

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Estudio de áreas de implementación de sistemas undimotrices en la costa gallega

TRABAJO FIN DE MÁSTER MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Daniel Rodríguez Abal

Director: M^a Socorro García Cascales

Codirector: Juan Miguel Sánchez-Lozano

Cartagena, 18 de abril de 2019



Contenido

1. Introducción.....	5
1.1 Contexto.....	5
1.2 Objetivos del trabajo.....	7
2. Estado del Arte	7
2.1 Atenuadores	10
2.1.1 Pelamis	10
2.1.2 Seapower	12
2.1.3 Wavestar.....	14
2.1.4 Oceantec	15
2.2 Absorbedores puntuales.....	17
2.2.1 Pontoon power converter	17
2.2.2 Ocean Energy Buoy	18
2.2.3 Ceto	20
2.2.4 Seabased Technology.....	22
2.2.5 Oyster energy	23
3 Material y métodos.....	23
3.1 Métodos de decisión multicriterio	24
3.1.1 Estructuración del problema.....	25
3.1.2 Análisis del problema de decisión.....	26
3.1.3 Implementación de la decisión.....	27
3.1.4 Evaluación de los resultados	27

3.2 Analitic Hieratical Process (AHP) y Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS).....	27
3.2.1 Metodología del AHP	28
3.2.2 Método TOPSIS	37
3.3 Sistemas de Información Geográfica (GIS por sus siglas en inglés).....	39
3.3.1 Selección del software informático.....	42
3.4 Descripción del estado de la mar y su energía.....	44
3.5 Capas temáticas.....	50
3.5.1 Procedencia	50
3.5.2 Capas temáticas seleccionadas	51
3.5.3 Legislación	61
3.6 Proceso.....	64
4. Resultados.....	66
4.1 Resultados de las encuestas	66
4.2 Selección de áreas	68
4.2.1 Recurso perteneciente al DPMT	68
4.2.2 Aplicación de restricciones.....	69
4.2.3 Cortes por Batimetría	71
4.3 Resultados por tecnologías	74
4.3.1 Pelamis	75
4.3.2 Seapower	76
4.3.3 Wavestar.....	77

4.3.4	Oceantec	79
4.3.5	Power poonton energy	80
4.3.6	Ocean Energy Buoy	82
4.3.7	Ceto	83
4.3.8	Seabased	85
4.3.9	Oyster	87
6.	Conclusiones.....	88
Anexo 1.	Referencias matemáticas.....	89
Anexo 2.	Encuesta.....	90
Anexo 3	92
Anexo 4	92
Anexo 5	97
Anexo 6.	98
7.	Referencias	99

1. Introducción

1.1 Contexto

En un día medio, Reino Unido recibe alrededor de 1 TWh de energía undimotriz (Cruz, 2008) a lo largo de su costa. Esta cantidad de energía es la equivalente a la que consume todo el país a lo largo de un día medio.

La misma equivalencia se da, aproximadamente, a nivel mundial. El consumo de potencia mundial y la potencia que se recibe en las costas es más o menos similar (2TW). El límite explotable es probablemente sobre el 10-25% del recurso, de modo que podemos afirmar que este recurso tiene un enorme potencial en el mix energético futuro del mundo. Esta forma de energía tiene ventajas como que viene con una forma de elevada calidad- como una oscilación mecánica senoidal- y que puede desplazarse grandes distancias con muy baja pérdida de energía. También debemos señalar que pequeñas entradas de energía a lo largo del océano se pueden acumular hasta ser extraídas en la costa.

El origen de este recurso lo podemos encontrar en el viento, que a su vez es producto del calentamiento diferencial que produce la radiación solar. La tasa de incremento de potencia por esta vía es de entre 0.01 y 0.1 W/m² (Cruz, 2008). Esta es una pequeña fracción de la energía solar que alcanza la superficie (350W/m²), pero las olas se pueden desarrollar a lo largo de grandes superficies, alcanzando hasta 100kW/m.¹

En la Figura 1 se puede ver una estimación del oleaje medio anual en todo el mundo. En ella podemos observar como los mayores valores medios los podemos encontrar en las latitudes entre 40 y 60°. España tiene territorios en estas latitudes, concretamente, la Comunidad Autónoma de Galicia se encuentra entre las latitudes 41 y 44°, aunque también se encuentra en esta franja todo el norte español (Asturias, Cantabria y País Vasco).

¹ Nótese que las dimensiones son por unidad de distancia y no de superficie. Esto es así porque se refiere a metro de frente de ola, perpendicular a la dirección de la ola.

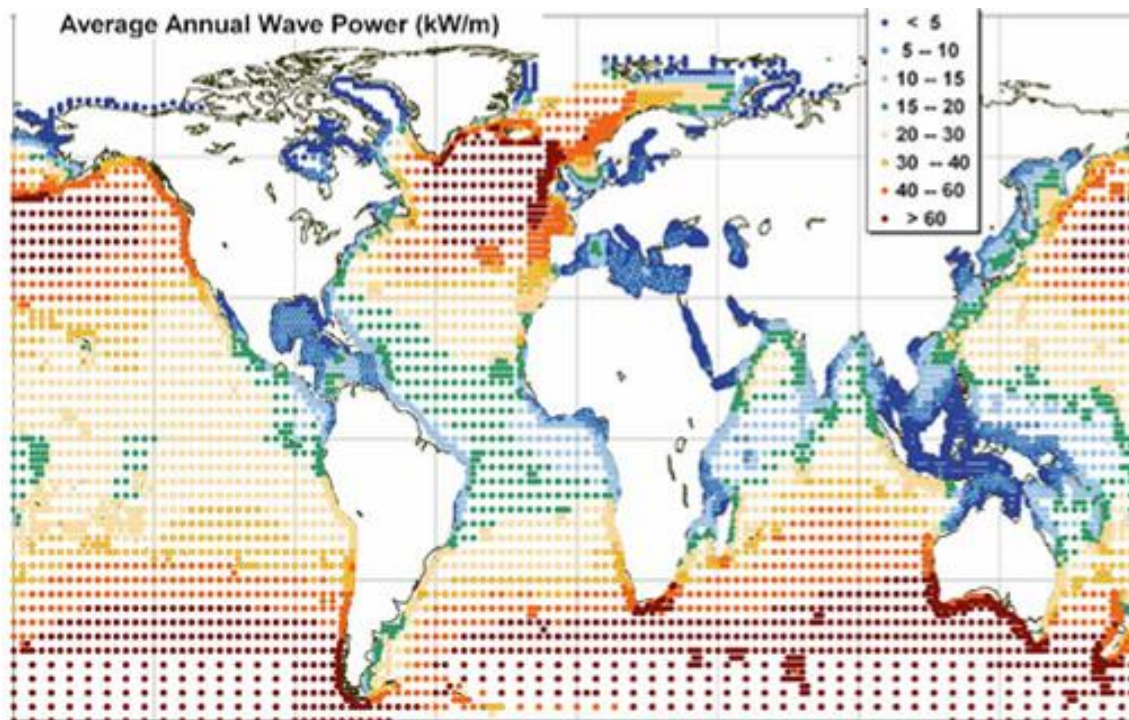


Figura 1. Estimación del oleaje medio anual en kW/m (Cruz, 2008).

Durante las últimas décadas, diferentes empresas de todo el mundo han tratado de desarrollar tecnologías capaces de convertir la energía procedente de las olas en energía eléctrica. La fase de desarrollo es todavía temprana y no hay una tecnología que se haya impuesto a todas las demás.

Esta situación se combina con una carrera mundial por incrementar la cantidad de energía limpia que se genera. En todo el mundo, los países legislan para reducir las emisiones de CO₂ y por tanto su consumo de combustibles fósiles. Este escenario hace necesaria la determinación de criterios para evaluar qué zonas son interesantes y cuáles no para instalar energías renovables.

A lo largo de este trabajo se seleccionan una serie de criterios para, a partir de ellos, desarrollar un modelo AHP (Proceso Analítico Jerárquico) y un TOPSIS que nos permitan definir cuáles son las áreas más interesantes en la costa gallega para la instalación de un

parque de energía undimotriz. Este análisis se hará para una serie de tecnologías que se exponen a continuación en el apartado 2. Estado del Arte.

1.2 Objetivos del trabajo

El objetivo de este trabajo es determinar cuáles son las áreas marítimas en Galicia que resultan de mayor interés para el aprovechamiento de la energía de las olas. Del mismo modo, cuantificar cuan interesantes pueden resultar mediante una estimación somera de la energía que se podría obtener a lo largo del año. Para ello, se evaluará la energía absorbida por las diferentes tecnologías mostrados en el apartado 2. Estado del Arte.

2. Estado del Arte

Las tecnologías de captación de energía de las olas se pueden clasificar de acuerdo a varios criterios. En este trabajo vamos a explicar los criterios de ubicación, tamaño y orientación, y principio de captación.

Clasificación según la ubicación, como se muestra en la Figura 2.

- Los sistemas onshore (en costa) pueden ser sistemas aislados o colocados en dique (como el sistema OWC de Mutriku).
- Los sistemas nearshore (cerca de costa) se dividen entre los que se apoyan en el fondo (como Wave star) o los que flotan sobre el agua.
- Por último, los sistemas offshore (lejos de costa) pueden operar sumergidos en suspensión o flotando sobre el agua (como Pelamis).

Clasificación según Tamaño y Orientación, como se muestra en la Figura 3.

- Absorbedores puntuales: Son estructuras pequeñas en comparación con la ola incidente; suelen ser cilíndricas y, por lo tanto, indiferentes a la dirección de la ola; generalmente se colocan varios agrupados formando una línea.

- 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.
- Terminadores o totalizadores: 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.



Figura 2. Clasificación de los sistemas undimotrices según su localización respecto a la costa. (Ereño).



Figura 3. Clasificación de los sistemas undimotrices según tamaño y orientación. (Ereño).

El principio de captación (Figura 4) consiste en la alteración armónica producida por el oleaje que se va a utilizar para obtener energía.

- OWC: aprovecha un flujo de aire producido por la oscilación del agua dentro de una cámara. Este flujo de aire se hace pasar por una turbina Wells.

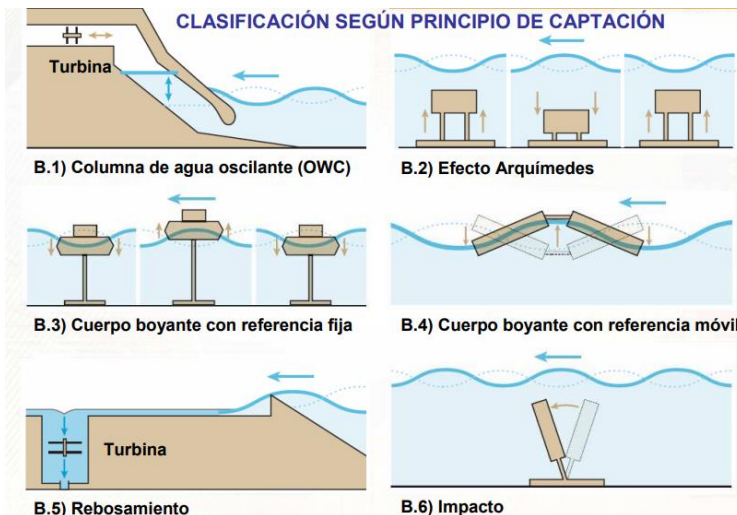


Figura 4. Clasificación de los sistemas undimétricos según el principio de captación. (Ereño).

- Efecto Arquímedes: cuando una ola pasa sobre el dispositivo sumergido, la longitud de la columna de agua sobre este alcanza un máximo, que se reduce hasta el valle de la ola. Estas oscilaciones de la presión se utilizan para expandir y contraer gases en el interior del aparato, lo que altera su flotabilidad y provoca subidas y bajadas periódicas del aparato. Esta oscilación se aprovecha para generar energía eléctrica.

- Cuerpo boyante de referencia fija: un cuerpo flotante anclado al fondo oscila cada vez que una ola pasa bajo él. El movimiento que produce es aprovechado para generar electricidad.

- Cuerpo boyante de referencia móvil: consiste en un cuerpo flotante articulado que se mueve con cada ola. Aprovecha el movimiento en su articulación para bombear aceite a alta presión a través de una turbina.

- Rebosamiento: consiste en una plataforma recipiente a la que se llega tras remontar un peralte. Las olas que son lo suficientemente altas, remontan el peralte y se almacenan en el recipiente, cuyo desagüe tiene una turbina Kaplan.

- Impacto: la tecnología forma un pequeño muro subacuático que recibe las embestidas del oleaje. En su base se encuentra articulado, de modo que el ángulo que forma con el fondo varía con las embestidas. El movimiento se usa para generar energía.

2.1 Atenuadores

2.1.1 Pelamis

El Pelamis es un sistema undimotriz flotante offshore, que utiliza las oscilaciones de la superficie libre del mar, producidas por el oleaje para generar electricidad mediante el principio de cuerpo boyante de referencia móvil. Puede operar en zonas cuya profundidad supere los 50m y a distancias entre 2 y 10 km de la costa. La máquina tiene una potencia nominal de 750 kW con un factor de capacidad objetivo del 25 al 40%, según las condiciones del sitio del proyecto elegido.

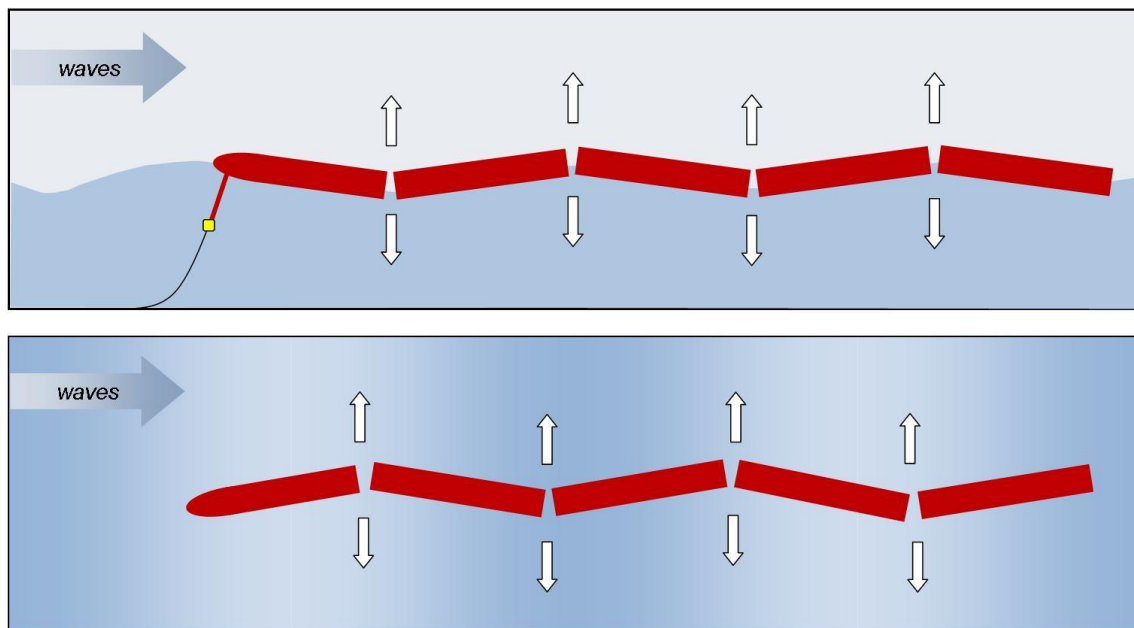


Figura 5. Movimientos que permite el diseño del Pelamis (Tomado de pelamistwave.com)

El sistema pelamis está formado por 5 cilindros unidos por juntas articuladas que permiten el movimiento en 2 direcciones (Figura 5). Este cilindro flota semisumergido en la superficie del agua y se mueve con la superficie de la misma en la dirección de las olas. Cuando una ola recorre la longitud del pelamis, este oscila con ella de modo que las articulaciones entre los

cilindros varían su posición. Este movimiento relativo se usa para mover un fluido a alta presión en el interior de la máquina a través de una turbina, produciendo electricidad que se envía a tierra a través de un cable submarino.

El sistema de toma de fuerza es impulsado por cilindros hidráulicos en las juntas (Figura 6), que resisten el movimiento inducido por la onda y bombean fluido a acumuladores de alta presión, lo que permite una generación suave y continua.



Figura 6. Sistema de cilindros situados en las juntas (Tomada de pelamiswave.com).

El control de la resistencia aplicada por los cilindros hidráulicos permite que la generación se maximice cuando las olas son pequeñas y la respuesta de la máquina se minimiza en las tormentas.

La tecnología Pelamis fue diseñada pensando en la supervivencia. Si una gran ola se acerca al Pelamis, este se hundirá en ella, facilitando la supervivencia. (Demostración en el vídeo del siguiente enlace: <https://www.youtube.com/watch?v=Tn9mMtS1j3E>).

Como se ve en el vídeo, la forma larga, delgada e hidrodinámica del Pelamis le permite minimizar las fuerzas de arrastre y golpe. Así, Pelamis responde a la curvatura de la ola, y no a su altura. Dado que las ondas naturalmente se alargan a medida que se hacen más altas, esto limita inherentemente el rango de movimiento por el que la máquina debe pasar. (Pelamis Wave Power, 2018).

Tabla 1. Matriz de potencia del sistema Pelamis. (Carcas)

		Periodo energético (s)																	
		5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12	12,5	13	
Altura de ola significativa (m)	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	1	-	22	29	34	37	38	38	37	35	32	29	26	23	21	-	-	-	
	1,5	32	50	65	76	83	86	86	83	78	72	65	59	53	47	42	37	33	
	2	57	88	115	136	148	153	152	147	138	127	116	104	93	83	74	66	59	
	2,5	89	138	180	212	231	238	238	230	216	199	181	163	146	130	116	103	92	
	3	129	198	260	305	332	340	332	315	292	266	240	219	210	188	167	149	132	
	3,5	-	270	254	415	438	440	424	404	377	362	326	292	260	230	215	202	180	
	4	-	-	465	502	540	546	530	499	475	429	384	366	339	301	267	237	213	
	4,5	-	-	544	635	642	648	628	590	582	528	473	432	382	356	338	300	266	
	5	-	-	-	739	726	731	707	687	670	607	557	521	472	417	369	348	328	
	5,5	-	-	-	750	750	750	750	750	737	667	658	586	530	496	446	395	355	
	6	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	711	633	619	558	512	470	415	
	6,5	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	743	658	621	579	512	481	
	7	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	750	676	613	584	525
	7,5	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	750	686	622	593
	8	-	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	750	690	625

2.1.2 Seapower

Seapower (ilustración en Figura 7) es un sistema undimotriz offshore que genera electricidad mediante el principio de cuerpo boyante de referencia móvil. Se puede localizar entre 10 y 30 km de la costa. Seapower está diseñado para estar anclado y pertenecer a redes de hasta 100 MW de potencia.

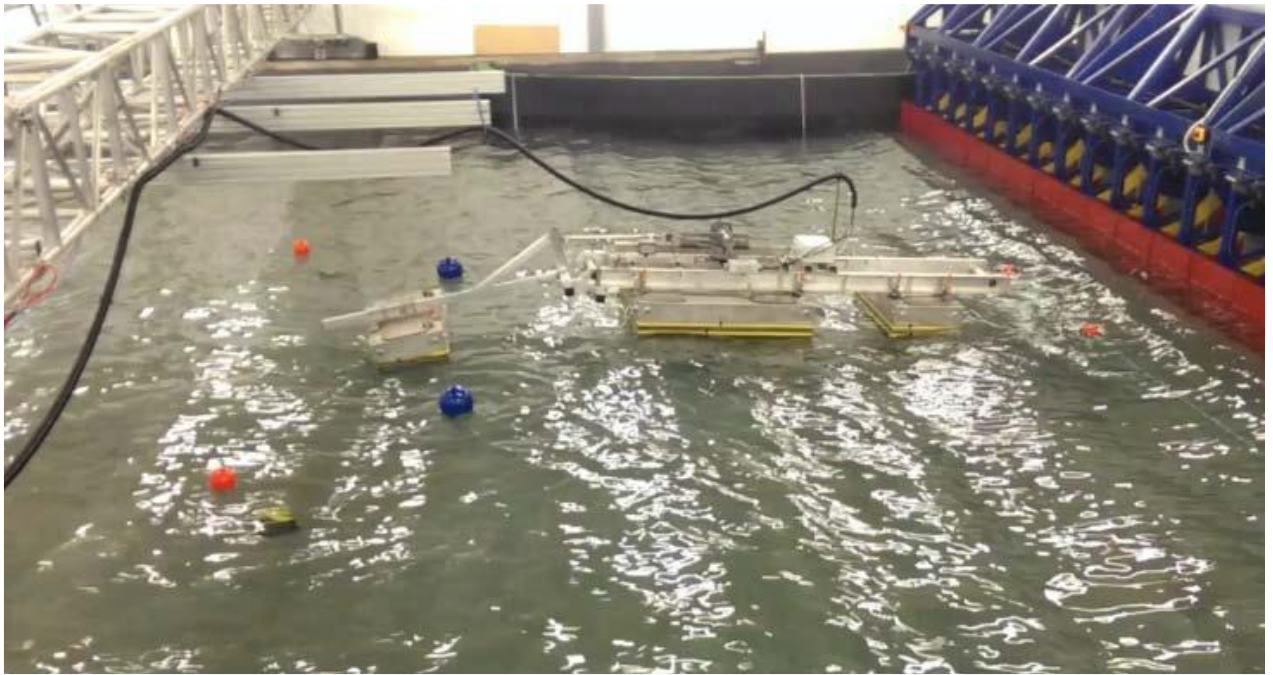


Figura 7. Sistema Seapower en tanque de pruebas.

Captación de energía

El sistema Seapower de captación de energía eléctrica tiene una potencia nominal de 1MW y un factor de capacidad de entre 24 y 30% (típicamente 25%).

Tabla 2. Matriz de potencia del sistema Seapower. (Seapower, 2014)

		Periodo pico (s)												
		4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5
Altura de ola significativa (m)	0,75	4	13	24	31	35	35	34	31	30	31	32	29	16
	1,25	-	37	66	87	98	99	93	87	84	86	88	81	45
	1,75	-	73	129	171	192	193	183	171	165	168	172	158	88
	2,25	-	120	212	283	317	319	302	283	273	278	285	256	146
	2,75	-	-	214	423	474	477	452	422	408	415	426	391	218
	3,25	-	-	546	591	662	666	631	590	570	580	595	545	305
	3,75	-	-	-	787	881	887	840	785	759	772	792	926	406
	4,25	-	-	-	1011	1132	1139	1079	1008	974	991	1017	933	-
	4,75	-	-	-	-	1414	1423	1348	1259	1217	1238	1270	1165	-
	5,25	-	-	-	-	1992	1739	1646	1538	1487	1512	1551	1423	-
	5,75	-	-	-	-	-	2085	1975	1845	1784	1814	1861	1707	-
	6,25	-	-	-	-	-	2085	2333	2180	2107	2143	2199	2017	-
	6,75	-	-	-	-	-	-	2721	2543	2458	2500	2565	2353	-
	7,25	-	-	-	-	-	-	3139	2934	2835	2884	2959	2714	-
7,75	-	-	-	-	-	-	3587	3353	3240	3295	3381	3102	-	

2.1.3 Wavestar

El sistema Wavestar (ilustración en Figura 8) es un sistema undimotriz nearshore que utiliza el efecto del cuerpo flotante con referencia fija para tomar energía de las olas mediante una serie de flotadores que suben y bajan con cada ola. Estos flotadores se encuentran unidos mediante brazos a la plataforma que, a su vez, se encuentra fijada al fondo mediante pilares submarinos. El movimiento de los brazos es transmitido mediante sistemas hidráulicos a un rotor que produce electricidad.

Tabla 3. Matriz de potencia de Wavestar 1:2. (Tomada de modelo numérico (Babarit, y otros, 2012))

		Periodo pico (m)												
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Altura de ola significativa (s)	1	63	92	85	73	63	60	60	53	47	48	46	42	37
	1.5	134	174	181	160	141	124	118	115	100	89	77	94	80
	2	207	313	296	275	250	223	229	229	200	161	148	180	153
	2.5	-	463	462	396	393	379	320	370	306	294	225	236	228
	3	-	653	641	602	557	555	460	471	431	393	437	381	325
	3.5	-	-	900	848	785	717	662	656	557	551	571	580	478
	4	-	-	1123	1098	1030	984	799	857	821	830	637	592	652
	4.5	-	-	1339	1339	1202	1181	1050	1140	1012	848	863	672	828
	5	-	-	1689	1518	1403	1318	1248	1348	1115	1176	825	890	982
	5.5	-	-	-	1943	1749	1517	1477	1374	1395	1376	1089	1212	1117
	6	-	-	-	2192	2144	1618	1789	1586	1634	1783	1585	1346	1313
	6.5	-	-	-	2335	2162	1975	1962	1857	1660	1492	1619	1336	1668
7	-	-	-	2709	2437	2449	2262	2205	1900	2292	1785	1443	1750	

Las olas recorren longitudinalmente la plataforma levantando y bajando sus 20 brazos, de modo que en todo momento se está transfiriendo energía de modo continuo (Wave star, 2018).

