

Caracterización del Recurso Energético Undimotriz en el Golfo de Vizcaya en un contexto de Cambio Climático

B. THOMAS*, X. COSTOYA, M. DECASTRO

**thomas.brieuc@alumnos.uvigo.es*

*EPhysLab (Environmental Physics Laboratory), Facultade de Ciencias,
Universidade de Vigo,
Campus As Lagoas s/n, Ourense, Spain*

RESUMEN

Las energías marinas renovables son una herramienta clave para luchar contra el cambio climático. Aunque la energía de las olas todavía no se explota comercialmente, la caracterización de la energía undimotriz es de especial interés de cara a explotarla en los próximos años. A la hora de decidir donde instalar *Wave Energy Converters* (WECs, instrumentos que aprovechan la energía del oleaje), es necesario tener en cuenta diferentes parámetros más allá de la riqueza del recurso. Así, se deben examinar aspectos como la variabilidad del recurso, el riesgo ambiental, y el coste económico de instalación y mantenimiento de estos WECs. En este trabajo se clasificó el recurso undimotriz siguiendo diferentes índices. Estos índices consideran la potencia undimotriz media, la estabilidad del recurso (variabilidad temporal y mensual), la operatividad (índice *Downtime*: porcentaje de tiempo durante el cual el aparato no funciona debido a olas demasiado grandes o pequeñas), el riesgo ambiental (olas extremas) y el coste económico de instalación y mantenimiento (profundidad del agua y distancia a costa). A cada índice se le ha otorgado un peso y se ha realizado el promedio para obtener un único índice que permite clasificar fácilmente el recurso del oleaje. Además, se ha estudiado la potencia eléctrica que dos WECs (AquaBuoy y Pelamis) podrían generar cerca de las costas francesas y españolas del Golfo de Vizcaya. Los datos utilizados para estos análisis, tanto históricos como futuros, provienen de un *downscaling* hecho con el modelo SWAN (*Simulating Waves Nearshore*). Este modelo se alimentó con datos de viento del modelo climático regional (MIROC5-CCLM4-8-17) y, en las fronteras abiertas oceánicas, con los datos oceánicos de gruesa resolución obtenidos de las simulaciones realizadas con el modelo WAVEWATCH III. En cuanto a los resultados obtenidos, se espera un descenso de la potencia undimotriz media en el Golfo de Vizcaya a lo largo del siglo XXI, siendo más acusado hacia finales de siglo. Este descenso será menor en invierno que en otras estaciones, lo que aumentará la variabilidad del recurso. A pesar de este descenso de la potencia undimotriz en el futuro, la clasificación del recurso undimotriz en el Golfo de Vizcaya muestra que el recurso se considerará “excelente” en la mayor parte de la región y “sobresaliente” en ciertas zonas durante el futuro cercano (2026-2045). A la hora de analizar la potencia generada por los WECs AquaBuoy y Pelamis, se ha visto que Pelamis produce mayor cantidad de potencia pero que su factor de carga y su eficiencia, que es un parámetro que considera el tamaño del dispositivo, son menores que los de AquaBuoy tanto en la costa española como francesa.

Palabras Clave: energía undimotriz, método Delphi, clasificación del recurso, cambio climático, Golfo de Vizcaya.

1. Introducción

1.1. Las energías marinas renovables para mitigar el cambio climático

Durante los últimos siglos, el crecimiento de la población humana y el uso de los combustibles fósiles como fuente de energía han generado un aumento significativo en las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (GEI), entre ellos del CO₂ (Fan *et al.*, 2005). Esta subida de la concentración atmosférica de CO₂ ha provocado un aumento de la temperatura global del planeta y ha alterado su clima, provocando más catástrofes naturales y deteriorando las condiciones de vida de mucha gente (IPCC, 2021). Por lo tanto, es fundamental reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente de CO₂, para mitigar los efectos negativos del cambio climático. En la COP26 (26th Conference of the Parties) de Glasgow en 2021, las Naciones Unidas reafirmaron el objetivo de limitar el incremento de la temperatura media mundial a +2°C frente al nivel preindustrial. Para ello, estiman que hace falta alcanzar emisiones netas de CO₂ nulas a mediados del siglo XXI (United Nations, 2021).

Para predecir el clima futuro, en el quinto informe del IPCC (2014) se definieron escenarios climáticos llamados *Representative Concentration Pathways* (RCPs). Son escenarios que modelizan cómo va a variar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera y así predicen el forzamiento radiativo (diferencia entre la energía solar absorbida por la Tierra y la energía emitida por la Tierra que llega hasta fuera de la atmósfera) del planeta en 2100. Se definieron cuatro RCPs: uno más optimista (RCP2.6) que predice una bajada de la concentración atmosférica

de CO₂ hasta finales de siglo, uno más pesimista (RCP8.5) que predice una subida muy acusada, y dos intermedios (RCP4.5 y RCP6.0). El número al lado del acrónimo RCP representa el aumento del forzamiento radiativo, frente al nivel preindustrial, a finales del siglo XXI (es decir entre +2.6 W.m⁻² y +8.5 W.m⁻² según el escenario). Así, los modelos del clima futuro de la Tierra varían según el RCP usado. En el trabajo desarrollado por Hennemuth *et al.* (2017) se puede consultar información detallada sobre cada RCP.

Una manera de avanzar en el cumplimiento de los objetivos internacionales de reducción de gases de efecto invernadero es desarrollar nuevas fuentes de energía “limpias”. Teniendo en cuenta que los océanos representan aproximadamente el 71% de la superficie de la Tierra, el estudio de energías marinas renovables (EMR) tiene un gran potencial. La Unión Europea (UE) estima que aproximadamente unos 100 GW, que equivale al 10% del consumo de electricidad en la UE, puede ser generado por energías marinas renovables en 2050 (ETIPOCEAN, 2020). La única EMR madura, que ya se usa de manera comercial, es la energía eólica offshore, es decir, turbinas eólicas instaladas en el mar. Los primeros experimentos europeos empezaron durante los años 90 en Dinamarca (EESI, 2010) y desde 2019 se ha alcanzado el número de 5000 turbinas *offshore* en funcionamiento, con una potencia total mayor de 22 GW (WindEurope, 2020).

Aparte de la energía eólica marina, existen otras EMR, todavía en fases de análisis y estudio, que podrían ayudar a luchar contra el cambio climático en las próximas décadas. Así, por ejemplo, se está estudiando el aprovechamiento energético de las corrientes marinas (debidas a mareas, por ejemplo) o de

gradientes de salinidad y temperatura (Zabihian *et al.*, 2011). La EMR que se va a analizar en este trabajo es la energía undimotriz, que obtiene energía a partir del movimiento del oleaje.

1.2. La energía undimotriz

La energía undimotriz todavía no se explota comercialmente, pero existen muchos proyectos que tratan de desarrollar dispositivos que permitan su aprovechamiento (IRENA, 2021). En teoría, la energía llevada por todas las olas de todos los océanos es de casi 30,000 TWh por año, lo que sería suficiente para cubrir la demanda energética mundial (Mørk *et al.*, 2010). Sin embargo, la potencia teórica que existe es muy diferente de la que realmente se puede recoger porque, para aprovechar esta energía, hay que usar aparatos que la transforman en energía eléctrica (WECs) que, como cualquier sistema mecánico, tienen pérdidas energéticas y solo recogen una fracción de toda la energía que lleva el oleaje.

Existen muchos WECs con geometrías y características diferentes (Hayward, 2011). Aunque existen diferentes clasificaciones para los WECs, lo más habitual es clasificarlos de acuerdo a su geometría y su posición frente al tren de olas. Así, los WECs de tipo “Absorbedor puntual” (Figura 1A), son estructuras bastante pequeñas, como boyas flotantes que recogen energía al moverse de manera vertical gracias al oleaje. Los WECs de tipo “Atenuador” (Figura 1B), son estructuras flotantes muy largas que se instalan paralelas al sentido de propagación del oleaje (es decir, perpendicular a las olas) y recogen energía al moverse con el paso de la ola. Finalmente, los WECs de tipo “Terminador” (Figura 1C), son también estructuras flotantes largas, pero que se instalan perpendiculares al sentido de propagación de las olas y captan

directamente su energía. Cada tipo de aparato es más adecuado a ciertos tipos de oleaje y de profundidad.

