comparable con el de otras tecnologías renovables para que la competitividad económica sea también un argumento para su posible implantación.

Consideraciones técnicas.

Dependiendo cual sea la zona geográfica (costa o alta mar) donde se quiera instalar el sistema de conversión, cual sea el tipo de clima, oleaje, etc, se implantará aquél dispositivo que pueda garantizar su supervivencia en condiciones atmosféricas adversas. También irá estrechamente relacionado con el lugar escogido la eficiencia del convertidor, que siempre deberá ser la máxima posible que permita extraer la máxima cantidad de electricidad. Por tanto, se tendrán en cuenta aquellos dispositivos que mejor se adapten tanto a la morfología como a las características climáticas de la zona.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es que el dispositivo se pueda instalar con la tecnología convencional y que el mantenimiento de la instalación resulte lo más sencillo posible.

Consideraciones medioambientales.

Respecto al medio ambiente, es muy importante tener en cuenta los posibles impactos sobre el medio ambiente que puede conllevar la instalación del dispositivo escogido.

La absorción y modificación del oleaje puede variar la morfología de la costa y de la vida marina (reproducción de algunas especies). Otros impactos que también se deben considerar son el visual y sonoro, sobretudo en zonas habitadas o turísticas, llegando a dotar al dispositivo de silenciadores según sea el caso; o el riesgo que puede suponer para la navegación.

Por otro lado, debe potenciar los aspectos positivos de su implantación, como la disminución de la erosión de playas, la creación de zonas tranquilas para recreo, la protección del puerto, etc.

5.2. Primera selección de dispositivos.

Una vez llegado a este punto, después de ver las consideraciones que se deben tener en cuenta para una buena elección del sistema de conversión, ya se puede empezar a seleccionar un grupo de dispositivos, entre todos los existentes, y descartar al resto.

A partir de los resultados obtenidos de potencia disponible en la zona de estudio, el Mar Mediterráneo, se ha podido comprobar que no son lo suficientemente elevados como para hacer una inversión considerable y por lo tanto, se debe buscar qué otro beneficio puede aportar un dispositivo de este tipo y decidir donde es más práctico instalarlo; en la costa, cerca del litoral o en alta mar.

Una buena solución sería la de instalar un sistema de conversión de energía de las olas en la costa (tipo shoreline) porque de esta forma se podría extraer energía y generar electricidad a la vez que se protege a la costa o a las instalaciones portuarias. De esta manera, se ahorraría en buena parte de la instalación obteniéndose dos beneficios.

Así pues, adoptando esta solución, quedan totalmente descartados los dispositivos instalados en el litoral (nearshore) y en alta mar (offshore), dejando aún como posibles opciones a los siguientes: S.D.E, SeawaveSlot-Cone Generator (SSG), OWC shoreline, WaveEnergySystem y Wavemill.

Obviamente también quedan descartados aquellos dispositivos que están diseñados para extraer gran cantidad de energía del mar.

A parte de la consideración económica que se ha hecho para descartar buena parte de los dispositivos existentes, ahora dentro del grupo escogido también se deberán de tener en cuenta las consideraciones técnicas y medioambientales, ya que van muy ligadas al tipo de dispositivo, y decidir cuál se ajusta más a las características de la zona del Alguero y/o a las de la zona de Mahón.

6. IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE UN PUERTO EN ESPAÑA Y EN ITALIA.

Vistos los datos de disponibilidad energética del apartado anterior, es lógico pensar que los puertos elegidos para hacer el estudio sobre la posibilidad de instalar un sistema de conversión de la energía de las olas sean el Puerto de Mahón y el Puerto de Alguero, para el caso de España e Italia respectivamente.

6.1. Descripción del Puerto de Mahón

6.1.1. Descripción general

Mahón es una ciudad situada al este de la isla de Menorca (Balears, España), (Fig.6.1), que se halla localizada sobre un puerto natural del Mediterráneo Occidental, cuenta con 28.284 habitantes (según INE 2007) y es la capital oficial de la isla. Situación: 39° 52' N (latitud), 4° 18,8' E (longitud); Régimen de vientos: reinantes SW, dominantes NE.

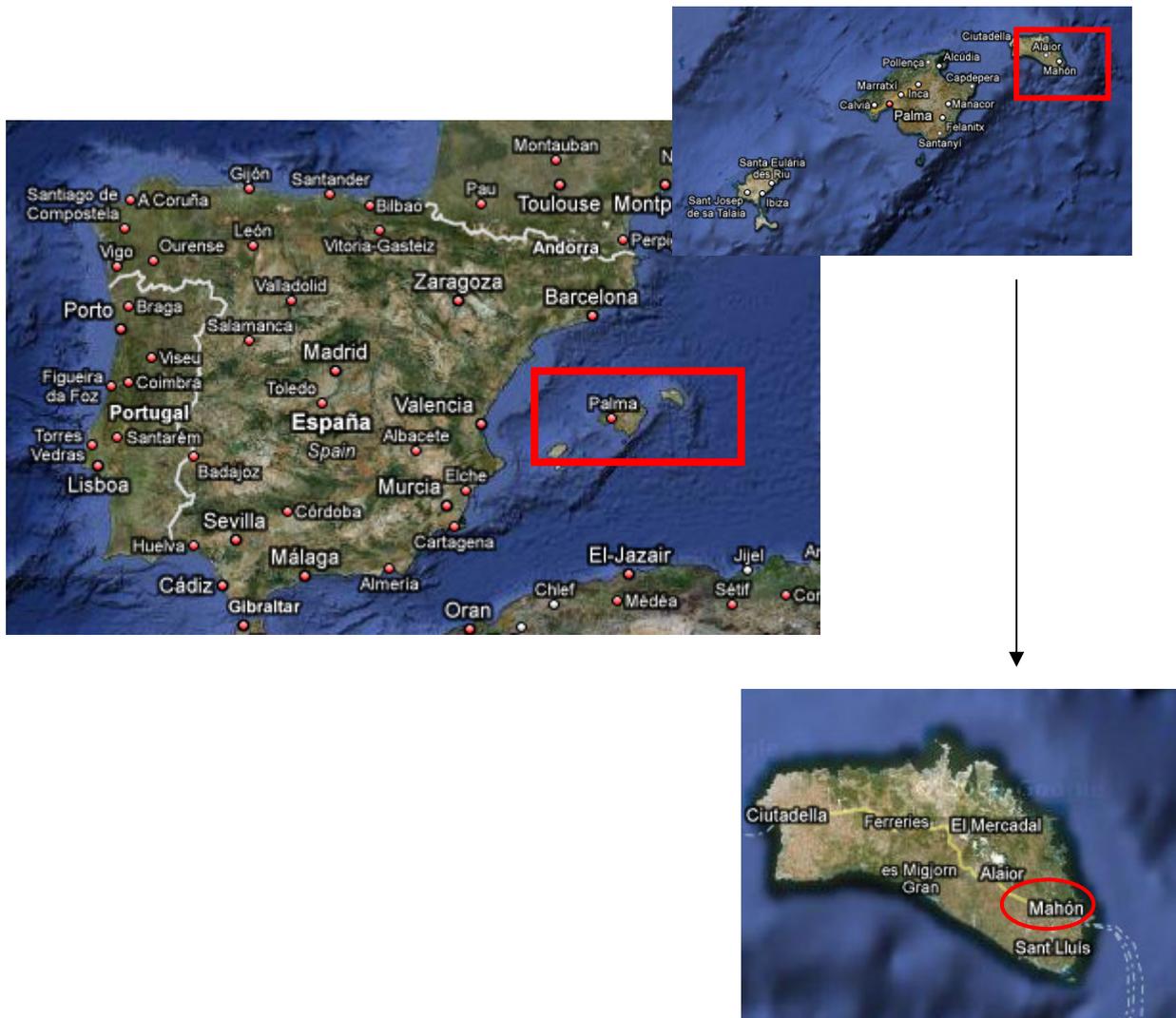


Fig. 6.1. Localización del puerto de Mahón (Balears, España) [maps.google.es]

El Puerto de Mahón es uno de los más grandes de Europa debido en mayor parte a su geografía peculiar y singularidad (Fig. 6.2 y 6.3). Tiene una longitud total de más de seis kilómetros lo cual ha hecho que haya sido utilizado como puerto desde el siglo III antes de Cristo. Está protegido de los vientos del norte, viento de tramontana; los más fuertes del mediterráneo occidental. Se tienen noticias de instalaciones portuarias desde finales del siglo XVII, con referencias al muelle del Castillo de San Felipe, y de otras más pequeñas en el fondeadero de la Caleta. Una importante mejora se desarrolla durante el siglo XIX y las infraestructuras que se usan actualmente han sido realizadas durante los últimos veinte años.

En el centro del puerto se hallan dos islas: la isla del Rey, que hasta hace unas décadas se utilizaba como hospital militar; y la isla del Llatzaret o la Quarentena.



Fig. 6.2. Vista aérea del puerto de Mahón. [www.riberadelpuerto.es]

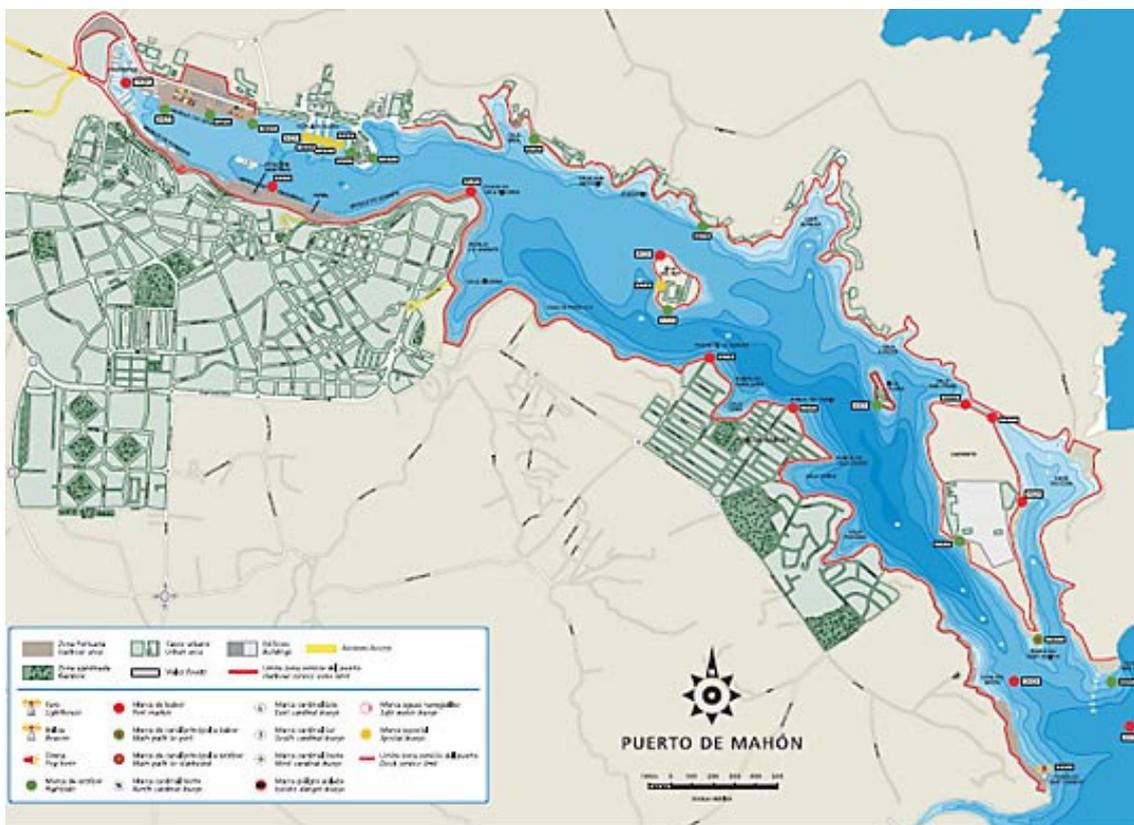


Fig. 6.3. Vista general de los muelles del puerto de Mahón. [www.riberadelpuerto.es]

6.1.2. Fondos del puerto

A continuación se adjunta un mapa (Fig. 6.4) con las profundidades en las inmediaciones del puerto de Mahón. Posteriormente, si se cree conveniente, se tendrán presentes para realizar las variaciones pertinentes, con respecto a la disponibilidad energética ya calculada, y estimar la energía producida por el dispositivo si se instalara en ese lugar.