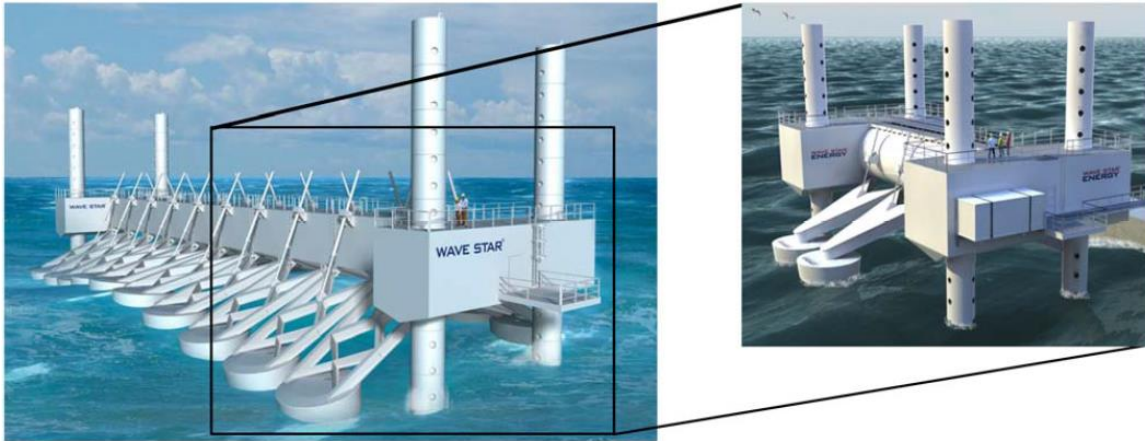


Figura 8. Sistema Wave star. A la izquierda la idea del prototipo 1:2; a la derecha el prototipo 1:2 instalado en Hanstholm. Tomada de (Wave star, 2018).

Supervivencia

Este sistema ha demostrado a lo largo de los años que su estrategia respecto a la supervivencia es efectiva. Todos los modelos a escala que se han instalado han soportado las condiciones más adversas a lo largo de los años. Desde 2005 hay un modelo a escala 1:10 en el mar de Nissum Bredning, soportando 15 temporales y manteniéndose operativo durante 15.000 horas. El modelo a escala 1:2 se encuentra operativo en el Mar de Hanstholm desde 2010 con sólo dos flotadores y una potencia nominal de 600 kW. Se puede instalar en profundidades de entre 10 y 20m. Para el modelo definitivo se espera una potencia nominal de 6MW.

2.1.4 Oceantec

Desarrollado a partir de fondos de la Diputación Foral de Bizkaia durante los años 2005 y 2006 (ilustración en Figura 9). El sistema offshore está basado en un volante de inercia (Figura 10) que se mantiene en movimiento por el cabeceo del aparato. Este aparato se mantiene en flotación constante anclado al fondo (Oceantec, 2007).

Supervivencia

Las boyas cilíndricas han demostrado su supervivencia por muchos años. Hay boyas de navegación con formas similares que han estado sometidas casi 100 años a las condiciones de mar abierto.

Tabla 4. Matriz de potencia de Oceantec. Tomada de (Oceantec, 2007)

		Periodo pico(s)												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Altura de ola significativa (m)	1	84,7	87,3	59,3	39,4	25,3	16,1	10,4	6,8	4,5	3,1	2,2	1,5	1,1
	1,5	190,5	196,1	133,1	88,6	56,8	36,2	23,3	15,3	10,2	7,0	4,8	3,4	2,5
	2	338,5	342,0	234,1	159,5	100,9	64,4	41,4	27,1	18,1	12,4	8,6	6,1	4,4
	2,5	500,0	500,0	363,9	245,2	157,8	100,5	64,7	42,4	28,3	19,3	13,4	9,5	6,9
	3	500,0	500,0	500,0	337,3	227,5	144,5	93,1	61,0	40,8	27,8	19,3	13,7	9,9
	3,5	500,0	500,0	500,0	419,5	309,2	196,5	126,7	83,1	55,4	37,8	26,3	18,6	13,4
	4	500,0	500,0	500,0	500,0	401,4	258,1	166,0	108,5	72,4	49,3	34,3	23,3	17,5
	4,5	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	326,4	210,3	137,5	91,7	62,4	43,4	30,7	22,1
	5	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	383,0	259,2	169,9	113,2	77,0	53,5	37,9	27,3
	5,5	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	389,3	307,5	204,8	136,9	93,2	64,7	45,8	33,0



Figura 9. Sistema Oceantec con dos generadores eólicos. Tomada de (Oceantec wave energy, 2017)

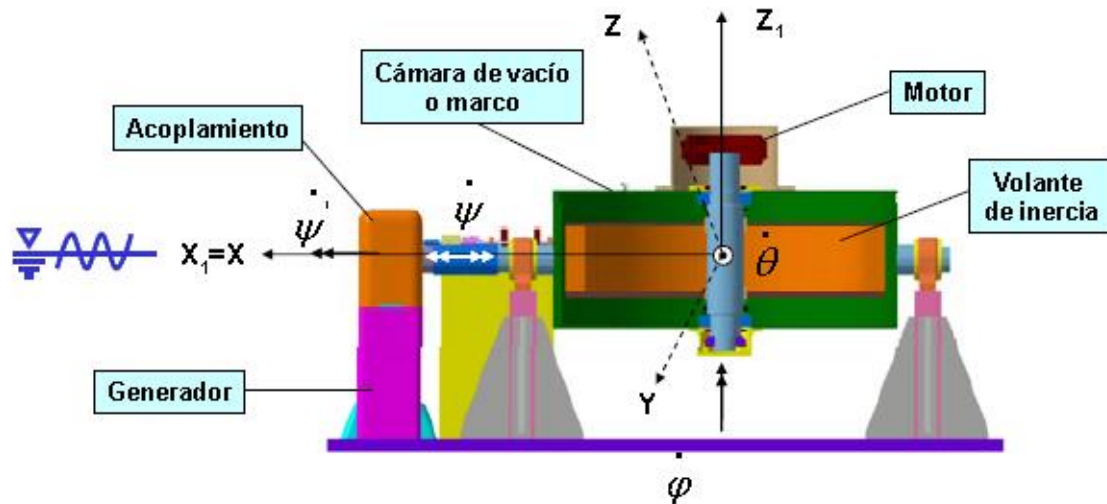


Figura 10. Mapa conceptual del captador. Tomada de (APPA, 2011)

2.2 Absorbedores puntuales

2.2.1 Pontoon power converter

Pontoon power converter (ilustración en Figura 11) es un sistema undimotriz de cuerpo boyante con referencia fija. Consiste en un puente que une bombas hidráulicas cilíndricas, que alimentan una turbina (Pontoon Power Converter, s.f.).

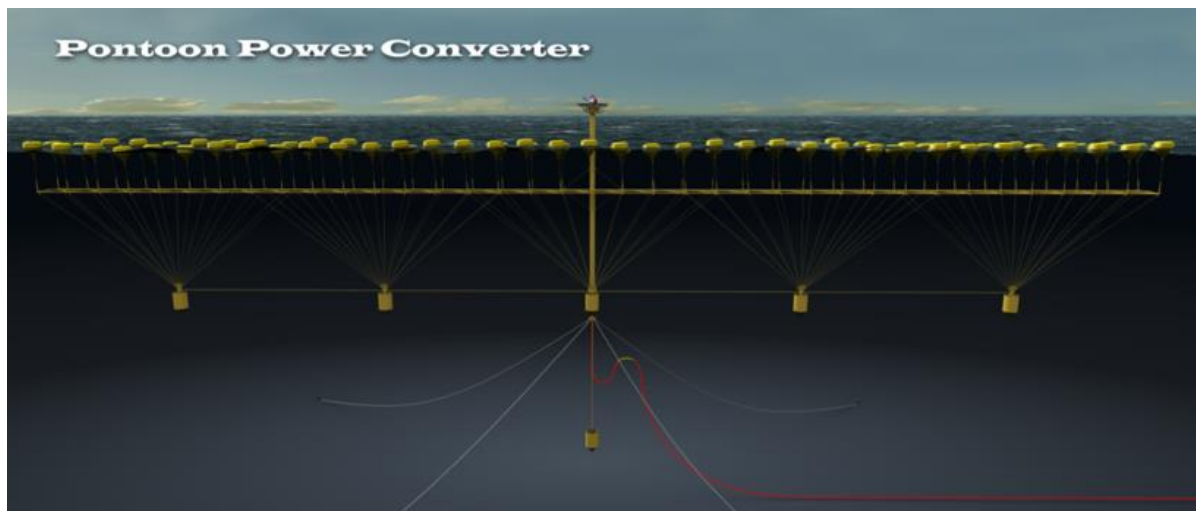


Figura 11. Sistema PontoonPowerConverter. (Pontoon Power Converter, s.f.).

Este sistema solventa uno de los problemas habituales de los sistemas undimotrices: la vulnerabilidad a los huracanes: Los convertidores undimotrices han demostrado

vulnerabilidad durante eventos extremos. El sistema PPC evita estos problemas sumergiendo las partes vulnerables antes de que se aproxime una tormenta.

Tabla 5. Matriz de potencias del sistema PontoonPowerConverte (Tomada de modelo numérico (Babarit, y otros, 2012))

		Periodo pico (s)													
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Altura de ola significativa (m)	1	180	166	153	171	125	87	72	65	85	85	37	29	16	
	1,5	223	195	157	148	261	192	223	139	155	155	74	67	46	
	2	-	-	214	227	396	335	237	235	192	138	115	104	70	
	2,5	-	-	-	440	598	514	379	342	204	169	142	128	95	
	3	-	-	-	681	801	735	594	486	199	174	151	134	121	
	3,5	-	-	-	904	1035	949	788	617	239	209	183	164	146	
	4	-	-	-	1131	1269	1163	982	743	285	248	216	195	175	
	4,5	-	-	-	1358	1488	1374	1187	869	330	287	250	225	201	
	5	-	-	-	1585	1712	1585	1392	988	380	334	285	263	226	
	5,5	-	-	-	1812	1937	1798	2138	1107	429	381	323	301	261	
	6	-	-	-	2040	2162	2010	2884	1234	439	416	361	336	295	
	6,5	-	-	-	2267	2386	2221	3143	1360	449	450	406	372	329	
7	-	-	-	2494	2611	2433	3619	1483	506	464	451	408	363		

- Su turbina genera entre 15 y 20MW de potencia y resulta económicamente rentable según las estimaciones de la propia empresa. El acceso es fácil mediante helicóptero. Además este sistema permite una mejor utilización de la red eléctrica en cogeneración con parques eólicos, lo que ayuda a mantener una producción la mayor parte del tiempo. Esta tecnología se encuentra en fase de I+D y por tanto su matriz de potencia no refleja la potencia a la que aspira.

2.2.2 Ocean Energy Buoy

Es un sistema absorbedor puntual offshore de tipo OWC desarrollado por la empresa Ocean Energy (ilustración en Figura 13). Este sistema solo tiene una parte móvil: la turbina, de modo que se incrementa la supervivencia del aparato. Fue probado durante 3 años en el océano Atlántico, demostrando su capacidad de supervivencia.

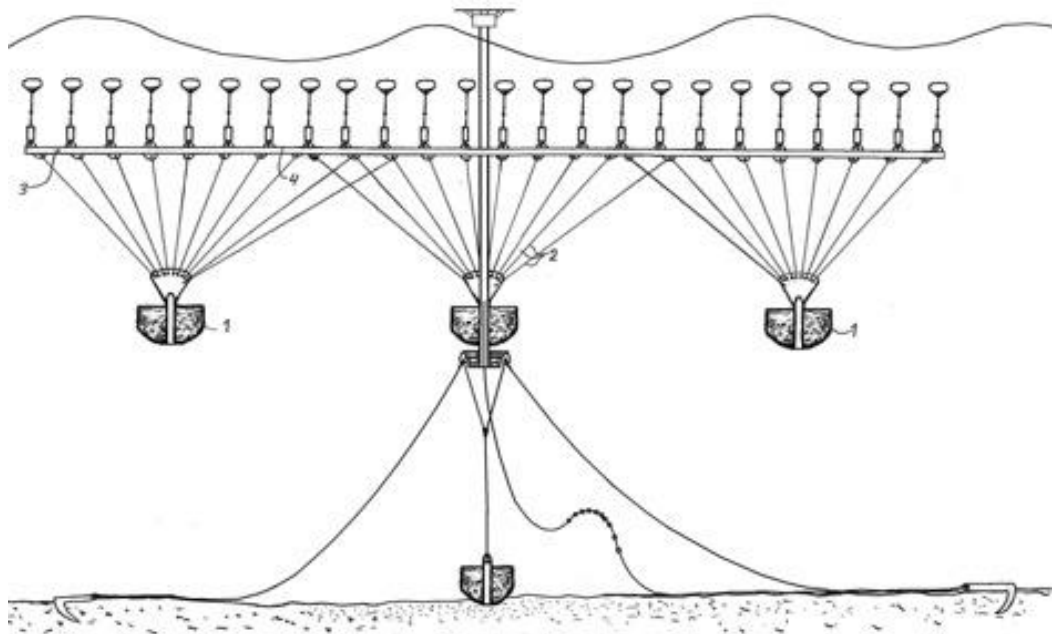


Figura 12. Sistema PPC sumergido para evitar un evento extremo. Tomada de (Pontoon Power Converter, s.f.).

El movimiento del oleaje aumenta y disminuye periódicamente la presión en el interior de la cámara, forzando la entrada y salida de aire por una turbina tipo Wells (Figura 14). Esta turbina tiene un diseño característico que sacrifica eficacia a cambio de la capacidad de girar en una única dirección para cualquier dirección del flujo de aire (Ocean Energy, s.f.).



Figura 13. Sistema EO Buoy suspendido. Se pueden apreciar las bocas de entrada para el oleaje a la izquierda de la figura. Tomada de (Ocean Energy, s.f.)

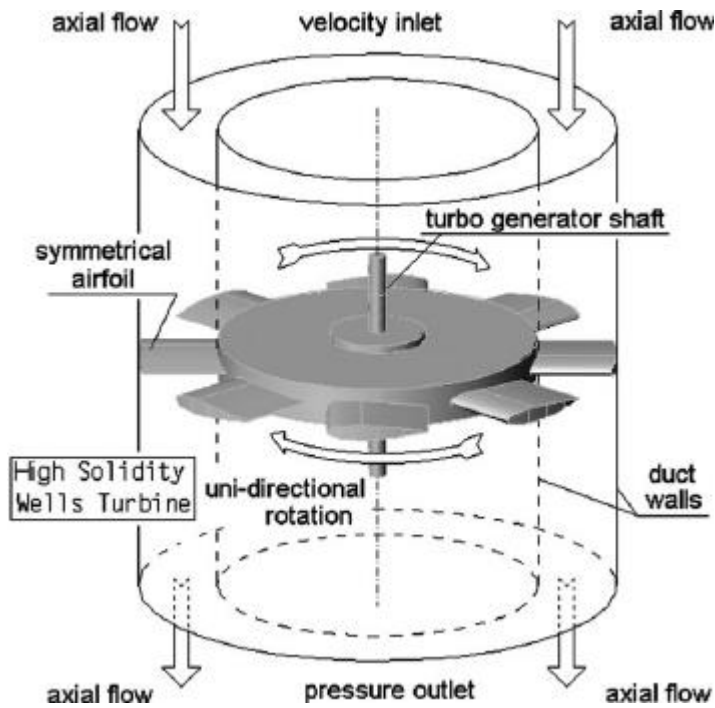


Figura 14. Esquema conceptual de la turbina Wells. Tomada de (Marco, Pranzo , Camporeale, & Pascazio, 2011)

Tabla 6. Matriz de potencia del sistema EO Buoy. (Tomada de modelo numérico (Babarit, y otros, 2012))

		Periodo pico (s)												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Altura de ola significativa (m)	1	8	17	27	42	56	59	52	44	40	38	40	38	30
	1,5	17	39	61	96	126	132	117	99	89	87	89	85	66
	2	30	69	108	170	224	235	208	177	159	154	159	151	118
	2,5	47	108	169	266	350	368	324	276	249	241	248	236	185
	3	68	155	244	383	504	530	467	398	358	347	357	340	266
	3,5	93	212	332	521	686	721	636	452	487	472	486	463	362
	4	121	276	433	680	896	942	831	708	636	616	634	605	473
	4,5	154	350	548	861	1130	1190	1050	896	805	780	803	765	599
	5	190	432	677	1060	1400	1470	1300	1110	994	963	991	945	739
	5,5	-	523	819	1290	1690	1780	1570	1340	1200	1170	1200	1140	894
	6	-	622	975	1530	2020	2120	1870	1590	1430	1390	1430	1360	1060
	6,5	-	730	1140	1800	2370	2490	2190	1870	1680	1630	1670	1600	1250
7	-	847	1330	2080	2750	2880	2540	2170	1950	1890	1940	1850	1450	

2.2.3 Ceto

El sistema Ceto (Figura 15) es un sistema undimotriz offshore que utiliza el efecto de Arquímedes para generar electricidad. Rompiendo con los demás sistemas, opera bajo el

agua, protegido de los eventos climáticos extremos y evitando cualquier efecto sobre el paisaje.

El sistema Ceto se compone de:

- Una boya sensible a la presión que sube y baja con cada ola. Está construida en acero para resistir las fuerzas que actúan en el sistema. Dentro de esta boya se encuentra el generador.
- Una única bomba hidráulica que aprovecha el movimiento de oscilación vertical para bombear agua a través de una turbina.
- Un sistema de anclaje para evitar la deriva del aparato.

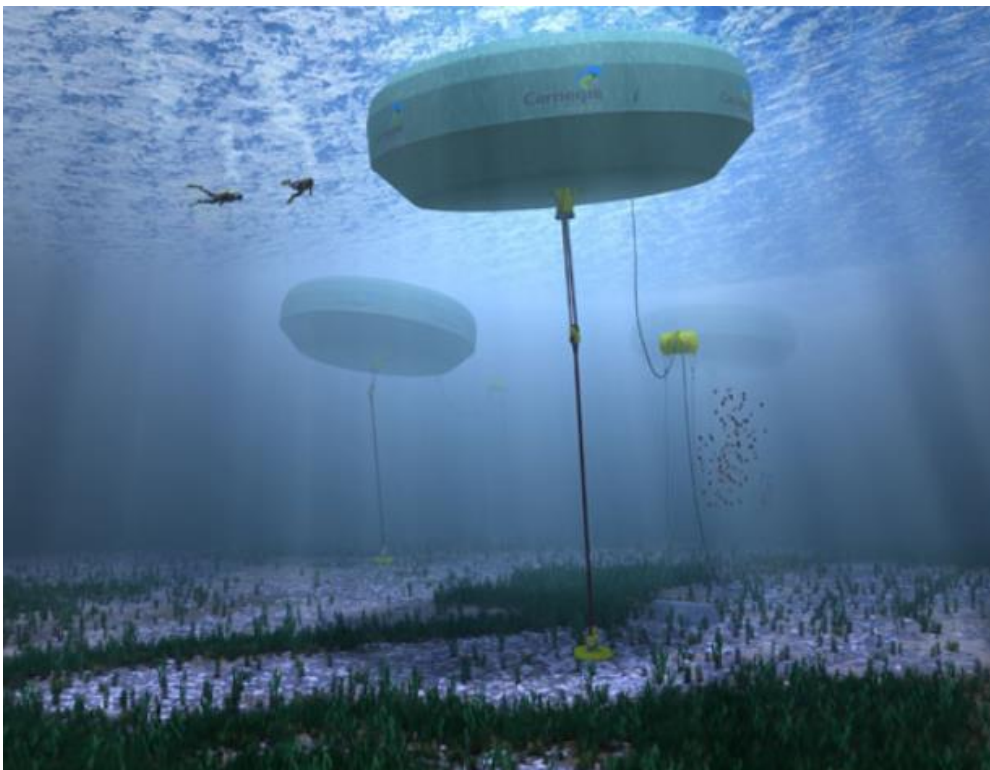


Figura 15. Sistema undimotriz Ceto. Tomada de (Carnegie Clean Energy, 2018)

Tabla 7. Matriz de potencia del sistema CETO (Tomada de modelo numérico (Babarit, y otros, 2012))

		Periodo pico (s)													
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Altura de ola significativa (m)	1	5	9	9	10	7	6	5	4	3	3	2	2	1	
	1,5	12	19	22	20	15	13	10	8	6	6	4	3	3	
	2	13	32	38	32	25	23	17	13	11	9	7	7	5	
	2,5	-	48	54	47	41	33	26	20	17	14	10	9	8	
	3	-	65	75	68	56	46	36	26	23	18	15	10	10	
	3,5	-	-	97	86	71	62	46	33	29	23	20	15	13	
	4	-	-	119	121	97	69	58	47	38	31	27	21	16	
	4,5	-	-	157	146	107	93	74	61	48	37	33	26	21	
	5	-	-	156	174	139	116	83	63	59	45	38	25	22	
	5,5	-	-	-	201	164	133	89	79	66	54	41	35	28	
	6	-	-	-	216	197	153	127	88	79	65	46	40	33	
	6,5	-	-	-	244	209	175	151	113	95	76	55	44	39	
7	-	-	-	260	209	183	157	114	103	82	62	51	42		

2.2.4 Seabased Technology

Seabased (Figura 16) es un sistema undimotriz offshore basado en el principio de cuerpo boyante con referencia fija. Posee un flotador de acero que capta la energía de las olas y la transmite a través de un cable de acero hasta el generador, donde se convierte en energía eléctrica que es conectada a la red y enviada a tierra.

Tabla 8. Matriz de potencia de la tecnología Seabased (Tomada de modelo numérico (Babarit, y otros, 2012)).

		Periodo pico (s)													
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Altura de ola significativa (m)	1	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	
	1,5	2,6	2,5	2,3	2,2	2,3	2,0	1,9	1,7	1,4	1,5	1,2	1,2	1,2	
	2	4,4	4,0	3,7	3,6	3,5	3,1	2,8	2,5	2,3	2,2	2,0	1,8	1,7	
	2,5	-	6,0	5,2	4,5	4,6	4,3	3,9	3,6	3,0	2,8	2,5	2,7	2,6	
	3	-	7,4	6,7	6,2	5,7	5,4	4,7	4,1	4,1	3,7	3,3	3,3	3,2	
	3,5	-	-	8,4	7,3	6,9	5,8	5,4	4,9	4,4	4,2	3,7	3,4	3,6	
	4	-	-	8,9	8,6	7,6	6,8	6,2	5,6	5,0	4,6	4,5	4,3	3,6	
	4,5	-	-	10,6	9,5	8,7	7,6	7,0	6,1	5,9	5,4	5,1	5,0	4,7	
	5	-	-	12,2	10,8	9,8	8,6	7,3	7,2	6,3	5,9	5,7	5,4	5,0	
	5,5	-	-	-	11,1	10,1	8,9	8,1	7,5	6,8	6,4	6,1	5,5	5,8	
	6	-	-	-	13,1	11,3	10,1	9,1	8,3	7,5	6,7	6,9	6,4	5,8	
	6,5	-	-	-	13,5	11,6	10,4	9,8	9,0	7,6	7,3	7,5	6,2	6,4	
7	-	-	-	15,0	12,9	10,9	10,0	8,8	8,6	8,2	7,6	7,3	6,8		

La tecnología se especializa en olas de entre 1 y 3 metros de altura. Posee pocas partes móviles, lo que reduce su mantenimiento. Su instalación se recomienda entre los 50 y 100 m de profundidad (Almonacid, 2015).

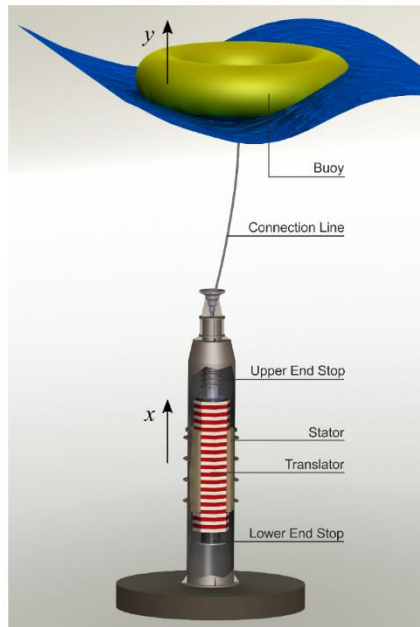


Figura 16. Sistema Seabased technology. Tomada de (Castellucci, Erikson, & Waters, 2016)

2.2.5 Oyster energy

Oyster Energy es un sistema undimotriz nearshore basado en el principio de impacto que aprovecha la energía de las olas para bombear agua a presión hacia unas turbinas. Este sistema se instala en batimetrías de entre 10 y 12 metros. Su cercanía a costa permite que todo el material eléctrico se instale en tierra firme. Este sistema es escalable, pudiendo alimentar con varios captadores un único generador.

3 Material y métodos

Comenzamos por explicar los métodos de decisión multicriterio que se utilizaron a lo largo del trabajo, concretamente AHP y TOPSIS. Después se explican los fundamentos de los softwares GIS, que fueron las herramientas a través de las cuales se aplicaron los métodos de decisión multicriterio, y después se explican los modelos matemáticos que describen la

energía y la potencia del oleaje. Por último, se revisa la procedencia de las capas temáticas y explica cómo se aplican los procesos que se describen en esta sección.

3.1 Métodos de decisión multicriterio

Este trabajo se basa en la aplicación de los Métodos de Decisión Multicriterio AHP y TOPSIS para la determinación de las mejores áreas de la costa gallega para la implementación de diferentes tecnologías undimotrices.



Figura 17. Sistema undimotriz Oyster. Tomada de (University of the Basque Country, 2018)

A diario, el ser humano se encuentra en la necesidad de decidir entre varias alternativas para solucionar infinidad de problemas. Estas decisiones se vuelven más complejas a medida que el número de criterios y alternativas se va incrementando, de modo que, cuando queremos decidir sobre un proyecto, la toma de decisiones puede volverse realmente tediosa.

Habitualmente, estas decisiones se toman en base a la experiencia del propio decisor, pero existen métodos de ayuda a la decisión que facilitan, no solo la toma de decisión, sino también la revisión de los criterios, permitiendo comprobar *a posteriori* si la opción tomada era la mejor de las disponibles.

Tabla 9. Matriz de potencia del sistema Oyster (Tomada de modelo numérico (Babarit, y otros, 2012)).