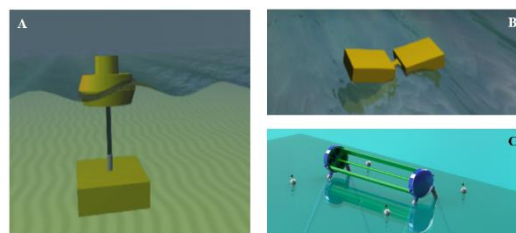


Fig. 1. WECs de tipo (A) Atenuador, (B) Absorbedor puntual, (C) Terminador. Fuente: (A) y (B) aquaret.com ; (C) atargis.com

1.3. Análisis de la potencia undimotriz a escala regional y global

Estudios previos ya analizaron las variaciones que se esperan en el recurso undimotriz en las próximas décadas como consecuencia del impacto del cambio climático. Son múltiples los estudios que se han realizado a escala regional. Ribeiro *et al.* (2021) estudiaron el recurso undimotriz futuro bajo el escenario climático RCP8.5 en el noroeste de la Península Ibérica. Estos autores predicen una bajada general de la potencia undimotriz, así como un aumento de la variabilidad estacional y de los eventos extremos. Los datos fueron obtenidos usando el modelo SWAN. Este modelo también ha permitido estudiar el recurso undimotriz futuro en otras zonas, por ejemplo en el mar Negro para el periodo 2021-2050 bajo los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 (Rusu, 2019). Este estudio proyecta un incremento del recurso undimotriz (mayor bajo el escenario RCP8.5) en el oeste y en la región noreste del Mar Negro. SWAN se utilizó también para estudiar la zona de Menorca para el periodo 2071-2100 (Sierra *et al.*, 2017). Este estudio predice una bajada ligera de la potencia undimotriz, tanto a escala anual como estacional, salvo en verano. Por lo tanto, la estabilidad del recurso a lo largo del año mejorará. Lira-Loarca *et al.* (2021) analizaron la variación del

potencial undimotriz en el Mediterráneo utilizando un multimodelo del proyecto CORDEX. Detectaron una disminución en la mayor parte de la cuenca mediterránea, especialmente hacia finales del siglo XXI donde se proyectan disminuciones generalizadas en torno al 10-20% en comparación con el periodo histórico. También en el Mar Mediterráneo, Casas-Prat *et al.* (2013), proyectan en la zona noroeste un aumento de la variabilidad del recurso, es decir, un incremento de la energía undimotriz en invierno y una bajada en verano. Usando el modelo WAVEWATCH III (WWIII), se ha analizado el recurso undimotriz en Cornualles para el periodo 2061-2100 en el trabajo de Reeve *et al.* (2011). Se espera una bajada entre 1 y 3 % de la potencia undimotriz, dependiendo del escenario climático usado. Para estos 3 últimos estudios se consideró el impacto de los GEI bajo los escenarios A1B y B1 del cuarto informe del IPCC (2007), que corresponden respectivamente a emisiones intermedias y bajas.

Otros trabajos estudiaron el impacto del cambio global sobre la potencia undimotriz a escala mundial. Lemos *et al.* (2018) lo hicieron para el periodo 2031-2060 usando el modelo de olas WAM bajo el escenario RCP8.5. Estos autores proyectan un aumento de la potencia undimotriz en latitudes medias y altas, pero una bajada en la zona del Atlántico Norte. En Reguero *et al.* (2019), también se analizaron los cambios futuros de la potencia undimotriz, pero basándose en los cambios de temperatura superficial del mar que se esperan considerando las observaciones del pasado. Observaron un aumento de la potencia undimotriz a escala global de 0.4% por año desde 1948 y se espera un aumento global del 32% bajo el RCP2.6 y del 122% bajo el RCP8.5, frente al periodo 1986-2005, para finales del siglo XXI.

Se observa que hay una gran diferencia en las variaciones futuras de la energía undimotriz dependiendo de las zonas estudiadas. Así, parece más interesante favorecer los estudios a escala local a la hora de decidir dónde se va a aprovechar esta energía.

1.4. Objetivos

El principal objetivo de este trabajo es caracterizar y clasificar el recurso undimotriz en el Golfo de Vizcaya en un contexto de cambio climático. Con este propósito se va a cuantificar la cantidad de energía que contiene el oleaje en esta zona durante un periodo histórico y a lo largo del siglo XXI. Además, se clasificará el recurso undimotriz atendiendo a diferentes criterios para las próximas décadas. Se toma este período porque es cuando se espera que se pueda aprovechar comercialmente el recurso undimotriz y porque también permite tener en cuenta el posible efecto del cambio climático sobre el recurso. Finalmente, también se analizará la potencia eléctrica que podrían generar dos tipos de WECs en las zonas costeras del Golfo de Vizcaya.

2. Datos y métodos

2.1. Datos

Para cuantificar la cantidad de energía que contiene el oleaje, es necesario obtener datos de altura significativa de ola (H_s) y periodo pico (T_p). Son dos parámetros de la representación espectral del oleaje, es decir, de la energía de las olas en función de su frecuencia. T_p corresponde al periodo de las olas de mayor energía y H_s es la media aritmética de la altura del tercio de olas más altas registradas y se relaciona con la energía de todo el oleaje (considerando todas las frecuencias de olas). Para llevar a cabo este estudio, se utilizaron datos de T_p y H_s generados en

un trabajo previo (Ribeiro *et al.*, 2021). A continuación, se explica de forma breve qué simulaciones se realizaron con el propósito de obtener datos de estos parámetros a una alta resolución espacial. Una información más detallada se puede encontrar en dicho trabajo.

Los datos de H_s y T_p se obtuvieron gracias a simulaciones realizadas con WAVEWATCH III (WWIII) por parte de la *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* (CSIRO) (Hemer *et al.*, 2015). Estos datos están disponibles en la base de datos en línea de CSIRO (https://data-cbr.csiro.au/thredds/catalog/catch_all/CAR_CAWCR-Wave_archive/Global_wave_projection/s/catalog.html). En esta base de datos están disponibles simulaciones realizadas con varios modelos climáticos globales (*Global Climate Models*, GCMs). Inicialmente lo que se hizo fue comprobar qué GCMs ofrecían unos datos más precisos en la zona de interés, que fue el Arco Atlántico ($35\text{-}60^\circ\text{N}$ y $0\text{-}20^\circ\text{W}$). Se compararon las salidas de WWIII forzadas con los diferentes GCMs con las salidas de WWIII pero forzadas con datos de la base de datos de reanálisis CFSR (*Climate Forecast System Reanalysis*) durante el periodo histórico 1979-2005. Se comprobó que el GCM que modeliza un oleaje más parecido a los resultados de reanálisis es MIROC5 (*Model for Interdisciplinary Research on Climate*). Se consideraron los datos para los dos periodos futuros bajo el escenario RCP8.5 ofrecidos por CSIRO: un futuro cercano (2026-2045) y uno lejano (2081-2099). Estos datos tienen una resolución espacial de $1^\circ \times 1^\circ$, lo cual es una resolución baja para poder alcanzar los objetivos de este trabajo. En Ribeiro *et al.* (2021), redujeron esta resolución espacial (*downscaling*) de forma dinámica empleando el modelo SWAN. Este modelo se alimentó con datos de viento del modelo climático

regional (*Regional Climate Model*, RCM) MIROC5-CCLM4-8-17 del proyecto EURO-CORDEX (*European branch of Coordinated Regional Downscaling Experiment*) y, en las fronteras abiertas oceánicas, con los datos oceánicos de gruesa resolución obtenidos de WWIII con el GCM MIROC5, que es el que mejor reproduce el oleaje en nuestra zona de análisis. Después de realizar este *downscaling*, se obtuvieron datos de H_s y T_p con una diferente resolución espacial dependiendo de la zona (Figura 2): $1/3^\circ$ en la zona L1 ($42\text{-}49.5^\circ\text{N}$ y $0.5\text{-}12.5^\circ\text{W}$), $1/9^\circ$ en la zona L2 ($42\text{-}47.8^\circ\text{N}$ y $0.5\text{-}10.8^\circ\text{W}$) y $1/27^\circ$ en la zona L3 (hasta 100 km de la costas españolas y francesas del Golfo). La resolución temporal de los datos de H_s y T_p obtenidos es de 1 hora.

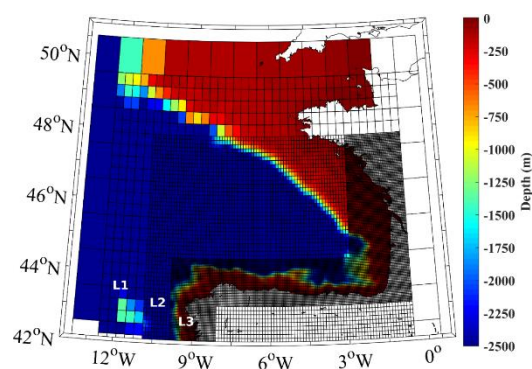


Fig. 2. Batimetría de la zona de estudio y dominios empleados en las simulaciones con SWAN.

2.2. Métodos

2.2.1. Potencia del oleaje

La potencia del oleaje (*Wave Power*, WP) es la potencia llevada por las olas por unidad de longitud en la dirección de propagación. Se expresa en $\text{kW}\cdot\text{m}^{-1}$ y se calcula según la Fórmula 1:

$$WP = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_s^2 T_e \quad (1)$$

Donde ρ es la densidad del agua ($1025 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$), g la aceleración de la gravedad ($9.81 \text{ m}\cdot\text{s}^{-2}$), H_s la altura significativa del

oleaje y T_e el periodo energético, que se estima a partir del periodo de pico T_p según la Fórmula 2:

$$T_e = \alpha \cdot T_p \quad (2)$$

El valor de α depende de la forma del espectro del oleaje. En este estudio se considera $\alpha = 0.9$ que proviene de asumir un espectro de oleaje JONSWAP estándar con un factor de mejora de pico de $\gamma=3.3$ (Ribeiro et al., 2021).

2.2.2. Clasificación del recurso undimotriz

Para clasificar el recurso undimotriz en el Golfo de Vizcaya, se definieron una serie de índices que, además de tener en cuenta la riqueza del recurso de las olas, tiene en cuenta otros aspectos que son importantes como, por ejemplo, la estabilidad del recurso a lo largo del año, los posibles riesgos derivados del oleaje extremo sobre los dispositivos que se instalen, o factores que condicionan el gasto económico como son la profundidad y la distancia a costa. Una vez definidos estos índices, se aplicó un método Delphi, como ya se usó en estudios previos que tratan de aprovechar la energía eólica offshore (deCastro et al., 2019 ; Ribeiro et al., 2020). Esta técnica consiste en preguntar a expertos, ingenieros y científicos del campo de la energía undimotriz cuales son, bajo su criterio, los parámetros que pueden influir más sobre la viabilidad de instalar cualquier tipo de WECs. En este estudio, se preguntó a 15 expertos del COST Action WECANet: A pan-European Network for Marine Renewable Energy (<https://www.wecanet.eu>), usando la misma metodología que Ribeiro et al., (2021). A continuación, se describen los 7 índices que se definieron para clasificar el recurso undimotriz:

- El recurso energético se define a través del índice WP ($\text{kW}\cdot\text{m}^{-1}$) que hace referencia al potencial de oleaje calculado con la Fórmula 1.