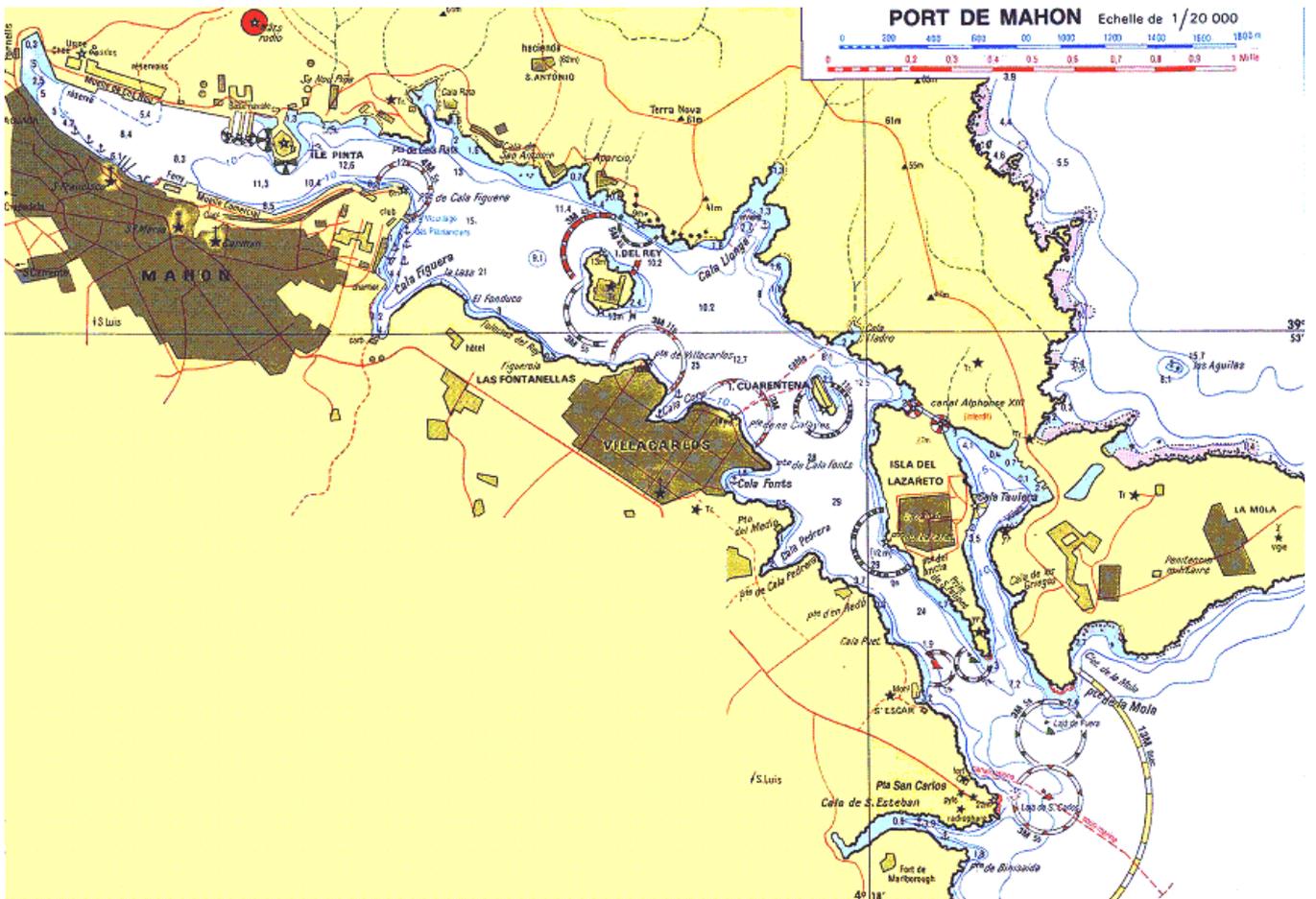


Fig. 6.4. Fondos del puerto de Mahón.

Se puede observar que en Cala Figuera, Cala Fonts, Cala Pedrera y Cala Puet (parte central del puerto) es donde se encuentran las profundidades más grande entre los 25 y los 29 metros. En cambio las profundidades más pequeñas se encuentran en la parte más interior del puerto, entre el muelle Cos Nou y el muelle de Poniente, y varían entre los 0,5 y los 8 metros aproximadamente. En la bocana del puerto, que es la parte donde se unen las aguas tranquilas del interior del puerto con el mar abierto, la profundidad está comprendida entre los 7 y los 10 metros.

6.2. Descripción del Puerto de Alguero

6.2.1. Descripción general

Alguero es una ciudad situada en la provincia de Sassari en el noroeste de la isla de Cerdeña (Italia) (Fig .6.5). Cuenta con unos 42.289 habitantes (año 2006).

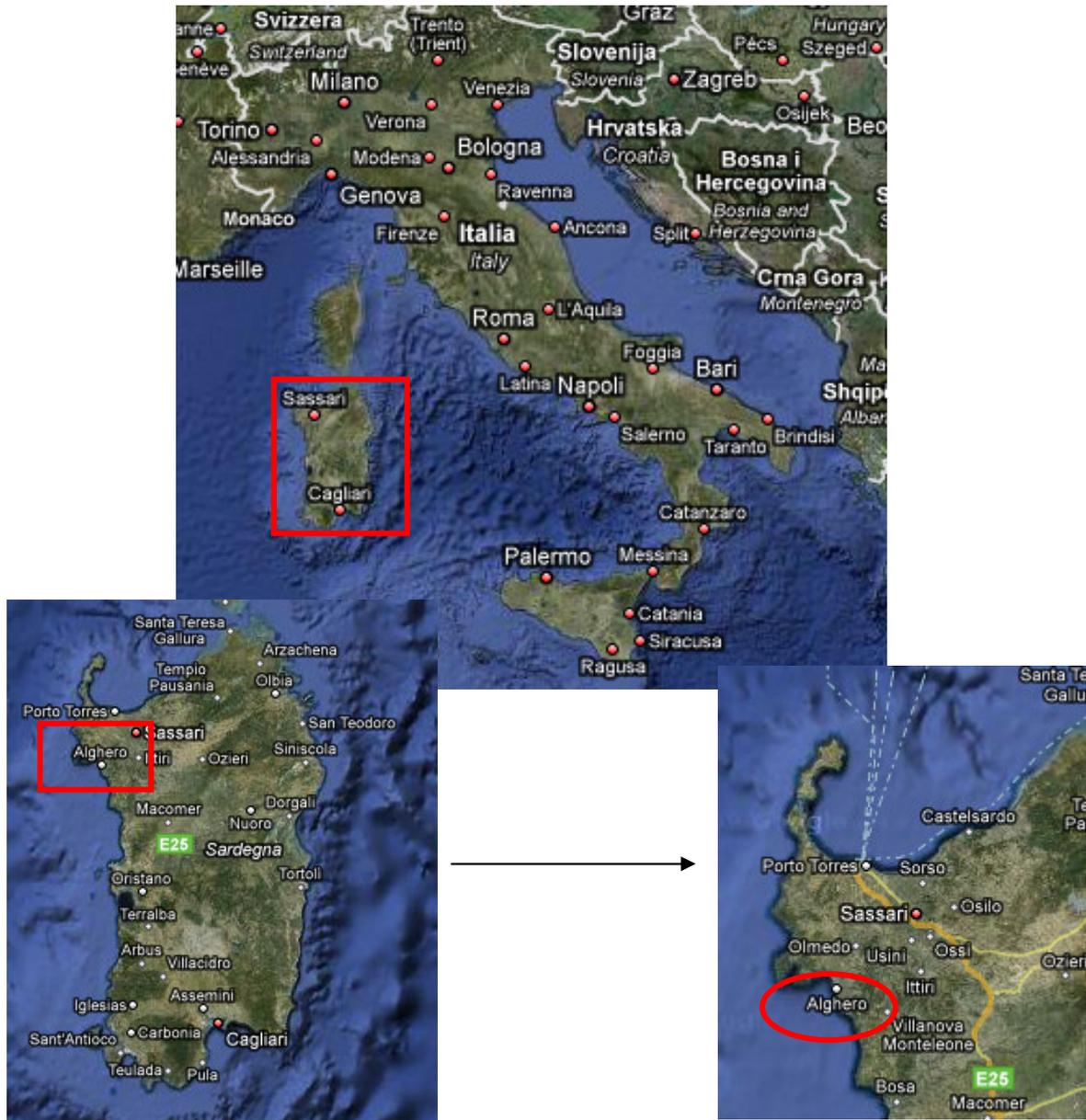


Fig. 6.5. Localización del puerto de Alguero (Cerdeña, Italia) [maps.google.it]

El Puerto de Alguero (Fig. 6.6) se encuentra justo debajo de la muralla que rodea el centro histórico de la ciudad.



Fig. 6.6. Vista general de los muelles y servicios del puerto de Alghero [www.portodialghero.com]

6.2.2. Fondos del puerto.

Al igual que para el caso de España, conviene conocer las profundidades en la zona del puerto (Fig. 6.7.) para tenerlas en cuenta a la hora de calcular la energía que produciría el dispositivo y elegir cual sería el mejor lugar para su posible instalación.

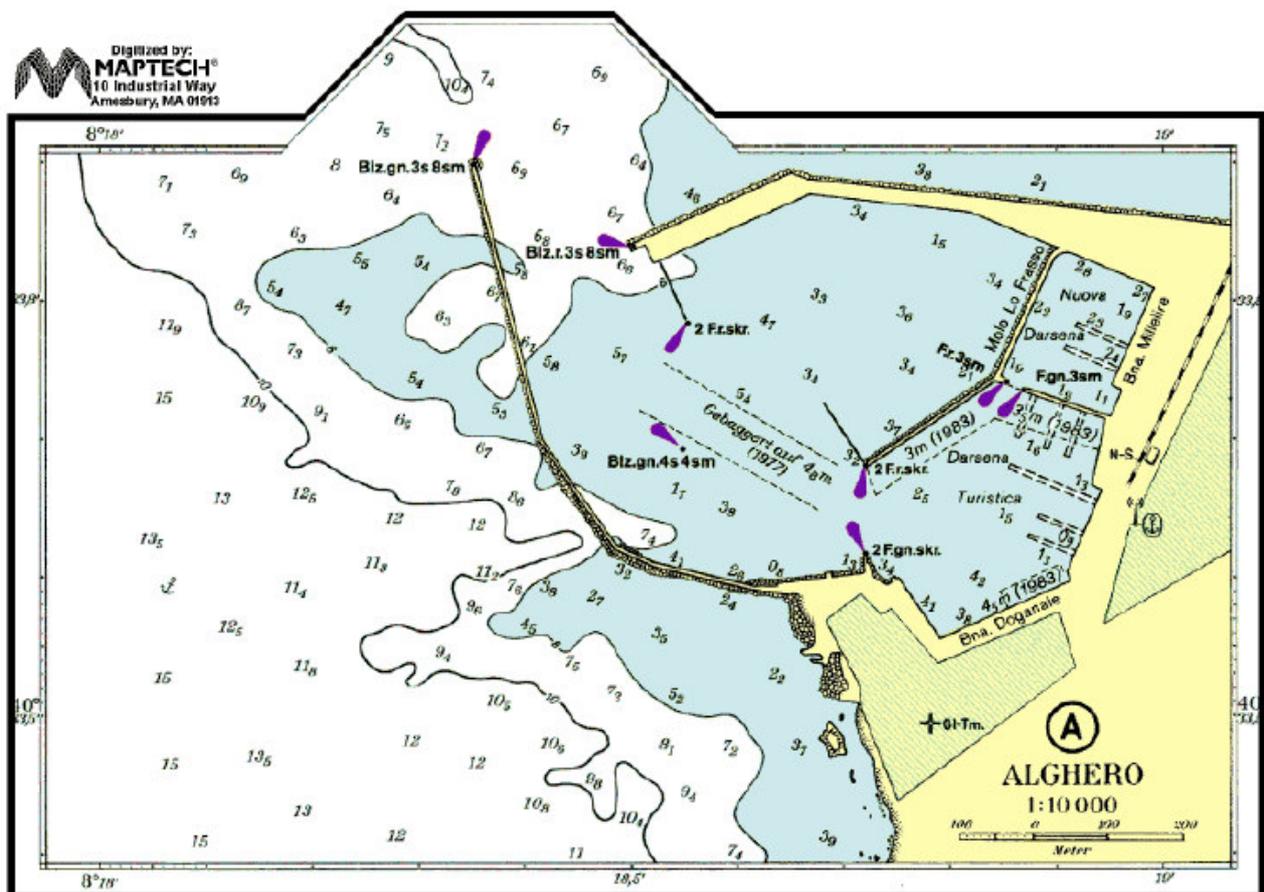


Fig. 6.7. Fondos del puerto de Alghero.

A partir de los 300 metros aproximadamente de distancia del puerto, las profundidades oscilan entre los 11 y los 15 metros mientras que en las inmediaciones del rompeolas la profundidad está comprendida entre los 2 y los 5 metros, en la parte más al sur, y entre los 5 y los 8 metros en la parte norte. Por otro lado, los fondos del interior del puerto varían entre 1 y los 6 metros.

Llegados a este punto se observa que, a diferencia del puerto de Alguero, el puerto de Mahón no dispone de ningún tipo de defensa adicional como puede ser un rompeolas o dique y por tanto, en el caso de querer instalar una planta con un sistema de conversión para la energía de las olas, el coste de instalación se elevaría ya que sería necesario construir la infraestructura sobre la cual instalarlo para captar una cantidad significativa de energía. Siendo así, no se cumple uno de los objetivos marcados anteriormente que había motivado la elección de un dispositivo del tipo shoreline para abaratar el coste, dado que la energía extraíble del Mar Mediterráneo no es tan elevada como en el Océano. Por ello, para este caso, no se abordará un estudio más detallado para determinar su viabilidad y partir de ahora el estudio se centrará en el puerto de Alguero.

7. SELECCIÓN DE UN CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS

Vistos los dispositivos disponibles del tipo situado en la costa (shoreline) para el caso de estudio, a partir de ahora se va a hacer la hipótesis con el dispositivo SSG para el caso de Alguero ya que últimamente se han obtenido buenos resultados y presenta una serie de características que lo hacen bastante adecuado para este lugar.

7.1. Dispositivo Sea Slot-cone Generator (SSG)

7.1.1. Introducción

La compañía WAVEenergy AS, fundada en Stavanger (Noruega), junto con otros socios procedentes de distintos países de Europa están llevando a cabo el proyecto WAVESSG desde 2004, año en que el proyecto piloto fue financiado parcialmente por la Comisión Europea. Han desarrollado un nuevo dispositivo de conversión de la energía de las olas que, según afirman, puede llegar a ser más eficaz que otros convertidores similares ya conocidos hasta ahora. Para demostrarlo, el consorcio del proyecto está construyendo un prototipo a escala real en el rompeolas de Kvitsoy, una pequeña isla de 520 habitantes cercana a la costa de Noruega. Este proyecto, como muchos otros, pone de manifiesto el gran interés por parte de los políticos europeos de incrementar la inversión en energías limpias y renovables, ya que ven como el problema del cambio climático se va haciendo realidad y que se avecina una posible crisis energética.

Este nuevo dispositivo, llamado Seawave Slot-cone Generator (Fig. 7.1.), se basa en el principio del desbordamiento (overtopping) de las olas en los rompeolas empleando un total de tres depósitos construidos el uno encima del otro. El agua capturada es almacenada por los distintos depósitos dependiendo de la altura de la ola para pasar después por una turbina multietapa con el fin de generar electricidad. El tipo de turbina juega un papel muy importante a la hora de extraer la energía ya que debe saber trabajar con valores bajos (niveles de los estanques) y amplias variaciones del medio marino. Más adelante se presentará la turbina multietapa (Multi-Stage Turbine) como parte del dispositivo SSG.