		Periodo energético (s)												
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Altura de ola significativa (m)	1	27	39	57	76	87	104	109	100	101	92	94	94	87
	1,5	63	92	126	168	201	213	201	239	207	198	183	150	154
	2	75	160	233	301	380	408	383	399	329	365	319	265	259
	2,5	-	254	378	467	568	623	616	601	519	523	481	390	428
	3	-	368	503	693	799	824	876	792	759	704	546	579	554
	3,5	-	-	655	934	1032	1085	1241	1075	973	925	862	747	688
	4	-	-	843	1093	1352	1427	1430	1390	1158	1224	1139	1138	863
	4,5	-	-	1219	1408	1644	1677	1807	1641	1662	1562	1404	1370	1191
	5	-	-	1247	1670	1965	1952	2097	2002	1833	1798	1814	1459	1442
	5,5	-	-	-	1979	2339	2308	2115	2389	2120	2012	1940	1518	1587
	6	-	-	-	2406	2713	2776	2344	2705	2451	2396	2182	2414	2133
	6,5	-	-	-	2778	3044	3001	2989	3211	2986	2896	2716	2455	2309
7	-	-	-	2871	3119	3131	3127	3176	3332	2877	2925	2676	2658	

Cuando estamos realizando un proyecto, las decisiones a tomar se pueden ver influenciadas, y habitualmente va a ser así, por una gran cantidad de criterios que van a ir en direcciones contrarias. Es importante que tengamos la capacidad de decidir el valor de cada criterio, para así poder tomar la decisión adecuada para cada caso (Lozano, 2012).

“La toma de decisiones es un proceso de selección entre cursos alternativos de acción, basado en un conjunto de criterios, para alcanzar uno o más objetivos” (Simon, 1960) citado en (Lozano, 2012))

A continuación se desarrollan los puntos, como se pueden ver en la Figura 18:

3.1.1 Estructuración del problema

Definición del problema. Este supone el primer paso de toda decisión. Ha de definirse bien el problema para poder atacarlo correctamente.

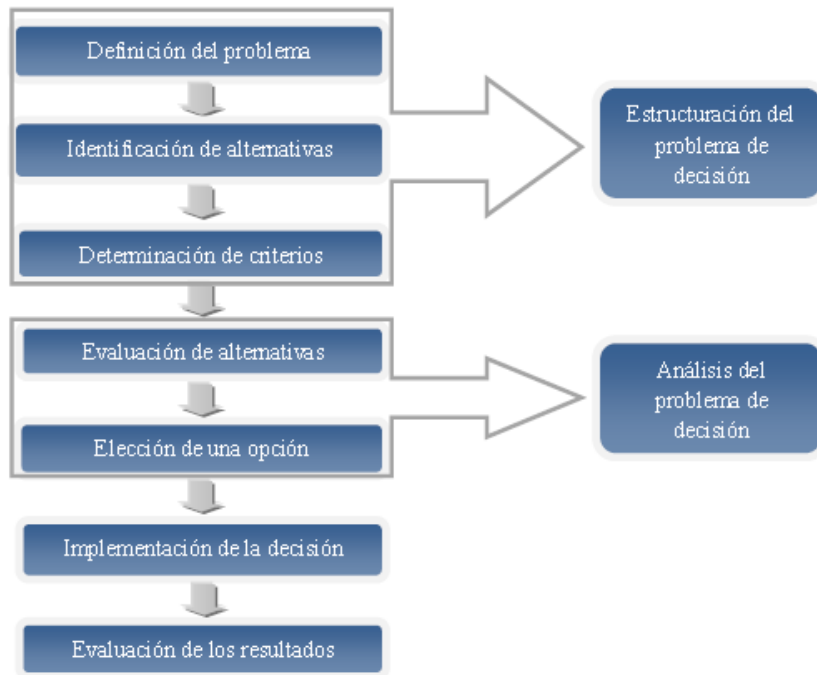


Figura 18 Diagrama de flujo del proceso de toma de decisión (Lozano, 2012)

Identificación de alternativas. En este apartado se ha de recopilar la información sobre las distintas opciones que podemos utilizar en nuestro trabajo.

Determinación de criterios. Consiste en la selección de los criterios más relevantes que luego se utilizarán para evaluar las alternativas.

3.1.2 Análisis del problema de decisión

En este apartado se analizan los datos obtenidos en la fase de estructuración.

Evaluación de las alternativas. Depende del método de evaluación que se haya seleccionado.

Ranking de alternativas. En función de la evaluación de las alternativas, se obtiene una alternativa con mejor valoración que el resto.

3.1.3 Implementación de la decisión

Ejecución de la alternativa más favorable.

3.1.4 Evaluación de los resultados

Ya estando en ejecución, los resultados que genera la alternativa pasan a ser evaluados.

3.2 Analytic hierarchy process (AHP) y Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS)

Este método propuesto por Thomas Saaty (Saaty T. , 1980) se basa en la idea de que la complejidad de un problema de toma de decisión con criterios múltiples, se puede resolver mediante la jerarquización de los problemas planteados (García Cascales, 2009). Se puede entender como:

- Una técnica que nos permite resolver problemas de decisión multicriterio, multientorno y multiactores, incorporando aspectos tangibles e intangibles, así como subjetivismo y la incertidumbre inherente al proceso de toma de decisión.
- Una teoría matemática de la medida generalmente aplicada a la influencia entre alternativas respecto a un criterio o atributo.
- Una filosofía para abordar la toma de decisión.

Como su nombre indica, se basa en modelizar el problema mediante una jerarquía. En el vértice superior encontramos la meta a conseguir, y en la base, las alternativas a evaluar. En niveles intermedios se pueden encontrar los criterios en base a los cuales se toma la decisión.

En cada uno de los niveles de jerarquía se realizan comparaciones entre pares de elementos en base a su contribución al elemento superior. Mediante esta comparación, se logra una escala de pesos relativos de cada uno de estos elementos. Las comparaciones por pares se realizan por medio de ratios de preferencia (si se comparan alternativas) o ratios de

importancia (si se comparan criterios), evaluados según la escala numérica que propone el propio método.

La información emitida por un AHP es generalmente redundante y más o menos inconsistente. Es redundante ya que una matriz de comparación por pares $n \times n$ emite $n \cdot (n-1) / 2$ juicios debido a que conocidos a_{ij} se obtiene fácilmente a_{ji} , ya que es recíproco (si $a_{ji}=x$, $a_{ij}=1/x$), sin embargo, sólo es necesario tener $n-1$ juicios, debido a que, si se conocen a_{ij} y a_{jk} , podemos obtener fácilmente a_{ik} . Esta redundancia supone una desventaja desde el punto de vista del tiempo invertido, pero ayuda a mejorar la exactitud del método y la consistencia de la matriz.

Por último, una vez que se evalúa la aportación de cada elemento a los elementos del nivel jerárquico inmediatamente superior, se calcula la contribución de cada alternativa al objetivo principal mediante agregación de tipo aditivo.

3.2.1 Metodología del AHP

Según (Saaty T. L., 1994), citado por (García Cascales, 2009) las etapas más generales de la metodología son:

1) Modelización

En esta etapa se construye la estructura jerárquica en la que se representan los aspectos que se consideren relevantes para el proceso de resolución: actores, escenarios, factores, elementos e interdependencias. Esta fase es la más creativa del proceso, pudiendo aparecer posiciones enfrentadas entre los distintos participantes.

2) Valorización

En la segunda etapa incorporamos las preferencias, gustos y deseos de los actores en las matrices de comparación por pares. Estas matrices representan la dominación relativa de un elemento frente al otro respecto a cada uno de los atributos o

propiedades. El significado el número de veces que es más importante uno sobre el otro.

3) Priorización y síntesis

Por último, en esta etapa se proporcionan las diferentes prioridades consideradas en la resolución del problema. Se entiende por prioridad una unidad abstracta válida para cualquier escala en la que se integran las preferencias que el individuo tiene al comparar aspectos tanto tangibles como intangibles.

Existen tres tipos de prioridades: prioridades locales, que son las que se aplican a los elementos de un único nodo; prioridades globales: importancia respecto a la meta global; y prioridad final: para cada alternativa se obtiene agregando las prioridades globales mediante suma ponderada.

4) Análisis de sensibilidad

Mide el grado de sensibilidad de los resultados en función de los cambios en las prioridades de los criterios principales del problema. Para ello se realizan cambios en la prioridad de un determinado criterio manteniendo todas las demás proporciones de prioridades de modo que sigan sumando la unidad.

A continuación, se explican en mayor profundidad los pasos a seguir que podemos ver en la Figura 18. Este apartado se toma de la tesis (García Cascales, 2009), en donde se puede encontrar más extensamente desarrollado.

Paso 1. Estructurar el problema como una jerarquía.

En este primer paso se da forma al modelo del proceso. Para ello se tiene en cuenta la jerarquía inherente al método, en la que se encuentran tres niveles. El primero es ocupado por la meta, el segundo por los criterios y el tercero por las alternativas, tal y como se muestra en la Figura 19.

Paso 2. Establecimiento de las prioridades entre los criterios.

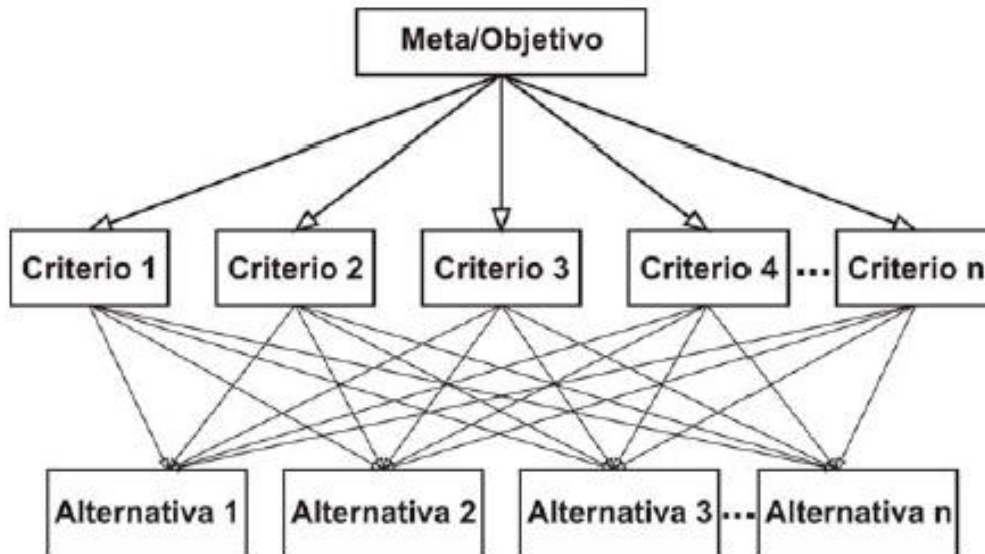


Figura 19. Jerarquía AHP ((Saaty T. , 1980), citado en (García Cascales, 2009)).

El objetivo en este segundo paso es la generación de un vector de pesos para los criterios. Para asignar los pesos correspondientes a cada uno de los criterios, podemos seguir dos estrategias diferentes: asignación directa (mediante una escala de valoración aplicada a cada criterio), o métodos indirectos (mediante técnicas de comparación entre criterios).

La asignación directa es la más sencilla de las dos. En ella se da una valoración verbalizada de la importancia relativa entre dos criterios, y mediante una escala previamente definida se convierte en una valoración numérica mediante la Tabla 10.

Tabla 10. Escalas de asignación directa utilizadas comúnmente((Saaty T. , 1980), citado en (García Cascales, 2009)).

Valoración cualitativa	Valoración cuantitativa	
	Escala Simple	Escala de Saaty
Muy débil	1	1
Débil	2	3
Moderada	3	5
Fuerte	4	7
Muy Fuerte	5	9

El método de asignación indirecta, por otro lado, emplea conceptos matemáticos de autovalor/vector y autovalor/vector propio para establecer las prioridades de los criterios. Para ello se trata de obtener el vector $\vec{\omega}_j = [\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n]$ con la que se crea la matriz W mediante la ecuación:

$$\text{Ecuación 1} \quad W = \begin{pmatrix} \omega_1/\omega_1 & \omega_1/\omega_2 & \dots & \omega_1/\omega_n \\ \omega_2/\omega_1 & \omega_2/\omega_2 & \dots & \omega_2/\omega_n \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \omega_n/\omega_1 & \omega_n/\omega_2 & \dots & \omega_n/\omega_n \end{pmatrix}$$

Siendo ω_j el peso de los criterios y los elementos de la matriz $W = (\omega_{ij})$ con $\omega_{ij} = \omega_i/\omega_j$ donde $i, j = 1, 2, \dots, n$ son números naturales. La Ecuación 1 se puede expresar también como $W \cdot \vec{\omega} = \mu \cdot \vec{\omega}$.

Tabla 11. Escala fundamental de comparación pareada (Saaty T., 1980), citado en (García Cascales, 2009).

Escala fundamental de comparación pareada		
Escala numérica	Escala Verbal	Explicación
1	Igual importancia	Dos actividades contribuyen por igual al objetivo
3	Importancia moderada de un elemento sobre el otro	La experiencia y el juicio están a favor de un elemento sobre otro
5	Importancia fuerte de un elemento sobre el otro	Un elemento es fuertemente favorecido
7	Importancia muy fuerte de un elemento sobre el otro	Un elemento es muy dominante
9	Extrema importancia de un elemento sobre el otro	Un elemento es favorecido con al menos un orden de magnitud de diferencia
2, 4, 6, 8	Valores intermedios entre dos juicios adyacentes	Se usan como compromiso entre 2 juicios
Incrementos	Valores intermedios en incrementos	Utilización para graduación más fina de juicios

Cuando se pide al decisor que establezca las prioridades relativas mediante la comparación entre pares, para determinar los pesos relativos de los criterios, este construye una matriz R cuyos elementos r_{ij} son valores numéricos positivos que indican la importancia o prioridad relativa de un criterio C_i y un criterio C_j sobre el elemento inmediatamente superior de la jerarquía del problema, que en este caso, es la propia meta. Para determinar su importancia, se recurre a la escala fundamental propuesta por Saaty (Tabla 11).

$$\text{Ecuación 2} \quad R = \begin{pmatrix} 1 & r_{12} & \dots & r_{1n} \\ r_{21} & 1 & \dots & r_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \dots & 1 \end{pmatrix}$$

Siendo R una matriz recíproca. En este tipo de matrices se cumple que el autovalor máximo λ_{max} , es un número real positivo y que existe un vector propio \vec{Z} cuyas componentes son positivas, asociado a este autovalor. Este vector propio \vec{Z} se considera una perturbación del vector de prioridades $\vec{\omega}$.

El método que se utiliza en este trabajo para obtener el vector de prioridades es la media geométrica normalizada de cada una de las filas.

$$\text{Ecuación 3} \quad \text{Vector de prioridades} = \frac{\prod_j r_{ij}}{\sum_i \prod_j r_{ij}}$$

Para conseguir que las comparaciones aporten valores adecuados, es necesario que el decisor sea cuidadoso con sus valoraciones, debido a que un error de incoherencia generaría un autovalor poco representativo. Esto ocurre si cuando, por ejemplo, se genera una contradicción en el orden de las valoraciones. Por ejemplo, si valoramos $C_1 > C_2$ y $C_2 > C_3$, por transitividad se obtiene que $C_1 > C_3$, pero es posible que, al comparar por separado, se haya juzgado que $C_3 > C_1$. Para que una matriz sea consistente, debe cumplir que $r_{ij} \cdot r_{jk} = r_{ik} \forall i, j, k$.

Para detectar una inconsistencia en una matriz, se aplica la siguiente ecuación.

$$\text{Ecuación 4} \quad R \cdot \vec{\omega} = \lambda_{max} \cdot \vec{\omega}$$

La consistencia de la matriz va a incrementarse a medida que λ_{max} se acerque al valor de n , siendo n la dimensión de la matriz. La desviación entre n y λ_{max} se va a deber al propio decisor, así como a la escala de valoración. Para detectar estos problemas, debemos medir la consistencia de los juicios. El índice de consistencia (CI) se puede calcular mediante la Ecuación 5.

$$\text{Ecuación 5} \quad CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$$

Podemos utilizar este índice de consistencia para mejorar la consistencia de los juicios al compararlo con el índice de consistencia aleatorio (RI) que podemos obtener de la Tabla 12.

Tabla 12. Índice de consistencia aleatorio (RI) en función de la dimensión de la matriz (n)

n	1	2	3	4	5	6	7	8
RI	0	0	0.525	0.882	1.115	1.252	1.341	1.404
n	9	10	11	12	13	14	15	16
RI	1.452	1.484	1.513	1.535	1.555	1.570	1.583	1.595

Si dividimos el índice de consistencia y el índice de consistencia aleatorio, obtenemos la ratio de consistencia (CR).

$$\text{Ecuación 6} \quad CR = \frac{CI}{RI}$$

Para $n \geq 5$, si $CR \leq 0.1$, se acepta la consistencia de la matriz y por tanto, la validez del autovector de pesos.

Paso 3. Establecimiento de prioridades globales y locales.

En el caso de que se considerase necesario la descomposición de criterios en subcriterios, es necesario calcular el peso de dichos subcriterios sobre los criterios aplicando de nuevo el

Paso 2. Establecimiento de las prioridades entre los criterios. Una vez obtenidos los pesos de los subcriterios sobre cada criterio, se pueden obtener sus pesos globales mediante el producto entre el peso del criterio y el subcriterio.

Paso 4. Establecimiento de prioridades locales entre alternativas.

Para realizar este paso, se debe construir la matriz de valoración R que permitirá calcular las prioridades locales. En ella comparamos cada uno de los criterios o subcriterios con las alternativas aplicando de nuevo el *Paso 2*, pero esta vez compararemos las alternativas en función del grado de cumplimiento de los criterios o subcriterios.

Tabla 13. Matriz de Valoración R

	ω_1	ω_2	...	ω_j	...	ω_n
	C_1	C_2	...	C_j	...	C_n
A_1	x_{11}	x_{12}	...	x_{1j}	...	x_{1n}
A_2	x_{21}	x_{22}	...	x_{2j}	...	x_{2n}
...
A_i	x_{i1}	x_{i2}	...	x_{ij}	...	x_{in}
...
A_m	x_{m1}	x_{m2}	...	x_{mj}	...	x_{mn}

Donde:

$\vec{\omega} = [\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n]$ es el vector de pesos o prioridades relativas asociado a los criterios o subcriterios.

$\vec{x}_l = \begin{pmatrix} x_{1j} \\ x_{2j} \\ \dots \\ x_{mj} \end{pmatrix}$ es el vector de prioridades locales de las alternativas establecidas en base al

criterio o subcriterio C_j .

$\vec{x} = [x_1, x_2, \dots, \omega_n]$ es el vector de prioridades locales asociado a la alternativa A_i , cuyas componentes son las prioridades locales asociadas a esta alternativa según cada uno de los criterios.

Paso 5. Establecimiento de las prioridades totales asociadas a cada alternativa

Una vez reunida toda la información en la matriz de valoración, se aplica uno de los métodos de la bibliografía para calcular las prioridades totales asociadas a las alternativas. El método propuesto por Saaty es el de la suma ponderada, aunque se podrían aplicar otros. Ordenando las alternativas se obtiene la solución al problema de decisión.

- Diseño de la encuesta

El diseño de la encuesta se hizo atendiendo a las instrucciones de la tesis (Lozano, 2012) y los criterios definidos en (Nobre, Pacheco, Raquel, Lopes, & Gato, 2008). Como se describe en el trabajo citado, se divide en dos partes:

- 1) Exposición del problema indicando el objetivo a alcanzar, la metodología que se utiliza y los criterios que se usan en el proceso de toma de decisión.
- 2) Encuesta formada por bloques de 3 preguntas:
 - P1. ¿Cree que estos tres criterios tienen el mismo peso en la decisión?
 - En caso contrario, ordénelos por orden decreciente de importancia.
 - Compare los criterios que ha considerado en primer lugar con el que ha considerado en segundo lugar y sucesivos, aplicando las etiquetas de la Tabla

11.

Los criterios descritos por (Nobre, Pacheco, Raquel, Lopes, & Gato, 2008) se pueden ver en la Tabla 14. Se desestimó el tipo de fondo por no considerarse importante en la mayoría de los sistemas estudiados. El tipo de fondo puede afectar de dos modos: refleja las condiciones de oleaje y puede afectar al anclaje. Sin embargo, durante el trabajo se hizo una estimación de la energía del oleaje de modo que la información sobre el tipo de sedimento pasaría a ser redundante. En cuanto a los efectos sobre el anclaje, el tipo de ancla será seleccionada en función de la granulometría del fondo, pero no hay una granulometría preferente. En base a esto, se decidió desestimar el tipo de fondo como uno de los criterios.

Tabla 14. Selección de criterios (Nobre, Pacheco, Raquel, Lopes, & Gato, 2008).

C1	Distancia a costa
C2	Distancia a puertos
C3	Distancia a red eléctrica
C4	Climatología de las olas

Para este trabajo fueron encuestados 3 expertos en energía undimotriz independientes (Dos directores de grupos de I+D en energías de las olas y un ingeniero industrial dedicado a energía de las olas) mediante la encuesta que se puede consultar en el Anexo 2.

Los criterios a comparar fueron tomados de la literatura (Nobre, Pacheco, Raquel, Lopes, & Gato, 2008), y son los que se muestran en la Tabla 14 (eliminando como se explicó el tipo de fondo).

En la encuesta a los expertos, se les pidió que ordenasen por importancia decreciente según su opinión los diferentes criterios. Posteriormente, y manteniendo el orden previamente establecido para cada criterio se les pidió a cada experto que hicieran una comparación pareada entre el primer criterio, el que considerasen más importante, y todos los demás aplicando para ello la escala fundamental de Saaty de la Tabla 11.

Con esta información, se pudo crear un primer vector v de comparación a partir del cual se creó la matriz de comparación. Para ello, se creó un nuevo vector u , en este caso, un vector columna que contenía los valores inversos a los que encontrábamos en el primer vector. Con estos dos vectores, se creó una matriz M_{ij} multiplicando cada v_i por su correspondiente u_j . Otro modo de explicar este proceso es mediante la creación de dos matrices cuadradas por la repetición del vector fila v y el vector columna u . Estas dos nuevas matrices se multiplican término a término, de modo no natural para obtener la matriz M . Así se consiguió para cada experto respectivamente, los resultados de la Tabla 17.

La encuesta entregada a los diferentes expertos se puede ver en el Anexo 2.

3.2.2 Método TOPSIS

El método TOPSIS de Hwang y Yoon (Hwang & Yoon, 1981), citado en (García-Cascales & Lamata, 2012)) trabaja con el concepto de ideal y anti-ideal. Para entender este método, primero deberemos explicar qué son las alternativas ideal y anti-ideal.

Llamamos punto ideal al vector formado por las mejores alternativas para cada criterio, aunque estas nunca se den juntas. Dicho de otro modo, llamamos alternativa ideal en (\mathbb{R}^n) al punto $A^M = (A_1^M, A_2^M, A_3^M \dots A_n^M)$, donde $A_i^M = \text{Max}_i x_{ij}$ para los criterios de beneficio y $A_i^M = \text{Min}_i x_{ij}$ para los criterios de coste.

Así mismo, el punto anti-ideal será el vector formado por las peores alternativas para cada criterio, aunque estas nunca se den juntas. Dicho de otro modo, llamamos alternativa anti-ideal en (\mathbb{R}^n) al punto $A^M = (A_1^M, A_2^M, A_3^M \dots A_n^M)$, donde $A_i^M = \text{Min}_i x_{ij}$ para los criterios de beneficio y $A_i^M = \text{Max}_i x_{ij}$ para los criterios de coste.

Se trata de conseguir una alternativa que minimice las distancias con el punto ideal, a la vez que las maximiza con el anti-ideal. Esto supone un dilema ya que puede llevarnos a tener resultados diferentes. Esto se entiende mejor al recurrir a la Figura 20.

Para resolver este dilema, el Método TOPSIS calcula para cada alternativa $A_i = (x_{11}, x_{12}, \dots, x_{1n})$:

Ecuación 7
$$d_p^M(A_i) = \left[\sum_j w_j^p |A_j^M - x_{ij}|^p \right]^{\frac{1}{p}}$$

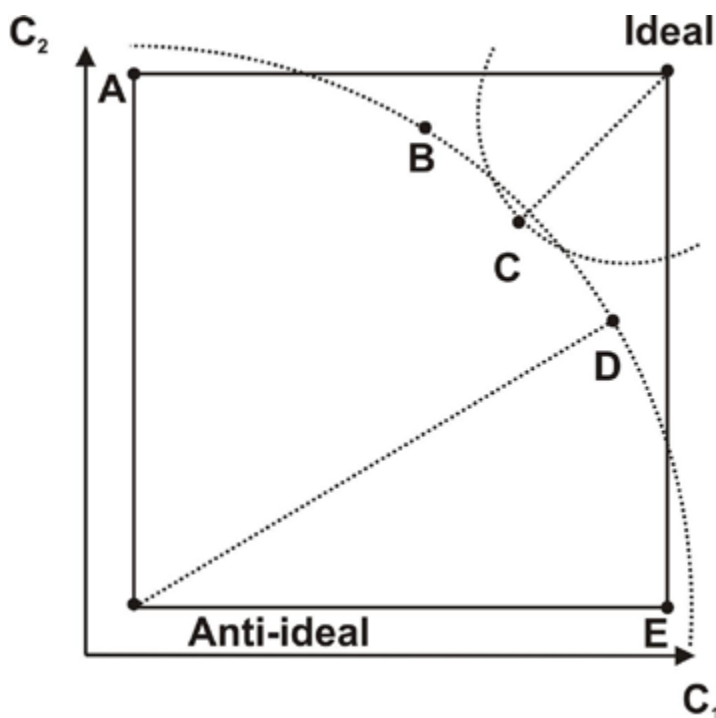


Figura 20. Ejemplo de dilema en Método TOPSIS. Se puede observar que la alternativa más alejada del anti-ideal no es la más cercana a la ideal.