- Además del índice WP, la riqueza del recurso se estima con la operatividad. Se determina a través del índice DWNT (*Downtime*) que representa el porcentaje de tiempo, sobre el periodo considerado, donde el aparato no funciona y entonces no genera electricidad. De forma general, se considera que los aparatos funcionan solo cuando H_s tiene valores entre 1 m y 8 m. En efecto, olas demasiado pequeñas no permiten la producción de energía, y olas demasiado altas pueden dañar el WEC si está en funcionamiento (por lo que se apaga en esta situación).

- La estabilidad del recurso se cuantificó empleando dos índices: uno de variabilidad temporal (C_v) y otro de variabilidad mensual (M_v). El primero (Fórmula 3) corresponde a la división entre la desviación estándar del WP por el promedio de este WP sobre el periodo de tiempo considerado. El segundo (Fórmula 4) corresponde a la resta entre el WP del mes más productivo (WP_{M1}) y el menos productivo (WP_{M12}), dividida por el WP promedio.

$$C_v = \frac{\sigma}{\overline{WP}} \quad (3)$$

$$M_v = \frac{WP_{M1} - WP_{M12}}{\overline{WP}} \quad (4)$$

- Además, se definió un índice Risk (m) asociado al riesgo que corresponde al valor promedio de altura de la ola más extrema anual (que por supuesto podría dañar o romper el aparato).

- En relación al coste económico se tuvieron en cuenta la profundidad (WD) (m) y la distancia a la costa (DC) (°). Estos 7 índices tienen unidades y magnitudes muy diferentes, por lo que es

necesario hacer una normalización para poder compararlos entre sí. Así, todos los índices tendrán un valor entre 0 (peor) y 1 (mejor) y además serán adimensionales. Los índices fueron normalizados según 10 categorías, salvo para WD y DC, para los que se consideraron 5 categorías (estos factores no cambian a lo largo del tiempo), como se ve en la Tabla 1 y la Tabla 2. Posteriormente, siguiendo el método Delphi se preguntó a los 15 expertos qué peso darían a cada uno de estos índices para formar un único índice (Tabla 3).

Al final, podemos crear un índice único (Fórmula 5) que tiene en cuenta los 7 índices elegidos I_i , cada uno con su peso W_i :

$$I = \sum_{i=1}^7 W_i I_i \quad (5)$$

Este índice tiene valores entre 0 y 1. Como último paso se establecieron 7 categorías diferentes (Tabla 4) para clasificar la energía undimotriz que dependen del valor final del índice.

Valor normalizado	WP (kW.m ⁻¹)	C _v	M _v	DWNT (%)	Risk (m)
0/9	< 10	> 1.9	> 2.5	> 90	> 27
1/9	10-20	1.7-1.9	2.25-2.5	90-80	25.5-27.0
2/9	20-30	1.5-1.7	2.0-2.25	80-70	24.0-25.5
3/9	30-40	1.3-1.5	1.75-2.0	70-60	22.5-24.0
4/9	40-50	1.1-1.3	1.5-1.75	60-50	21.0-22.5
5/9	50-60	0.9-1.1	1.25-1.5	50-40	19.5-21.0
6/9	60-70	0.7-0.9	1.0-1.25	40-30	18.0-19.5
7/9	70-80	0.5-0.7	0.75-1.0	30-20	16.5-18.0
8/9	80-90	0.3-0.5	0.5-0.75	20-10	15.0-16.5
9/9	> 90	< 0.3	< 0.5	< 10	< 15.0

TABLA 1. Criterios de normalización de los índices WP, C_v, M_v, DWNT y Risk

Valor normalizado	WD (m)	DC (°)
0	> 500	> 4
0.25	100-500	3-4
0.5	50-100	2-3
0.75	25-50	0.5-2
1	< 25	< 0.5

TABLA 2. Criterios de normalización de los índices WD y DC.

Índice	Peso
WP	0.44
C _v	0.10
M _v	0.05
DWNT	0.10
Risk	0.14
WD	0.07
DC	0.10

TABLA 3. Peso de cada índice normalizado.

Clasificación	Valores de I	Potencial del recurso
1	≤ 0.2	Pobre
2	0.2-0.3	Marginal
3	0.3-0.4	Suficiente
4	0.4-0.5	Bueno
5	0.5-0.6	Excelente
6	0.6-0.7	Sobresaliente
7	> 0.7	Magnífico

TABLA 4. Clasificación del potencial undimotriz.

2.2.3. Índices para analizar los WECs

Aparte de caracterizar el recurso de la energía undimotriz de una región también es necesario analizar qué cantidad de esa energía puede ser transformada en electricidad. Para ello es necesario tener en cuenta que la tecnología de los WECs es otro factor importante. Además, se necesita conocer la potencia generada por cada tipo de WEC dependiendo de las condiciones de oleaje que se dan. La capacidad de cada WEC para generar electricidad a partir del recurso undimotriz (P_E) depende de su matriz de potencia. Es una matriz que representa P_E en función del rango de estados de mar (H_s , T_p) en los cuales opera el WEC. P_E se expresa en kW siguiendo la Fórmula 6.

$$P_E = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_H} p_{ij} P_{ij} \quad (6)$$

donde P_{ij} es la potencia eléctrica obtenida del elemento $[i ; j]$ de la matriz de potencia del WEC, p_{ij} es la probabilidad de ocurrencia (expresada en porcentaje) de un determinado estado de mar para el elemento $[i ; j]$ de la matriz de potencia, y n_T y n_H son los números de intervalos de período pico y altura significativa que se consideran, respectivamente.

WEC	P_{MAX} (kW)	L (m)	Tipo
AquaBuoy	250	6	Absorbedor puntual
Pelamis	750	150	Atenuador

TABLA 5. Características de los WECs AquaBuoy y Pelamis

La matriz de potencia de un aparato tiene un valor máximo (P_{MAX}) para ciertos valores de H_s y T_p . Por lo tanto, P_{MAX} se

define como la potencia eléctrica máxima que puede extraer el WEC con el estado de mar ideal para ello. Así, conociendo P_E y P_{MAX} , podemos definir el factor de carga ε (Fórmula 7), que es la división de los dos. Este índice nos da información sobre el porcentaje de potencia recogida frente al máximo que se podría recoger con este aparato.

$$\varepsilon (\%) = 100 \cdot \frac{P_E}{P_{MAX}} \quad (7)$$

También hay que tener en cuenta que los WECs tienen longitudes (L) diferentes, por eso la unidad del WP es $\text{kW} \cdot \text{m}^{-1}$. Así, otro índice interesante es la eficiencia, que permite conocer el rendimiento del aparato a la hora de convertir en electricidad la energía del oleaje, es decir, nos da la potencia generada por unidad de longitud del WEC. La eficiencia se calcula mediante la Fórmula 8.

$$\text{Eficiencia} (\%) = 100 \cdot \frac{P_E}{WP \cdot L} \quad (8)$$

A diferencia de otras energías marinas, como la eólica marina, la tecnología de la energía undimotriz no ha conseguido converger en un único tipo de dispositivo. De hecho, se están desarrollando diferentes tecnologías, aunque todas ellas siguen teniendo un TRL (*Technological Readiness Level*) bajo (entre 5 y 7, IRENA, 2021). Por esta razón en este trabajo, se analizará la potencia eléctrica, el factor de carga y la eficiencia de dos WECs: el AquaBuoy y el Pelamis, cuyas características se definen en la Tabla 5. Elegimos estos aparatos porque se pueden instalar a una profundidad de 50-100 m, una profundidad mayor que para otros WECs que se deben instalar más cerca de costa.

Así, Pelamis y AquaBuoy se adecuan bien a la resolución espacial de los datos que tenemos en este trabajo. El estudio se hará para la zona del Golfo de Vizcaya

que se solapa con la zona L3 (Figura 2). Estos datos tienen una resolución espacial muy alta de $1/27^\circ$.

Índice	Significación
WP ($\text{kW}\cdot\text{m}^{-1}$)	Potencia del oleaje
C_v	Variabilidad temporal
M_v	Variabilidad mensual
DWNT (%)	Operatividad
Risk (m)	Riesgo
WD (m)	Profundidad del agua
DC ($^\circ$)	Distancia a costa
I	Índice de potencia undimotriz
P_E (kW)	Potencia eléctrica
ε (%)	Factor de carga
Eficiencia (%)	Eficiencia

TABLA 6. Resumen de los índices analizados.

3. Resultados

Los datos de H_s y T_p simulados permiten calcular el WP en el Golfo de Vizcaya para 3 periodos distintos: histórico (1979-2005), futuro cercano (2026-2045) y futuro lejano (2081-2099). Esto permitirá analizar la variación anual y estacional de WP para los distintos periodos. Después, se analizarán los 7 índices normalizados que caracterizan el recurso undimotriz en el Golfo de Vizcaya y se procederá a la clasificación del recurso. Finalmente, se analizará la potencia eléctrica que se podrá generar con dos WECs (AquaBuoy y Pelamis) en la costa noroeste de España y la costa oeste de Francia.