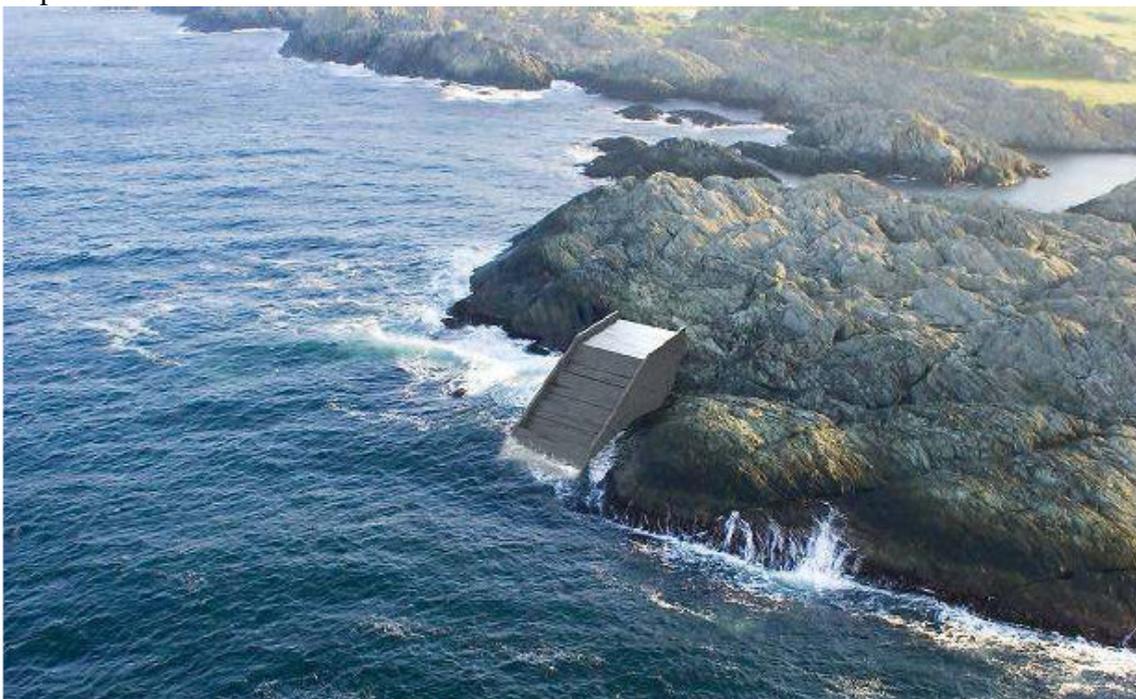


Fig. 7.1. Planta piloto SSG en la isla de Kvitsoy, Noruega. [L. Margheritini y P. Frigaard, 2008]

7.1.2. Principio de funcionamiento y características

Que el convertidor de energía de las olas sea de tipo desbordamiento (overtopping) significa que la estructura debe ser sobrepasada o desbordada por las olas del mar incidentes; cuando esto sucede, el agua desbordada es capturada en diferentes depósitos, según sea la altura de la ola, colocados uno encima del otro por encima del nivel del mar (Fig. 7.2.). Obviamente, la energía extraída del volumen de agua dado en los depósitos será proporcional a la altura de éstos sobre el nivel medio del mar. Cabe destacar que se deben incluir distintas aperturas de ventilación en el diseño de la estructura para evitar que la presión atmosférica obstruya el almacenaje de agua.

El agua almacenada en los depósitos vuelve al mar a través de una turbina haciéndola girar, lo cual hace que se genere electricidad.

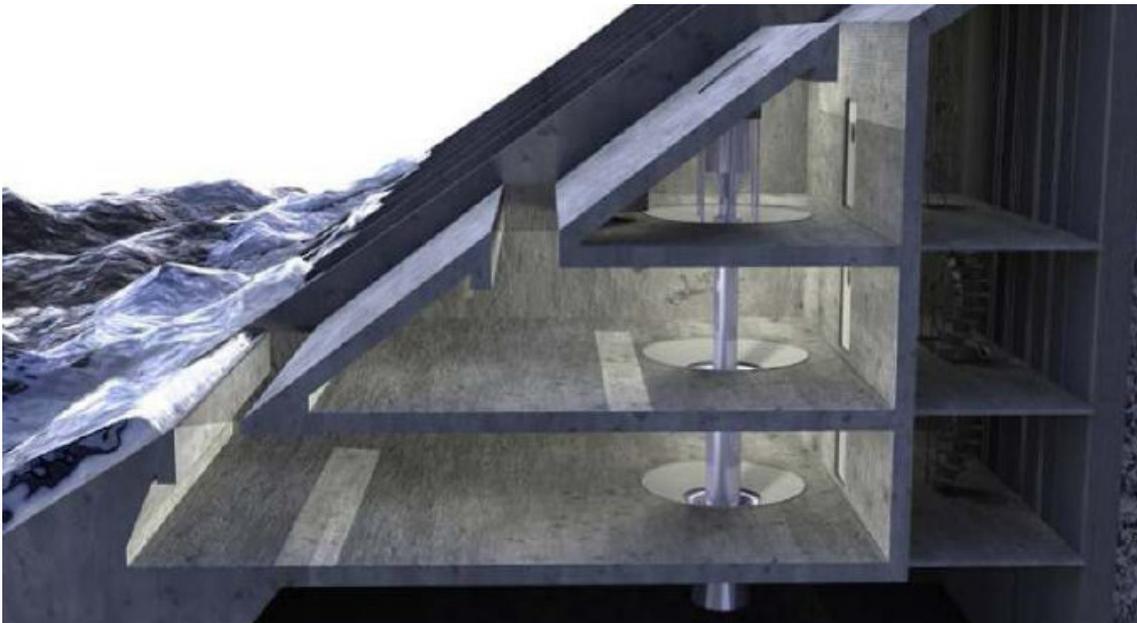


Fig. 7.2. Sección lateral del SSG con tres niveles. [L. Margheritini y P. Frigaard, 2008]

Para convertir la energía, WAVEenergy AS ha desarrollado una turbina multietapa (Multi-Stage Turbine, tecnología MST) que ya va integrada dentro de la estructura y que consiste en un cierto número de turbinas (tantas como depósitos haya) colocadas concéntricamente y conectadas mediante el mismo eje a un mismo generador (Fig. 7.3.). Para poder aprovechar las distintas alturas de la ola, la tecnología MST está diseñada para minimizar las secuencias de marcha/parada y seguir funcionando incluso cuando solo uno de los depósitos suministre agua; el resultado es un elevado nivel de eficiencia. Un análisis preliminar de dinámica de fluidos realizado por la Norwegian University of Science and Technology (NTNU) muestra para cada etapa individual una eficiencia del 90% con una curva de ésta bastante plana.



Fig. 7.3. Turbina multietapa MST con tres niveles. [L. Margheritini, D. Vicinanza, P. Frigaard, 2008]

Sin embargo, aún son necesarias investigaciones más profundas para probar el comportamiento de la turbina bajo condiciones que sean muy variables y poder así optimizar su funcionamiento antes de fabricar el convertidor a escala real. Por esto, el primer dispositivo que se ha realizado no utiliza esta tecnología sino un juego de turbinas Kaplan. En cualquier caso, el flujo entrante a la turbina está regulado por compuertas que son prácticamente las únicas partes móviles de la estructura; esta es una característica importante para cualquier dispositivo que trabaje en el medio marino donde las condiciones extremas que se puedan dar, pueden llegar a ser muy superiores a las condiciones normales de diseño.

7.1.3. Aplicaciones

El dispositivo SSG puede ir instalado en:

1. En la costa
2. En alta mar
3. En el rompeolas

En el primer caso (Fig. 7.4), el dispositivo se puede instalar en áreas de costa donde el paisaje natural tiene forma de cuña. Aquí se crean olas altas y por tanto se incrementa la eficiencia del convertidor. Este tipo de instalación puede producir tanto electricidad como hidrógeno para garantizar un suministro continuo de electricidad.



Fig. 7.4. Instalación del SSG en la costa [L. Margheritini y P. Frigaard, 2008]

En el segundo caso (Fig. 7.5), la instalación puede ser fija o flotante. Cuando es fija también puede producir hidrógeno e ir instalada en una planta de petróleo y aprovechar sus tuberías o barcos para transportarlo a la costa a una planta de tratamiento.

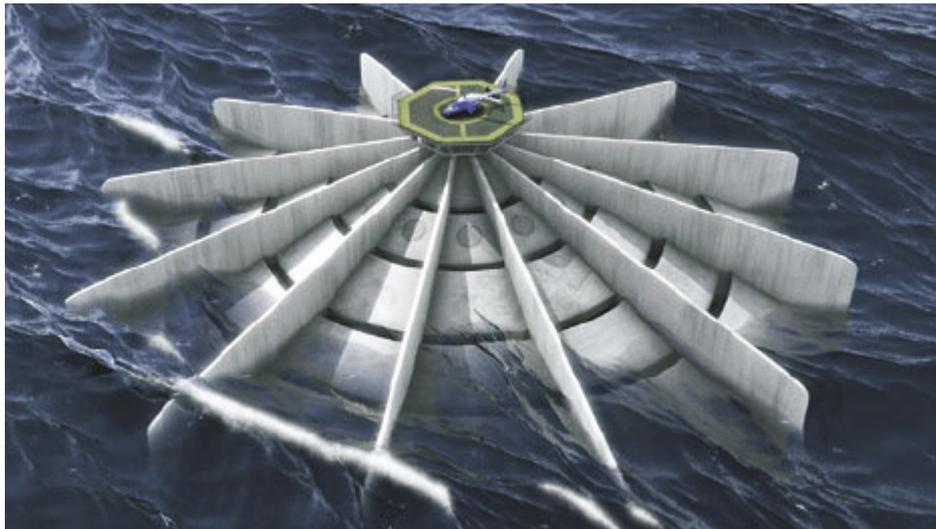


Fig. 7.5. Instalación del SSG en alta mar. [Wave energy, 2008]

Sin embargo, tanto la configuración en la costa como en alta mar aún se deberán de estudiar con más detalle en un futuro cercano. Por ahora la mejor solución para el SSG es instalarlo en el rompeolas (Fig. 7.6) donde puede utilizar la infraestructura de éste y por tanto conseguir un coste asequible del convertidor disminuyendo así los costes de instalación.



Fig. 7.6. Instalación del SSG en el rompeolas. [L. Margheritini, D. Vicinanza, P. Frigaard, 2008]

7.1.4. Pérdidas y rendimientos

Idealmente, la potencia almacenada en los depósitos del SSG debería ser la potencia contenida en las olas incidentes, pero en realidad este almacenaje está limitado tanto por las dimensiones de la estructura como por el tipo de turbina utilizado. Por ejemplo, la potencia en la cresta de la ola (P_{crest}) depende directamente de la altura de la ola mientras que la potencia dentro de los depósitos depende de su nivel de agua. Del mismo modo, la potencia de la turbina (P_{tur}) se pierde parcialmente debido a la calidad hidráulica del diseño dando lugar a la potencia que realmente llega al generador (P_{gen}). En la tabla 7.1 se muestran algunos valores parciales de las eficiencias. Se ha estimado que las eficiencias totales en el rango de 10-26% son válidas para las distintas condiciones de la ola.

Formula	Definition	Efficiency %
$\eta_{crest} = \frac{P_{crest}}{P_{wave}}$	Hydraulic efficiency	30-40
$\eta_{res} = \frac{P_{res}}{P_{crest}}$	Reservoir efficiency	35-80
$\eta_{tur} = \frac{P_{tur}}{P_{res}}$	Turbines efficiency	80-90
$\eta_{net} = \frac{P_{gen}}{P_{tur}}$	Generator efficiency	95-97
$\eta_{tot} = \frac{P_{gen}}{P_{wave}}$	Overall efficiency	10-26

Tabla 7.1. Eficiencias relativas a las distintas etapas de conversión de energía del SSG. [L. Margheritini, D. Vicinanza, P. Frigaard, 2008]

La eficiencia hidráulica (ec. 7.1) es la relación entre la potencia en la cresta de la ola (ec. 7.2) y la potencia disponible en la olas incidentes (ec. 7.3):

$$\eta_{hydr} = \frac{P_{crest}}{P_{wave}} \tag{ec. 7.1.}$$

$$P_{crest} = \sum_{j=1}^3 q_{ov,j} \cdot R_{c,j} \cdot \rho \cdot g \quad (\text{ec. 7.2.})$$

$$P_{wave} = \frac{\rho \cdot g^2}{64 \cdot \pi} \cdot H_{m0}^2 \cdot T_{m0,-1} \quad (\text{ec. 7.3.})$$

Donde $\rho = 1020 \text{ kg/m}^3$, $g = 9.81 \text{ m/s}^2$, $q_{ov,j}$ es el flujo de desbordamiento (overtopping) en cada uno de los j -depósitos, $R_{c,j}$ es el nivel de cresta de la ola para cada depósito y $T_{m0,-1}$ es el periodo de la energía = $m-1/m_0$, donde m_n es el n -th momento espectral de la ola definido por la siguiente expresión:

$$m_n = \int_0^{\infty} f^n \cdot \Phi(f) \cdot df \quad (\text{ec. 7.4.})$$

Donde Φ es la frecuencia espectral.

7.1.5. Simulaciones y pruebas

7.1.5.1. Cargas (presiones) sobre la estructura

A diferencia del tipo de defensa tradicional que existe en los puertos, los dispositivos convertidores de la energía de las olas (WEC) necesitan por naturaleza estar expuestos a grandes cargas o fuerzas provocadas por las olas y generalmente están diseñados con tal de afrontar el mar incluso en condiciones adversas.

Los experimentos físicos que se han realizado para analizar la fuerza de las olas sobre la estructura del SSG (wave loadings) se han llevado a cabo en el laboratorio (deep 3-D wave basin) de la Universidad de Aalborg, a escala 1:60 con respecto al prototipo. El modelo se construyó en plexiglass con dimensiones de 0,471 x 0,179 m. Las tres placas delanteras estaban posicionadas con una inclinación de $\theta = 35^\circ$ y el modelo se fijó sobre un modelo de la roca hecho de hormigón en medio del baño. También se usaron células de presión para medir la presión en 25 posiciones distintas de las placas de la estructura. Las condiciones de oleaje ensayadas se describen en la tabla 7.2:

Vistos los resultados, es lógico usar los datos obtenidos experimentalmente para el diseño del prototipo a escala real. Además, el análisis combinado de videocámara y de las presiones registradas permite identificar dos comportamientos distintos de las olas sobre las placas frontales inclinadas: aquellas que se levantan por encima del dispositivo (frontal attack) y las que solo lo hacen parcialmente (side attack).