Ecuación 8
$$d_p^m(A_i) = \left[\sum_j w_j^p |A_j^m - x_{ij}|^p \right]^{\frac{1}{p}}$$

Siendo $d_p^M(A_i)$ la distancia ponderada al ideal y al anti-ideal según la métrica p escogida.

A partir de estas últimas ecuaciones, podemos calcular:

Ecuación 9
$$D_p(A_i) = \frac{d_p^m(A_i)}{d_p^M(A_i) + d_p^m(A_i)}$$

Cuyo valor variará desde $D_p(A^m) = 0$ para la solución anti-ideal hasta $D_p(A^m) = 1$ para la solución ideal. Aquella alternativa que alcance mayor valor en este parámetro, será la que más convenga.

3.3 Sistemas de Información Geográfica (GIS por sus siglas en inglés)

Los Sistemas de Información Geográfica (GIS por sus siglas en inglés) son soportes informáticos cuyos objetivos principales son el análisis, la consulta, edición, almacenamiento y salida de datos especialmente referenciados para resolver problemas complejos de planificación y gestión (Lozano, 2012).

Estos sistemas se componen de 5 elementos fundamentales, tal y como muestra la Figura 21.



Figura 21. Componentes básicos de un GIS (ESRI, 2003), citado por (Lozano, 2012).

El software constituye el conjunto de programas, instrucciones y reglas informáticas que el hardware utilizará para desarrollar el trabajo.

El personal técnico es otro elemento fundamental para la utilización de este tipo de herramientas. Debe ser multidisciplinar y acorde con las exigencias que requiera el problema

a resolver. Se puede diferenciar entre dos tipos de personal: consultores que encauzan el sistema a su objetivo final y especialistas en informática.

Los procedimientos y métodos son el conjunto de transformaciones e interacciones que se darán a nuestros datos para generar nuevas capas de datos.

Por último, los datos son la información georreferenciada. Estos datos presentan dos tipos de variables diferentes: espacial y temática.

Las variables espaciales están constituidas por componentes espaciales, es decir, un punto o una serie de ellos formando líneas y polígonos. Cada uno de estos puntos contiene la información geográfica necesaria para conocer su ubicación exacta. Así es posible ubicar puntos como la cúspide de una montaña, líneas como una carretera, o polígonos como el área de una ciudad.

Por otro lado, las variables temáticas se refieren a los atributos que se atribuyen a las unidades espaciales, que pueden ser referidos a infinidad de tipos de atributos, como litología, usos, variables climáticas... Este tipo de información se almacena en forma de tablas, en las que cada fila o registro representa un objeto gráfico, y cada columna o campo contiene una determinada característica o atributo.

La información geográfica se puede representar con dos modelos distintos: ráster o vectorial.

El modelo ráster representa la información mediante un conjunto de píxeles individuales que contienen un determinado valor relacionado con la información temática de la capa.

Este tipo de modelo es el indicado para modelar fenómenos y variables continuas o datos discretos espaciales.

El modelo ráster es utilizado comúnmente para representar imágenes de satélite. Estas imágenes se pueden utilizar para, mediante la comparación de distintas bandas espectrales, obtener diferentes capas temáticas (temperatura, vegetación...).

El modelo vectorial concibe el espacio de un modo continuo, representando los objetos de una manera clara y determinada. En este modelo, la información se representa mediante puntos, líneas y polígonos. Cada uno de los puntos se representan mediante un par de coordenadas (x, y), y las líneas se forman por sucesiones de puntos. Los polígonos se forman del mismo modo que lo hacen las líneas, con la salvedad de que el punto inicial coincide con el punto final.

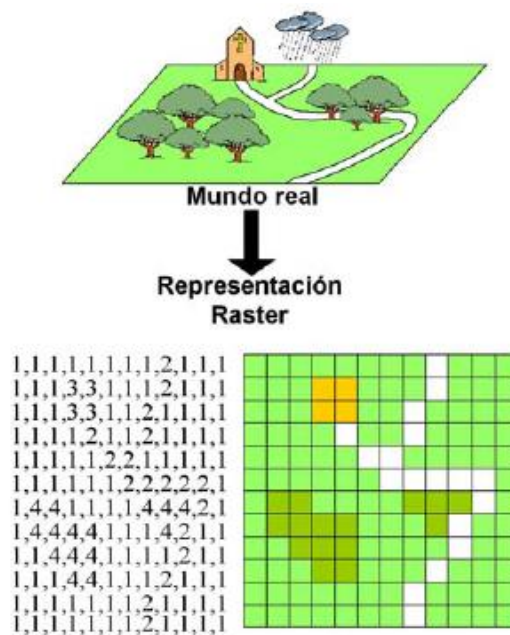


Figura 22. Ejemplo de representación ráster. (Palomar Vázquez, 2010).

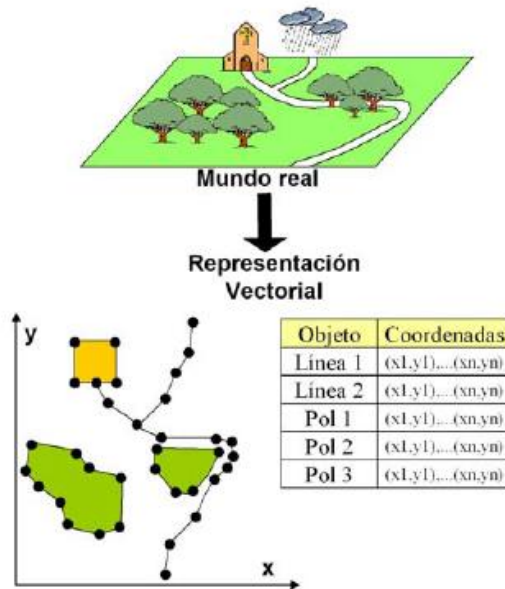


Figura 23. Ejemplo de representación vectorial. (Palomar Vázquez, 2010).

También es importante diferenciar entre estructuras cartográficas y topológicas. En las estructuras cartográficas sólo necesitamos la forma y posición del objeto, mientras que, en el caso de los topológicos, el interés recae en la relación entre los distintos elementos (unión, intersección, vecindad, pertenencia...).

Ambos modelos se utilizan en conjunto ya que tienen ventajas y desventajas que hacen que según la situación convenga usar uno u otro. Por ejemplo, en un mapa de batimetrías, el modelo ráster no da una resolución mucho mayor que el vectorial, sin embargo, en el caso de la delimitación de áreas, para por ejemplo establecer el uso de suelo, el modelo vectorial tiene gran cantidad de ventajas, como la posibilidad de corregir el área o su reducido peso.

3.3.1 Selección del software informático.

Para este trabajo fue necesaria la manipulación de la información geográfica con distintas capas de información. Es por ello que se ha elegido un software GIS (Geographical Information Software).

De entre las diferentes herramientas que se nos ofrecen, se ha seleccionado la herramienta de software libre QGIS. Esta herramienta nos ofrecía algunas ventajas que la hacían especialmente atractiva. Con el paso de los últimos años, el interés por el software QGIS se ha incrementado como se muestra en la Figura 24.

A continuación, explicamos las ventajas que nos hicieron este software especialmente atractivo para nuestro trabajo.

3.3.1.1 Software libre.

Es software libre, de modo que no nos vemos obligados a pagar caras licencias. Esto no solo supone una ventaja económica, sino que además nos da acceso a una amplia comunidad de desarrolladores que nos ofrecen gran cantidad de aplicaciones para todas las necesidades que puedan surgir.

3.3.1.2 Administrador de complementos.

QGIS ofrece más de 770 plugins que complementan este software (Morales, 2018). Este listado se encuentra en constante desarrollo por lo que se explicó en el apartado anterior.

Por si esto fuera poco, permite el desarrollo de nuevas herramientas si se conocen las bases del lenguaje Python. De modo que es bastante probable que, si no sabemos cómo hacer algo en QGIS, alguien haya desarrollado un plugin que hace la tarea que deseamos.

Un ejemplo utilizado durante este trabajo, fue la herramienta de interpolación que nos permitió desarrollar un mapa ráster a partir de los datos puntuales que nos ofreció Puertos del Estado (3.5.2.8 Energía del oleaje).

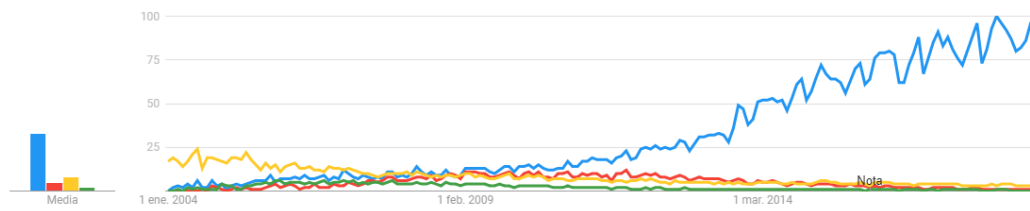


Figura 24. Grafica del interés comparativo de QGIS frente a otros softwares GIS. (Azul- QGIS, rojo-GVSI, amarillo-GRASS GIS y verde-udig.) Los números reflejan el interés de búsqueda en relación con el valor máximo de un gráfico en una región y un periodo determinados. Un valor de 100 indica la popularidad máxima de un término, mientras que 50 y 0 indican que un término es la mitad de popular en relación con el valor máximo o que no había suficientes datos del término, respectivamente. (Morales, 2018).

3.4 Descripción del estado de la mar y su energía

Para comprender bien esta fuente de energía y las condiciones que la envuelven, es necesaria una descripción del fenómeno. La descripción de física formal que viene a continuación fue tomada de la bibliografía (Pedlosky, 2003).

El oleaje en aguas profundas está compuesto de una serie de oscilaciones de la capa superficial. Para ser más precisos, consiste en una superposición lineal de un gran número de componentes simples. Estos componentes simples son trenes de ondas sinusoidales con un determinado periodo T , que se desplaza a su velocidad de fase:

El movimiento de las partículas dentro de la columna de agua consiste en un movimiento circular, cuyo radio cae exponencialmente con la profundidad como se muestra en la Figura 25, y describe la Ecuación 10.

$$\text{Ecuación 10} \quad a_d = a e^{-\frac{2\pi}{L}d}$$

La relación de dispersión es la función que relaciona la frecuencia angular y las componentes del vector de onda.

$$\text{Ecuación 11} \quad \omega^2 = gK \tanh(KD)$$

Donde $K(k, l, m)$ es el vector de onda y D la profundidad del fondo.

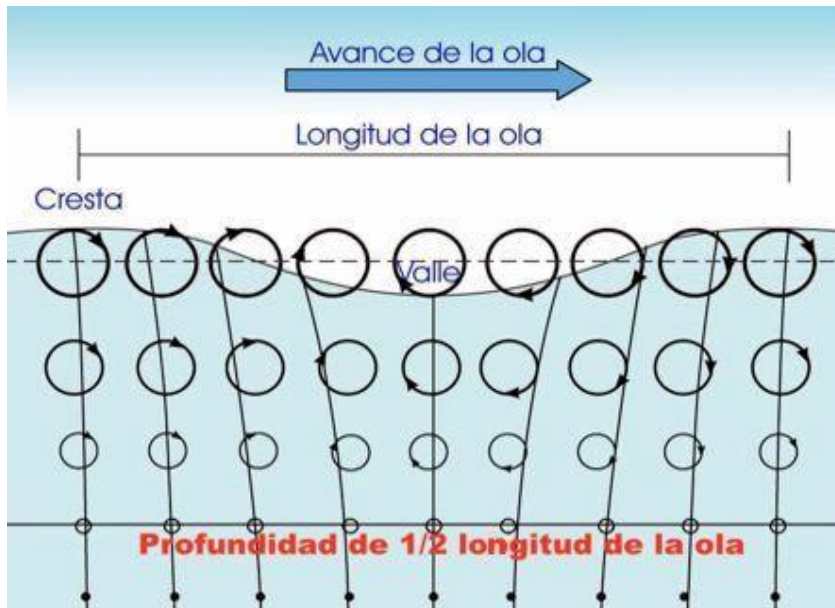


Figura 25. Órbitas descritas por el movimiento del agua en una ola (Tomada de fondear.org)

Ecuación 12 $E_m = E_C + E_P$

La energía contenida en este movimiento de agua es dependiente del movimiento vertical de la ola que acumula una determinada cantidad de energía potencial que se va a convertir en energía cinética, manteniendo así un equilibrio entre ambas. La Ecuación 12 nos muestra la relación de estas dos energías, donde E_m es la energía mecánica de la ola, E_C la energía cinética y E_P la potencial.

A continuación, desarrollamos cada una de estas energías para relacionarlas con parámetros medibles y de los cuales tengamos registros climáticos. Sabemos que las energías potencial y cinética son respectivamente $\rho g z$ y $\rho |u|^2$.

La energía potencial es la parte de la energía mecánica que se asocia a la localización de un objeto dentro de un campo de fuerzas. En el caso que nos ocupa, el campo será el gravitatorio. En la Ecuación 14 podemos ver la expresión para esta energía adaptada al oleaje en η (altura de la superficie libre) y D (profundidad del fondo).

Donde k y l son las componentes para x e y del número de onda $2\pi/\lambda$ y ω la frecuencia angular $2\pi/T$.

$$\text{Ecuación 13} \quad \eta = \eta_0 \cos(kx + ly - \omega t)$$

$$\text{Ecuación 14} \quad E_p = \int_{-D}^{\eta} \rho g z dz = \frac{1}{2} \rho g (\eta^2 - D^2) = \frac{1}{2} \rho g \eta^2 = \frac{1}{2} \rho g \eta_0^2 \cos^2(kx - \omega t)$$

En esta expresión se elimina la constante D por carecer de trascendencia. Ahora, dado que esta variable depende del tiempo, se va a promediar para un periodo T cualquiera. Para ello, aplicamos el teorema del valor medio del Anexo I, [1].

$$\text{Ecuación 15} \quad \langle E_p \rangle_T = \frac{\int_0^T E_p dt}{\int_0^T dt} = \frac{\rho g \eta^2}{2T} \int_0^T \cos^2(kx - \omega t) dt = \frac{\rho g \eta^2}{4}$$

De modo que llegamos a la Ecuación 15. Esto quiere decir que en cada periodo T , obtenemos una energía proporcional al cuadrado de la altura de ola.

Ahora vamos a calcular la cantidad de energía cinética que posee la ola. Para ello vamos a necesitar algunas expresiones que afectan a las velocidades horizontales (\vec{u}) y verticales (\vec{w}). En la demostración se omite la velocidad horizontal (\vec{v}) debido a que su desarrollo sería similar al de \vec{u} , y basta con una de ellas para la comprensión del problema. Al integrar la expresión de la energía cinética respecto a la profundidad, podemos obtener la energía de toda la ola, como se demuestra en la Ecuación 17, aplicando las relaciones [2] y [3] del Anexo I.

$$u = \frac{\eta_0 \omega k}{K} \frac{\cosh[K(z+D)]}{\sinh(KD)} \cdot \cos(kx + ly - \omega t)$$

$$\text{Ecuación 16[a, b, c]} \quad v = \frac{\eta_0 \omega l}{K} \frac{\cosh[K(z+D)]}{\sinh(KD)} \cdot \cos(kx + ly - \omega t)$$

$$w = \eta_0 \omega \frac{\sinh[K(z+D)]}{\sinh(KD)} \cdot \sin(kx + ly - \omega t)$$

Ecuación 17

$$\begin{aligned}
 E_C &= \frac{1}{2} \int_{-D}^{\eta} \rho |u|^2 dz = \frac{1}{2} \int_{-D}^0 \rho (u^2 + w^2) dz = \\
 &\frac{1}{2} \rho \eta_0^2 \omega^2 \int_{-D}^0 \left[\cos^2(kx - \omega t) \frac{\cosh^2[K(z + D)]}{\sinh^2(KD)} + \sin^2(kx - \omega t) \frac{\sinh[K(z + D)]}{\sinh^2(KD)} \right] dz = \\
 &\frac{\rho \eta_0^2 \omega^2}{2 \sinh(KD)} \left\{ \cos^2(kx - \omega t) \left[\frac{\sinh(2KD)}{4K} + \frac{z}{2} \right] + \sin^2(kx - \omega t) \left[\frac{\sinh(2KD)}{4K} - \frac{z}{2} \right] \right\}_{-D}^0 = \\
 &\frac{\rho \eta_0^2 \omega^2}{4 \sinh(KD)} \left\{ \cos^2(kx - \omega t) \left[\frac{\sinh(2KD)}{2K} + D \right] + \sin^2(kx - \omega t) \left[\frac{\sinh(2KD)}{2K} - D \right] \right\} = \\
 &= \frac{\rho \eta_0^2 \omega^2}{4 \sinh(KD)} \left\{ \cos^2(kx - \omega t) \frac{\sinh(2KD)}{2K} + D \cos^2(kx - \omega t) \right. \\
 &\quad \left. + \sin^2(kx - \omega t) \frac{\sinh(2KD)}{2K} - D \cos^2(kx - \omega t) \right\}
 \end{aligned}$$

Si ahora sacamos factor común $\frac{\sinh(2KD)}{2K}$ y D, obtenemos:

$$\begin{aligned}
 E_C &= \frac{\rho \eta_0^2 \omega^2}{4 \sinh(KD)} \left\langle \frac{\sinh(2KD)}{2K} (\cos^2(kx - \omega t) + \sin^2(kx - \omega t)) + D(\cos^2(kx - \omega t) \right. \\
 &\quad \left. - \sin^2(kx - \omega t)) \right\rangle
 \end{aligned}$$

y simplificando $\cos^2(kx - \omega t) + \sin^2(kx - \omega t) = 1$, obtenemos:

$$E_C = \frac{\rho \eta_0^2 \omega^2}{4 \sinh(KD)} \left\langle \frac{\sinh(2KD)}{2K} + D[\cos^2(kx - \omega t) - \sin^2(kx - \omega t)] \right\rangle$$

Atendiendo al Anexo 1. Referencias matemáticas, [2] y [3]:

$$E_C = \frac{\rho \eta_0^2 \omega^2}{4 \sinh(KD)} \frac{\sinh(2KD)}{2K} + \frac{\rho \eta_0^2 \omega^2 D}{4 \sinh(KD)} [\cos^2(kx - \omega t) - \sin^2(kx - \omega t)] =$$

$$= \frac{\rho\eta_0^2\omega^2\sinh(2KD)}{8K\sinh(KD)} + \frac{\rho\eta_0^2\omega^2D}{4\sinh(KD)} [\cos^2(kx - \omega t) - \sin^2(kx - \omega t)]$$

De nuevo, para calcular la energía promedio durante un periodo, y mediante la relación de dispersión (Ecuación 11) y las relaciones [4] y [5] del Anexo 1, se obtiene que:

Ecuación 18

$$\begin{aligned} \langle E_C \rangle_T &= \frac{\int_0^T E_C dt}{\int_0^T dt} \\ &= \frac{1}{T} \int_0^T \frac{\rho\eta_0^2\omega^2\sinh(2KD)}{8K\sinh(KD)} \\ &\quad + \frac{\rho\eta_0^2\omega^2D}{4\sinh(KD)} [\cos^2(kx - \omega t) - \sin^2(kx - \omega t)] dt \end{aligned}$$

Aplicando el Anexo 1. Referencias matemáticas, [4]:

$$\langle E_C \rangle_T = \frac{\rho\eta_0^2\omega^2\sinh(2KD)}{8K\sinh^2(KD)} + \frac{1}{T} \frac{\rho\eta_0^2\omega^2D}{4\sinh(KD)} \left[\frac{T}{2} - \frac{T}{2} \right] = \frac{\rho\eta_0^2\omega^2\sinh(2KD)}{8K\sinh^2(KD)}$$

Ahora aplicamos el Anexo 1. Referencias matemáticas [5] y la Relación de Dispersión (Ecuación 11).

$$\text{Ecuación 19} \quad \langle E_C \rangle_T = \frac{2\rho\eta_0^2gK \cdot \tanh(KD) \cosh(KD) \sinh(KD)}{8K\sinh^2(KD)} = \frac{\rho g \eta_0^2}{4}$$

Así, volviendo a la Ecuación 12 tenemos la Ecuación 20.

$$\text{Ecuación 20} \quad \langle E_m \rangle_T = \langle E_C \rangle_T + \langle E_P \rangle_T = \frac{\rho g \eta_0^2}{4} + \frac{\rho g \eta_0^2}{4} = \frac{\rho g \eta_0^2}{2}$$

Con lo que se puede calcular la energía contenida en una ola para cada periodo T de tiempo.

$$\text{Como} \quad \eta_0 = \frac{H_0}{2},$$

$$\text{Y} \quad H_s = \sqrt{2}H_0 \quad \rightarrow \quad H_0 = \frac{H_s}{\sqrt{2}}$$

$$\text{Ecuación 21} \quad \langle E_m \rangle_T = \frac{\rho g H_0^2}{8} = \frac{\rho g H_s^2}{16}$$

La potencia del oleaje se define como el producto entre la energía mecánica de las olas y su celeridad de grupo, que en aguas profundas será:

$$\text{Ecuación 22} \quad C_g = C \cdot \frac{1}{2} \left(1 + \frac{2kD}{\sinh(2kD)} \right)$$

Siendo k el número de onda y D la profundidad del fondo. Este término es particularmente conflictivo ya que el número de onda no se puede conseguir con facilidad para modelos de oleaje en tiempos largos, pero si sabemos que se anulará todo el término $\frac{2KD}{\sinh(2KD)}$ a grandes profundidades ya que el seno hiperbólico tiende al infinito rápidamente. Así, a profundidades mayores a $\lambda/2$, siendo λ la longitud de onda, este término se anulará. En la práctica, cuando mapeemos la potencia teórica del oleaje, tendremos que asumir que el modelo falla en las áreas cercanas a la costa.

$$\text{Ecuación 23} \quad C = \frac{g}{\omega} = \frac{gT}{2\pi}$$

$$\text{Ecuación 24} \quad P_{oleaje} = \langle E_m \rangle_T \cdot C_g$$

En combinación, se obtiene que la potencia del oleaje para aguas profundas es:

$$\text{Ecuación 25} \quad P_{oleaje} = \frac{1}{2} \frac{gT}{2\pi} \frac{\rho g H_s^2}{16} \left(1 + \frac{2KD}{\sinh(2KD)} \right)$$

$$P_{oleaje} = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_s^2 T \left(1 + \frac{2KD}{\sinh(2KD)} \right)$$

En esta última ecuación, si nos movemos a aguas profundas, podemos ignorar el segundo término, quedando como se ve Ecuación 26.

$$\text{Ecuación 26} \quad P_{oleaje} = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_s^2 T$$

Esta última será la ecuación que utilizaremos para determinar la energía total que contiene el oleaje. Esto supone un problema, ya que cometeremos errores en aguas intermedias y someras, pero este cálculo es auxiliar y se simplifica mucho al hacerlo así.

3.5 Capas temáticas

3.5.1 Procedencia

Las diferentes capas temáticas empleadas durante este trabajo fueron tomadas de varias bases de datos consideradas fiables. La primera de estas fuentes fue el Instituto Geográfico Nacional (IGN), del que se obtuvieron las provincias que conforman nuestra costa, los puertos, y la Red Natura 2000. De la base de datos EMODnet se obtuvieron los datos batimetría. De Red Eléctrica de España se obtuvieron las diferentes subestaciones de la zona y a partir de los datos de Puertos del Estado se han desarrollado las capas de potencia del oleaje. Los límites administrativos se obtuvieron en marineregions.org, y los dispositivos de separación del tráfico marítimo de la web localizatodo.com.

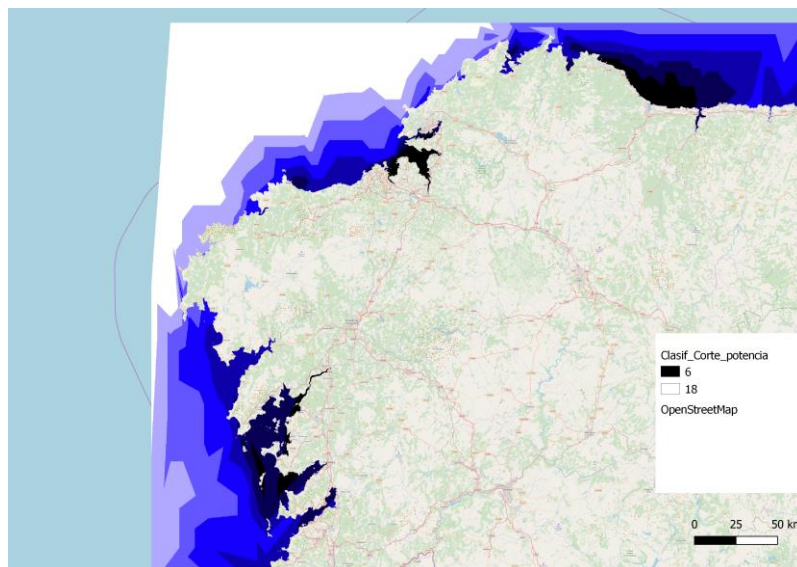


Figura 26. Energía del oleaje que llega a la costa estimada mediante la Ecuación 26 en GWh/año. Elaboración propia.

Tabla 15. Procedencia de las distintas capas temáticas incluidas en el sistema GIS.