3.1. Caracterización del recurso undimotriz

3.1.1. Variación del recurso anual

Se caracteriza el clima marítimo de la zona de estudio durante el período histórico a través de H_s y T_p que son, además, los parámetros que definen el WP (Figura 3). Vemos que H_s tiene valores más altos cuanto más lejos de las costas (hasta ~ 3.5 m). En cuanto a T_p , tiene valores ~ 11 s en todo el Golfo de Vizcaya

salvo en una banda bastante larga adyacente a las costas francesas, donde sus valores decrecen hasta menos de 10 s. Estos parámetros permiten representar el WP promedio anual para este periodo. WP presenta los valores más bajos cerca de las costas ($\sim 10 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-1}$) y va creciendo gradualmente (hasta $\sim 70 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-1}$) mar a dentro.

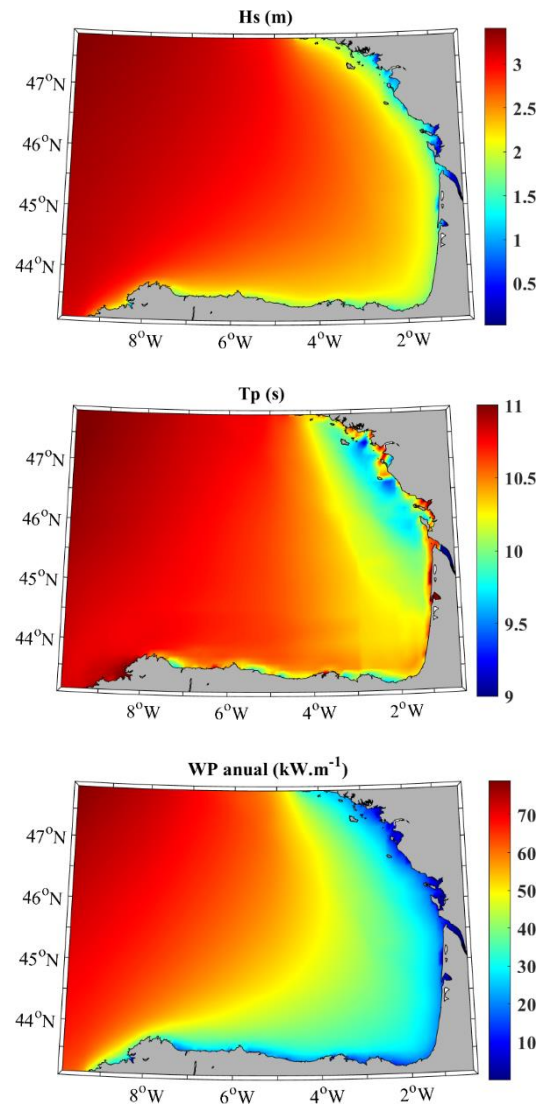


Fig. 3. H_s , T_p y WP anuales para el periodo histórico (1979-2005).

Una vez caracterizado el clima marítimo y el recurso undimotriz de la zona de estudio durante el periodo histórico, se analizó cuál es la variación que se espera en términos de WP durante el futuro cercano y lejano (Figura 4). Los cambios futuros respecto del periodo histórico, se

representan mediante mapas de diferencia (expresados en %) entre el WP del futuro considerado y el del periodo histórico, usando la Fórmula 9.

$$\Delta WP (\%) = 100 \cdot \frac{WP_{\text{futuro}} - WP_{\text{histórico}}}{WP_{\text{histórico}}} \quad (9)$$

Un valor negativo significa una disminución futura del WP y viceversa. El ΔWP anual para el futuro cercano y lejano se representa en la Figura 4a y Figura 4b, respectivamente. Se proyecta una disminución de la potencia undimotriz en todo en Golfo de Vizcaya en el futuro independientemente del periodo considerado. Esta disminución será de aproximadamente el 15% para el futuro cercano y del 25% para el futuro lejano.

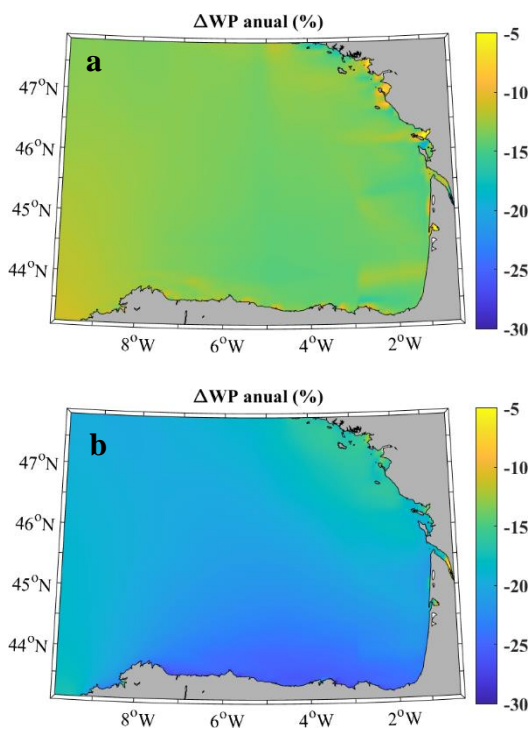


Fig. 4. Variación del potencial del oleaje (ΔWP) anual de los futuros (a) cercano (b) lejano respecto al período histórico.

3.1.2. Variación del recurso estacional

La variabilidad estacional de WP para el periodo histórico se representa en la Figura 5 considerando: invierno (diciembre-febrero), primavera (marzo-mayo), verano (junio-agosto) y otoño (septiembre-noviembre). Como para el WP anual, el WP estacional es siempre mayor mar adentro, lejos de las costas. Además, la potencia undimotriz es claramente mayor en invierno (hasta $\sim 120 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-1}$), menor en verano ($\sim 20 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-1}$), e intermedia en primavera y otoño.

También se representa el ΔWP (ver Fórmula 9) estacional para los futuros cercano (Figura 6) y lejano (Figura 7). El patrón general es el mismo que para el ΔWP anual: independientemente de la estación o el periodo futuro considerado, hay una disminución de la potencia undimotriz. Esta disminución es mayor para el futuro lejano que para el cercano. WP disminuye ligeramente ($\sim -5\%$) en invierno en casi todo el Golfo de Vizcaya independientemente del periodo futuro considerado, salvo en la costa española donde será de -15% para el futuro cercano y de -20% para el lejano. La disminución en primavera será mayor y casi uniforme en todo el Golfo con valores de en torno a -20% para el futuro cercano y de -30% para el lejano. Considerando la estación de verano, ΔWP es de -15% cerca de las costas y de -10% en las zonas más alejadas en el futuro cercano mientras que en el futuro lejano se proyecta un descenso de WP uniforme en todo el Golfo del -30% . El patrón de otoño es el mismo que el de primavera: un descenso homogéneo en toda la zona, de en torno a -15% para el futuro cercano y de -20% para el lejano.

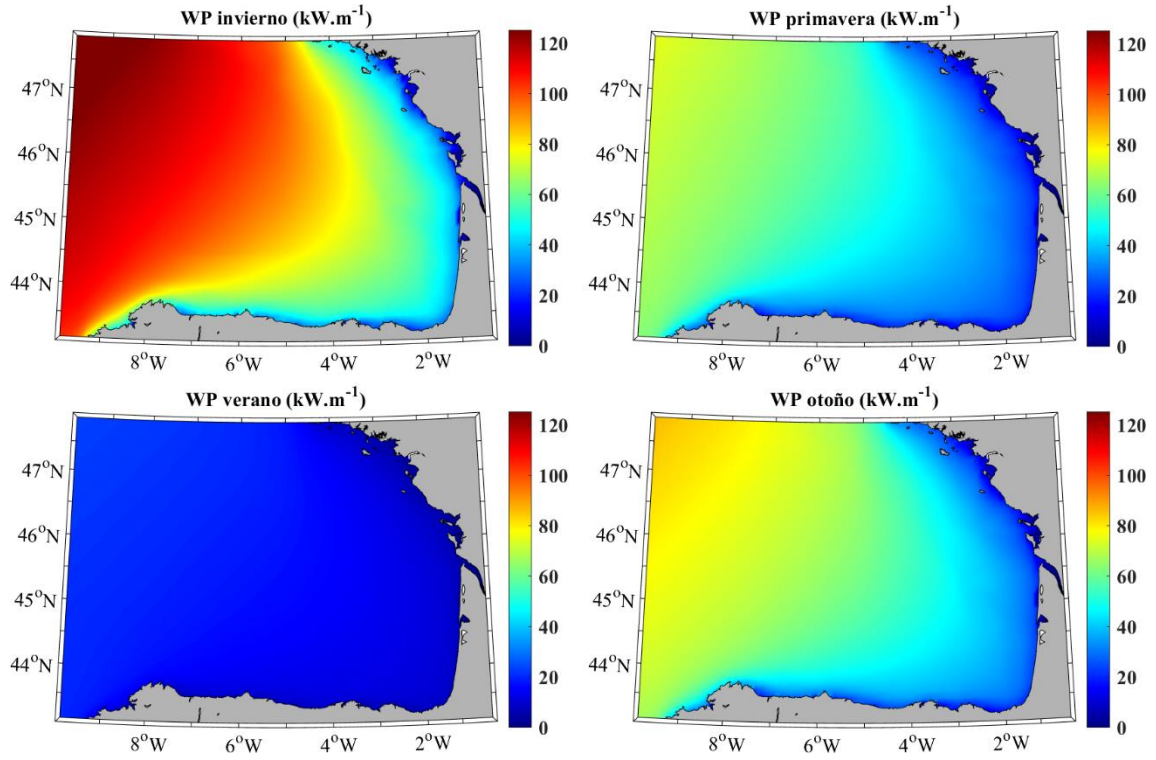


Fig. 5. WP estacionales para el periodo histórico (1979-2005).