7.1.5.2. Estima de la eficiencia

Las primeras pruebas 2D se hicieron con olas regulares con tal de investigar el número de configuraciones geométricas posibles y poder así estimar un valor para la energía potencial almacenada en los depósitos. Los parámetros que se ha considerado que influyen en la captura de agua en los depósitos son: el ángulo de inclinación de las placas frontales, la distancia horizontal entre las placas, la longitud frontal de la estructura y la distancia entre la parte más elevada de las placas inclinadas y la superficie libre del mar $R_{c,n}$ (Fig. 7.9).

Durante esta fase, las medidas del flujo de agua entrante en los depósitos ha permitido un cálculo más concreto de la energía del agua capturada y de la eficiencia hidráulica de la planta SSG. En una segunda etapa, se han realizado pruebas 2D con olas irregulares para poder maximizar la potencia capturada por el SSG y estimar la eficiencia del dispositivo. Esto junto con la geometría del dispositivo ha sido determinante para elegir la isla de Kvitsoy (Noruega) como localización de la planta piloto SSG.

De las pruebas 2D realizadas sobre el modelo SSG se ha obtenido una eficiencia hidráulica del 46%. Se esperaba que este primer resultado pasara a ser del 40% para estructuras 3D y que estuviera alrededor del 30% en condiciones reales de operación. Esto se verificó mediante pruebas 3D en el laboratorio donde se tuvieron en cuenta el efecto de la dirección de las olas (directionality) y el de la propagación (spreading) de forma separada y una combinación de los dos. Después de realizar estos experimentos con las cuatro condiciones de oleaje más típicas, se observó que el principal responsable de la disminución de la eficiencia hidráulica era el efecto de la dirección debido a su baja relación anchura-profundidad. De hecho el impacto lateral de las olas con la estructura supone un obstáculo para el almacenaje del agua, pero aún así no se espera que este efecto sea muy dominante dado que los módulos se colocan uno al lado del otro configurando la estructura como un rompeolas.

7.1.6. Descripción del proyecto piloto

La localización de la planta piloto se sitúa al Oeste de la isla de Kvitsoy (Fig. 7.8), Bokna fjord (Noruega) que es una de las 10.000 islas de Europa donde la energía de las olas se puede desarrollar rápidamente a un coste competitivo con las formas de generación de electricidad ya existentes.



Fig. 7.8. Isla de Kvitsoy, localización escogida para la planta piloto SSG. [L. Margheritini, D. Vicinanza, P. Frigaard, 2008]

Según las estimaciones previas de WAVEenergy AS, el primer dispositivo comercial SSG, a escala real, debería ser capaz de producir entre 10-20 GWh/año con un precio de producción de electricidad alrededor de los 0,12 EUR/kWh. Este precio indica que el dispositivo tiene un coste efectivo y competitivo con el precio de la electricidad hasta ahora generada por los generadores diesel de la isla.

El SSG se construye como una estructura robusta de hormigón instalada sobre las rocas del litoral y está diseñada para una vida útil de unos 25 años aproximadamente. La configuración que se ha escogido para este proyecto consiste en tres depósitos colocados uno encima del otro: las dimensiones totales de la estructura son aproximadamente de 17 m de longitud (L_1) x 10 m de amplitud x 6 m de altura. Tras estudiar el oleaje del lugar, se ha decidido adaptar el convertidor para que capture olas de tres tamaños; 1,5 m, 3 m y 5 m ($R_{c1,2,3}$). Y que la inclinación frontal óptima de las palas sea de 35° .

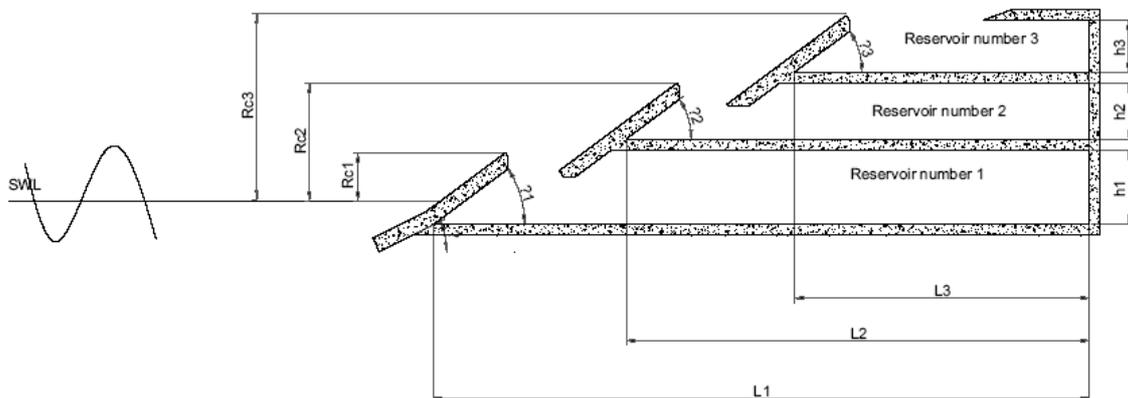


Fig. 7.9. Esquema del SSG. [L. Margheritini, D. Vicinanza, P. Frigaard, 2008]

La estructura va construida en una sola pieza y se transporta por el mar hasta el lugar de su instalación fijándose mediante una serie de anclas. El SSG está dotado de diferentes dispositivos de medida con los siguientes objetivos: controlar la eficiencia y recoger datos; supervisar el comportamiento de la estructura y por razones de seguridad; y para validar los resultados obtenidos a partir de modelos.

El proyecto piloto WAVESSG tiene los siguientes objetivos específicos:

- diseñar a escala real un prototipo de la innovadora turbina multietapa MST
- fabricar, probar e instalar a escala real un prototipo de la turbina MST integrada en el SSG
- diseñar a escala real un generador de 150 kW y su correspondiente sistema de control
- medir el comportamiento del dispositivo, incluyendo toda la estructura, durante un periodo de más de 6 meses para comprobar la fiabilidad y evaluar el tiempo de vida útil
- fabricar, probar e instalar a escala real un generador y un sistema de control aptos para la conexión a la red
- obtener una eficiencia hidráulica de al menos el 39% para aplicaciones en la costa
- obtener un 96% de disponibilidad de la planta (con respecto a las horas de operación)
- obtener un 85% de disponibilidad de la producción (teniendo en cuenta el estado del mar)

En definitiva, el proyecto se propone demostrar la fiabilidad de la tecnología y contribuir así positivamente a la energía de las olas. Al mismo tiempo, otras cuestiones secundarias tales como la investigación de los efectos de escala hacen que el módulo SSG esté dotado de un equipo de instrumentación de alto nivel y que la recogida de datos permita establecer una correlación entre las medidas reales del mar, las obtenidas por los modelos numéricos y las halladas en las pruebas realizadas en los depósitos.

El proyecto recibió un millón de euros del área temática “Desarrollo sostenible, cambio global y ecosistemas” del Sexto Programa Marco (6PM). El coste total para desarrollar, construir, instalar y probar este sistema asciende a 3,5 millones de euros. [CIEMAT, 2008].

7.1.7. Extracción de energía (power take-off)

Para la planta piloto SSG de la isla de Kvitsoy, se han usado 4 turbinas Kaplan de idéntico tamaño (0,6 m de diámetro): dos situadas en el depósito más bajo, una en el del medio y otra en el más alto (Fig.7.10.). Las turbinas están fabricadas en acero inoxidable. Por razones económicas, el tamaño de los depósitos es del mismo orden de magnitud como si se tratara de una única ola grande; esto significa que las turbinas tienen una alta frecuencia de marcha/parada de aproximadamente 2 min. También dispone de una compuerta cilíndrica que regula el flujo que le llega a la turbina. Los generadores están situados a un nivel más alto para evitar el riesgo de inundaciones. Para los niveles de potencia de la planta, entre 15 y 100 kW, se usan generadores estándares.

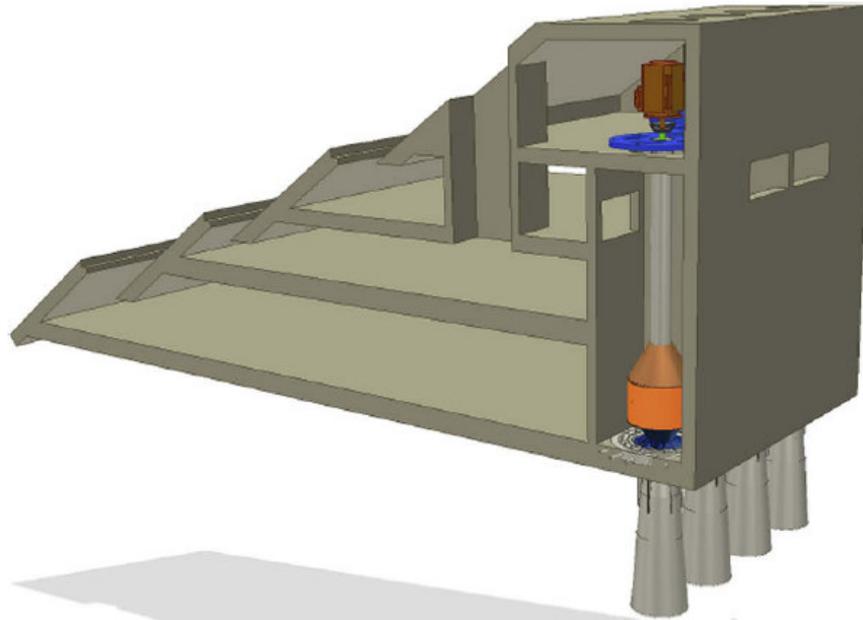


Fig. 7.10. SSG con 4 turbinas Kaplan con compuertas cilíndricas, espacio seco para los generadores y salidas para el aire atrapado en los depósitos. [L. Margheritini, D. Vicinanza, P. Frigaard, 2008]

7.1.8. Sistema de control

El control a tiempo real de la planta piloto se realiza para la adquisición de datos y para verificar el correcto funcionamiento del sistema. Principalmente esto consiste en el control del generador y en el control de las posibles situaciones de emergencia. El objetivo principal de este control es la adquisición de datos para la determinación de la eficiencia en la conversión de potencia de la ola a potencia eléctrica, así como la eficiencia del dispositivo etapa por etapa.

La estructura está provista de transductores de presión para medir los distintos niveles de agua dentro de los depósitos; estos se registran a 5 Hz. La altura significativa, el periodo de pico y el periodo de la energía están procesados por el espectro entero de las olas y también se registran delante de la localización del SSG.

En la tabla 7.3 se puede observar el equipo de supervisión del funcionamiento hidráulico del SSG en la isla de Kvitsoy. Las series de datos de cada canal se almacenan y se procesan cronológicamente con tal de calcular parámetros estadísticos de los cuales poder extraer conclusiones.

Una vez construida la planta piloto es posible realizar un análisis sobre los efectos de escala entre los resultados obtenidos a nivel de laboratorio y los obtenidos a escala real.

T_p [s]	6.1	7.9	9.3	10.6	11.7	12.7	13.7
H_s [m] NW-315	1.2	1.7	2.2	2.6	3.2	4.4	6
Direction [deg.]	315	313	310	308	305	303	300
Prob. [%]	9.90	8.70	5.40	2.70	1.10	0.50	0.20
H_s [m] W-270	1.3	2.3	3.4	4.6	5.9	7.4	8.9
Direction [deg.]	270	273	275	278	280	283	285
Prob. [%]	4.80	4.20	2.60	1.30	0.60	0.20	0.10
H_s [m] SW-255	0.8	1.7	2.9	4.1	5.3	6.5	7.7
Direction [deg.]	225	230	235	240	245	250	255
Prob. [%]	7.50	6.50	4.00	2.00	0.90	0.40	0.10
H_s [m] S-180	0.6	1	1.2	3.2	4.2	5.5	7.1
Direction [deg.]	225	228	230	233	235	238	240
Prob. [%]	8.10	7.10	4.40	2.20	0.90	0.40	0.10

Tabla 7.3. Instrumentos para la supervisión del comportamiento hidráulico del SSG. [L. Margheritini, D. Vicinanza, P. Frigaard, 2008]

7.1.9. Producción de potencia

La matriz de potencia de la tabla 7.4. (expresada en kW) es para una estructura con las características del proyecto piloto (Fig. 7.9) y para diferentes estados del mar. Cabe remarcar que mientras la diagonal principal de la matriz corresponde a resultados obtenidos de pruebas físicas, el resto de valores son una estimación resultado de un programa de simulación (SSG2 Power Simulation). Los laterales de la matriz son combinaciones de altura significativa y periodo de pico con bajas probabilidades que inducen a la rotura. Combinando la matriz de potencia con la probabilidad de que ocurra cada combinación de valores (en Kvitsoy), se obtiene una producción aproximada de 320 MWh/año.

H_s [m]	T_p [s]						
	5	6.1	7.9	9.3	10.6	11.7	12.7
0.5	0	0	0	0	0	0	0
1	3	3	3	3	3	3	3
1.7	21	21	21	20	20	20	20
2.4	67	65	62	60	59	57	56
3.6	144	140	134	130	127	124	122
4.7	154	152	150	148	146	144	143
5.9	155	154	152	151	149	148	147

Tabla 7.4. Matriz de potencia (en kW) de la planta piloto SSG de Kvitsoy, en condiciones de oleaje de 19 kW/m. [L. Margheritini, D. Vicinanza, P. Frigaard, 2008]

7.1.10. Ventajas respecto a otros convertidores

- Una de las principales ventajas es que su diseño de tres niveles permite capturar tanto olas de gran tamaño, que generan más energía, como olas pequeñas, lo que garantiza la generación continua de energía.
- Este tipo de convertidor utiliza una única turbina para las tres presas, lo cual hace que el convertidor siga conectado a la red aunque solo haya un estanque produciendo energía.
- Suministra energía a coste asequible.
- El convertidor puede instalarse integrado en las infraestructuras de los rompeolas haciendo que el coste sea mucho más competitivo.
- Gran fiabilidad del sistema; consta de muy pocas piezas móviles lo que hace que sea más resistente frente a condiciones climatológicas adversas.
- Este mismo mecanismo podría servir también para obtener agua dulce procedente del mar o en instalaciones de almacenamiento de hidrógeno para la producción de electricidad en épocas de poco oleaje.