Capa temática	Procedencia
Batimetría	EMODNET
Red Natura	IGN
Puertos	IGN
Provincias	IGN
Clima oleaje	puertos.es
Zonas MDE	AIP
Límites administrativos	marineregions.org
Subestaciones	ree.es
Separación de tráfico	localizatodo.com

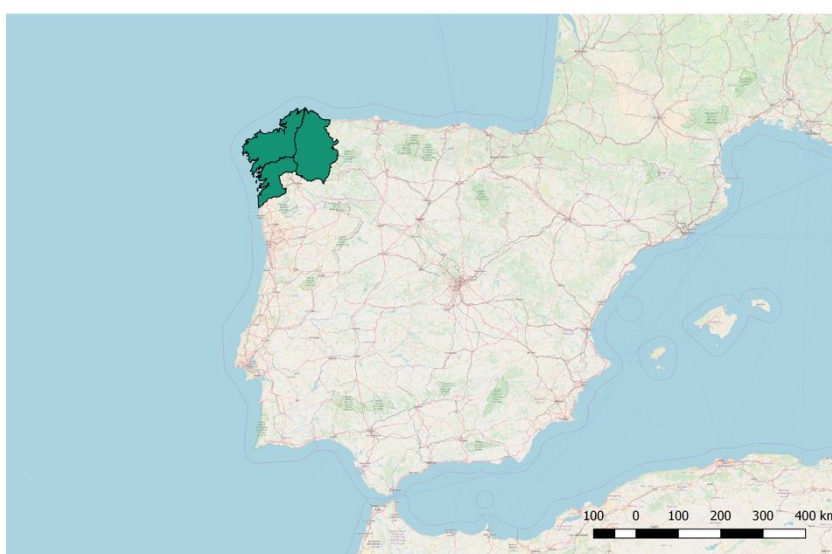


Figura 27. Provincias gallegas con costa y su situación geográfica.

3.5.2 Capas temáticas seleccionadas

El presente trabajo conlleva la evaluación de diferentes características del terreno para la selección de áreas, así como la exclusión de ciertas áreas por diferentes motivos. Para seleccionar las áreas excluidas, en primer lugar, aplicaremos la selección de Nobre 2008. Así, comenzaremos presentando las capas temáticas de la Tabla 15.

3.5.2.1 Capa de batimetría.

La batimetría es de vital importancia ya que afecta a la instalación de los distintos dispositivos. Cada uno de los dispositivos tiene diferentes requerimientos batimétricos, como

se especificaron en el estado del arte. De este modo, se hace necesario una capa ráster de batimetría que nos permita obtener a partir de ella capas de diferentes intervalos de batimetrías.

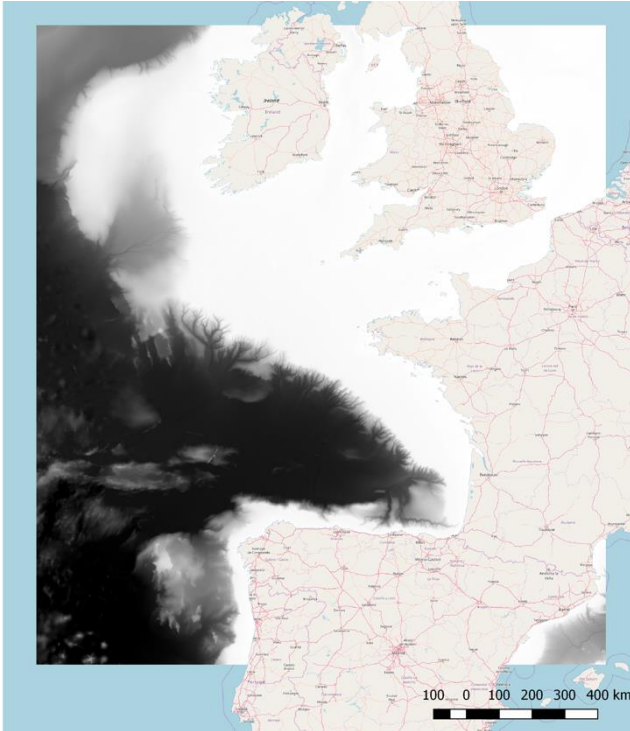


Figura 28. Capa de batimetría (EMODnet, 2017)

Esta capa se ha tomado de EMODnet y abarca todo el Mar Cantábrico, la parte más oriental del Atlántico Norte, Mar Céltico, Mar de Irlanda, la parte más occidental del Mar del Norte y Canal de la Mancha. De esta inmensa capa ráster, sólo se tomará la porción correspondiente a la costa de Galicia.

3.5.2.1 Capa de espacios protegidos de la Red Natura.

Esta capa fue tomada del Instituto Geográfico Nacional. Abarca todo el territorio nacional, de modo que tuvo que ser recortada a la zona de trabajo. Abarca gran parte de la costa gallega, por lo que influye directamente en nuestros resultados.

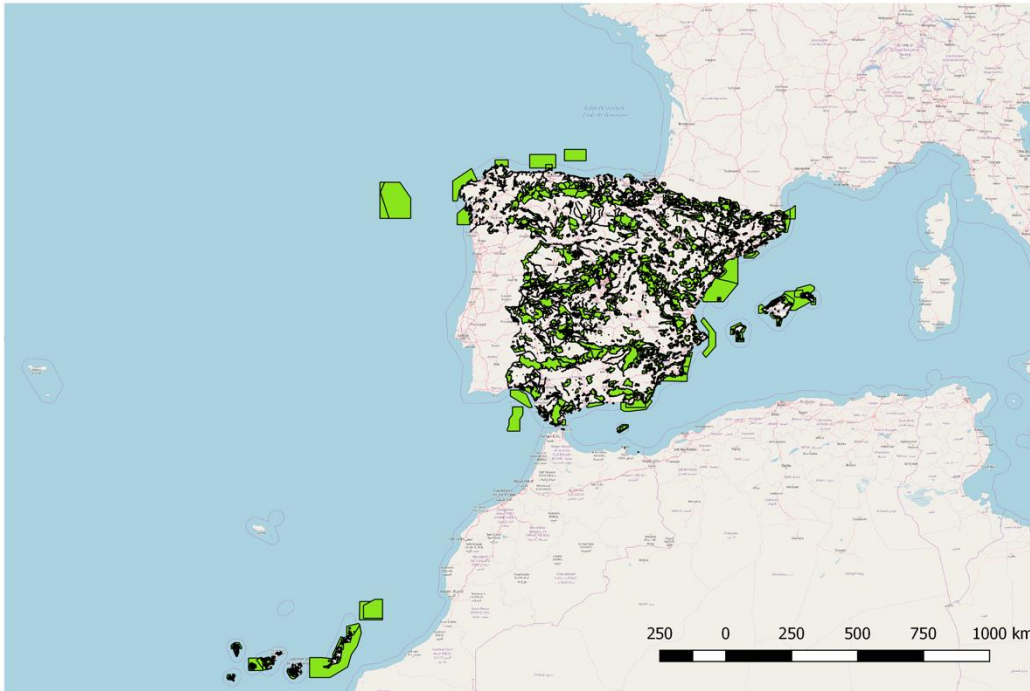


Figura 29. Áreas pertenecientes a la Red Natura (Tomadas de MAPAMA)

3.5.2.3 Puertos de Interés General

Los Puertos de Interés General serán de importancia vital a la hora de mover buques para la instalación y operación de la maquinaria undimotriz. Galicia cuenta con seis Puertos de Interés General: San Ciprian, Ferrol, A Coruña, Vilagarcía de Arousa, Marín y Vigo.

3.5.2.4 Límites administrativos del Dominio Público Marítimo Terrestre (DPMT)

El régimen legal al que estarán sometidas las distintas áreas del océano depende de estas zonas. En última instancia, pertenecen al DPMT las aguas interiores, el Mar Territorial y los recursos de la Zona Económica Exclusiva.

3.5.2.5 Espacios restringidos por el Ministerio de Defensa.

Existen espacios que no pueden ser utilizados por incompatibilidad con los usos del Ministerio de Defensa. Estas son las áreas utilizadas para prácticas de tiro antiaéreo y de superficie LED80, LED81 Y LED82, situadas en las costas de A Coruña, Ferrol y Pontevedra (ENR 5.1, 2015).

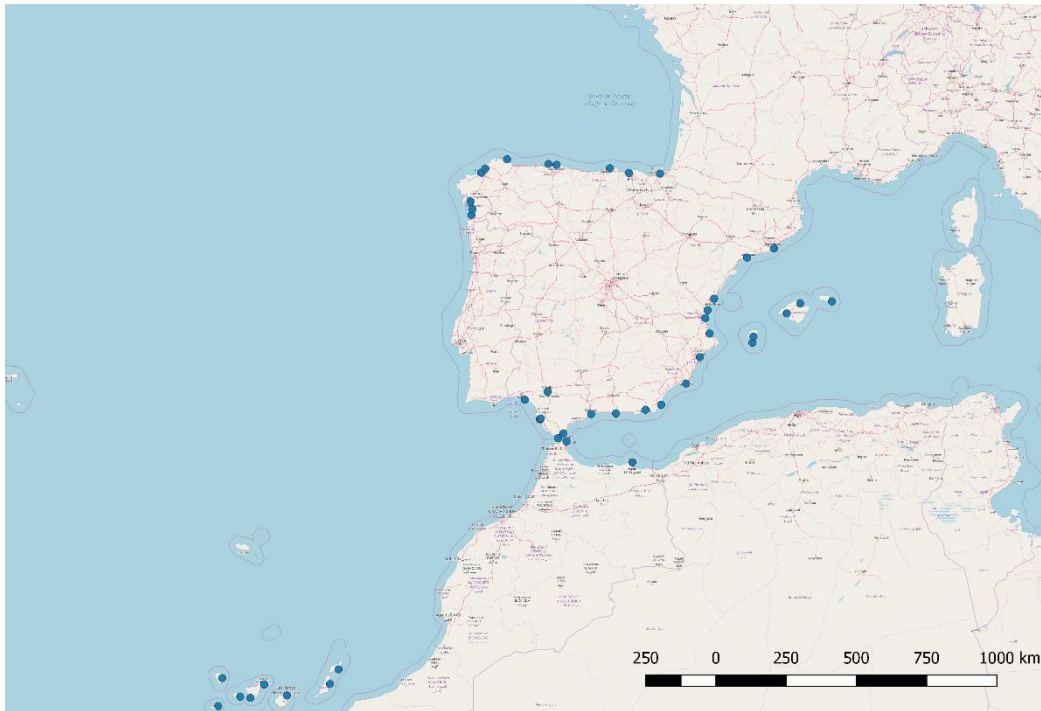


Figura 30. Puertos de interés general de España (Capa tomada del IGN)

3.5.2.6 Dispositivo de separación del tráfico

Los buques circulan libremente por el océano, sin embargo, existen ciertas rutas especialmente transitadas. En puntos conflictivos de estas rutas se establecieron Dispositivos de Separación del Tráfico Marítimo. Estas zonas, en atención al Artículo 32 del REAL DECRETO 1028/2007, de 20 de julio no pueden ser invadidas por instalación alguna.

En las costas gallegas encontramos uno de estos separadores y ha de ser tenido en cuenta. Para referenciarla, se ha utilizado la web libre localizotodo.com (Figura 33).

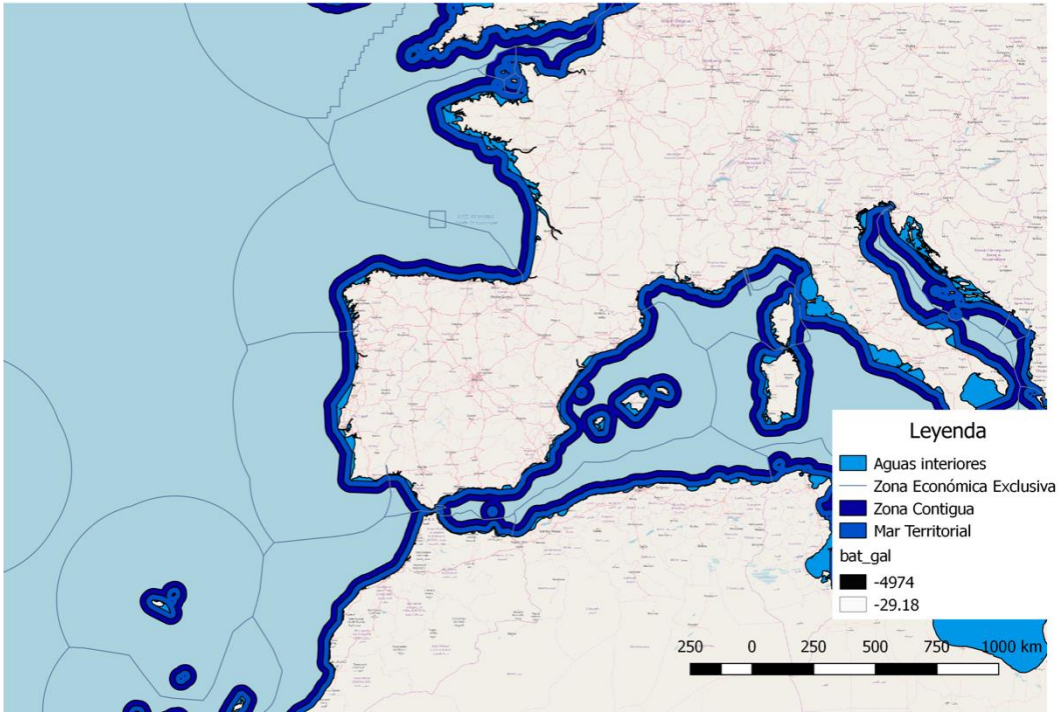


Figura 31. Límites administrativos del DPMT.

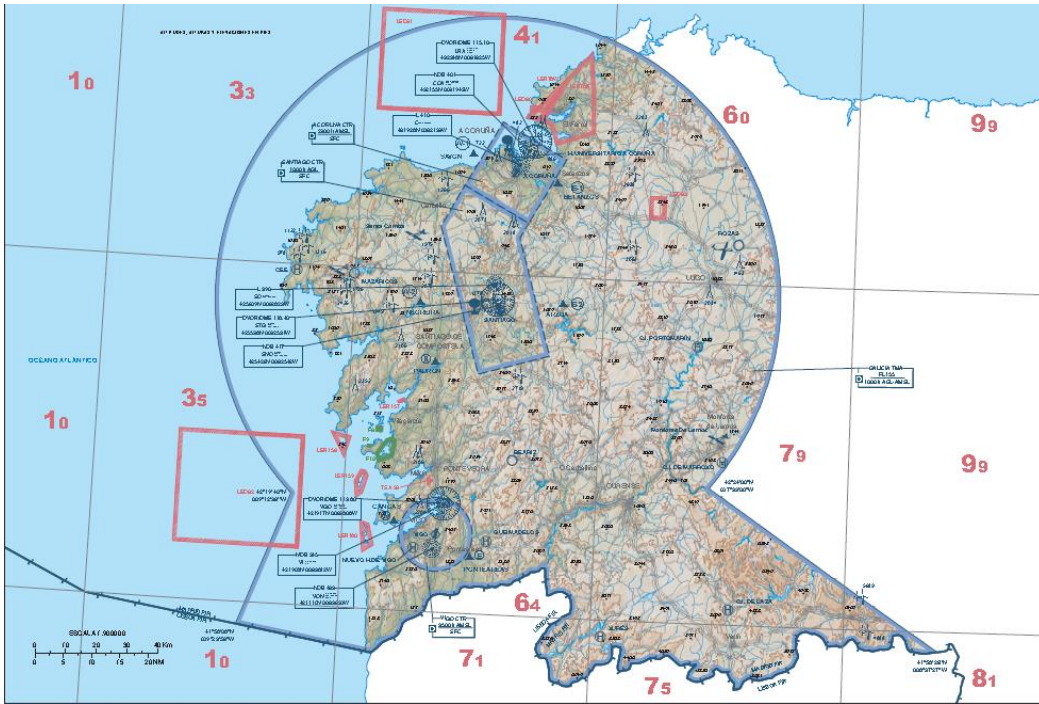


Figura 32. Documento ENR_6_7 general de AIP. Las áreas en rojo son zonas pertenecientes al MDE.

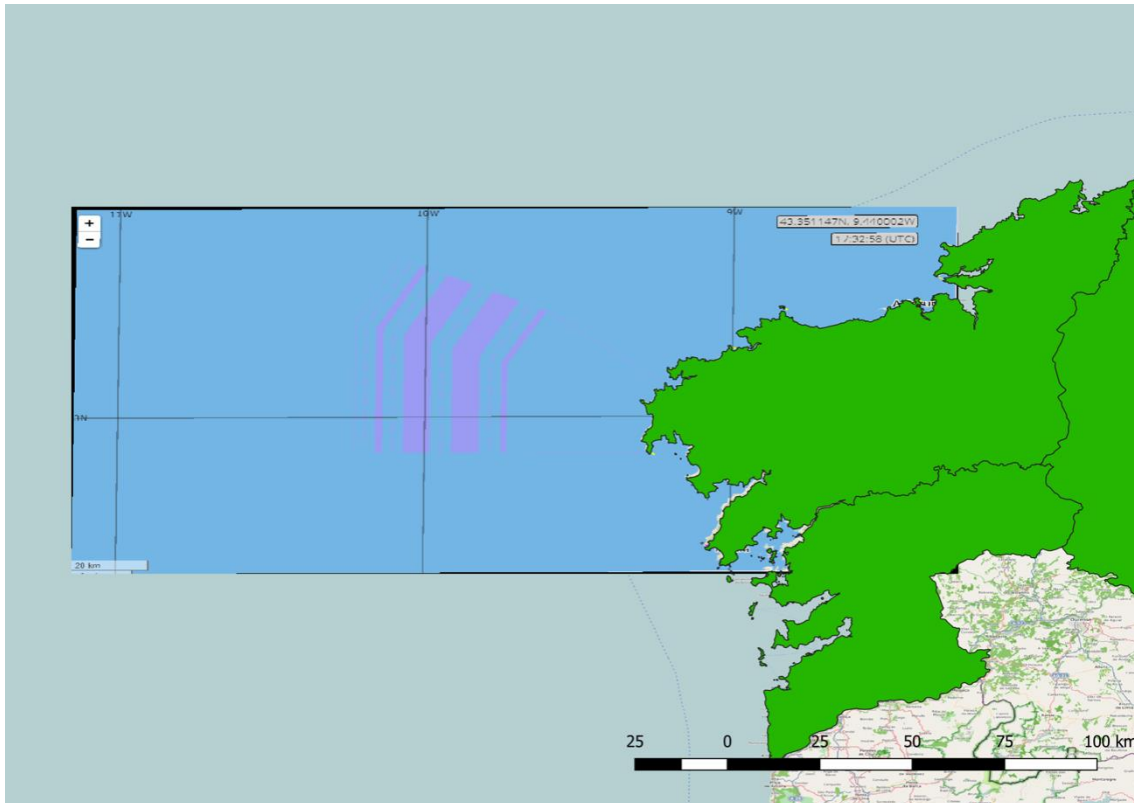


Figura 33. Posición del separador de tráfico marítimo de las costas gallegas. (localizado, s.f.)

Con las capas que hemos conseguido se generó una capa de áreas prohibidas (Figura 34). A pesar de que las áreas marítimas protegidas no suponen una prohibición como tal, las trataremos como si lo fuesen dado que la legislación será más restrictiva que en el resto de áreas. En cuanto a la restricción de las entradas a puertos, se ha restringido un área de 4km alrededor de los puertos, y se ha desestimado la necesidad de tener en cuenta la entrada de las rías por encontrarse protegidas por otras capas.

3.5.2.7 Subestaciones

Las subestaciones válidas para este tipo de proyectos dependerán de la potencia del proyecto a realizar. Sin embargo, este trabajo no aborda el diseño de un parque de energía undimotriz, sino la determinación de áreas interesantes. Es por esto que la potencia se decidió en función de otros proyectos similares a lo largo del mundo.

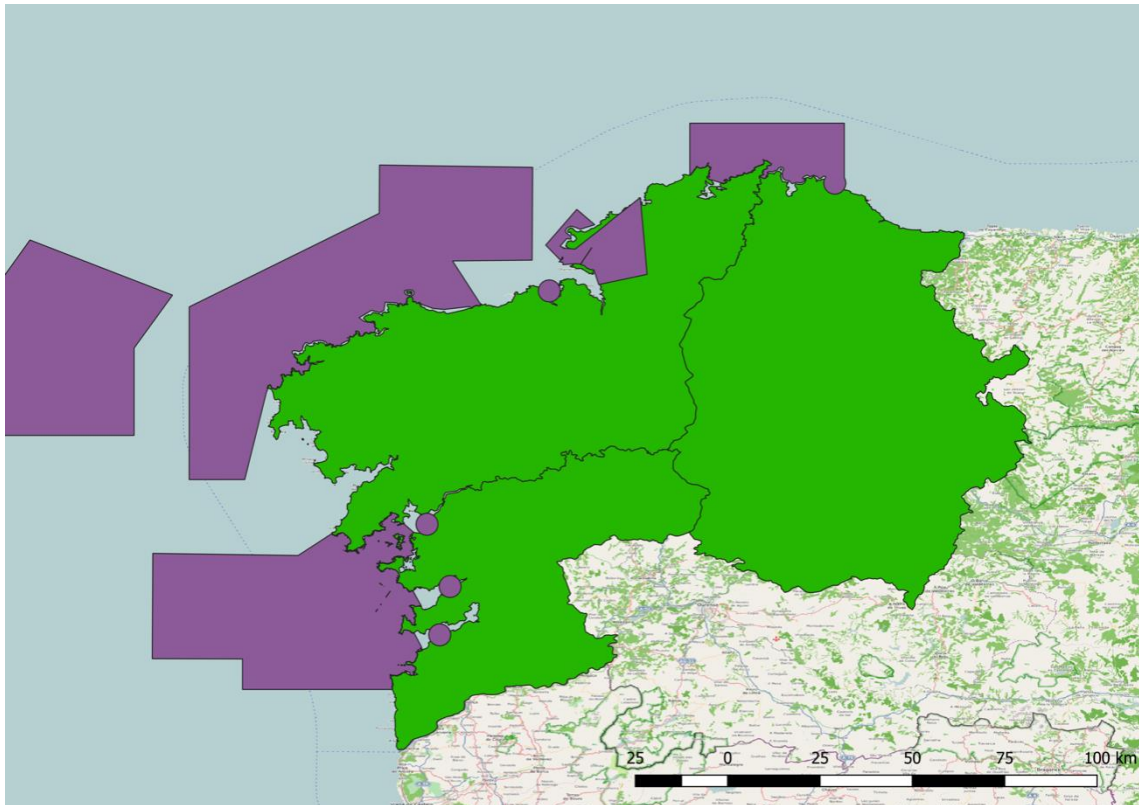


Figura 34. Combinación de áreas prohibidas: áreas del Ministerio de Defensa, puertos de interés general, zonas OSPAR y el Dispositivo de Separación del Tráfico Marítimo. Elaboración propia.

- En 2007 se anunció en Escocia la financiación de un proyecto de parque undimotriz pelamis de 3MW.
- En 2017 se anunció la creación de un parque undimotriz en CromartyFirth, Escocia que generase 100GWh a lo largo de 2 años. Por lo tanto, este proyecto aspira a generar de media $50.000\text{MWh/año} / (365 \text{ días/año} \cdot 24\text{h/día}) = 5.7\text{MW}$ de media (lexology, 2018).
- Wave hub, un proyecto inglés para generar entre 16 y 20MW fue creado en 2010 (green age, 2018).
- Oregón Wave Energy Trust se puso en 2007 la meta de producir 2 MW de potencias de las olas para 2010, y 500MW para 2025 (Oregon wave energy trust, 2009).
- En agosto de 2010 se firmaron acuerdos para instalar 10 Energy Buoys (1.5MW en total) conectados a red en Reedsport, Oregón (oregon solutions, 2018).

- En Mutriku, País Vasco, se instaló un dique rompeolas con un aparato OWC de 0.3MW en 2011 (Ente Vasco de la Energía, 2018).
- En Aguçadoura, Portugal, se instaló en 2008 un parque consistente en 3 Pelamis (2.25MW total) (power-technology, 2018).

Teniendo en cuenta estos ejemplos, podemos asumir que los tamaños típicos de las instalaciones undimotrices oscilan entre los 0.3 y los 20 MW, aunque existen proyectos de hasta cientos de MW.

El orden de magnitud de este trabajo, por tanto, está por debajo de los 100MW, de modo que la empresa responsable de la subestación necesaria será la empresa distribuidora, en este caso, Naturgy, la antigua Gas Natural Fenosa.

Tabla 16. Condiciones de conexión a red eléctrica de la distribuidora Naturgy.

Nivel de tensión (kV)	Potencia solicitada mínima para conexión en subestación existente (MW)	Potencia solicitada mínima mediante apertura de línea existente (MW)
132	12	20
66	6	10
45	3	7

Las condiciones de conexión a red de Naturgy (Naturgy, 2018), respecto a la potencia se pueden ver en la

Tabla 16. Si atendemos a las potencias típicas, una elección bastante probable sería tener entre 3 y 10 MW. Sin embargo, en la zona de Galicia no tenemos redes de 45 KV, de modo que haremos los cálculos para la red de 66KV, tomándolas del mapa de REE. Estas subestaciones se pueden ver en la Figura 35.

3.5.2.8 Energía del oleaje

Para desarrollar esta capa se han utilizado los datos entre 1988 y 2017 de los Puntos SIMAR de Puertos del Estado. Los puntos dan un dato de diferentes variables entre las que se

encuentran la frecuencia pico (T_p) y la altura significativa de ola (H_s) cada hora. Para la zona de Galicia, tenemos 179 Puntos SIMAR (Figura 36).