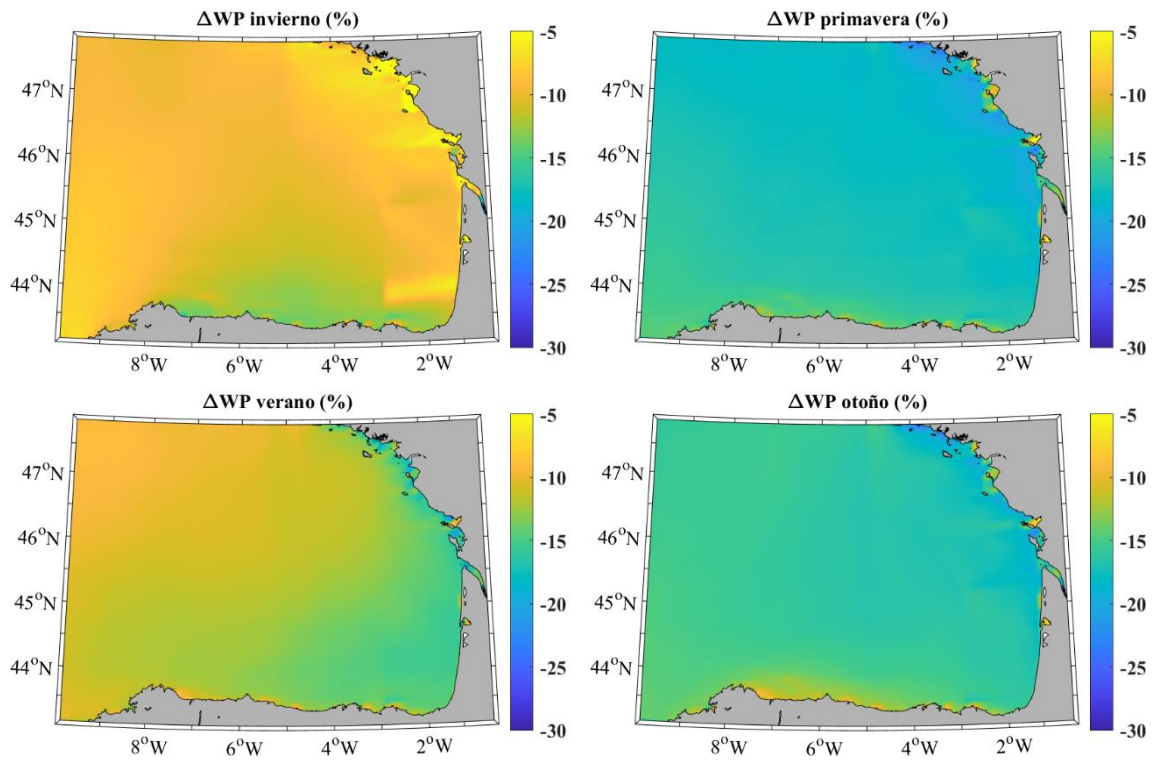


Fig. 6. ΔWP estacional para el futuro cercano (2026-2045).

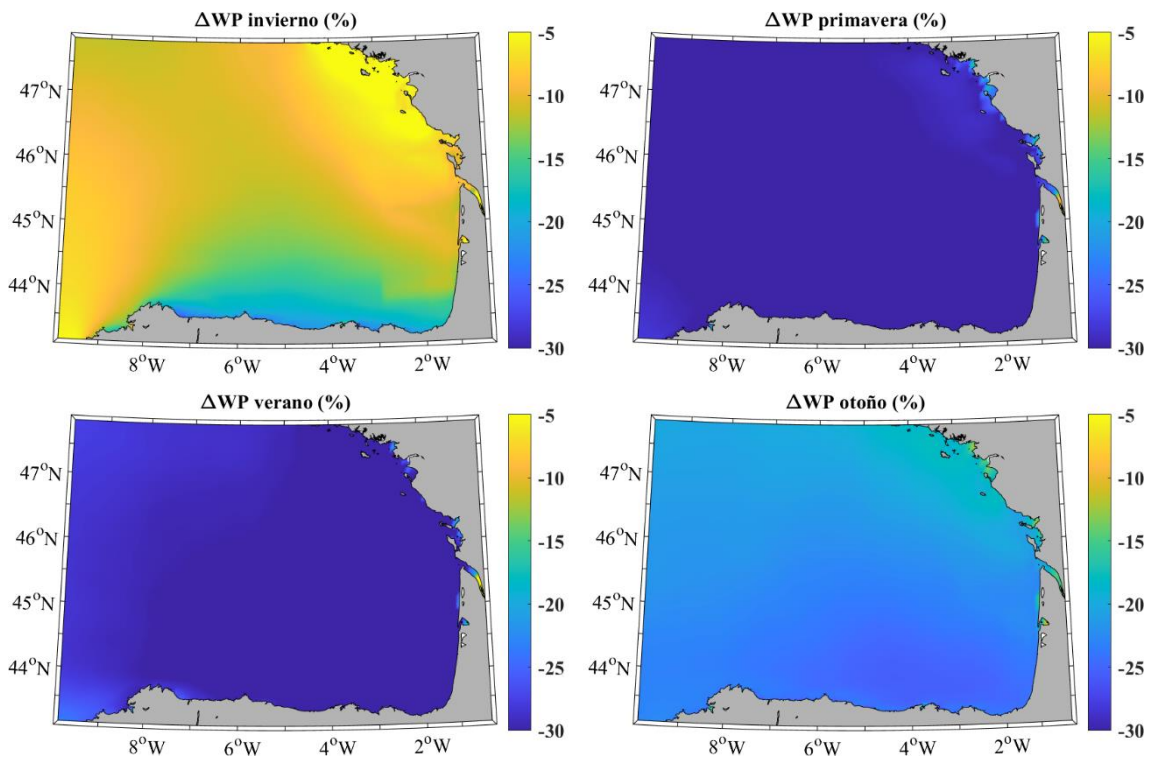


Fig. 7. ΔWP estacional para el futuro lejano (2081-2099).

3.2. Clasificación del recurso undimotriz

Aunque las variaciones en el recurso se analizaron tanto para el futuro cercano como para el lejano, la clasificación del recurso undimotriz se hizo sólo para el futuro cercano (2026-2045) ya que se espera que el despegue tecnológico de este tipo de recurso renovable ocurra durante los próximos años/décadas.

En primer lugar, la Figura 8 muestra los índices relacionados con el recurso (WP) y la operatividad (DWNT) normalizados siguiendo la Tabla 1. Se observa que el WP se divide en franjas que siguen aproximadamente la forma de la costa, y es mayor cuanto más lejos de tierra (hasta alcanzar un valor de ~ 0.7). En cuanto al DWNT, tiene un valor constante y próximo a 1 en todo el Golfo.

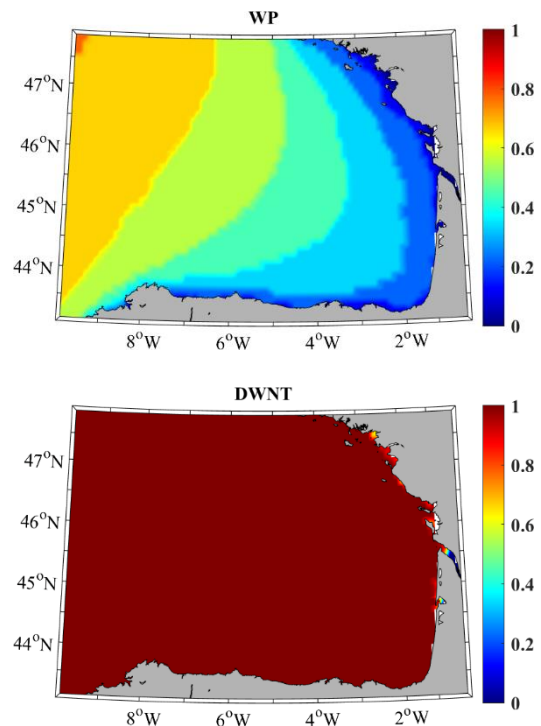


Fig. 8. Índices WP y DWNT normalizado para el futuro cercano (2026-2045).

La estabilidad del recurso se representa en la Figura 9 mediante los valores normalizados de la variabilidad temporal C_v (ver Fórmula 3) y la variabilidad mensual M_v (ver Fórmula 4). La variabilidad temporal muestra valores bajos, ~ 0.3 , en toda la zona, siendo aún menores cerca de la costa francesa entre el estuario del río Garona y la región de Bretaña, y también en una franja horizontal (44°N) en el País Vasco francés entre 1°W y 3°W . En cuanto a la variabilidad mensual, tiene un valor de ~ 0.5 en casi todo el Golfo, siendo un poco mayor (~ 0.6) cerca de la costa española y menor (~ 0.4) en la franja horizontal comentada anteriormente.

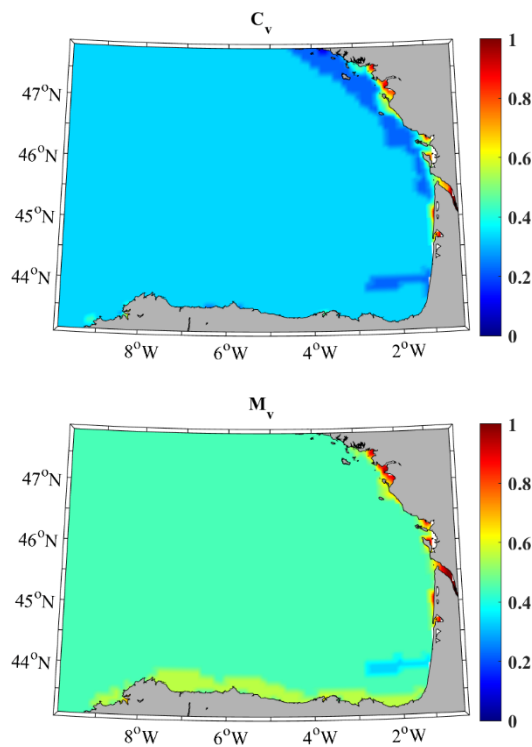


Fig. 9. Índices C_v y M_v normalizados para el futuro cercano (2026-2045).