Aún así, al igual que ocurre con otro tipo de tecnologías de energía renovable, presenta como inconveniente que todavía existen lagunas con respecto a los posibles efectos que este tipo de sistemas puede provocar sobre el medio ambiente; como son el ruido de la turbina para la vida marina, y la alteración de la estructura de los sedimentos marinos.

8. EVALUACIÓN DEL DISPOSITIVO

8.1. Estima de la energía producida

En el capítulo 4 se ha hecho una estimación de la disponibilidad energética a partir de los datos facilitados por las boyas de Puertos del Estado (España) y de la Rete Ondametrica Nazionale (Italia). No obstante, como ya se ha comentado, estas boyas pertenecen a un red de aguas profundas donde las profundidades son de al menos 100 o 200 metros. Por ello, para realizar un cálculo más aproximado de la energía que es capaz de producir el dispositivo SSG en el puerto de Alguero, se va a tener en cuenta la disipación de la energía, desde la situación de la boya hasta el puerto, provocada por el efecto de la dirección de las olas (directionality effect) y por el de propagación (spreading effect). Para contrarrestar el primer efecto solo se tendrán en cuenta aquellas olas que vayan en dirección al puerto mientras que para el segundo efecto, se hará una corrección sobre la altura significativa de las olas obteniéndose así la disponibilidad energética cercana a la costa.

Primero se hará una hipótesis sobre el posible emplazamiento del dispositivo seguida de los cálculos correspondientes para finalmente poder estimar la energía anual producida.

Comentar que en el caso de hacer la misma hipótesis sobre el puerto de Mahón, se procedería de manera análoga.

En el puerto de Alguero.

Para el caso italiano, se va a trabajar con la hipótesis de situar el dispositivo SSG a lo largo de 500 metros sobre el rompeolas ya construido en el puerto (Fig.8.1) con el objetivo de reducir los costes de infraestructura.



Fig. 8.1. Esquema del emplazamiento del SSG sobre el rompeolas. [maps.google.it]

Con la finalidad de estimar la energía producida en esa localización, se van a tener en cuenta las pérdidas causadas por los siguientes efectos:

8.1.1. Efecto de la dirección del oleaje

Viendo la situación del puerto de Alguero, se observa que la mayoría de las olas que le pueden llegar proceden del sector suroeste. Por esto, a partir de la rosa de oleaje de la

boya de Alguero, solo se han seleccionado aquellas olas entre 185° y 265° N (Fig. 8.2) que son las que se desplazan en dirección al puerto.

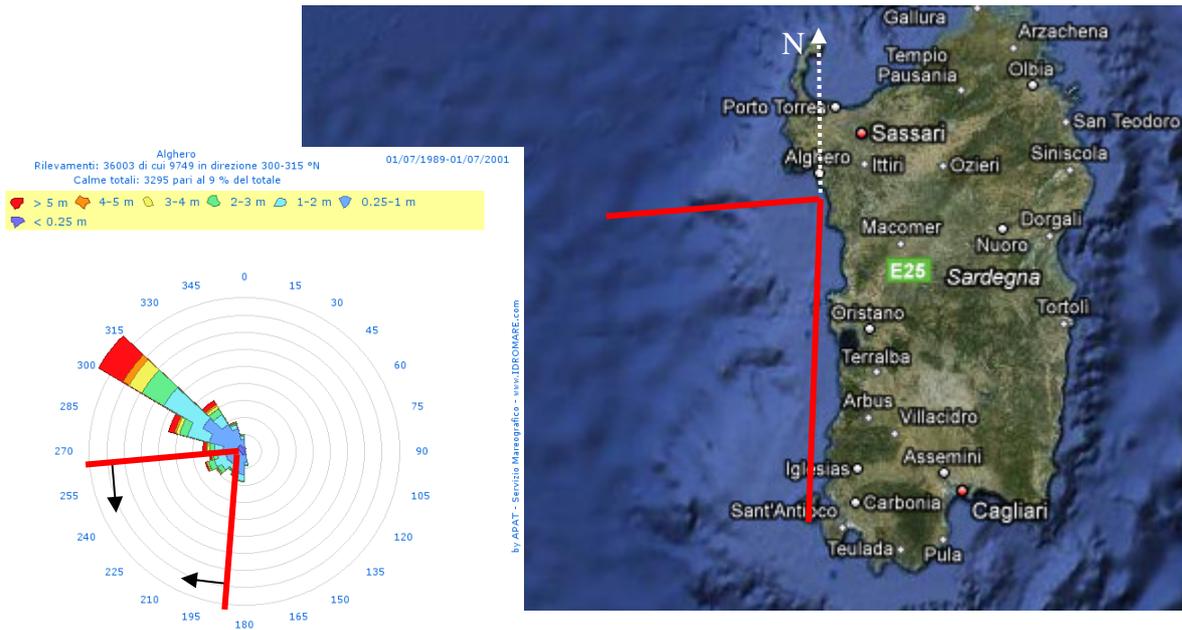


Fig. 8.2. Esquema del sector de procedencia de las olas en el puerto y rosa de oleaje de la boya de Alguero.

Resultando la tabla 8.1:

°N Hs (m)	<=195	<=210	<=225	<=240	<=255	<=270	TOT
<=1,5	752	510	386	489	563	535	3235
<=2	287	210	222	308	415	274	1716
<=2,5	83	85	118	227	318	189	1020
<=3	31	50	58	173	217	137	666
<=3,5	10	9	26	89	130	103	367
<=4	6	9	9	44	65	54	187
<=4,5	1	5	5	17	27	33	88
<=5		4	1	13	18	30	66
<=5,5		1		2	12	16	31
<=6	1		2	16	31	42	92
<=6,5	1	1	2	9	14	22	49
<=7		1	1	3	6	18	29
<=7,5	1	1	2	1	7	14	26
<=8	2			1	6	5	14
<=8,5				1	2	3	6
<=9					2		2
<=9,5				1	1		2
<=10							0
>10							0
TOT	1768	1570	1356	1890	2342	2029	10955

Tabla 8.1. Tabla Hs-dirección (°N) de frecuencias de la boya de Alguero entre 185 y 265°N.

Cabe destacar que con el fin de que los datos sean homogéneos, se han escogido los datos recogidos entre el 1 de Julio de 1989 y el mismo día del año 2001 ya que hasta entonces las medidas se realizaban de forma trihoraria y a partir del 2002 empezó a hacerse de forma horaria.

Dado que el dispositivo SSG se basa en el principio de desbordamiento, a partir de ahora se desprecian aquellas olas con alturas significativas de hasta 1 metro ya que junto con la pérdida de energía por propagación es difícil que lleguen al primero de los depósitos del dispositivo.

8.1.2. Efecto de propagación de oleaje

Siendo el punto O el punto donde está situada la boya de Alguero y siendo el punto P un punto del dispositivo SSG instalado en el puerto (Fig. 8.3), la energía disponible que llega al dispositivo (E_p) es igual a la energía disponible en la boya (E_o) menos unas pérdidas (ΔE) (ec. 8.1).

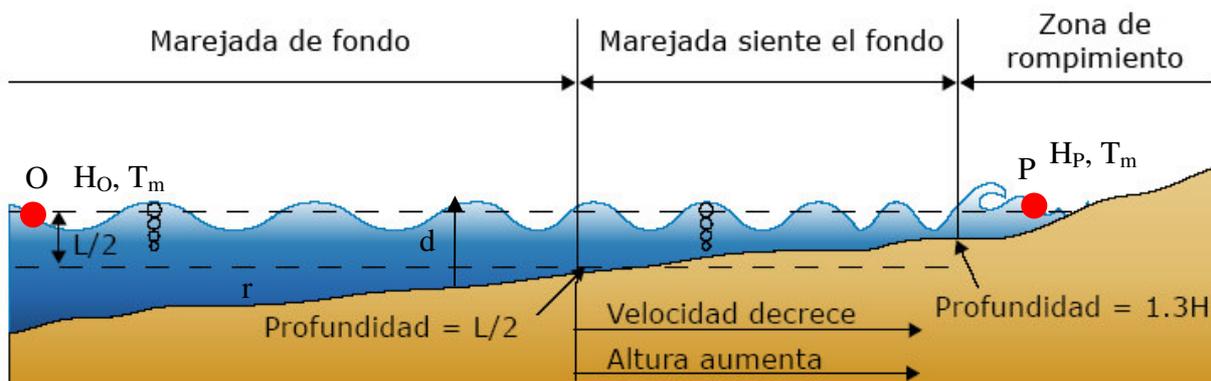


Fig.8.3. Esquema conceptual de los parámetros que intervienen en la pérdida de energía.

Es decir,

$$\frac{\rho \cdot g \cdot H_p^2}{8} = \frac{\rho \cdot g \cdot H_o^2}{8} - \Delta E \quad (\text{ec. 8.1})$$

Estas pérdidas de energía (ΔE) se deben principalmente a tres causas:

1. A la viscosidad del agua (ν).

Esta primera causa se va a despreciar ya que para tenerla en cuenta serían necesarias varias simulaciones de modelos matemáticos y porque es la causa que menos influencia tiene en la pérdida de energía.

2. A la interacción de la ola con el fondo, el cual tiene una cierta rugosidad (r) (bottom friction).

Esta pérdida (ΔE_{bottom}) depende principalmente de la profundidad (d) pero sobretodo del periodo (T_m); a mayor periodo y longitud de onda, mayor será la pérdida sufrida por la ola.

Dado que,

$$T \cong 4 \cdot \sqrt{H} \quad (\text{ec. 8.2.})$$

$$L = \frac{g}{2 \cdot \pi} \cdot T^2 \quad (\text{ec. 8.3.})$$

Y que la energía es proporcional al cuadrado de la altura:

$$E = \frac{\rho \cdot g \cdot H^2}{8} \Rightarrow E \propto H^2 \quad (\text{ec. 8.4.})$$

Se llega a la conclusión de que no todas las olas pierden la misma cantidad de energía sino que la mayor pérdida de energía corresponde a las olas con altura significativa más alta, y por tanto a olas con periodo y longitud de onda también más alto, mientras que aquellas con altura significativa más baja sufrirán una pérdida menor. Siendo así, se hace la hipótesis de que la pérdida de energía debida a este efecto va desde el 9% para las olas con altura más pequeña (~1,5 m) hasta el 25% para aquellas con alturas más elevadas (~10 m) (Fig. 8.4).

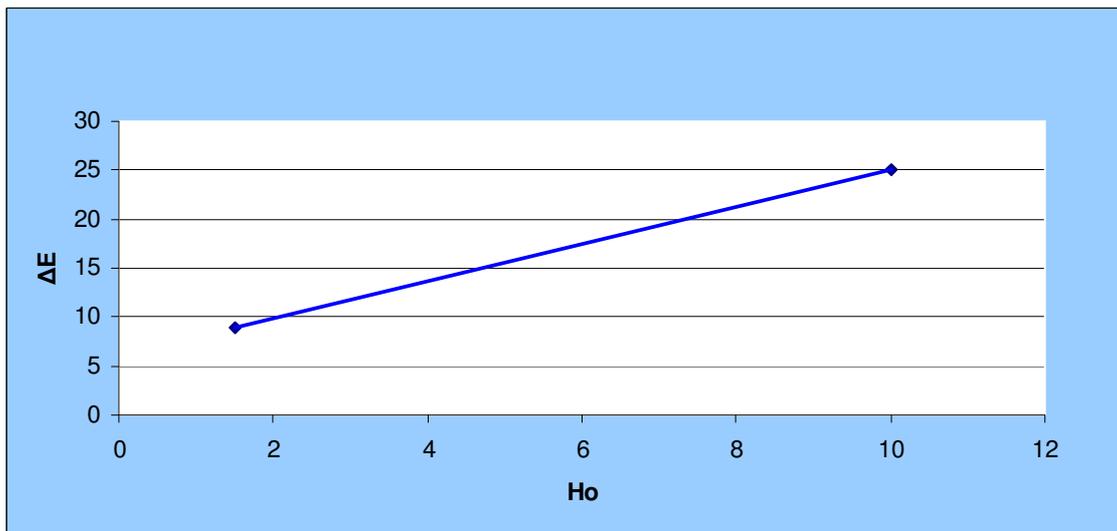


Fig. 8.4. Pérdida de energía (ΔE) en función de la altura significativa H_o .

A partir del gráfico anterior, se obtiene la siguiente ecuación de regresión:

$$\Delta E [\%] = 1,8824 \cdot H_o [\text{m}] + 6,1765 \quad (\text{ec. 8.5.})$$

La cual permite obtener la pérdida de energía correspondiente a cada altura significativa del punto O. Finalmente, como la dependencia de la energía con la altura es cuadrática, se obtiene la altura en el punto P (H_p) mediante la siguiente expresión:

$$H_p = \sqrt{1 - \Delta E} \cdot H_o \quad [\text{m}] \quad (\text{ec. 8.6.})$$

Y por tanto, la tabla 8.1. viene modificada de la siguiente forma:

^º N	<=195	<=210	<=225	<=240	<=255	<=270	TOT
Hs (m)							
<=1,431	752	510	386	489	563	535	3235
<=1,898	287	210	222	308	415	274	1716
<=2,360	83	85	118	227	318	189	1020
<=2,817	31	50	58	173	217	137	666
<=3,269	10	9	26	89	130	103	367
<=3,716	6	9	9	44	65	54	187
<=4,157	1	5	5	17	27	33	88
<=4,594		4	1	13	18	30	66
<=5,025		1		2	12	16	31
<=5,451	1		2	16	31	42	92
<=5,871	1	1	2	9	14	22	49
<=6,286		1	1	3	6	18	29
<=6,696	1	1	2	1	7	14	26
<=7,099	2			1	6	5	14
<=7,498				1	2	3	6
<=7,891					2		2
<=8,279				1	1		2
<=8,66							0
>8,66							0
TOT	1175	886	832	1394	1834	1475	7596

Tabla 8.2. Tabla Hs-dirección de frecuencias teniendo en cuenta la disipación de energía por fricción con el fondo (bottom friction).