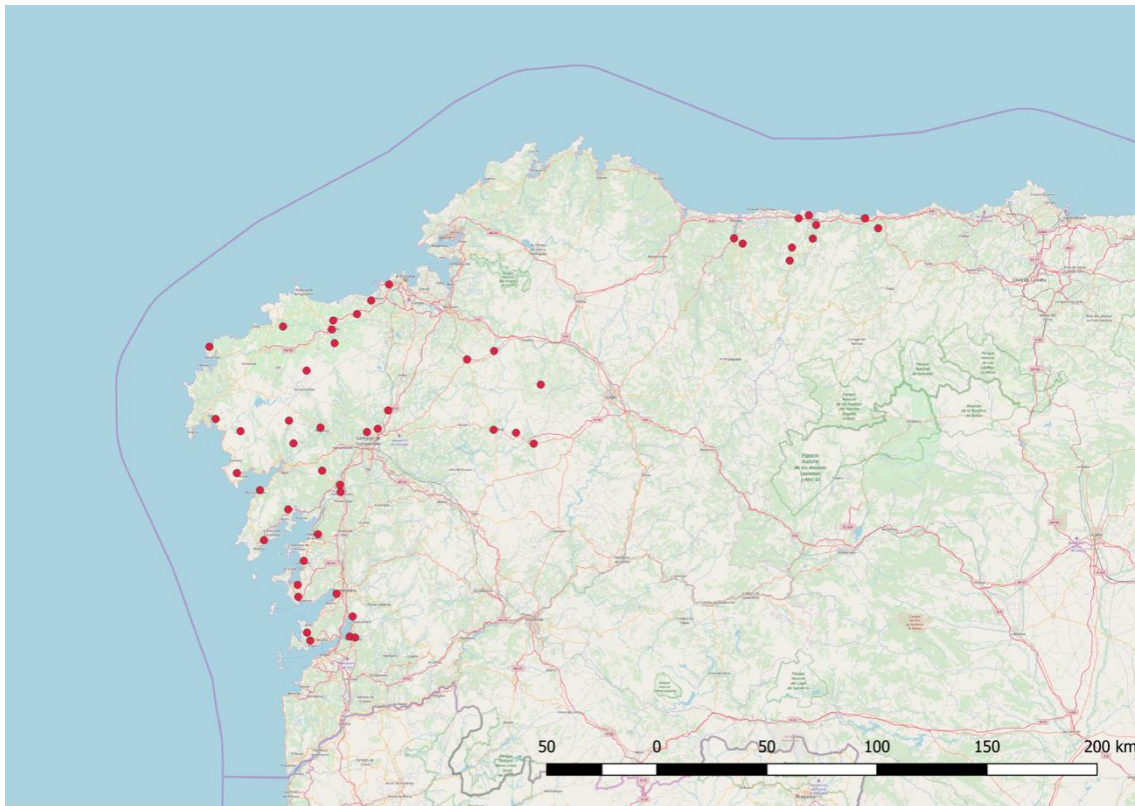


Figura 35. Subestaciones entre 60 y 110 KV. Elaboración propia a partir del mapa REE 2018.

Para tratar esta inmensa cantidad de datos (alrededor de medio millón de datos entre altura de ola y frecuencia por cada punto) se ha decidido usar Matlab para crear una Tabla de Contingencia cada 0.5m de altura de ola y cada 0.5s de periodo. Esta tabla muestra la probabilidad de cada estado de la mar, calculado mediante la Ecuación 27.

$$\text{Ecuación 27} \quad P(T_p, H_s) = \frac{N_{\text{casos favorables}}}{N_{\text{casos totales}}}$$

Donde $P(T_p, H_s)$ es la probabilidad de cada estado de la mar, $N_{\text{casos favorables}}$ es el número de horas que se da cada estado de la mar y $N_{\text{casos totales}}$ el número de horas que entran en nuestro estudio. Puertos del Estado advierte que los modelos utilizados para generar esta información tienden a subestimar los picos, y que una vez seleccionada un área, se deberán comparar los datos con datos instrumentales de la zona.

Las matrices resultantes se multiplican término a término, y no de manera natural, con las matrices de potencia (Ecuación 28), y se les aplican los cambios de unidades pertinentes. El promedio de las sumas de todos los datos de la tabla resultante será la energía que esperamos obtener para cada punto en un año corriente. El código que se ha utilizado para obtener estos puntos se encuentra en el Anexo 4.

Ecuación 28
$$E_{punto} = \sum_0^{H_{max}} \sum_0^{T_{pico}} p_{ij} \cdot P_{ij}$$

Donde p_{ij} es la matriz de potencia de cada una de las tecnologías y P_{ij} es la matriz climática de probabilidad obtenida de los datos SIMAR.

Después se utilizó el complemento de interpolación de QGIS 2.18.17 para generar un ráster y se clasificaron todas las energías en diez clases de 0 a máxima energía o factor de potencia en Matlab usando el código del Anexo 5.

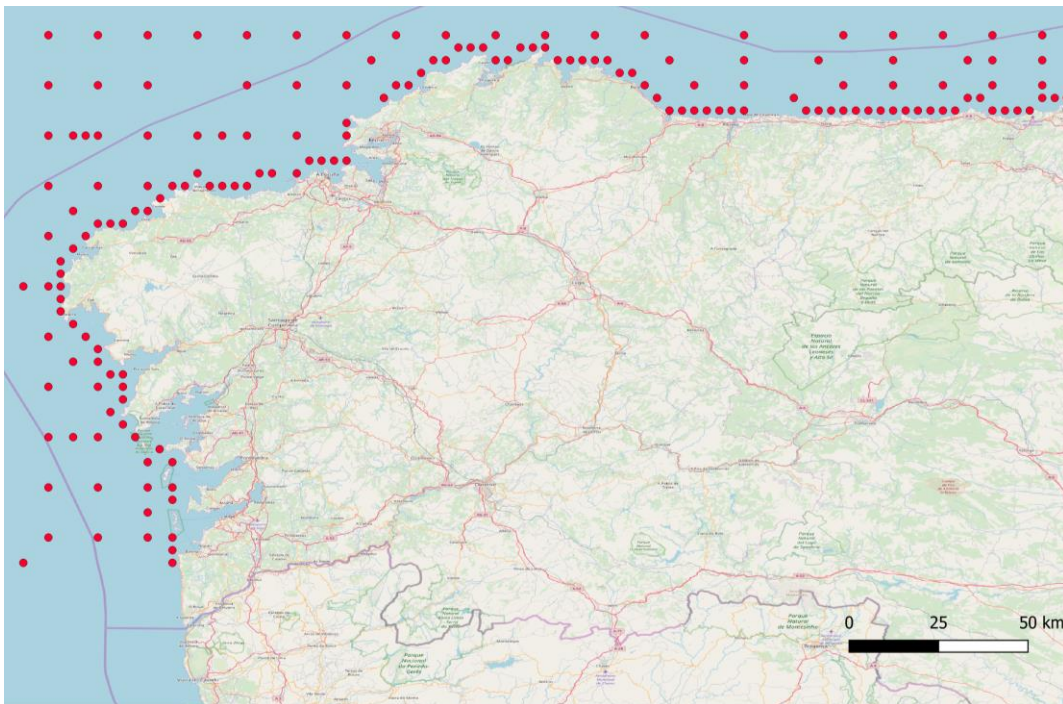


Figura 36. Puntos SIMAR obtenidos de los datos del Ministerio de Fomento, Puertos del Estado.

3.5.3 Legislación

La legislación española respecto a proyectos de energía en los mares y océanos se basa en tres principales instrumentos legales.

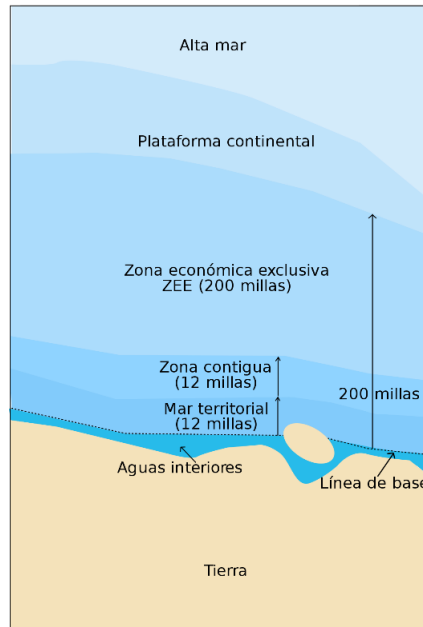


Figura 37. Zonación de las aguas costeras. (wikipedia, 2018)

El primero es la Ley de Costas de 1988, que se ocupa de legislar la ocupación y aprovechamiento del Dominio Público Marítimo Terrestre (DPMT), al cual pertenece el mar territorial (Figura 37). Las competencias de gestión recaen en la Dirección General de Costas, que forma parte del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (Graves & Iglesias, 2018) (ahora Ministerio para la Transición Ecológica).

La segunda ley que nos interesa es la Ley de Impacto Ambiental, Real Decreto 1/2008 del 11 de enero. Según su última actualización en la Ley 21/2013 se estipula que todos los proyectos que busquen generar energía en el medio marino deben presentar una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

Por último, el Real Decreto 1028/2007, del 20 de julio regula la generación eléctrica en el Mar Territorial.

A continuación, se procede a revisar los puntos más significativos de estas leyes en el caso que nos ocupa.

3.5.3.1 Ley de Costas de 1988

Según el Artículo 3, se considera DPMT:

- 1) La ribera del mar y de las rías.
- 2) El mar territorial y las aguas interiores con su lecho y subsuelo, definidos y regulados por su legislación específica.
- 3) Los recursos naturales de la zona económica y la plataforma continental, definidos y regulados por su legislación específica.

Según el Artículo 9:

No podrán existir terrenos de propiedad distinta de la demanial del Estado en ninguna de las pertenencias del dominio público marítimo-terrestre.

Así que el terreno nunca podrá ser adquirido en propiedad, sino concedido por la Dirección General de Costas por un tiempo definido y prorrogable.

Según el Artículo 26:

Si la actividad solicitada estuviese vinculada directamente a la utilización del dominio público marítimo-terrestre será necesario, en su caso, disponer previamente del correspondiente título administrativo otorgado conforme a esta Ley.

Según el Artículo 36:

En los supuestos de usos que puedan producir daños y perjuicios sobre el dominio público o privado, la Administración del Estado estará facultada para exigir al solicitante la presentación de cuantos estudios y garantías económicas se determinen reglamentariamente para la prevención de aquéllos, la reposición de los bienes afectados y las indemnizaciones correspondientes.

Este punto nos une con el segundo instrumento a revisar: el Real Decreto 1/2008 del 11 de enero.

Según el artículo 51.

Estarán sujetas a previa autorización administrativa las actividades en las que, aun sin requerir obras o instalaciones de ningún tipo, concurren circunstancias especiales de intensidad, peligrosidad o rentabilidad, y asimismo la ocupación del dominio público marítimo-terrestre con instalaciones desmontables o con bienes muebles.

Esto podría afectar a gran variedad de tecnologías como Pelamis u Oceanec.

Por último, en ocasiones, los parques de energías marinas se usan en combinación con otras tecnologías como la eólica o la solar, y en combinación con otras actividades como la acuicultura. En estos casos, nos interesaría el artículo 71.1:

- 1) Las concesiones otorgadas para una pluralidad de usos, con instalaciones separables, serán en su caso divisibles, con la conformidad de la Administración concedente y en las condiciones que esta dicte.
- 2) El concesionario podrá renunciar en cualquier momento a la ocupación de la parte del dominio público incluida en el perímetro de la concesión que no resulte necesaria para su objeto, con la conformidad de la Administración concedente.
- 3) La declaración de utilidad pública, a efectos del rescate de la concesión, incluso con declaración de urgencia en su caso, corresponderá al departamento ministerial concedente.

3.5.3.2 Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de 2008.

Según el Anexo II, grupo 4, h; las instalaciones para la producción de energía en medio marino serán sometidos a la evaluación ambiental simplificada regulada en el título II, capítulo II, sección 2ª de la misma ley.

3.5.3.3 Real Decreto 1028/2007

En este real decreto se habla esencialmente de permisos que se deben pedir.

El Artículo 5 divide la zona marina en áreas eólicas.

A los efectos del presente real decreto, la zona marina se encuentra dividida en áreas eólicas marinas. Se define el área eólica marina como la extensión de superficie definida entre dos paralelos y dos meridianos, cuya separación sea de un grado, que deberá coincidir con grados y minutos enteros.

En la Disposición Adicional Segunda se imposibilita la autorización en determinadas zonas:

Disposición adicional segunda. Imposibilidad de autorización en determinadas zonas.

1. No podrán otorgarse ninguna de las autorizaciones reguladas por este real decreto en las zonas definidas en el artículo 5 que se encuentren situadas:

a) En aquellas en las que existan dispositivos de separación del tráfico marítimo, ni en sus zonas aledañas.

b) En los accesos a los puertos de interés general o a zonas en las que existan terminales de carga o descarga, refinerías, factorías químicas y petroquímicas, o instalaciones para el almacenamiento y distribución de productos químicos o petroquímicos o de combustibles líquidos.

2. A los efectos de su protección, se tendrán en cuenta las reservas marinas contempladas en el artículo 13 la Ley 3/2001, de 26 de marzo, de Pesca Marítima del Estado.

3.6 Proceso

Para comenzar la producción de datos se realizó el AHP. Este se realizó en el programa Matlab mediante el código del Anexo 3.

Para generar las capas de energía, se aplicó, como se dijo anteriormente, el código del Anexo 4. Este código comienza por cargar las matrices de potencia de las nueve tecnologías. Después se le aplicó un gran bucle en el que se leen los datos SIMAR de puertos del estado. Se obtiene una matriz con dos columnas: Altura de ola significativa y periodo pico. Estos se

clasifican haciendo una gran tabla de contingencia en la que se puede ver la probabilidad de cada estado de la mar en cada punto. Se localizan las alturas de ola y periodos comunes entre cada matriz de potencia y la tabla de contingencia climática, y se multiplican término a término. El sumatorio de toda esta última matriz será la energía que cada aparato absorbe a lo largo de un año. Por último, se aplica la Ecuación 26 para estimar cuanta energía total del oleaje en cada punto. Después los resultados se almacenan en una matriz con sus coordenadas geográficas correspondientes y el bucle se reinicia para analizar el siguiente punto.

Al terminar de correr los 179 puntos SIMAR, la matriz que almacena los puntos SIMAR se llevan a QGIS donde se utiliza la herramienta de interpolación para generar las zonas entre los puntos. En este punto hemos obtenido una capa ráster para cada tecnología y punto SIMAR. Estas capas ráster pueden ser leídas por Matlab como matrices, en las que cada pixel corresponde a un valor numérico. Las capas se introdujeron en Matlab y se les aplicó el código del Anexo 5 para clasificar los datos en diez clases distintas de oleaje, obteniendo la Figura 38. Los resultados se devolvieron a QGIS y se les aplicaron los cortes de zonas prohibidas y de batimetría, obteniendo la Figura 41.

El siguiente paso fue crear capas de distancia a costa, subestaciones y puertos con la herramienta de proximidad, prestando especial atención a que las dimensiones de la imagen y resolución fuesen las mismas que en las capas de energía. Utilizando las capas de energía, distancia a costa, distancia a subestaciones y distancia a puertos se desarrolló el Método TOPSIS. Primero se tomaron las capas comunes: distancia a puertos, distancia a costa y distancia a subestaciones. Luego a estas capas se les realizaron las operaciones pertinentes, explicadas en 3.2.2 Método TOPSIS, para obtener finalmente sus ideales y anti-ideales. Por último, un bucle “for” repitió estas operaciones con las capas de energía, y calculó las diferencias de cada pixel con los puntos ideal y anti-ideal. Hay que hacer especial hincapié en que, dado que este trabajo busca ubicaciones para un parque de energías renovables, las

alternativas son cada uno de los píxeles para las distintas capas. Las capas resultado se pueden ver en la Figura 42.

4. Resultados

4.1 Resultados de las encuestas

Tras recibir las encuestas, estas fueron procesadas para obtener la información de la Tabla 17. Los resultados son llamativos por el hecho de que la climatología (C₄) de las olas es lo más importante para los encuestados 1 y 2, y lo menos valorado para el encuestado 3, que vuelca el mayor peso de la decisión en la distancia a costa (C₁).

Tabla 17. Respuestas de las encuestas a expertos 1, 2 y 3 respectivamente.

E ₁	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
C ₁	1	1	7/3	1/3
C ₂	1	1	7/3	1/3
C ₃	3/7	3/7	1	1/7
C ₄	3	3	7	1

E ₂	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
C ₁	1	5/9	1/3	1/9
C ₂	9/5	1	3/5	1/5
C ₃	3	5/3	1	1/3
C ₄	9	5	3	1

E ₃	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
C ₁	1	5	3	3
C ₂	1/5	1	3/5	3/5
C ₃	1/3	5/3	1	1
C ₄	1/3	5/3	1	1

Una vez obtenidos estos valores, calculamos el vector de prioridades. Para ello multiplicamos la matriz W por el vector ω .

$$\text{Ecuación 29} \quad V_{pior} = W \cdot \omega$$

Consideraremos nuestro vector de prioridades final como la media de los vectores de prioridades entre los tres expertos, como se muestra en la Ecuación 29.

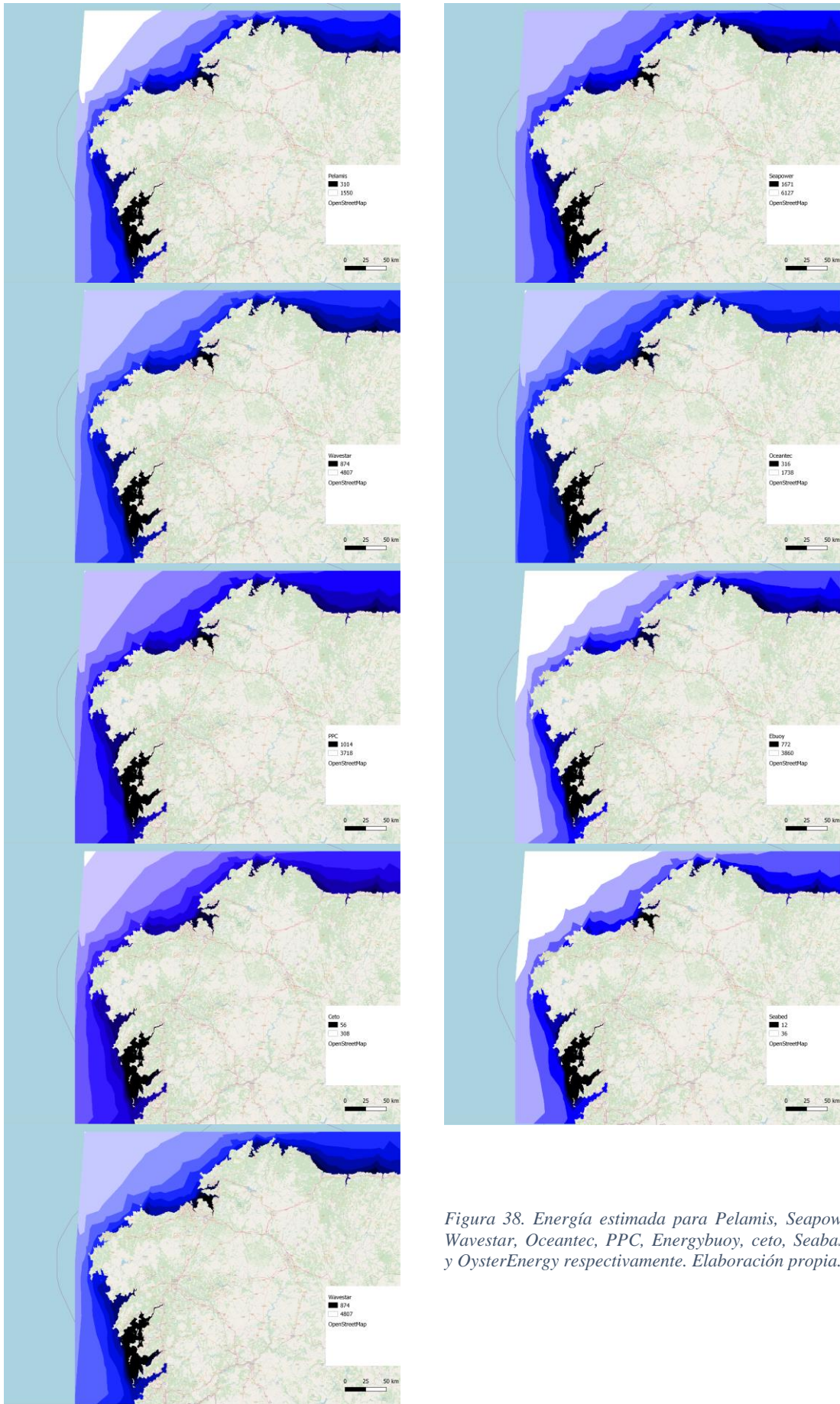


Figura 38. Energía estimada para Pelamis, Seapower, Wavestar, Oceantec, PPC, Energybuoy, ceto, Seabased y OysterEnergy respectivamente. Elaboración propia.

Tabla 18. Vectores de pesos según expertos y promedio de los valores de los pesos.

		E₁	E₂	E₃	Promedio
C₁	Distancia a costa	18.42%	6.75%	53.57%	26.24%
C₂	Distancia a puertos	18.42%	12.16%	10.71%	13.76%
C₃	Distancia a red eléctrica	7.89%	20.27%	17.85%	15.34%
C₄	Climatología de las olas	55.26%	60.81%	17.85%	44.64%

El criterio mejor valorado por los expertos, en este caso, ha sido la climatología de las olas, casi duplicando en importancia al segundo criterio, la distancia a costa. La distancia a la red eléctrica y la distancia a puertos tienen importancias muy parecidas, y bastante inferiores a las ya citadas.

4.2 Selección de áreas

Una vez reunidas las distintas capas, se hicieron interactuar para elegir las mejores áreas en base a la información reunida.

4.2.1 Recurso perteneciente al DPMT

La primera selección se hace sobre qué recurso natural, en este caso oleaje, pertenece al DPMT. Según el artículo 3/3 de la Ley de Costas, pertenece al DPMT “Los recursos naturales de la zona económica y la plataforma continental, definidos y regulados por su legislación específica”. Es decir, el recurso que quede abarcado por la Zona Económica Exclusiva puede ser explotado por el estado.

Como se puede ver en la Figura 39, la Zona Económica Exclusiva en el Norte de España abarca sobradamente todos los Puntos SIMAR de nuestro estudio, de modo que todo el recurso del oleaje que se aborda en este trabajo pertenece al Estado Español.

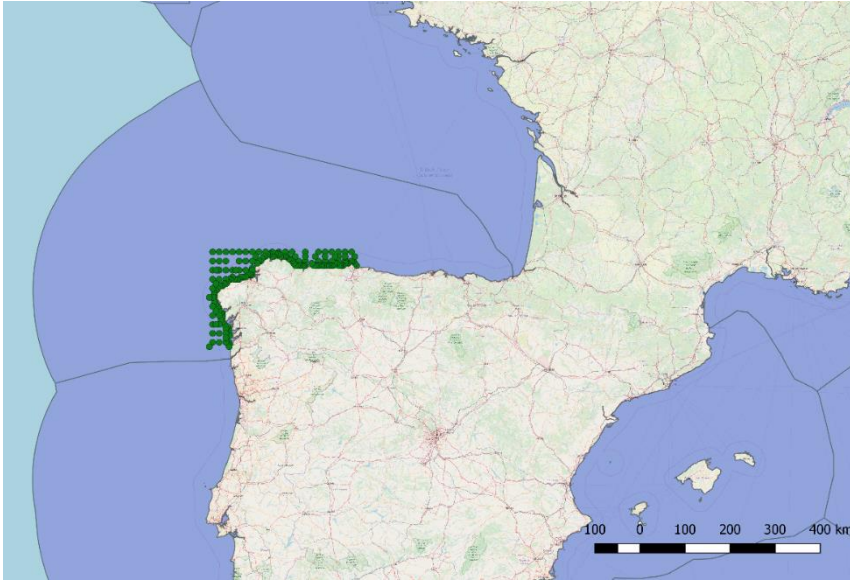


Figura 39. Relación entre la Zona Económica Exclusiva y los puntos SIMAR de este estudio. Elaboración propia.

4.2.2 Aplicación de restricciones.

Para la aplicación del método TOPSIS fueron necesarias varias capas: energía de las olas, distancia a Costa, distancia a Puertos y distancia a Subestaciones de REE.

A estas capas se les deben añadir algunas restricciones de zonas que no entran a la selección de ubicaciones. Estas zonas son, las que vimos en 3.5.3.3 Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, disposición adicional segunda.

También es necesario evitar las áreas pertenecientes al Ministerio de Defensa, y las zonas protegidas de la Red Natura.