El análisis del riesgo como consecuencia de eventos extremos se hizo en términos del índice Risk (Figura 10). El riesgo es menor (valores normalizados más altos) cerca de las costas y mayor al alejarse hacia el océano abierto.

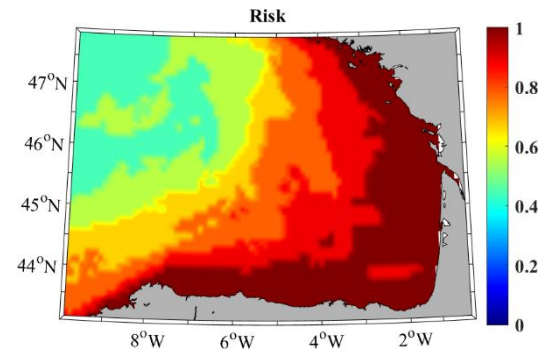


Fig. 10. Índice Risk normalizado para el futuro cercano (2026-2045).

Finalmente, la Figura 11 muestra los dos índices que tienen en cuenta factores económicos, WD y DC. Estos valores no dependen del periodo de tiempo considerado (histórico o futuro) y se normalizaron según la Tabla 2. Como era de esperar, los valores de profundidad normalizada (WD) son mayores cerca de las costas, aunque es interesante destacar que la plataforma continental es mucho más larga en la costa francesa que en la española.

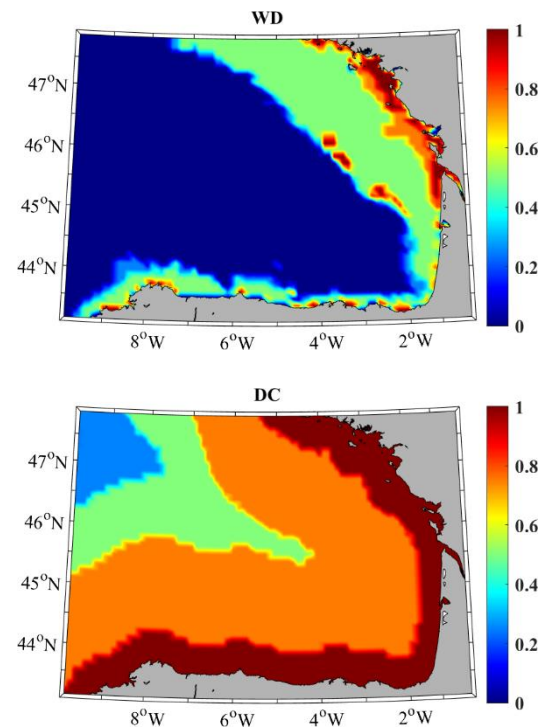


Fig. 11. Índices WD y DC normalizados para el futuro cercano (2026-2045).

A partir de estos 7 índices normalizados y su peso dado por la Tabla 3, se calcula el índice final (Figura 12) y se clasifica el recurso en las 7 clases definidas en la Tabla 4. La mayoría del Golfo de Vizcaya se clasifica como excelente (5/7). Sin embargo, una parte cerca del País Vasco se clasifica solo como buena (4/7) y unas zonas bastante grandes cerca de Galicia y la Bretaña francesa como sobresaliente (6/7).

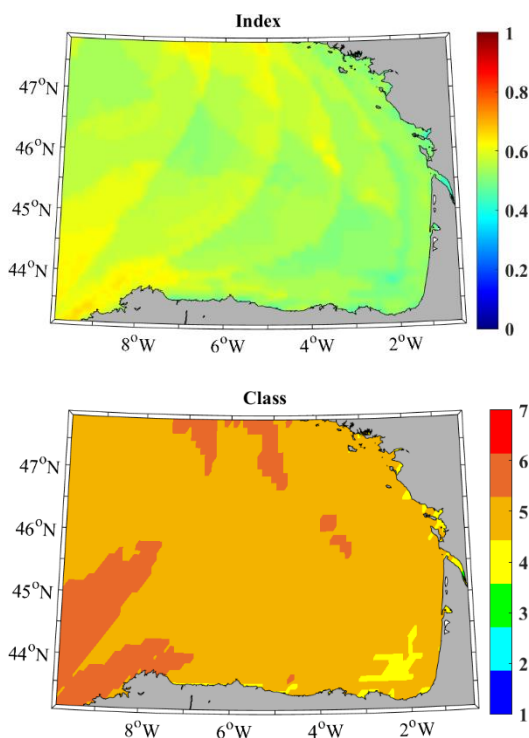


Fig. 12. Índice final y su clasificación para el futuro cercano (2026-2045)

3.3. Potencia generada por los WECs

A continuación, se va a analizar la potencia eléctrica generada por dos WECs: AquaBuoy y Pelamis. El análisis de P_E se va a basar en dos magnitudes: el factor de carga ε (ver Fórmula 7) y la eficiencia (ver Fórmula 8). Es importante señalar que estos cálculos se han realizado con datos de alta resolución espacial ($1/27^\circ$) y que además se han seleccionado dos WECs que se pueden instalar a grandes profundidades.

3.3.1. Costa española del Golfo de Vizcaya

La Figura 13 indica los valores de potencia eléctrica, factor de carga y eficiencia para los dos aparatos estudiados en la costa norte de España. En general, la potencia eléctrica es mayor en Galicia y menor en otras regiones, además de ser mayor cuanto más lejos de la costa. La P_E de AquaBuoy (Figura 13a) es más baja que la de Pelamis: llega hasta 75 kW en Galicia, frente a 150 kW para el Pelamis (Figura 13b). El factor de carga, sigue la misma tendencia que P_E para los dos aparatos: es mayor en Galicia y cerca de la costa. Sin embargo, los valores son más altos para el AquaBuoy (Figura 13c, $\sim 30\%$ en Galicia) que para el Pelamis (Figura 13d, $\sim 20\%$ en Galicia). Finalmente, la eficiencia del AquaBuoy (Figura 13e) es mayor cerca de las costas gallegas ($\sim 40\%$) y menor en otras zonas ($\sim 20\%$). Además, la eficiencia del Pelamis (Figura 13f) es mucho menor ($<10\%$) que la del AquaBuoy y casi constante en toda la zona.

3.3.2. Costa francesa del Golfo de Vizcaya

La Figura 14 representa los mismos índices que la Figura 13, pero a lo largo de la costa francesa. La potencia eléctrica es mayor lejos de la costa para los dos WECs. Sin embargo, la P_E de AquaBuoy (Figura 14a) es bastante menor: solo llega a 40 kW en comparación con los 100 kW de Pelamis (Figura 14b). El factor de carga también es menor cerca de las costas para ambos WECs, y mayor para el AquaBuoy (Figura 14c, hasta 20%) que para el Pelamis (Figura 14d, hasta 15%). En cuanto a la eficiencia, la del AquaBuoy (Figura 14e) es mayor lejos de las costas (hasta $\sim 40\%$), mientras que la del Pelamis (Figura 14f) es muy baja ($<5\%$) aunque constante en toda la zona.

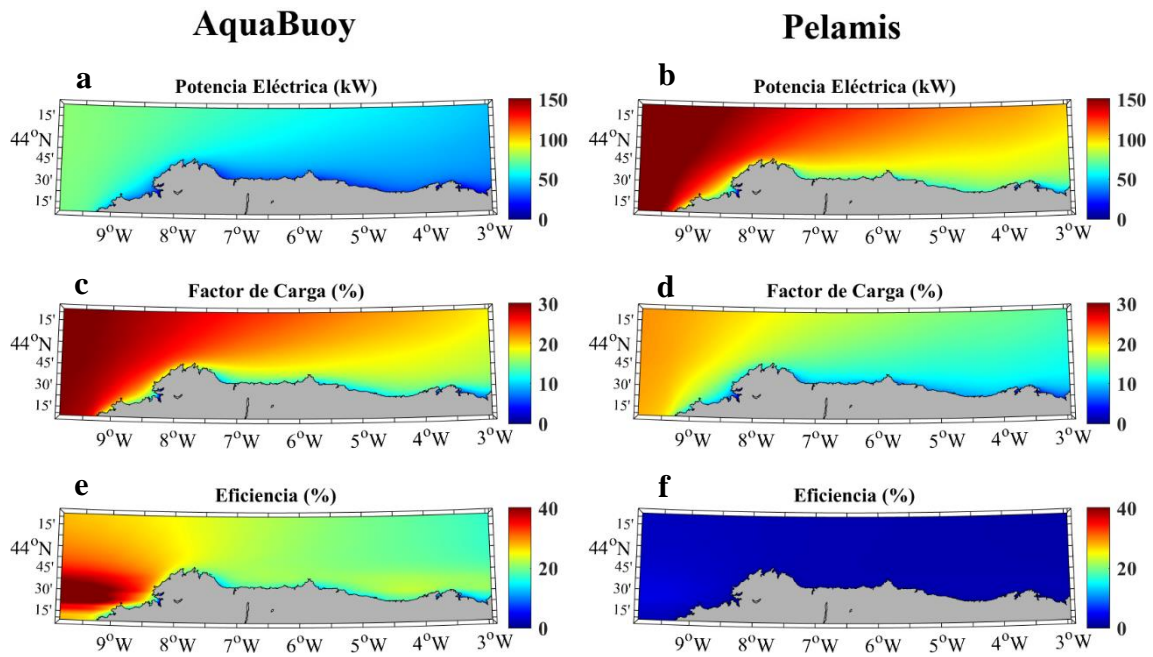


Fig. 13. P_E , ϵ y Eficiencia del AquaBuoy (columna izquierda) y el Pelamis (columna derecha) en la costa española en el futuro cercano (2026-2045).