3. A la rotura de la ola debida a la disminución progresiva de la profundidad del mar (breaking).

Esta pérdida ($\Delta E_{\text{breaking}}$) también depende, entre otras cosas, de la profundidad (d) y del periodo (T_m).

Teniendo en cuenta la profundidad cercana al dispositivo, existe una altura máxima de ola (H_{max}) la cual no podrá ser superada debido a esta profundidad. Es decir, aquellas olas que tengan una altura significativa H_p mayor a H_{max} serán iguales a la máxima ya que antes de llegar al dispositivo habrán llegado a rotura debido a la disminución progresiva del fondo del mar.

$$\frac{H_{\text{mac}}}{d} \cong 0,6 \rightarrow H_{\text{max}} = 0,6 \cdot d = 0,6 \cdot 6 = 3,6 \text{ m} \quad (\text{ec. 8.7.})$$

Donde d es la profundidad que, teniendo en cuenta el mapa de fondos del puerto de la Fig. 6.7, se ha escogido un valor representativo de 6 metros.

Así pues, teniendo en cuenta H_{\max} se obtiene la tabla 8.3:

°N	<=195	<=210	<=225	<=240	<=255	<=270	TOT
Hs (m)							
<=1,431	752	510	386	489	563	535	3235
<=1,898	287	210	222	308	415	274	1716
<=2,360	83	85	118	227	318	189	1020
<=2,817	31	50	58	173	217	137	666
<=3,269	10	9	26	89	130	103	367
<=3,716	12	22	22	108	191	237	592
TOT	1175	886	832	1394	1834	1475	7596

Tabla 8.3. Tabla Hs-dirección de frecuencias teniendo en cuenta también la disipación de energía debido a la profundidad (breaking).

Una vez se han tenido en cuenta las pérdidas tanto por el efecto de la dirección como por el de propagación, con los datos de las olas restantes se confecciona la tabla 8.4 de frecuencias Hs-Tm teniendo en cuenta la probabilidad (%) de que para cada altura el periodo sea uno u otro.

T (s)	5	6,1	7,9	9,3	10,6	11,7	12,7	TOT
Hs (m)								
1,7	2074	2454	417	6	0	0	0	4951
2,4	91	820	712	62	0	0	0	1685
3,6	0	203	510	243	4	0	0	960
TOT	2165	3477	1639	311	4	0	0	7596

Tabla 8.4. Tabla Hs-Tm de frecuencias teniendo en cuenta la disipación de energía.

Comentar que en la tabla anterior se han redistribuido los datos y se han adaptado tanto las divisiones (o rangos) del periodo como las de altura con tal de que sean compatibles con los de la matriz de potencias del dispositivo SSG (Tabla 7.4.).

Como último paso previo para el cálculo de la energía producida, a partir de las frecuencias ($f_{i,j}$) de la tabla anterior, se obtienen las horas anuales ($h_{i,j}$) para cada pareja de valores Hs-Tm (tabla 8.5) sabiendo que el periodo de cobertura de los datos es de 12 años y que la toma de medidas en ese periodo se realizó de forma trihoraria. Es decir,

$$h_{i,j} = f_{i,j} \cdot \frac{3}{12} \quad (\text{ec. 8.8.})$$

T (s)	5	6,1	7,9	9,3	10,6	11,7	12,7	TOT
Hs (m)								
1,7	518,5	613,5	104,3	1,5	0	0	0	1237,75
2,4	22,75	205	178	15,5	0	0	0	421,25
3,6	0	50,75	127,5	60,75	1	0	0	240
TOT	541,25	869,25	409,8	77,75	1	0	0	1899

Tabla 8.5. Tabla Hs-Tm en horas teniendo en cuenta la disipación de energía.

Finalmente se obtiene la energía que produciría el dispositivo SSG en el puerto de Alguero (tabla 8.6, en kWh), multiplicando las horas de la tabla 8.5 por la matriz de potencia del dispositivo (Tabla 7.4.):

T (s)	5	6,1	7,9	9,3	10,6	11,7	12,7	TOT
Hs (m)								
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0
1,7	10888,5	12883,5	2189,25	30	0	0	0	25991,25
2,4	1524,25	13325	11036	930	0	0	0	26815,25
3,6	0	7105	17085	7897,5	127	0	0	32214,5
4,7	0	0	0	0	0	0	0	0
5,9	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT	12412,75	33313,5	30310,25	8857,5	127	0	0	85021

Tabla 8.6. Tabla Hs-Tm en kWh con la producción de energía del dispositivo SSG.

Nota: Para el cálculo de la energía producida se usa la matriz de potencias del dispositivo SSG de la planta piloto de Kvitsoy (Tabla 7.4.) ya que las condiciones de oleaje de ambos sitios no son muy distintas (19 kW/m y 13 kW/m para Kvitsoy y Alguero, respectivamente) y se supone que el dispositivo de Alguero tendría la misma geometría.

Así pues, se obtiene que si se instalara un dispositivo SSG como el propuesto en el estudio, sobre el dique del puerto de Alguero, la energía producida anual estaría alrededor de los 85 MWh. Se observa que dista bastante de los 320 MWh estimados para la isla de Kvitsoy; esto se puede deber a su diferente situación geográfica y que para el caso de Alguero se ha hecho una estimación bastante prudente considerando las distintas pérdidas de energía que se podrían producir.

Cabe destacar que todos los cálculos realizados corresponden a un estudio preliminar sobre la posibilidad de instalar el dispositivo SSG en el puerto de Alguero y que para obtener unos resultados más precisos sería necesario un estudio más detallado con simulaciones de modelos matemáticos.

8.2. Valoración económica

La explotación de la energía del oleaje, como ocurre con muchas otras energías renovables, precisa de altos costes de inversión. Normalmente, los altos costes de capital se deben a la necesidad de construir grandes estructuras para captar una cantidad significativa de energía. Sin embargo, para el caso de estudio, este coste se ve reducido notablemente ya que va instalado sobre el dique ya existente del puerto. Por otro lado, al ser un dispositivo costero los costes de operación son relativamente bajos (bastantes más altos en los aparatos alejados de la costa), ya que no existen costes de combustibles, y los costes de operación, reparación y mantenimiento anuales solo representan entre un 3 y un 8 por ciento de los costes de inversión. No obstante, habrá costes de seguros que podrán ser altos en los primeros años cuando la experiencia en la tecnología sea limitada. La tecnología de la energía del oleaje, así como la mayoría de energías renovables, solo es rentable si los costes de capital por kW instalado es menor de 1600€. [Comunidad Eduambiental del ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria].

Una consecuencia de los altos costes de capital es que se obtienen altos periodos de payback (periodo de retorno); es decir, transcurre bastante tiempo antes de recuperar el desembolso inicial de la inversión.

El coste de la energía obtenida con los aparatos captadores de la energía de las olas es altamente dependiente del interés. Se estima que el dispositivo SSG instalado en la costa tiene un coste de la unidad energética generada alrededor de los 0,12 €/kWh [L.

Margheritini et al., SSG wave energy converter (2008], frente a los 0,09 €/kWh-0,10 €/kWh [EPIA, 2009] que cuesta la electricidad producida de forma convencional (el 83% mediante combustibles fósiles) en Italia. Por tanto, se aprecia como los costes de la electricidad obtenida con aparatos como el dispositivo SSG, se están aproximando cada vez más a los costes de la electricidad producida mediante el empleo de plantas convencionales de carbón, petróleo o gas natural. En la figura 8.5. se muestra la evolución prevista del coste de la energía producida; puede observarse la tendencia decreciente de los costes, en función del lugar de instalación, los cuales se han determinado considerando un coste de oportunidad del 8%.

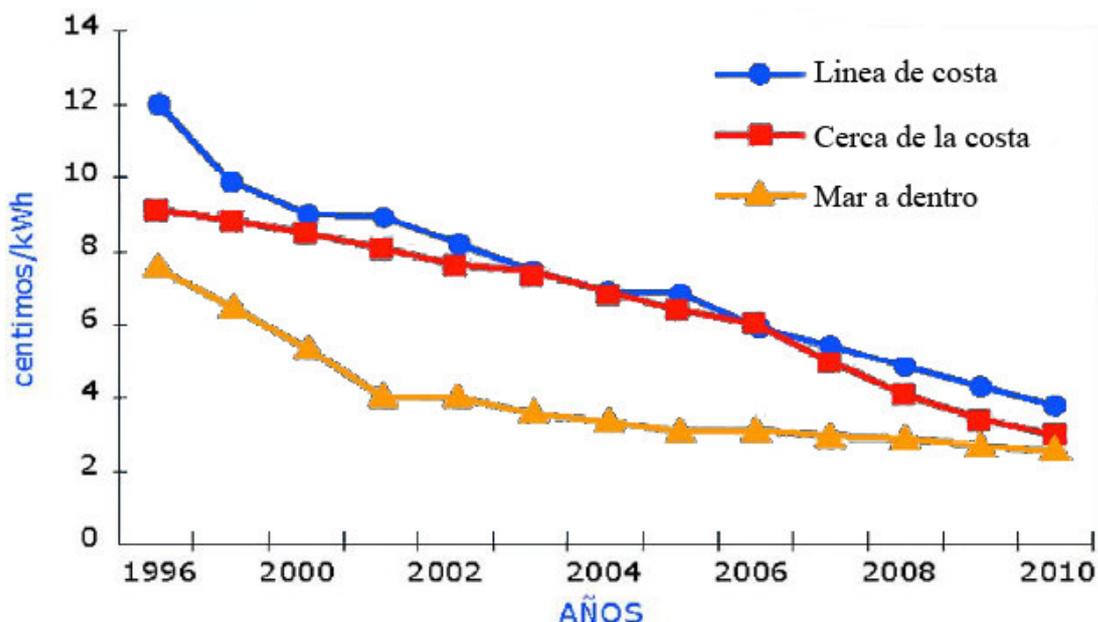


Fig. 8.5. Evolución del coste de la energía producida. [Comunidad Eduambiental del ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria].

Como aspecto a favor, se observa que un dispositivo costero como es el SSG, a pesar de que al inicio del funcionamiento tiene un coste más elevado del kWh producido, en los años siguientes presenta una reducción bastante más rápida de dicho coste que la de los otros dos tipos.

A modo de ejemplo, a continuación se adjunta una tabla con la inversión estimada y el coste del MWh para una planta de 20 MW de capacidad [Vergaray Muñoz J, Baesler Correa H., 2008]:

Central SSG		
Capacidad	20	MW
Eficiencia	25	%
Inversión total	60.750.000	€
Generación anual	40150	MWh/año
Vida útil	30	Años
Coste de desarrollo	160	€/MWh
Coste marginal	64	€/MWh
Ayuda	11	€/MWh
Precio de venta	104	€/MWh

Tabla 8.7. Inversión estimada y coste del MWh para una central de 20 MW de capacidad.

En el caso particular del Alguero la media anual de energía disponible está alrededor de los 114,8 MWh/m. A partir de la matriz de potencia del dispositivo SSG (Tabla 7.4.) y de los datos de oleaje, se ha estimado en 85 MWh/año la energía que se podría producir en ese lugar. Teniendo en cuenta las consideraciones actuales del mercado italiano para la energía eólica (que se puede considerar muy similar a la energía de las olas), la ayuda o prima que se ofrece sobre la tarifa por proceder de una fuente de energía renovable es equivalente a 8,866 c€/kWh (88,66 €/MWh), [D. Vicinanza, L. Cappiotti, P. Contestabile, “Assessment of Wave Energy around Italy”] que más los 10 c€/kWh de la venta de la energía constituyen un ingreso de unos 18 c€/kWh. A la estructura propuesta en el estudio de 500 metros le corresponderían 15300 €/año (85000 kWh · 0,18 €); aunque se trata de un valor limitado para financiar la implantación de un convertidor de energía de las olas, para una pequeña autoridad portuaria como es la de Alguero podría resultar bastante interesante. Además se podría proponer una estructura equipada con un dispositivo SSG que tuviera múltiples funciones, y no solo la de generar electricidad, de modo que aún fuese más rentable.

8.3. Impacto ambiental

Antes de la instalación del dispositivo, se debe tener en cuenta que los sistemas de aprovechamiento de la energía de las olas presentan una serie de problemas medioambientales sobretodo aquellos ubicados en la costa como el caso que nos ocupa.

Entre los posibles impactos negativos pueden enumerarse los siguientes:

1. **Impacto visual.** El SSG debe tenerlo muy presente ya que va instalado muy cerca de la costa y habría que ver si el área depende mucho del turismo, en cuyo caso la obstrucción visual sería crítica.
2. **Ruido.** Los sistemas de conversión de la energía de las olas producen ruido, aunque normalmente los niveles están por debajo de los de un barco. No se espera que el nivel de ruido cuando está funcionando a plena carga sea mucho mayor al ruido del viento o de las olas. Además, se puede prever construirlo con un buen material aislador de ruidos.
Sin embargo, el ruido generado puede viajar por debajo del agua durante largas distancias y afectar al comportamiento de ciertos animales marinos tales como las ballenas o las focas. Todavía se deben desarrollar investigaciones más precisas para determinar si el ruido de este tipo de dispositivos afecta realmente en la vida de los mamíferos.
3. **Molestias y destrucción de la vida marina.** La instalación de aparatos de captación de la energía de las olas como el SSG puede variar el comportamiento del oleaje alterando las líneas de costa así como las plantas y animales que viven en ellas; incluyendo cambios en la distribución y tipos de vida marina. La instalación del dispositivo sobre la estructura y la colocación de los diferentes cables puede interrumpir la vida marina temporalmente. La estructura del dispositivo proporciona una superficie apropiada para que algas e invertebrados la colonicen y se desarrollen, por tanto se deben adoptar medidas correctoras como la inyección directa de bióxidos o productos antiincrustaciones para evitar la corrosión de la misma. Estas medidas deben aplicarse de forma adecuada, sino podría ser contraproducente y tener un impacto adverso sobre la vida marina.