Sin embargo, no se ha conseguido a lo largo de este trabajo la información geográfica para toda esta información, careciendo de:

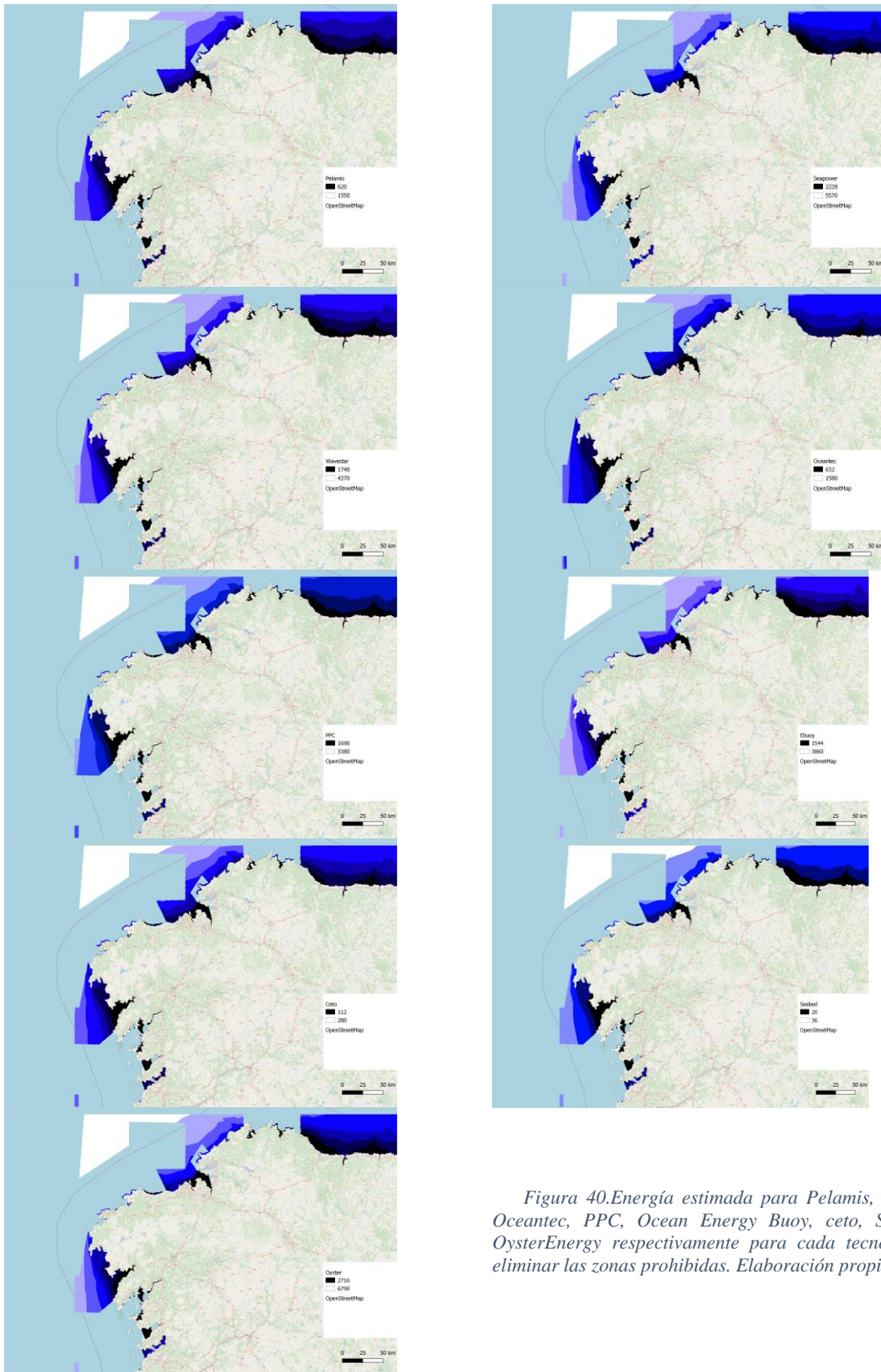


Figura 40. Energía estimada para Pelamis, Wavestar, OceanTec, PPC, Ocean Energy Buoy, ceto, Seabased y OysterEnergy respectivamente para cada tecnología tras eliminar las zonas prohibidas. Elaboración propia.

Terminales de carga y descarga, factorías químicas, petroquímicas, o instalaciones para el almacenamiento y distribución de productos químicos o petroquímicos o de combustibles líquidos.

En cuanto a las reservas marinas contempladas en el artículo 13 de la Ley 3/2001, de 26 de marzo, de Pesca Marítima del Estado. Estas Reservas marinas no afectan a nuestra área, de modo que no es necesario encontrar las capas correspondientes.

Agrupando esta información obtenemos la Figura 34, y aplicando este corte a las capas de la Figura 38, se obtuvieron las capas de la Figura 40.

4.2.3 Cortes por Batimetría

La batimetría tiene una especial relevancia a la hora de seleccionar un área ya que cada tecnología está adaptada a un determinado rango de profundidades. Tras una revisión de la bibliografía, se han encontrado los rangos de profundidades para todas las tecnologías, y se recogen en la Tabla 19. Aplicando estas restricciones a la Figura 40, obtenemos la Figura 41.

Tabla 19. Tabla resumen de las tecnologías estudiadas.

Atenuador

Sistema	P.Nominal (kW)	Profundidad (m)	
Pelamis	750	50	-
Seapower	1000	50	100
Wave star	2709	10	20
Oceantec	500	30	50

Absorbedor puntual

Sistema	P.Nominal (kW)	Profundidad (m)	
PP Converter	3619	100	-
Ocean Energy Buoy	1250	30	200
Ceto	260	25	50
Seabased Technology	15	40	100
Oyster Energy	3332	10	15

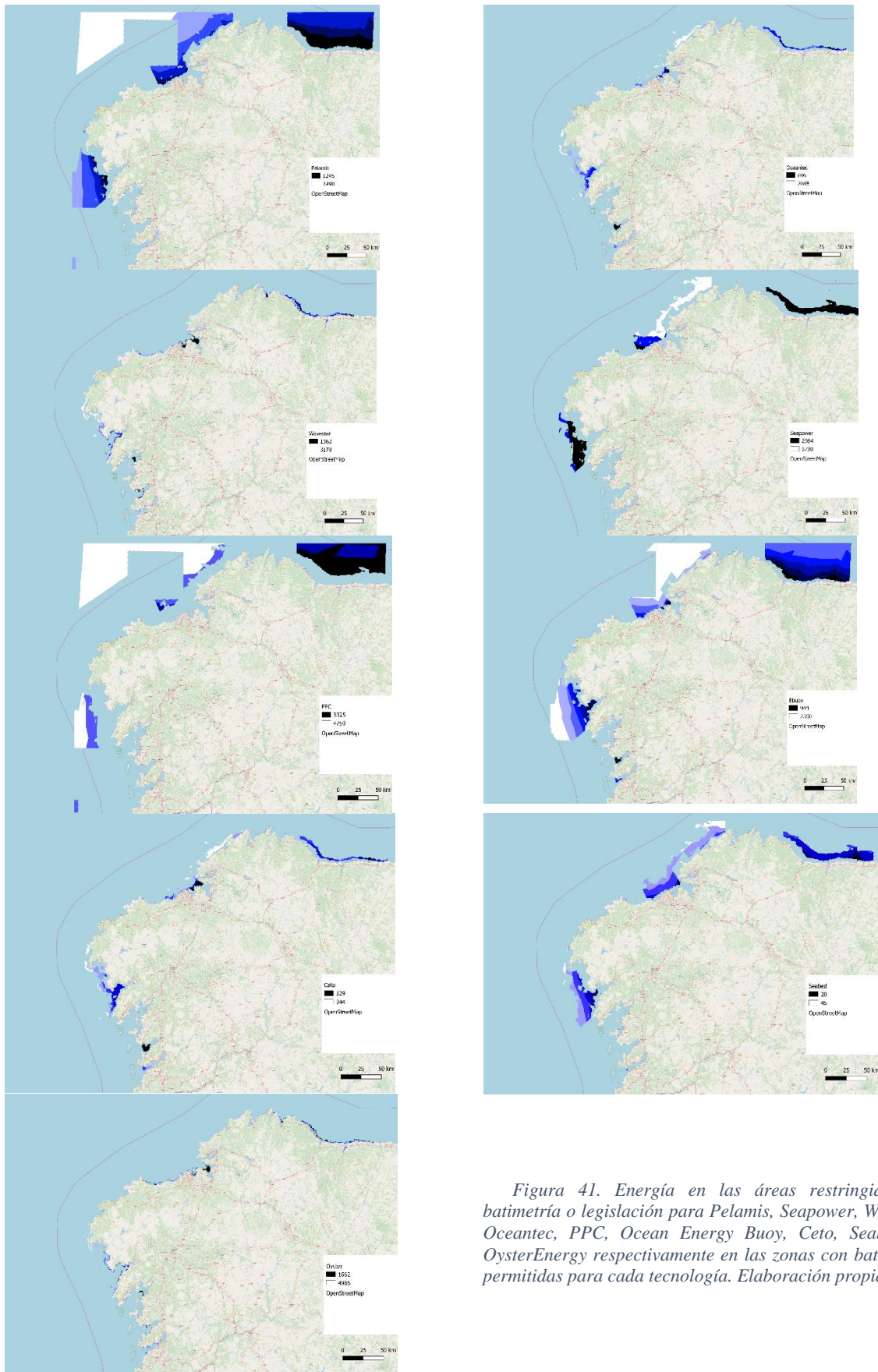


Figura 41. Energía en las áreas restringidas por batimetría o legislación para Pelamis, Seapower, Wavestar, Oceanic, PPC, Ocean Energy Buoy, Ceto, Seabased y OysterEnergy respectivamente en las zonas con batimetrías permitidas para cada tecnología. Elaboración propia.

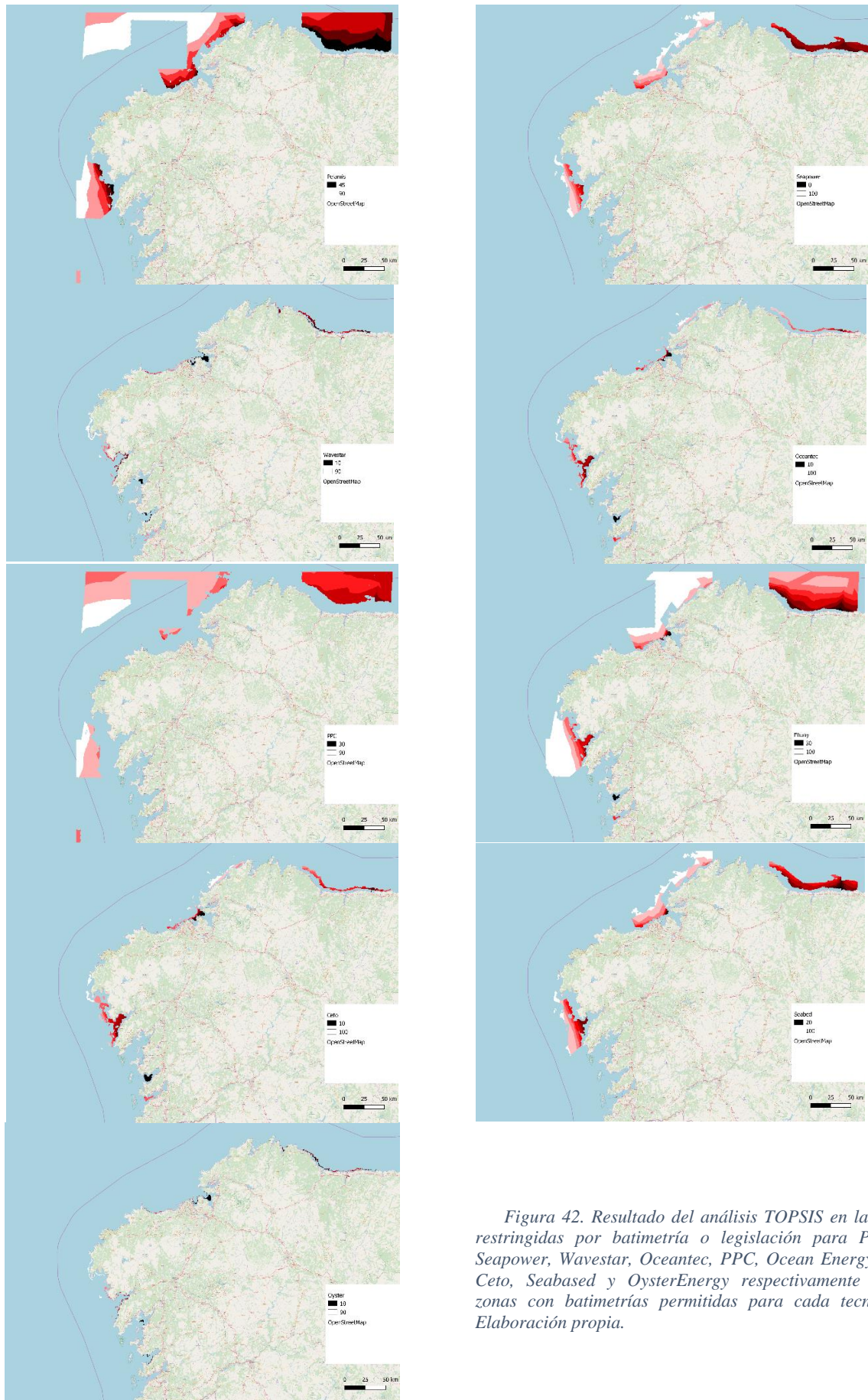


Figura 42. Resultado del análisis TOPSIS en las áreas restringidas por batimetría o legislación para Pelamis, Seapower, Wavestar, OceanTec, PPC, Ocean Energy Buoy, Ceto, Seabased y OysterEnergy respectivamente en las zonas con batimetrías permitidas para cada tecnología. Elaboración propia.

Por último se aplicó el método TOPSIS utilizando las diferentes capas generadas y se obtuvieron los resultados de la Figura 42.

4.3 Resultados por tecnologías

En esta última parte de los resultados, se analizan los resultados para cada una de las tecnologías. Para ello se ha preparado una serie de figuras y tablas en las que podremos ver los resultados para las zonas obtenidas. Las zonas elegidas fueron aquellas que obtuvieron las calificaciones más elevadas en el análisis TOPSIS, quedándonos sólo con el primer decil de las mismas. Como se puede ver, la mayor parte de las zonas seleccionadas se encuentran en la costa noroeste de Galicia y al oeste del Cabo de Fisterra y la Ría de Muros.

Los factores de potencia obtenidos oscilan desde un 8% en la tecnología Ocean Energy Buoy, hasta un 50% en Oceanec. Hay gran variabilidad entre las distancias a costa dependiendo de la batimetría de cada tecnología. Las subestaciones se encuentran cerca de la costa en toda Galicia, salvo para la zona de Cedeira. En esta zona hay otras subestaciones, pero no de la potencia que se ha elegido.

Por último, en cuanto a los Puertos de Interés General, el Cabo de Fisterra se encuentra especialmente alejado de todos los puertos de Galicia.

4.3.1 Pelamis

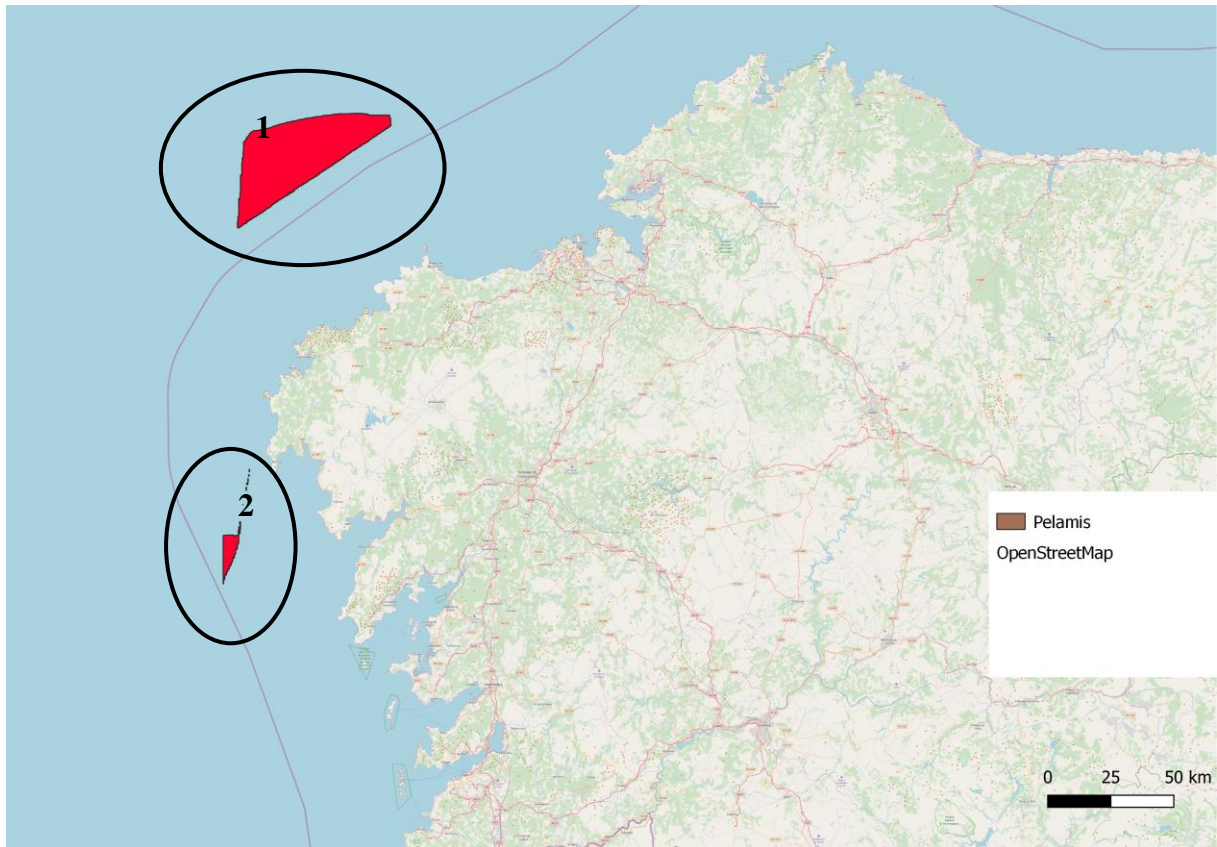


Figura 43. Áreas seleccionadas para pelamis. Elaboración propia.

Tabla 20. Resultados para pelamis. Elaboración propia.

Zona	Energía (MWh/año ·aparato)	FP (%)	Distancia a Subestaciones (km)			Distancia a Costa (km)			Distancia a Puertos (km)			Área (km ²)
			Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	
1	1454,64	22,14	43,59	30,40	52,46	45,16	35,36	57,37	74,49	61,62	87,28	453
2	1220,48	18,58	22,21	13,02	27,14	23,54	4,90	29,29	53,75	51,41	66,81	26

La tecnología pelamis, por su rango de profundidades se ve restringido a zonas alejadas de costa. Obtenemos 2 zonas distintas: una al noroeste de Camariñas (Zona 1) y otra al sur del Cabo de Finisterre (Zona 2) como se ve en la Figura 43. Los factores de potencia son de 18,58 % y 22,14% respectivamente. Observando la Tabla 21, vemos que en otros trabajos se han obtenido factores de potencia superiores, de hasta un 37,28% en el caso de Irlanda del trabajo de Dalton, Alcorn & Lewis, 2010, y muy inferiores, de hasta 6,96% en Canarias, en el trabajo de Rusu & Onea, 2016. Morales Vaquero, 2014 hizo un estudio sobre esta misma zona y para

la tecnología pelamis encuentra un factor de potencia de 15,97%, valor ligeramente inferior al que nosotros obtenemos.

Tabla 21. Resultados de otros trabajos para pelamis.

Zona	FP (%)	Trabajo
Irlanda	37,28%	(Dalton, Alcorn, & Lewis, 2010)
USA	24,04%	(Dalton, Alcorn, & Lewis, 2010)
Canadá	23,31%	(Dalton, Alcorn, & Lewis, 2010)
Zona 2	22,14%	Propia
Zona 1	18,58%	Propia
Galicia	15,57%	(Morales Vaquero, Castro Ruiz, & Rusu, 2014)
Portugal	15,71%	(Dalton, Alcorn, & Lewis, 2010)
Islandia	12,11%	(Rusu & Onea, 2016)
Azores	12,00%	(Rusu & Onea, 2016)
Madeira	9,15%	(Rusu & Onea, 2016)
Mar Negro	7,98%	(Sorin Diacuni, 2013)
Canarias	6,96%	(Rusu & Onea, 2016)

4.3.2 Seapower

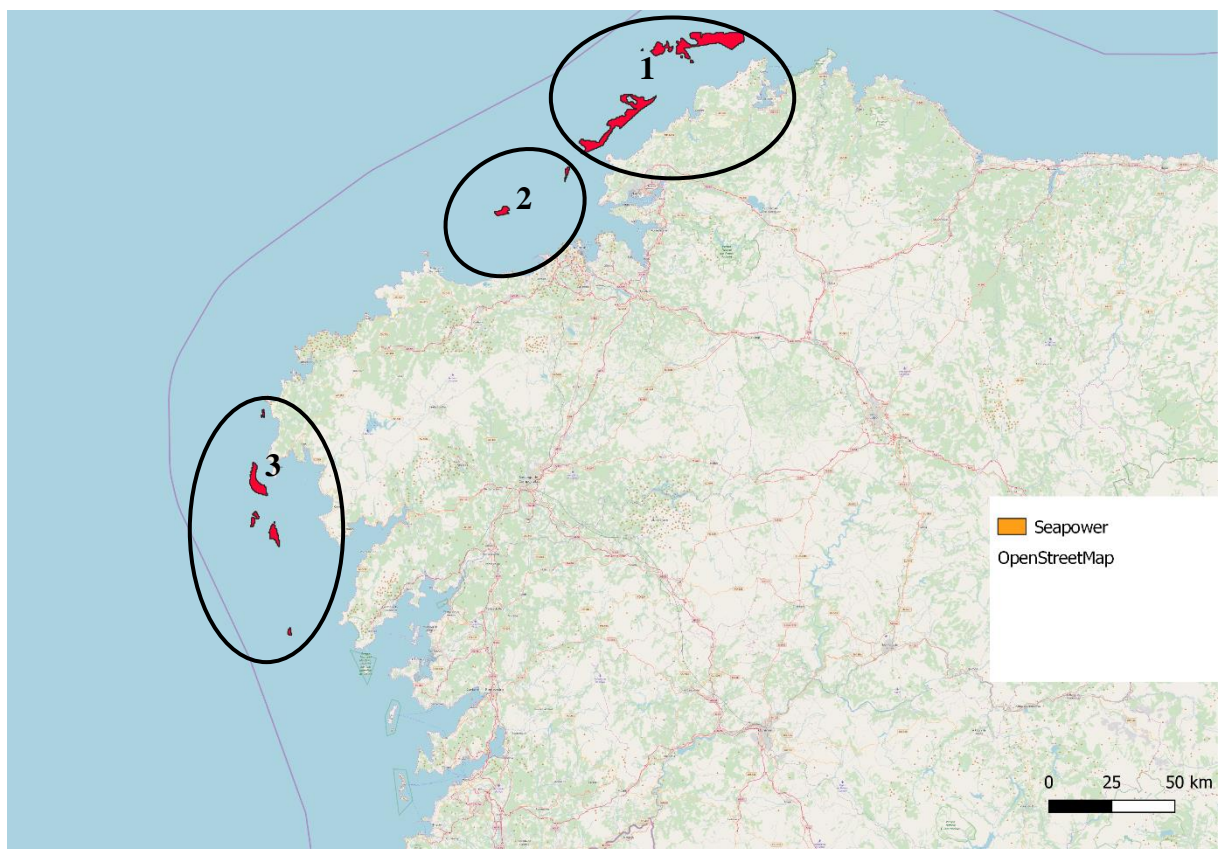


Figura 44. Áreas seleccionadas para seapower. Elaboración propia.

La tecnología seapower obtiene 3 zonas distintas: al norte de la costa de Cedeira (Zona 1), al noroeste de A Coruña (Zona 2) y al sur del Cabo de Finisterre (Zona 3), como se ve en la Figura 44. Todas las zonas se encuentran cerca de costa. La Zona 1 se encuentra bastante alejada de puertos y subestaciones. Los factores de potencia son bastante elevado respecto a lo encontrado en otros trabajos, como se ve en la Tabla 23. Sin embargo, también es importante decir que sólo se pudo comparar con los datos de Rusu & Onea, 2016, que obtiene valores muy bajos en todos los casos.

Tabla 22. Resultados para la tecnología seapower. Elaboración propia

Zona	Energía (MWh/año aparato)	FP (%)	Distancia a Subestaciones (km)			Distancia a Costa (km)			Distancia a Puertos (km)			Área (km ²)
			Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	
1	4391,68	13,98	48,63	19,04	65,52	10,34	3,22	18,95	40,48	17,55	58,04	92,39
2	4175,00	13,29	15,67	14,57	16,62	17,86	16,31	19,13	23,75	22,16	25,16	4,18
3	4326,21	13,77	13,70	11,01	17,69	7,96	1,80	15,75	58,05	36,69	84,25	24,87

Tabla 23. Resultados de distintos trabajos para el factor de potencia de Seapower.

Zona	FP (%)	Trabajo
Zona 1	13,98%	Propia
Zona 3	13,77%	Propia
Zona 2	13,29%	Propia
Azores	10,03%	(Rusu & Onea, 2016)
Islandia	9,31%	(Rusu & Onea, 2016)
Madeira	7,53%	(Rusu & Onea, 2016)
Canarias	5,85%	(Rusu & Onea, 2016)

4.3.3 Wavestar

La tecnología wavestar requiere de un rango estrecho de batimetrías someras, lo que hace que las zonas aptas se vean como un fino contorno alrededor de algunas zonas de costa. Podemos agrupar las áreas seleccionadas en 3 zonas: Cedeira (Zona 1), las zonas más expuestas entre Camariñas y Malpica (Zona 2), y el Cabo de Fisterra y alrededores (Zona 3).

La Zona 2 se encuentra lejos de cualquier puerto (entre 40 y 75 km). Los factores de potencia son elevados en comparación con otros trabajos, teniendo sólo por encima los resultados de Belmullet de Babarit, y otros. 2012.