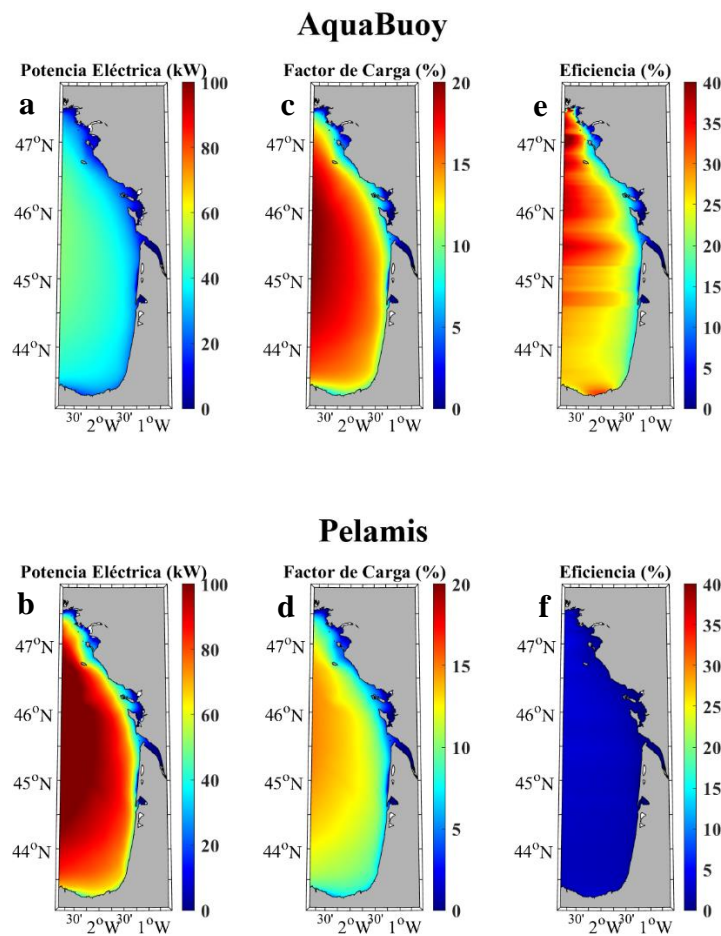


Fig. 14. P_E , ϵ y Eficiencia del AquaBuoy (arriba) y el Pelamis (abajo) en la costa francesa en el futuro cercano (2026-2045).

4. Discusión

En este trabajo se caracterizó a través de diferentes análisis la energía undimotriz en el Golfo de Vizcaya durante el futuro cercano. El primer paso fue caracterizar esta energía durante el periodo histórico. La Figura 3 muestra que el WP es mayor cuanto más mar a dentro del Golfo de Vizcaya. A primera vista, Galicia y Bretaña parecen zonas de interés para instalar WECs porque el WP en estas áreas es más alto que en otras zonas, incluso cerca de la costa, lo cual es un aspecto relevante ya que una menor distancia a costa y profundidad suponen un abaratamiento de la producción.

Como se ve en la Figura 4, que representa el Δ WP para los futuros cercano y lejano frente al periodo histórico, el cambio climático va a influir de manera negativa sobre la potencia undimotriz porque Δ WP tiene valores negativos. Esta bajada se notó también para distintos periodos futuros en la mayor parte de la cuenca mediterránea (Lira-Loarca *et al.*, 2021), incluso en la zona de Menorca (Sierra *et al.*, 2017), y también en Cornualles (Reeve *et al.*, 2011). Por tanto, es importante señalar que la explotación de la energía undimotriz permite luchar contra el cambio climático, pero que a su vez se ve impactada por éste. Además, se caracterizó el recurso estacionalmente. Al estudiar los valores medios de WP para cada estación (Figura 5) se ve que el WP varía mucho entre las distintas estaciones durante el periodo histórico siendo mayor en invierno y menor en verano. Este fenómeno se debe al hecho de que los vientos soplan más fuerte en invierno en el hemisferio norte en latitudes medias, lo que provoca olas más energéticas. Este patrón estacional explica que, a la hora de clasificar el recurso undimotriz, los índices que consideran la estabilidad del recurso durante el futuro cercano (C_v y M_v) sean

en general bajos (Figura 9). Además, se ve que las reducciones de WP (Figura 6 y Figura 7) para el futuro serán más fuertes en primavera, otoño y verano y algo menores durante el invierno. Este patrón de cambio estacional en el recurso favorece que de cara al futuro la variabilidad aún sea mayor, como se notó también en el Mar Mediterráneo (Casas-Prat *et al.*, 2013). Una manera de paliar este problema de estabilidad del recurso es combinar varias fuentes de energía en un mismo sitio (Oliveira-Pinto *et al.*, 2020). Por ejemplo, la energía solar también varía mucho a lo largo del año, pero al revés que la undimotriz, es decir, es mayor en verano y menor en invierno. Entonces, la instalación de WECs combinados con paneles fotovoltaicos permitiría reducir la variabilidad del recurso energético: en verano la abundante energía solar compensaría parcialmente la débil energía undimotriz, y al revés en invierno.

Además de los parámetros de estabilidad (C_v y M_v) ya comentados, se clasificó el recurso undimotriz futuro atendiendo a otros parámetros. En relación a la riqueza del mismo, los valores de WP normalizados que se ven en la Figura 8 son bastante modestos en el Golfo de Vizcaya. Sin embargo, los valores de operatividad (DWNT) normalizados son muy altos en toda la zona (~ 1), lo que significa que la altura significativa de las olas está entre 1 m y 8 m durante al menos el 90 % del tiempo para el futuro cercano (ver Tabla 1). La Figura 10 muestra que el índice Risk sigue la tendencia inversa a la de WP: el riesgo es menor (índice normalizado mayor) cuanto más cerca de las costas del Golfo de Vizcaya. Esto significa que las olas extremas son más frecuentes en mar abierto. Estos patrones que siguen los índices de operatividad y riesgo son parecidos en el Noroeste de la Península Ibérica para el mismo futuro cercano

(Ribeiro et al., 2021). Finalmente, se ve en la Figura 11 que es más sencillo en términos económicos instalar un WEC cerca de las costas francesas porque la profundidad allí es menor, pero este índice de profundidad normalizado solo tiene un peso de 7% en el índice final (ver Tabla 3).

Al combinar todos los índices, la Figura 12 muestra que todo el Golfo de Vizcaya es bastante homogéneo a la hora de clasificar como excelente (valores de 5/7, ver Tabla 4) el recurso undimotriz para el futuro próximo. Además, las zonas cercanas a Galicia y Bretaña se clasifican como sobresaliente (6/7) debido a los altos valores del índice WP y a pesar de los bajos valores del índice Risk (que tiene un peso de 14% en el índice final). Finalmente, la parte del Golfo cerca del País Vasco se clasifica solo como bueno (4/7) debido a altos valores de los índices de profundidad, estabilidad y riesgo (probablemente por la presencia del cañón submarino “Gouf de Capbreton”). Se hizo la misma clasificación para la zona Noroeste de la Península Ibérica durante el futuro cercano en Ribeiro et al. (2021) y, como para el Golfo de Vizcaya, la mayoría de la zona se clasifica como excelente, salvo las aguas cerca de Galicia y Lisboa que se clasifican como sobresaliente. Por lo tanto, a pesar de un WP más bajo en el Golfo de Vizcaya que en otras zonas, como por ejemplo el oeste de la Península Ibérica, se obtienen valores altos en la clasificación del recurso undimotriz debido a valores altos del índice Risk y/o el DWNT que compensan un menor WP.

Pero como no toda la energía undimotriz puede transformarse en electricidad, se analizó la potencia eléctrica (P_E), el factor de carga (ϵ) y la eficiencia de dos WECs en las costas del Golfo de Vizcaya. El factor de carga (ver Fórmula 7) nos indica lo que produce un WEC

respecto al máximo que podría producir (P_{MAX}) y la eficiencia (ver Fórmula 8) representa la potencia generada por el WEC por unidad de longitud respecto a todo el recurso energético disponible, es decir, lo bien aprovechado que está el recurso por el aparato. Este análisis se hizo considerando únicamente dos WECs de entre los múltiples prototipos que existen porque Pelamis y AquaBuoy se pueden instalar a una mayor profundidad, lo que se adecúa mejor a la resolución espacial de los datos que disponemos. En las costas españolas (ver Figura 13), la P_E del Pelamis (Figura 13b) es bastante mayor que la del AquaBuoy (Figura 13a). Este hecho se debe principalmente a que, por su diseño, un Pelamis puede producir mayor potencia. Así los valores de la matriz de potencia de Pelamis son más altos que los del AquaBuoy. En efecto, se ve en la Tabla 5 que la P_{MAX} del Pelamis es 3 veces mayor que la del AquaBuoy. En promedio anual, un Pelamis podría generar una potencia eléctrica de hasta 150 kW en Galicia y 100 kW en la plataforma continental francesa. Sin embargo, el factor de carga del AquaBuoy (Figura 13c) es mayor que el de Pelamis (Figura 13d). Por lo tanto, AquaBuoy es un dispositivo mejor aprovechado. Además, la eficiencia del AquaBuoy (Figura 13e) es también mucho mayor que la del Pelamis (Figura 13f) porque su longitud es de solo 6 m (Tabla 5), frente a los 150 m del Pelamis. En las costas francesas (Figura 14) se da el mismo patrón, pero con valores siempre un poco más bajos (para todos los índices y WECs) que en las costas españolas analizadas. Los mismos parámetros que los estudiados en este trabajo se analizaron cerca de las costas gallegas para el periodo 2014-2021 en Arguilé-Pérez et al. (2022), para 4 WECs, entre los que se encuentran AquaBuoy y Pelamis. Este trabajo describe un patrón similar al aquí comentado, es decir, Pelamis puede

generar más energía, pero AquaBuoy tiene un factor de carga y una eficiencia mayores. En este trabajo se propone una estrategia que también podría ser útil para el Golfo de Vizcaya que es la de instalar varios AquaBuoy para alcanzar la P_E del Pelamis. Al final, cada WEC tiene sus ventajas y desventajas y a la hora de instalar uno en el mar se debe tener en cuenta el estado del oleaje en la ubicación elegida, la profundidad a la que se puede instalar el aparato, así como también factores ambientales y humanos.