4. **Erosión de la costa.** La reducción de la acción del oleaje en las zonas de línea de costa puede favorecer el incremento de depósitos de sedimentos.
5. **Conflictos con la navegación.** En algún caso, el sistema de conversión podría ser un obstáculo peligroso para cualquier embarcación que no pueda verlo, sin embargo el SSG al estar situado sobre el dique no presenta este problema.
6. **Interferencia con la pesca comercial y deportiva.**
7. **Interferencia con otras actividades recreativas.** Si el dispositivo no está adecuadamente situado, puede interferir con otros usos tales como el surfing o los diversos usos de la playa.

Por otro lado, el hecho de generar electricidad mediante una fuente de energía renovable no contaminante, reduce el consumo de combustibles fósiles y, por tanto, también las emisiones de CO₂ (principal responsable del efecto invernadero) y de SO₂ (causante de la lluvia ácida). En la tabla 8.8 se recoge la cantidad de combustibles fósiles así como la de emisiones a la atmósfera que se ahorrarían al año en el caso de generar 85 MWh mediante una fuente limpia de energía como es la de las olas:

MATERIA PRIMA	CONSUMO	EMISIONES	
		CO ₂	SO ₂
Carbón	5129,8 kg/año	7658,8 m ³ /año	122,1 m ³ /año
Petróleo	2959,5 kg/año	4643,4 m ³ /año	0 m ³ /año
Gas Natural	7821,4 m³/año	8056 m ³ /año	0 m ³ /año
TOTAL	-	20358,2 m³/año	122,1 m³/año

Tabla 8.8. Consumo de combustible y emisiones para producir 85 MWh mediante una central convencional. [ANEXO A]

CONCLUSIONES

En primer lugar y a nivel general, cabe destacar el potencial enorme que posee esta nueva fuente de energía de las olas. Se trata de una fuente apenas aprovechada, pese al tiempo que lleva conviviendo con la humanidad.

Comparada con otras fuentes de energía renovable, presenta incluso más ventajas: se trata de una energía constante y predecible, ya que siempre hay olas, y su impacto en el entorno también es menor; por esta razón no se debe descartar la posibilidad de contar con una energía limpia de este tipo.

En cuanto a las tecnologías de aprovechamiento de esta energía, en la última década han sido significativos los desarrollos en la eficiencia, fiabilidad y rentabilidad de los sistemas de generación ubicados en la costa y fuera de ella. Los avances en la tecnología de plataformas marinas de extracción de petróleo y gas, y, particularmente en el sector submarino, han eliminado muchas de las barreras técnicas de los primeros sistemas desarrollados entre los años 1974-84. Aparatos pilotos están ahora produciendo electricidad, tanto de forma aislada como conectada a la red, en muchos lugares alrededor del mundo. Esto sugiere que se dispone de la tecnología para generación eficiente de electricidad, aunque todavía es necesario seguir investigando. Por ejemplo, se necesitan más desarrollos en el área de los aparatos que se instalen en condiciones de oleaje extremas.

Para realizar el presente estudio se ha elegido el dispositivo llamado Seawave Slot-cone Generator; se trata de un nuevo convertidor de energía de las olas basado en el principio de desbordamiento (overtopping) que destaca entre los de su clase por disponer de tres depósitos colocados uno encima del otro que le permiten captar olas de distintas alturas, obteniendo así mejores resultados de eficiencia que el resto.

A pesar de que la disponibilidad energética del Mar Mediterráneo es notablemente inferior a la del Océano, no se debe infravalorar sino poner mayor interés en aquellos lugares que tengan mayor potencial como son el Alguero y Mahón. Para este último no se ha hecho ninguna hipótesis para estudiar su viabilidad ya que no cumplía con uno de los objetivos marcados para disminuir el coste de instalación; el de disponer de una estructura sobre la cual instalar el dispositivo. Sin embargo, convendría tener presente esa zona para futuros estudios de viabilidad con otros dispositivos que se adapten más a sus características. En cambio, se ha estudiado el caso de Alguero para estimar la posible producción de energía partiendo de la hipótesis de instalar el convertidor Seawave Slot-cone Generator (SSG) sobre el dique ya construido en el puerto. A partir de ahí, se ha obtenido una estima de la energía producida entorno a los 85 MWh/año que le corresponde unos ingresos de unos 15300 €/año. A primera vista no parece un proyecto viable si se tiene en cuenta la cantidad de energía extraíble por el dispositivo, pero aún así, podría resultar interesante para una pequeña localidad como la de Alguero. El siguiente paso podría ser hacer otro estudio preliminar con otro tipo de dispositivo, con el fin de poder comparar resultados, seguido de un estudio más detallado para el caso más favorable con tal de poder extraer conclusiones más determinantes. También se debe tener presente que el dispositivo SSG del estudio está basado en la geometría y resultados de la planta piloto de Kvitsoy, que es de donde se tenían datos, pero que aún se podría optimizar más adecuándolo a las condiciones de oleaje del Mar Mediterráneo y extraer así más energía de la aquí prevista.

Desgraciadamente, el aspecto económico es una de las grandes barreras para el desarrollo de esta tecnología, sin embargo en la actualidad se está incrementando el nivel de inversión privada en el sector. Pero es necesario que se establezca una política real de fomento de la inversión en energías renovables, de manera que puedan ser rentables por sí solas. Centrándonos en la situación particular de Italia, la evolución de la energía marina debe ser respaldada por las Administraciones tanto locales como a nivel nacional. Se debe aprovechar el hecho de ser una península y disponer de largas líneas de costa; oportunidad que el sistema energético italiano no puede despreciar.

Dejando a un lado el tema económico, es de gran relevancia los beneficios que aporta un sistema de estas características al medio ambiente y a la sociedad. La energía de las olas podría, en un futuro cercano, disminuir parcialmente el consumo de los combustibles fósiles que se utilizan actualmente, similar a la situación que ya experimentan otras energías renovables más desarrolladas como la eólica o la solar. No obstante, todavía hablamos de una tecnología que necesita un mayor desarrollo tecnológico para ser competitiva; sus responsables deben mejorar en varias cuestiones, como su eficiencia al aprovechar el movimiento no lineal y esquivo de las olas, o su resistencia al embate de las mismas, y todo ello con un coste asumible. Es decir, aún se requieren estudios de investigación continuos para probar satisfactoriamente el comportamiento de los convertidores de energía y establecerlos dentro del mercado global de la energía.

Por último, insistir en la necesidad de realizar estudios preliminares como el presente, en el resto de países costeros, sobre la posibilidad de instalar convertidores eficientes de la energía de las olas y ser capaces así de asumir de alguna forma sus necesidades energéticas locales. Destacar también la importancia de la diversificación del mix energético ya que nos enfrentamos a un futuro energético en el cual debemos aprovechar todos los recursos disponibles, no reparando tanto en costes y si en beneficios, razón de más para que no pasemos por alto la opción de la energía de las olas y se siga investigando y desarrollando hasta incluirla como una más en el inmenso campo de las energías renovables.

AGRADECIMIENTOS

Primero de todo, me gustaría agradecer la ayuda, la comprensión y también la paciencia de mi tutor de proyecto Lorenzo Cappietti; a mis compañeros/as del laboratorio de hidráulica de la facultad de ingeniería de la Università degli studi de Firenze Ilaria, Ivana, Tomasso, Maria, Luca y Enrica por hacerme más amenas todas las horas de trabajo que hemos pasado allí juntos mientras realizaba el proyecto, y por su amabilidad y simpatía demostrada desde el primer día; a todos ellos, muchas gracias.

En cuanto a la obtención de la información, agradezco la facilitada principalmente por mi tutor Lorenzo Cappietti; y la atención recibida por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, del Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDEA) y de Antonio Ruju del Comune di Alghero.

No puedo olvidar que el hecho de realizar el proyecto de final de carrera dentro del programa Erasmus en Florencia, ha hecho que todos los amigos que he conocido aquí fueran como mi familia apoyándome día a día, leyéndose el proyecto y dándome consejos con tal de que siempre fuese entendible por un público no especializado. Por ello, gracias a Laura, Adri, Abel, Dani, Joana, Sebas, Xavi, Miquel, Marc, Natalia, Fabrice, Amandine, Jure, Tom, Liza, Evita, Fabiola, Joca, Edson y Bruno.

Aún así en la distancia, agradezco muchísimo el interés y el apoyo que he recibido durante estos seis meses de parte de mi verdadera familia; de mis padres, Antonia y Tino, de mis hermanos Laura y Alberto; y también de todos mis compañeros y amigos de Barcelona. Muchísimas gracias.

Mil gracias a todos.

BIBLIOGRAFIA

- AMBIENTA, Revista publicada por el Ministerio de Medio Ambiente. Nº 83, 2008. Disponible en www.mma.es / portal / secciones / biblioteca_publicacion / publicaciones/revista_ambienta/n83
- APLICACIÓN DE LOS FLUIDOS. Asignatura impartida en la Universidad del Norte-Colombia. 2009 “Fuente alternativa de energía: energía de las olas”.
- BEDARD R., HAGERMAN G., PREVISIC M., SIDDIQUI O., THRESHER R., RAM B., 2005. “ Final Summary Report. Offshore Wave Power Feasibility Demonstration Project”. E2I EPRI Global WP 009-US Rev 1.
- BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (BOE) Núm. 126. Publicado el 26 de mayo de 2007. Disponible en [www.boe.es]
- BRYDEN I.G., 2006 “The marine energy resource, constraints and opportunities” . Proceedings of the Institution of Civil Engineers. Maritime Engineering 159. Issue MA2. Pags 55-65.
- BUTLLETÍ OFICIAL DE LES ILLES BALEARS (BOIB) Núm. 93 de 27-6-2009. [www.caib.es/boib/index.do]
- CENTRE FOR RENEWABLE ENERGY SOURCE, 2004. “Ocean Energy Conversion in Europe. Recent advancements and prospects.” En Coordinated Action on Ocean Energy, proyecto de la UE, Renewable Energy Technologies.
- CIEMAT. CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS, MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS. [www.ciemat.es]
- COMUNIDAD EDUAMBIENTAL DEL AYUNTAMIENTO DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA, 2004. “Capítulo 22: Energía del oleaje” publicado en [<http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/cursos/contenidos/docpdf/capitulo22.pdf>]
- CRES, 2004. [www.cres.gr/kape/index_eng_2004]
- CREUS SOLÉ A. 2004 “Energías Renovables”. Ed. Ceysa.
- DAEDALUS, 2008. Products/Renewable energy technology/Wave energy. Disponible en [www.daedalus.gr]
- DEAN R.G., DALRYMPLE R.A., 1991 “Water wave mechanics for engineers and scientists”.
- EPIA, 2009 “National PV Profiles”.
- FERNÁNDEZ DÍEZ P. “Técnicas para aprovechar la energía de las olas”. Publicación del Departamento de Ingeniería eléctrica y energética de la Universidad de Cantabria. 2002.
- FLORENCIA MARTINETTI M., 2003 “Fuentes de energía”. Publicado en www.revistaciencias.com .
- FRIGAARD P., 2008 “Seawave Slot Cone-Generator: an innovative caisson breakwaters for energy production”.
- GALMÉS GIRALT J.L., 2006 “Diseño innovador de diques verticales con geometrías cilíndricas. Anejo 1: Teoría de Airy. Solución lineal de la ecuación de ondas.”
- GARCÍA SANTANA A. DE LA VILLA JAÉN A., 2007. “Energía undimotriz”. Energía: ingeniería energética y medioambiental. Nº 201.
- GENERACIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS (GEA) publicado por la Universidad Técnica Federico Santa María de Chile. 2004 “Técnicas para aprovechar la energía de las olas”.
- GERMAN HYDROGRAPHIC OFFICE, 2001. Cartas náuticas de Mahón y el Alguero MAPTECH.

- HAGERMAN G., BEDARD R., 2003. "E2I/EPRI Guidelines for Preliminary Estimates of Power Production by WEC Devices". E2I EPRI-WP-US-001.
- ISTITUTO SUPERIORE PER LA PROTEZIONE E LA RICERCA AMBIENTALE (ISPRA) 2009. Análisi dei dati. Struttura delle reti. [www.idromare.it]
- KAI-UWE GRAW. "About the development of wave energy breakwaters".
- KNAPP W., HOLMÉN E., SCHILLING R., 1983 "Considerations of Water Turbines to be used in Wave Energy Converters".
- KOFOED J.P., 2006 "Vertical distribution of wave overtopping for design of multi level overtopping based wave energy converters". Department of Civil Engineering , Aalborg University.
- LEGAZ POIGNON R. 2006 "Iberdrola Energías Renovables. Energía Marina. Desarrollo de una planta de energía de las olas en el Cantábrico". Publicado en la 2ª Jornada Internacional sobre Energía Marina. Ente Vasco de la Energía (EVE). Bilbao.
- MARGHERITINI L., VICINANZA D., FRIGAARD P., 2008 "SSG wave energy converter: Design, reliability and hydraulic performance of an innovative overtopping device". Renewable Energy (2008),doi:10.1016/j.renene.2008.09.009
- MARGHERITINI L., VICINANZA D., FRIGAARD P.,2008 "Sea Slot Cone Generator overtopping performance in 3D conditions". ISOPE-2008.
- MINISTERIO DE FOMENTO. PUERTOS DEL ESTADO, 2009. Banco de datos. Redes de medida. [www.puertos.es]
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE LA ENERGÍA, IDAE. [www.idae.es]
- MUETZE A., Diciembre 2005. "Ocean Wave Energy Conversion". ECE 699: Advanced Independent Study Report Electrical and Computer Engineering Department University of Wisconsin-Madison.
- OCEAN POWER TECHNOLOGIES, 2004. Disponible en [www.oceanpowertechnologies.com]
- PELAMIS WAVE POWER. 2008. [www.pelamiswave.com]
- PINILLA MARTÍN M. 2007 "Aprovechamiento del oleaje marino para la generación eléctrica" Trabajo de investigación. Departamento de Ingeniería Eléctrica. ETSII. UPM.
- PORTS DE BALEARS. 2009. [www.portsdebalears.com]
- PORTO DI ALGHERO. 2009. [www.portodialghero.com]
- POWER ALTERNATIVES. 2008. [www.poweralternatives.com]
- PREVISIC M., HAGERMAN G., BEDARD R., 2004. "E2I/EPRI Assessment-Offshore Wave Energy Conversion Devices".
- PREVISIC M., BEDARD R., 2004. "E2I/EPRI Methodology for Conceptual Design of Offshore Wave Power Plants".
- PUERTO DE MAHÓN. [www.puertomao.com], [www.riberadelpuerto.com]
- TECNOLOGÍA ENERGÉTICA. Asignatura impartida en el curso 2008-2009 en ETSEIB. UPC.
- THORPE TW., 1999. "A Brief Review of Wave Energy". A report produced for The UK Department of Trade and Industry. T W Thorpe. ETSU-R120.
- THORPE T.W. 2000 "The wave energy programme in the UK and the European Wave Energy Network". Proceedings of the 4th European Wave Energy Conference (EWEC) Aalborg, Dinamarca.
- THORPE TW. 2004 "Ocean Wave Energy". Publicado en el 5th BASE International Investment Forum, Bonn, Alemania.
- UNIVERSITY OF WISCONSIN, 2008. [www.uwsp.edu]

- VERGARAY MUÑOZ J., BAESLER CORREA H., 2008 “Generación eléctrica mediante el oleaje marítimo costero”. Publicado en el V Seminario internacional de ingeniería y operaciones portuarias.
- VICINANZA D., CAPIETTI L., CONTESTABILE P., 2009. “Assessment of Wave Energy around Italy”. Proceedings of the 8th European Wave and Tidal Energy Conference, Uppsala, Sweden.
- VICINANZA D., FRIGAARD P., 2008 “Wave pressure acting on a seawave slot-cone generator”. Coastal Engineering 55 (2008) 553-568.
- VICINANZA D., MARGHERITINI L., CONTESTABILE P., KOFOED J.P., FRIGAARD P., 2008. “Seawave Slot-cone Generator: an innovative caisson breakwaters for energy production”. Department of Civil Engineering-CIRIAM, Second University of Naples.
- WAVEGEN, 2008. [www.wavegen.com]
- WAVENERGY. Enero-Febrero 2007. “Proyecto: Plan de desarrollo regional para el uso de la energía proveniente del oleaje atlántico”.
- WAVENERGY. “Harnessing the power of the ocean”.
- WAVE ENERGY CENTRE. [wavec.org.com]

ANEXO

A. AHORRO EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES FÓSILES Y EMISIONES A LA ATMÓSFERA

La energía consumida de la red no proviene toda de una misma fuente; sino que se tiene que diferenciar el tipo de central que la produce. Para el caso de Italia, la distribución es la siguiente:

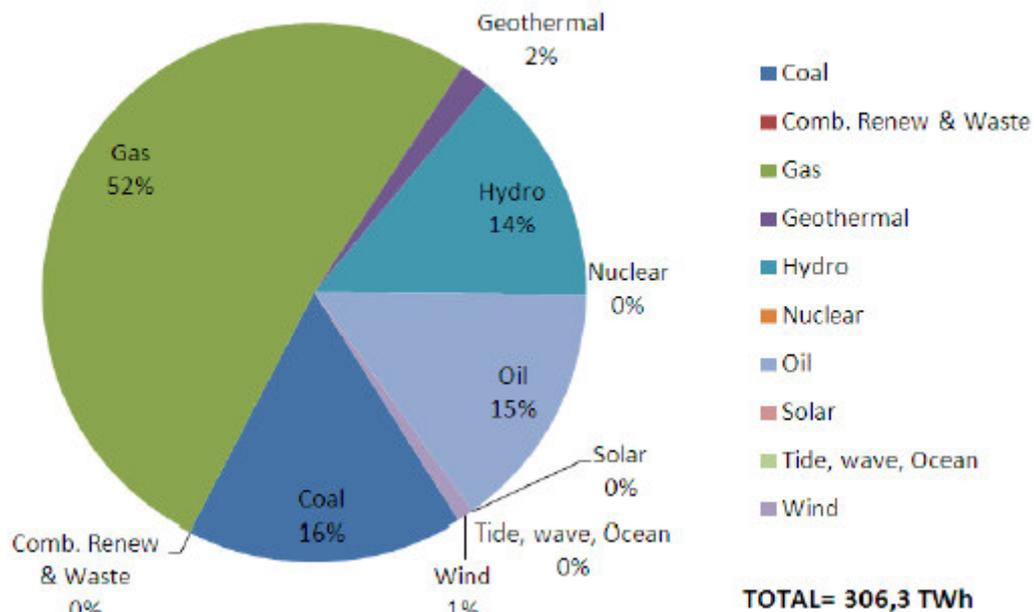


Fig. A.1. Mix eléctrico en Italia [EPIA]

En la siguiente tabla se recogen los porcentajes de electricidad generada a nivel italiano para cada tipo de central y las eficiencias de cada una. Si multiplicamos la energía consumida de la red por el porcentaje de la demanda de cada tipo de central, se obtiene la energía demandada a cada central para conseguir los 85 MWh requeridos.

Finalmente si la energía demandada se divide entre el rendimiento, se encuentra lo que se llama energía primaria, que no es otra cosa que la energía que necesita la central para conseguir la energía requerida.

Central	% demanda	Eficiencia	E demandada (KWh)	E primaria (KWh)
Carbón	16	0,38	13600	35789,5
Petróleo	15	0,38	12750	33552,6
Gas Natural	52	0,54	44200	81851,8
TOTAL				0,308

Tabla A.1. Tabla de cálculos de energías.

Mediante las energías primarias que se requiere de cada tipo de central eléctrica, se puede encontrar dividiendo por el PCI adecuado, la cantidad de materia prima que se necesita.

Combustible	Poder calorífico inferior	
Prod. del petroli	10,000 kcal/kg	41,900 kJ/kg
Carbó Antracita	7,000 kcal/kg	29,300 kJ/kg
Hulla	6,000 kcal/kg	25,000 kJ/kg
Lignit	4,500 kcal/kg	18,800 kJ/kg
Gas natural	9,000 kcal/m ³	36,000 kJ/m ³

Tabla A.2. Tabla de PCI. [Asignatura "Tecnología Energética" 2008-2009]

En el caso de las centrales de carbón se supone que se trabaja con hulla.

$$\text{Consumo}_{\text{carbón}} = \frac{E_{\text{primaria}}}{\text{PCI}_{\text{carbón}}} = \frac{35789,5 \text{ KWh} \cdot 860 \text{ kcal} / \text{KWh}}{6000 \text{ kcal} / \text{kg}} = 5129,8 \text{ kg}_{\text{carbón}}$$

$$\text{Consumo}_{\text{petroleo}} = \frac{E_{\text{primaria}} \text{ petroleo}}{\text{PCI}_{\text{petroleo}}} = \frac{33552,6 \text{ KWh} \cdot 860 \text{ kcal} / \text{KWh}}{9750 \text{ kcal} / \text{kg}} = 2959,5 \text{ kg}_{\text{petroleo}}$$

$$\text{Consumo}_{\text{GN}} = \frac{E_{\text{primaria}} \text{ GN}}{\text{PCI}_{\text{GN}}} = \frac{81851,8 \text{ KWh} \cdot 860 \text{ kcal} / \text{KWh}}{9000 \text{ kcal} / \text{m}^3} = 7821,4 \text{ m}^3 \text{ GN}$$

Antes de comenzar con las operaciones, es necesario saber algún detalle importante sobre la gasolina (que es lo que utilizan las centrales).

La gasolina es una mezcla de hidrocarburos derivada del petróleo y que tiene una densidad de 0,74 kg/l. La gasolina tiene más de 150 sustancias químicas pero para la resolución del ejercicio propuesto se establece que de forma genérica tiene una composición:

C: 84,10%

H: 15,90%

El PCI medio estimado de la gasolina es de 42,5 MJ/Kg. muy parecido al del petróleo expuesto en la figura 9.

Las emisiones que se emitirían son las originadas por la central eléctrica de carbón, la de petróleo y la central de ciclo combinado de Gas Natural. Y se han calculado las cantidades necesarias de materia prima para cada una de ellas. Ahora tan sólo se necesita conocer la composición de cada una de las materias.

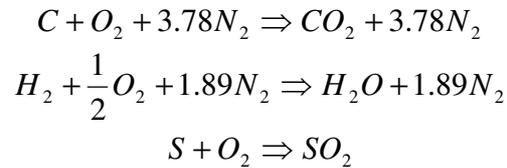
Composició de la hulla	Composició del gas natural
Aigua i cendres: 23,2%	CH ₄ : 91,6%
Carboni*: 80,0%	C ₂ H ₆ : 3,5%
Hidrogen*: 5,6%	H ₂ : 0,5%
Sofre*: 3,4%	CO ₂ : 4,4%
Oxigen*: 9,5%	
Nitrogen*: 1,5%	

* Composició sense aigua ni cendres

Tabla A.3. Tabla de composiciones del carbón y del gas natural.

CARBÓN

Cuando se quema carbón se obtiene las siguientes reacciones:



$$0.8 \frac{Kg.C}{Kg.hulla} \cdot \frac{1Kmol.C}{12KgC} \cdot \frac{1KmolCO_2}{1Kmol.C} \cdot \frac{22.4m^3}{1KmolCO_2} = 1,493 \frac{m^3CO_2}{Kg.hulla}$$

Multiplicando los metros cúbicos de dióxido de carbono por kilo de hulla por la cantidad de carbón necesaria para conseguir los 85 MWh mencionados, se obtienen los metros cúbicos totales de dióxido de carbono emitidos a la atmósfera por la combustión de carbón.

$$1,493 \frac{m^3CO_2}{Kg.hulla} \cdot 5129,8kg.hulla = 7658,8m^3CO_2$$

Resulta interesante ver las emisiones por cada KWh eléctrico generado

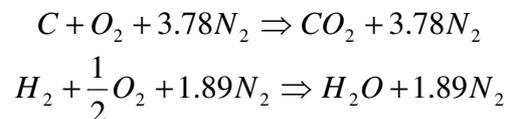
$$7658,8 m^3 CO_2 / 85000 KWh = 9,01 \cdot 10^{-2} m^3/KWh_{\text{eléctrico}}$$

En cuanto al dióxido de azufre:

$$0.034 \frac{Kg.S}{Kg.hulla} \cdot \frac{1Kmol.S}{32KgS} \cdot \frac{1KmolSO_2}{1KmolS} \cdot \frac{22.4m^3}{1KmolSO_2} = 0,0238 \frac{m^3SO_2}{Kg.hulla} \cdot 5129,8kg_{hulla} = 122,1 m^3SO_2$$

GASOLINA

En el caso de la gasolina, las emisiones son debidas a la combustión, que se rigen por las siguientes reacciones:



De las que se pueden sacar la siguiente expresión:

$$0.841 \frac{Kg.C}{Kg.gasolina} \cdot \frac{1Kmol.C}{12KgC} \cdot \frac{1KmolCO_2}{1Kmol.C} \cdot \frac{22.4m^3}{1KmolCO_2} = 1.569 \frac{m^3CO_2}{Kg.gasolina}$$

Multiplicando el valor hallado directamente por el consumo de combustible, se encuentran las emisiones totales.

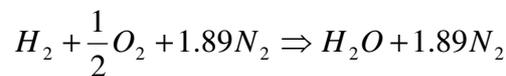
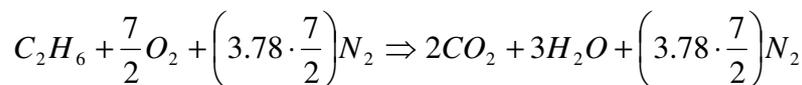
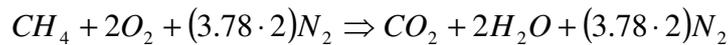
$$1.569 \frac{m^3 CO_2}{Kg. gasolina} \cdot 2959,5 kg. gasolina = 4643,45 m^3 CO_2$$

Entre los 85 MWh da un valor de $5,46 \cdot 10^{-2} m^3 CO_2 / kWh$

Si éste valor se divide por 22,4 y se multiplica por el peso molecular del dióxido de carbono (48), se encuentran los gramos de dióxido emitidos

GAS NATURAL

Si se tiene en cuenta la combustión del gas natural se obtienen las siguientes reacciones:



$$0,916 \frac{m^3 CH_4}{m^3 GN} \cdot \frac{1KmolCH_4}{22,4m^3 CH_4} \cdot \frac{1KmolCO_2}{1KmolCH_4} \cdot \frac{22,4m^3 CO_2}{1KmolCO_2} = 0,916 \frac{m^3 CO_2}{m^3 GN}$$

$$0,035 \frac{m^3 C_2H_6}{m^3 GN} \cdot \frac{1KmolC_2H_6}{22,4m^3 C_2H_6} \cdot \frac{2KmolCO_2}{1KmolC_2H_6} \cdot \frac{22,4m^3 CO_2}{1KmolCO_2} = 0,07 \frac{m^3 CO_2}{m^3 GN}$$

Al resultado de las dos expresiones anteriores se ha de añadir la que concierne a la cantidad de dióxido ya existente en el gas natural ($0,044 \frac{m^3 CO_2}{m^3 GN}$).

Por tanto la cantidad de emisiones totales resultantes de la quema de gas natural son $1,03 \frac{m^3 CO_2}{m^3 GN}$

La cantidad total de gas natural utilizado es exactamente $7821,4m^3 GN$, y por tanto las emisiones son $8056 m^3 CO_2$ lo que daría un valor de $9,48 \cdot 10^{-2} \frac{m^3 CO_2}{kWh}$

Las emisiones totales que se ahorran por el funcionamiento de la central undimotriz o de energía de las olas, se encuentra al sumar una a una las emisiones de las diferentes centrales, de lo que se obtiene los valores siguientes:

- CO_2 : $0,239 m^3/KWh \cdot 85000 kWh = 20358 m^3$
- S_2O : $1,44 \cdot 10^{-3} m^3/Wh \cdot 85000 kWh = 122,1 m^3$

NOTA: Se supone que por tratarse de centrales dedicadas a la obtención de energía eléctrica, la combustión se hace con una cantidad de aire correcta.