5. Conclusiones

El objetivo de este trabajo ha sido analizar el recurso de energía undimotriz en el Golfo de Vizcaya. Se ha estudiado la potencia undimotriz para un periodo histórico (1979-2005) y dos periodos futuros bajo el escenario RCP8.5: cercano (2026-2045) y lejano (2081-2099). Este análisis se hizo utilizando datos provenientes de simulaciones elaboradas con el modelo SWAN. Se ha estudiado la variabilidad estacional de la potencia undimotriz para los tres periodos. Luego, se ha clasificado el recurso para el futuro cercano. Finalmente, se ha estudiado la potencia eléctrica que generarán dos WECs durante este mismo periodo. Las conclusiones a las que se ha llegado son las siguientes:

- En términos anuales, la potencia undimotriz es mayor hacia mar adentro. En el futuro se mantendrá ese mismo patrón, pero se espera que el cambio climático tenga un impacto negativo sobre la potencia undimotriz, porque se ha obtenido una disminución del recurso en el futuro. Al analizar el recurso estacionalmente se observa que la potencia es mucho mayor en invierno, bastante baja en verano, e intermedia en primavera y otoño. Esta variabilidad no bajará para los periodos futuros, incluso

se incrementará, puesto que las simulaciones proyectan que el recurso disminuirá mucho menos en invierno que durante las otras estaciones.

- El recurso undimotriz futuro se clasifica como excelente (5/7) en la mayor parte del Golfo de Vizcaya, y como sobresaliente (6/7) en extensas zonas cerca de Galicia y Bretaña. Solo en las aguas cerca del País Vasco se clasifica como bueno (4/7). Así, el Golfo de Vizcaya parece ser una zona interesante a tener en cuenta a la hora de instalar WECs.

- Se ha calculado la potencia eléctrica que podrían generar dos WECs, AquaBuoy y Pelamis, cerca de la costa española y francesa durante el futuro cercano. En ambas zonas, Pelamis puede producir más potencia eléctrica en término medio. Sin embargo, el factor de carga de un AquaBuoy es mayor, es decir, sus características permiten un mejor aprovechamiento del dispositivo. Además, AquaBuoy también presenta una mayor eficiencia debido sobre todo a sus dimensiones más reducidas (6 m) en comparación con Pelamis (150 m), por lo que aprovecha mejor el recurso de la zona de estudio.

La clasificación que se hizo en este artículo se puede usar en cualquier zona del mundo para conocer las áreas más adecuadas para la instalación de WECs. Además, es importante destacar que existen varios tipos de WECs que usan diferentes tecnologías para aprovechar la energía del oleaje. Así, todos estos aparatos tienen características bastante distintas (potencia máxima, geometría, profundidad a la que se puede instalar, etc.) que también se deben tener en cuenta, dependiendo del entorno en el que se quiere instalar. El futuro de la energía undimotriz dependerá principalmente de los avances tecnológicos que experimenten los

WECs. Esta energía renovable por sí sola no será suficiente para satisfacer toda la demanda energética de España y/o Francia, pero se puede combinar con otras EMR (eólica y fotovoltaica) para aumentar la potencia total y disminuir la variabilidad del recurso.

Bibliografía

- Arguilé-Pérez B., Ribeiro A.S., Costoya X., deCastro M., Carracedo P., Dias J.M., Rusu L. and Gómez-Gesteira M. (2022). Harnessing of Different WECs to Harvest Wave Energy along the Galician Coast (NW Spain). *J. Mar. Sci. Eng.* 2022, 10, 719.
<https://doi.org/10.3390/jmse10060719>
- Casas-Prat M. and Sierra J. P. (2013). Projected future wave climate in the NW Mediterranean Sea. *Journal of Geophysical Research: Oceans*. Vol. 118, 3548–3568.
<https://doi.org/10.1002/jgrc.20233>
- deCastro M., Costoya X., Salvador S., Carvalho D., Gómez-Gesteira M., Sanz-Larruga F.J. and Gimeno L. (2019). An overview of offshore wind energy resources in Europe under present and future climate. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1436 (1), 70-97.
<https://nyaspubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/nyas.13924>
- EESI (2010). Offshore Wind Energy.
https://www.eesi.org/files/offshore_wind_101310.pdf
- ETIPOCEAN (2020). Strategic Research and Innovation Agenda for Ocean Energy. Brussels, Belgium.
<https://www.oceanenergy-europe.eu/wp-content/uploads/2020/05/ETIP-Ocean-SRIA.pdf>
- Fan Y., Liu L-C., Wu G. and Wei Y-M. (2006). Analyzing impact factors of CO2 emissions using the STIRPAT model. *Environmental Impact Assessment Review*, 26 (4), 377-395.
<https://doi.org/10.1016/j.eiar.2005.11.007>
- Hayward J. and Osman P. (2011). The potential of wave energy.
https://www.researchgate.net/profile/Jennifer-Hayward-3/publication/265179985_The_potential_of_wave_energy/links/562eaae308ae518e34838303/The-potential-of-wave-energy.pdf
- Hemer M., Trenham C., Durrant T. and Greenslade D. (2015). CAWCR Global wind-wave 21st century climate projections. v2. CSIRO. Service Collection.
<https://doi.org/10.4225/08/55C991CC3F0E8>.
- Hennemuth T.I., Jacob D., Keup-Thiel E., et al. (2017). Guidance for EURO-CORDEX climate projections data use.
<https://www.euro-cordex.net/imperia/md/content/csc/cordex/euro-cordex-guidelines-version1.0-2017.08.pdf>
- IRENA (2021). Offshore Renewables: An Action Agenda for Deployment.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jul/IRENA_G20_Offshore_renewables_2021.pdf
- IPCC (2007). Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Synthesis Report.
<https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/sres-en.pdf>

- IPCC (2014). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
https://ar5-syr.ipcc.ch/ipcc/resources/pdf/IPC_C_SynthesisReport.pdf
- IPCC (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter04.pdf
- Lemos G., Semedo A., Dobrynin M., Behrens A., Staneva J., Bidlot J-R., Miranda P.M.A. (2019). Mid-twenty-first century global wave climate projections: Results from a dynamic CMIP5 based ensemble, Global and Planetary Change, Volume 172, 2019, Pages 69-87.
<https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2018.09.011>.
- Lira-Loarca A., Ferrari F., Mazzino A. and Besio G. (2021). Future wind and wave energy resources and exploitability in the Mediterranean Sea by 2100. Applied Energy, 302 (15), 117492.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117492>
- Mørk G., Barstow S., Kabuth A. and Teresa Pontes M. (2010). Assessing the Global Wave Energy Potential. Offshore Mechanics and Arctic Engineering, 29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering: Volume 3.
<https://doi.org/10.1115/OMAE2010-20473>
- Oliveira-Pinto S., Rosa-Santos P. and Taveira-Pinto F. (2020). Assessment of the potential of combining wave and solar energy resources to power supply worldwide offshore oil and gas platforms. Energy Conversion and Management, 223, 113299.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113299>
- Reeve D.E., Chen Y., Pan S., Magar V., Simmonds D.J., Zacharioudaki A. (2011). An investigation of the impacts of climate change on wave energy generation: The Wave Hub, Cornwall, UK. Renewable Energy, Volume 36, Issue 9, 2011, Pages 2404-2413.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.02.020>
- Reguero B.G., Losada I.J., Méndez F.J. (2019). A recent increase in global wave power as a consequence of oceanic warming. Nature Communications.
<https://doi.org/10.1038/s41467-018-08066-0>
- Ribeiro A.S., Costoya X., deCastro M., Carvalho D., Dias J.M., Rocha A. And Gomez-Gesteira M. (2020). Assessment of Hybrid Wind-Wave Energy Resource for the NW Coast of Iberian Peninsula in a Climate Change Context. Applied Sciences, 10 (21), 2020, 7395.
<https://doi.org/10.3390/app10217395>
- Ribeiro A.S., deCastro M., Costoya X., Rusu L., Dias J.M., Gomez-Gesteira M. (2021). A Delphi method to classify wave energy resource for the 21st century: Application to the NW Iberian Peninsula. Energy 235, 121396.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121396>

Rusu L. (2019). Evaluation of the near future wave energy resources in the Black Sea under two climate scenarios. *Renewable Energy*, Volume 142, Pages 137-146.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.092>.

Sierra J.P., Casas-Prat M., Campins E. (2017). Impact of climate change on wave energy resource: The case of Menorca (Spain), *Renewable Energy*, Volume 101, Pages 275-285.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.060>.

United Nations (2021). COP26 - Together for our planet.

<https://www.un.org/en/climatechange/cop26>

WindEurope (2020). Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2019.

<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf>

Zabihian A. and Fung A.S. (2011). Review of marine renewable energies: Case study of Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (5), 2461-2474.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.006>