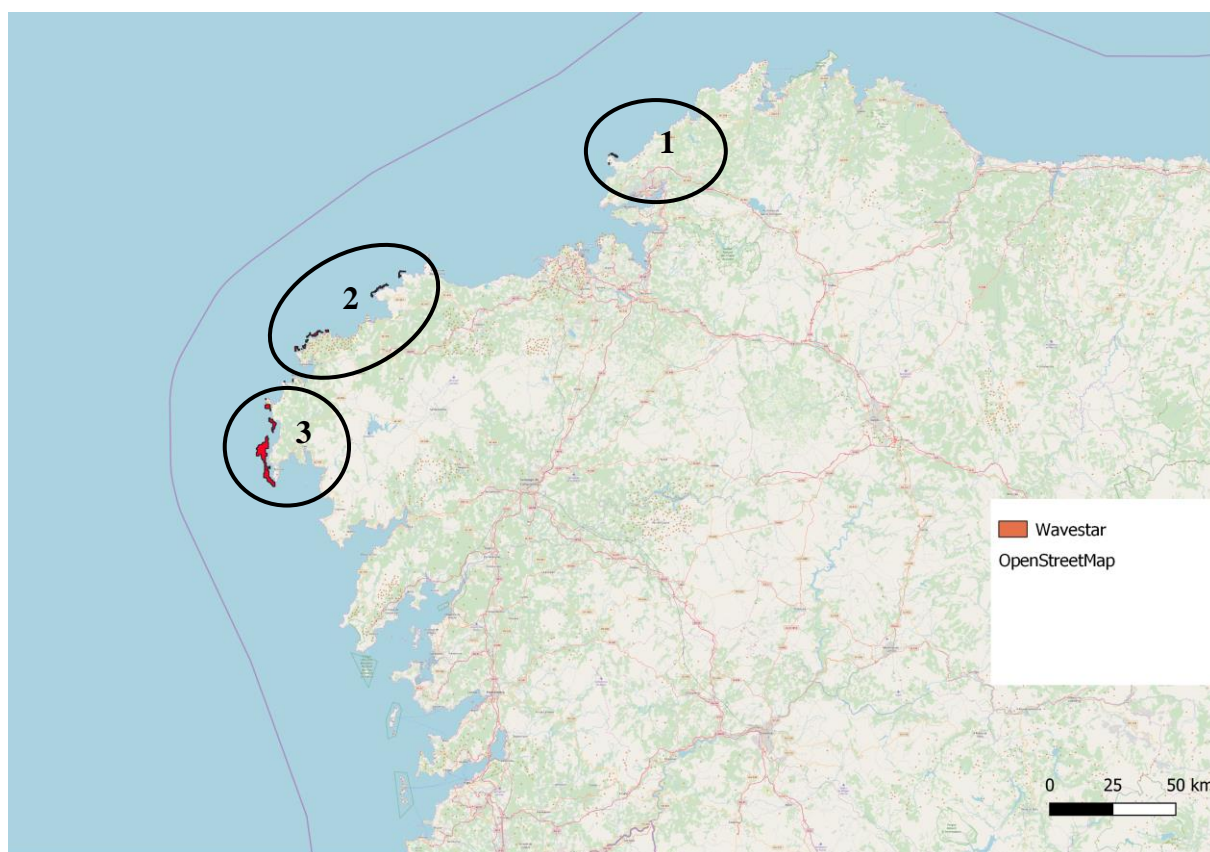


Figura 45. Resultados para wavestar. Elaboración propia.

Tabla 24. Resultados para wavestar. Elaboración propia.

Zona	Energía (MWh/año aparato)	FP (%)	Distancia a Subestaciones (km)			Distancia a Costa (km)			Distancia a Puertos (km)			Área (km ²)
			Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	
1	2893,32	12,19	27,82	25,53	28,40	0,76	0,14	1,17	17,99	15,45	19,01	0,56
2	2985,02	12,58	5,95	0,22	12,29	0,58	0,10	1,22	61,98	42,12	75,96	4,46
3	3028,94	12,76	10,00	7,52	14,32	1,52	0,10	3,45	72,13	60,68	88,37	17,18

Tabla 25. Resultados de distintos trabajos para el factor de potencia de Wavestar.

Zona	FP(%)	Trabajo
Belmullet	22,59%	(Babarit, y otros, 2012)
Zona 3	12,76%	Propia
Zona 2	12,58%	Propia
Zona 1	12,19%	Propia
Lisboa	11,18%	(Babarit, y otros, 2012)
Isla Yeu	10,34%	(Babarit, y otros, 2012)
Islas Orcadas	8,31%	(Babarit, y otros, 2012)
Islandia	7,71%	(Rusu & Onea, 2016)
Canarias	6,94%	(Rusu & Onea, 2016)
Azores	6,45%	(Rusu & Onea, 2016)
Madeira	6,25%	(Rusu & Onea, 2016)
Loira	4,69%	(Babarit, y otros, 2012)

4.3.4 Oceantec

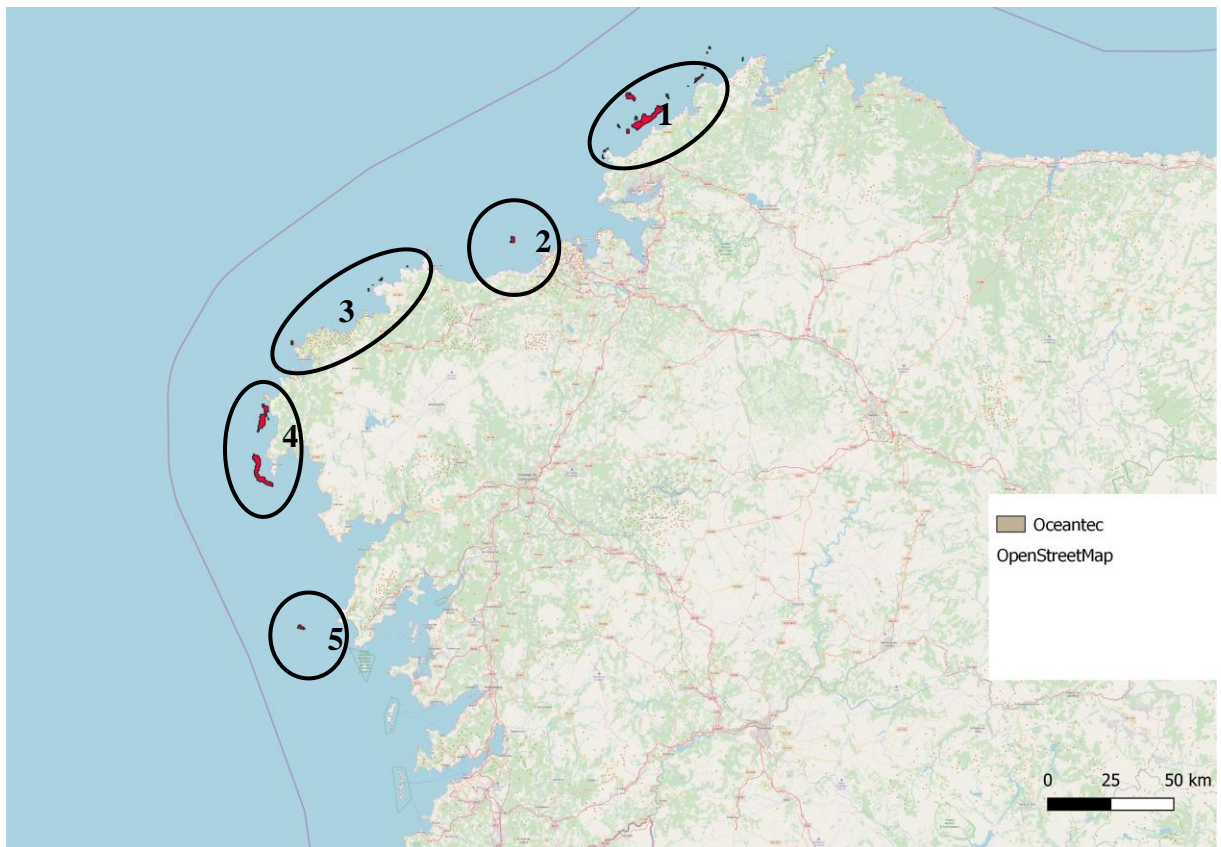


Figura 46. Resultados para oceantec. Elaboración propia.

La tecnología oceantec también tiene un rango estrecho de batimetrías y por ello podemos ver en la Figura 46 que las áreas seleccionadas forman un contorno que cubre gran parte de la

costa gallega. Podemos agrupar estas áreas en 5 zonas: Cedeira (Zona 1), A Coruña (Zona 2), las zonas más expuestas entre Camariñas y Malpica (Zona 3), los alrededores de Cabo de Fisterra (Zona 4) y al oeste de A Barbanza (Zona 5). Los factores de potencia obtenidos para la tecnología Oceantec WEC oscilan entre el 20 y el 23% en este trabajo, pero en trabajos como el de Nagababu y otros, 2018 y Onea & Eugen, 2018 alcanzan hasta un 35 y un 37% respectivamente. El trabajo de Morales Vaquero, Castro Ruiz, & Rusu, 2014, en Galicia, obtiene un 21,2% de factor de potencia, situándose exactamente en nuestro rango de datos.

Tabla 26. Resultados para oceantec. Elaboración propia.

Zona	Energía (MWh/año aparato)	FP (%)	Distancia a Subestaciones (km)			Distancia a Costa (km)			Distancia a Puertos (km)			Área (km ²)
			Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	
1	961,80	21,96	39,33	25,43	59,87	4,63	0,28	13,37	31,50	16,06	47,60	16,77
2	921,46	21,04	9,29	8,69	9,90	8,47	7,73	9,30	16,67	16,14	17,22	1,09
3	1005,05	22,95	6,39	1,50	12,21	0,92	0,40	1,39	60,55	41,13	76,08	0,82
4	1006,15	22,97	11,45	9,92	13,68	2,73	0,60	4,41	71,72	59,33	85,10	15,66
5	916,81	20,93	14,89	14,20	15,44	8,77	8,04	9,52	34,20	33,42	34,95	0,94

Tabla 27. Resultados de distintos trabajos para el factor de potencia de Oceantec.

Zona	FP(%)	Trabajo
Francia	0-37%	(Onea & Eugen, 2018)
India	Hasta 35%	(Nagababu, y otros, 2018)
Zona 4	22.97%	Propia
Zona 3	22.95%	Propia
Zona 1	21.96%	Propia
Galicia	21,2	(Morales Vaquero, Castro Ruiz, & Rusu, 2014)
Zona 2	21.04%	Propia
Zona 5	20.93%	Propia
Mar Negro	19,21%	(Rusu, Beatrice Raileanu, & Florin, 2018)
Islandia	3,83%	(Rusu & Onea, 2016)
Canarias	3,33%	(Rusu & Onea, 2016)
Madeira	1,79%	(Rusu & Onea, 2016)
Azores	2,21%	(Rusu & Onea, 2016)

4.3.5 Power pontoon energy

La tecnología pontoon power energy obtiene los mejores resultados en dos zonas bien definidas: al noroeste de Camariñas (Zona 1), lejos de costas, puertos y subestaciones, pero con un factor de potencia más alto que la Zona 2, y al sur del Cabo de Fisterra (Zona 2), lejos

de todos los puertos. En este caso, los factores de potencia obtenidos son de 10.06 y 8.58% respectivamente. En otros trabajos se han obtenido valores de entre el 2.5 y el 11.5%. El trabajo de Morales Vaquero, Castro Ruiz, & Rusu, 2014, para Galicia, obtiene valores inferiores a los que se encontraron en este trabajo, 6.3%.

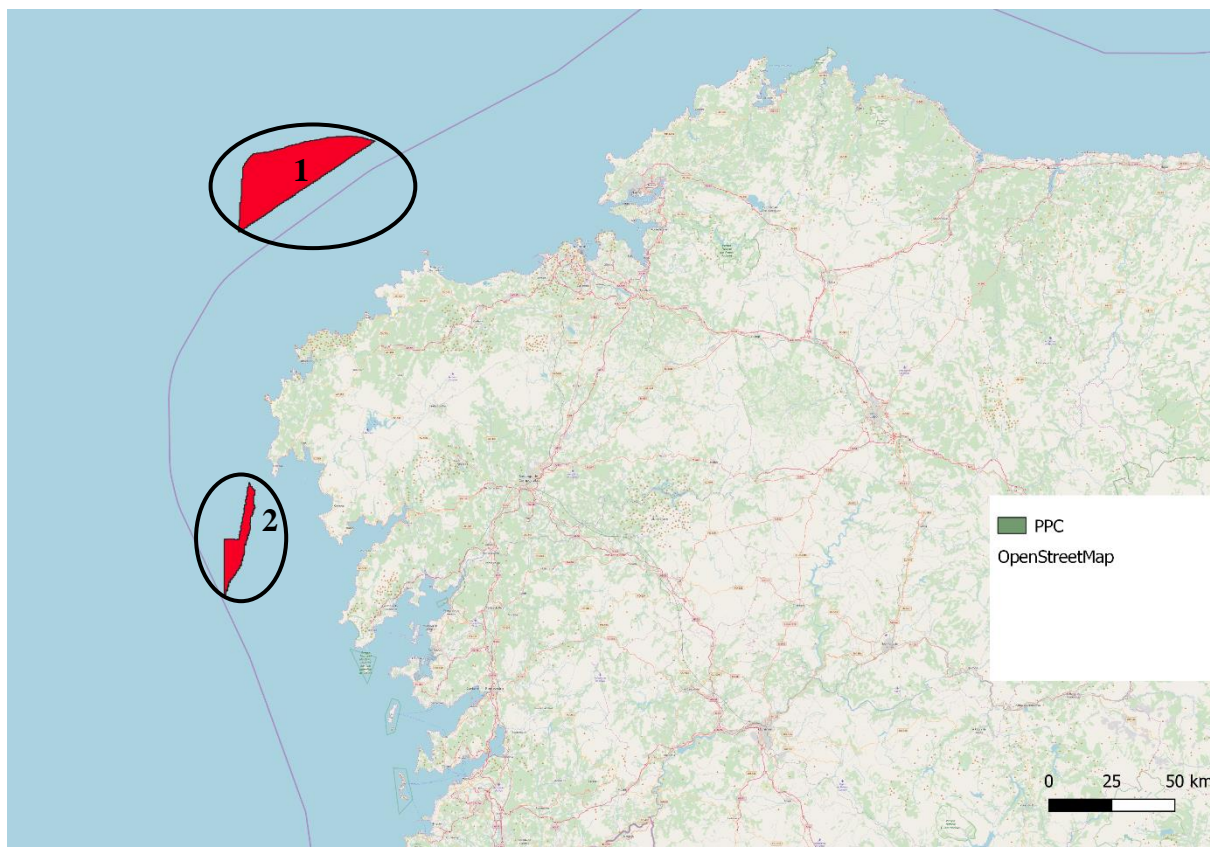


Figura 47. Resultados para Power Poonton Energy. Elaboración propia.

Tabla 28. Resultados para Power Poonton Energy. Elaboración propia.

Zona	Energía (MWh/año aparato)	FP (%)	Distancia a Subestaciones (km)			Distancia a Costa (km)			Distancia a Puertos (km)			Área (km ²)
			Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	
1	3190,12	10,06	41,14	30,40	48,08	42,72	35,36	52,68	74,15	62,47	84,51	302,71
2	2721,16	8,58	20,57	14,44	28,55	20,08	6,01	29,29	54,44	49,77	64,56	66,23

Tabla 29. Resultados de distintos trabajos para el factor de potencia de Pontoon Power Energy.

Zona	FP (%)	Trabajo
Belmullet	11,52%	(Babarit, y otros, 2012)
Isla Yeu	11,30%	(Babarit, y otros, 2012)
Zona 1	10,06%	Propia
Islas Orcadas	9,01%	(Babarit, y otros, 2012)
Lisboa	8,76%	(Babarit, y otros, 2012)
Zona 2	8,58%	Propia
India	0-7%	(Nagababu, y otros, 2018)
Galicia	6,30%	(Morales Vaquero, Castro Ruiz, & Rusu, 2014)
Loira	6,19%	(Babarit, y otros, 2012)
Islandia	5,62%	(Babarit, y otros, 2012)
Canarias	4,95%	(Babarit, y otros, 2012)
Madeira	3,29%	(Babarit, y otros, 2012)
Azores	2,81%	(Babarit, y otros, 2012)

4.3.6 Ocean Energy Buoy

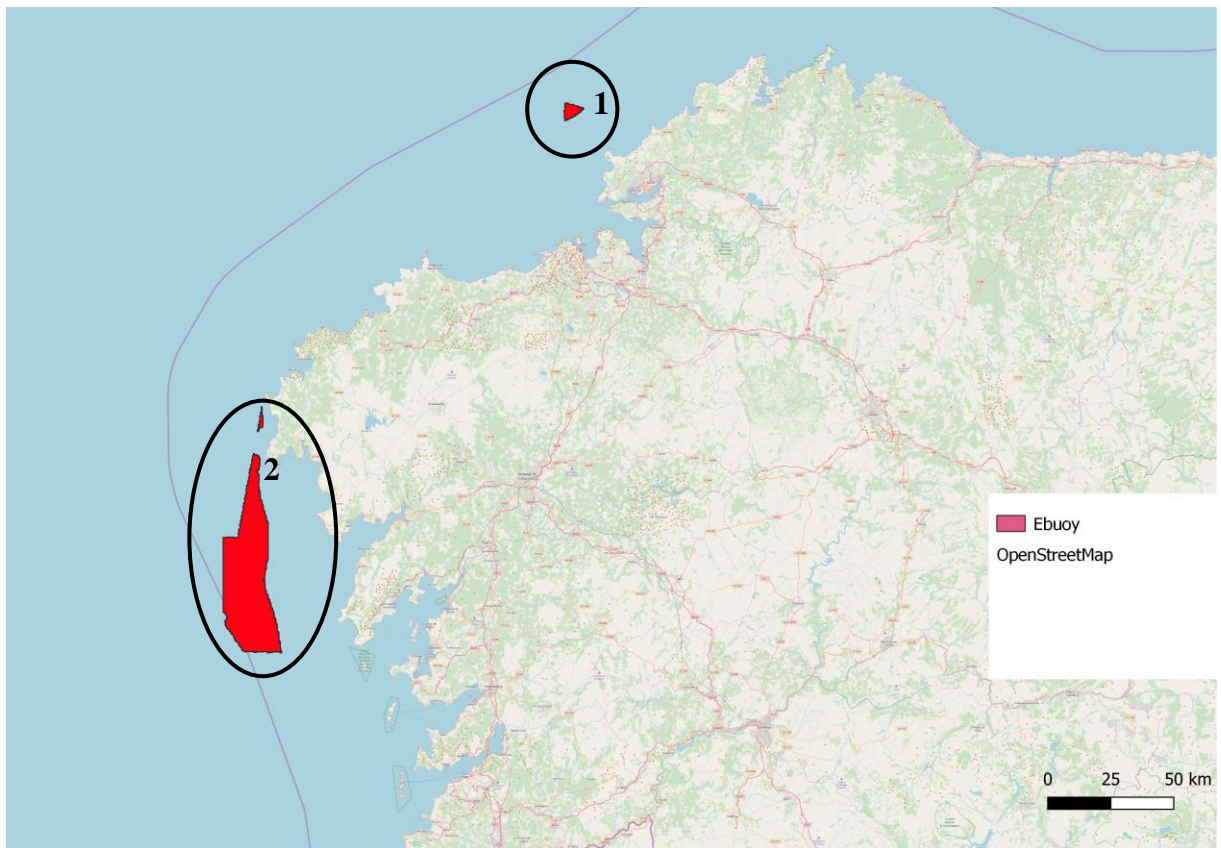


Figura 48. Resultados para Ocean Energy Buoy. Elaboración propia.

La tecnología Ocean Energy Buoy obtiene una serie de áreas que se pueden agrupar en dos zonas: Una pequeña zona al norte de Cedeira (Zona 1), y una zona más extensa entre Cabo de Fisterra y la Península de A Barbanza, esta última muy alejada de los puertos en algunas zonas. Los factores de potencia que se han obtenido son del 13% aproximadamente, y son más altos que casi toda la bibliografía comprobada. Sin embargo, en el trabajo de Babarit, y otros, 2012, se estimó en Bellmullet un factor de potencia de casi un 26%, el doble de lo que obtenemos en nuestras estimaciones.

Tabla 30. Resultados para Ocean Energy Buoy. Elaboración propia.

Zona	Energía (MWh/año aparato)	FP (%)	Distancia a Subestaciones (km)			Distancia a Costa (km)			Distancia a Puertos (km)			Área (km ²)
			Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	
1	3295,59	13,06	35,61	33,23	37,36	16,72	14,51	19,88	34,76	32,25	37,95	10,84
2	3250,08	12,88	21,19	9,92	29,52	18,96	1,36	29,29	49,57	39,44	84,25	368,84

Tabla 31. Resultados de distintos trabajos para el factor de potencia de Ocean Energy Buoy.

Zona	FP (%)	Trabajo
Belmullet	25,87%	(Babarit, y otros, 2012)
Zona 1	13,06%	Propia
Zona 2	12,88%	Propia
Lisboa	12,74%	(Babarit, y otros, 2012)
Isla Yeu	11,70%	(Babarit, y otros, 2012)
Islas Orcadas	9,10%	(Babarit, y otros, 2012)
Islandia	6,85%	(Rusu & Onea, 2016)
Canarias	6,11%	(Rusu & Onea, 2016)
Azores	5,63%	(Rusu & Onea, 2016)
Madeira	5,46%	(Rusu & Onea, 2016)
Loira	5,10%	(Babarit, y otros, 2012)
Rumanía	3,36%	(Sorin Diacuni, 2013)

4.3.7 Ceto

La tecnología ceto obtiene gran cantidad de pequeñas áreas que se agruparon en 5 zonas: la costa de Cedeira (Zona 1), en la costa de A Coruña (Zona 2), la costa entre Camariñas y

Malpica (Zona 3), los alrededores del Cabo de Fisterra (Zona 4) y al oeste de la Península de A Barbanza (Zona 5). Los factores de potencia son de entre 7 y 8.5%, mientras que en los trabajos revisados se mueven entre menos de un 1% hasta casi un 12%.

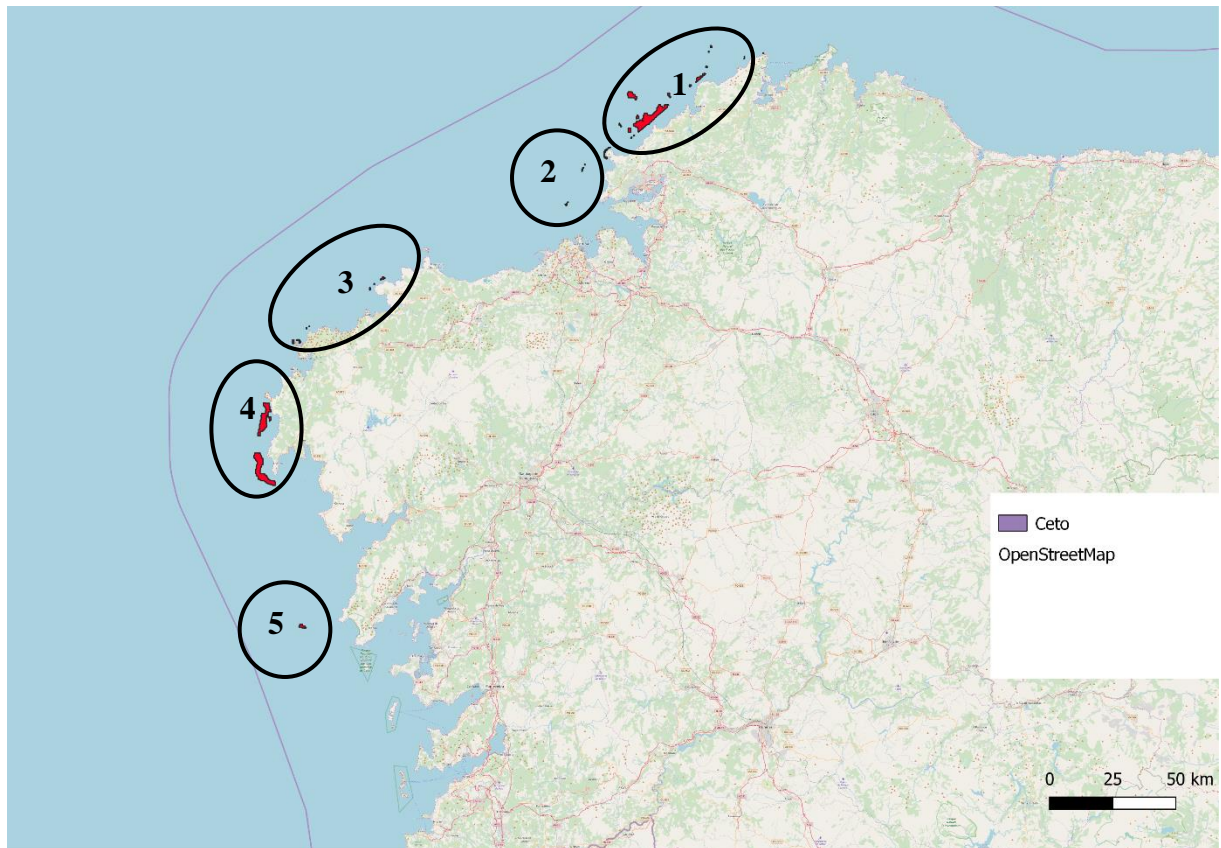


Figura 49. Resultados para Ceto. Elaboración propia.

Tabla 32. Resultados para Ceto. Elaboración propia.

Zona	Energía (MWh/año aparato)	FP (%)	Distancia a Subestaciones (km)			Distancia a Costa (km)			Distancia a Puertos (km)			Área (km ²)
			Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	
1	176,70	7,76	4,23	0,20	13,37	4,23	0,20	13,37	31,01	15,44	47,60	20,35
2	167,79	7,37	6,44	5,29	7,86	6,44	5,29	7,86	15,94	15,46	16,76	0,37
3	182,15	8,00	0,89	0,32	1,39	0,89	0,32	1,39	63,81	47,51	76,08	1,40
4	186,21	8,18	2,64	0,30	4,41	2,64	0,30	4,41	71,94	59,13	85,27	22,04
5	174,31	7,65	8,77	8,04	9,52	8,77	8,04	9,52	34,20	33,42	34,95	0,94

Tabla 33. Resultados de distintos trabajos para el factor de potencia de Ceto.

Zona	FP (%)	Trabajo
Belmullet	11,92%	(Babarit, y otros, 2012)
Isla Yeu	8,46%	(Babarit, y otros, 2012)
Zona 4	8,18%	Propia
Zona 3	8,00%	Propia
Zona 1	7,76%	Propia
Zona 5	7,65%	Propia
Zona 2	7,37%	Propia
Lisboa	7,31%	(Babarit, y otros, 2012)
Islas Orcadas	7,12%	(Babarit, y otros, 2012)
Loira	3,38%	(Babarit, y otros, 2012)
Islandia	0,53%	(Rusu & Onea, 2016)
Canarias	0,52%	(Rusu & Onea, 2016)
Madeira	0,38%	(Rusu & Onea, 2016)
Azores	0,35%	(Rusu & Onea, 2016)

4.3.8 Seabased

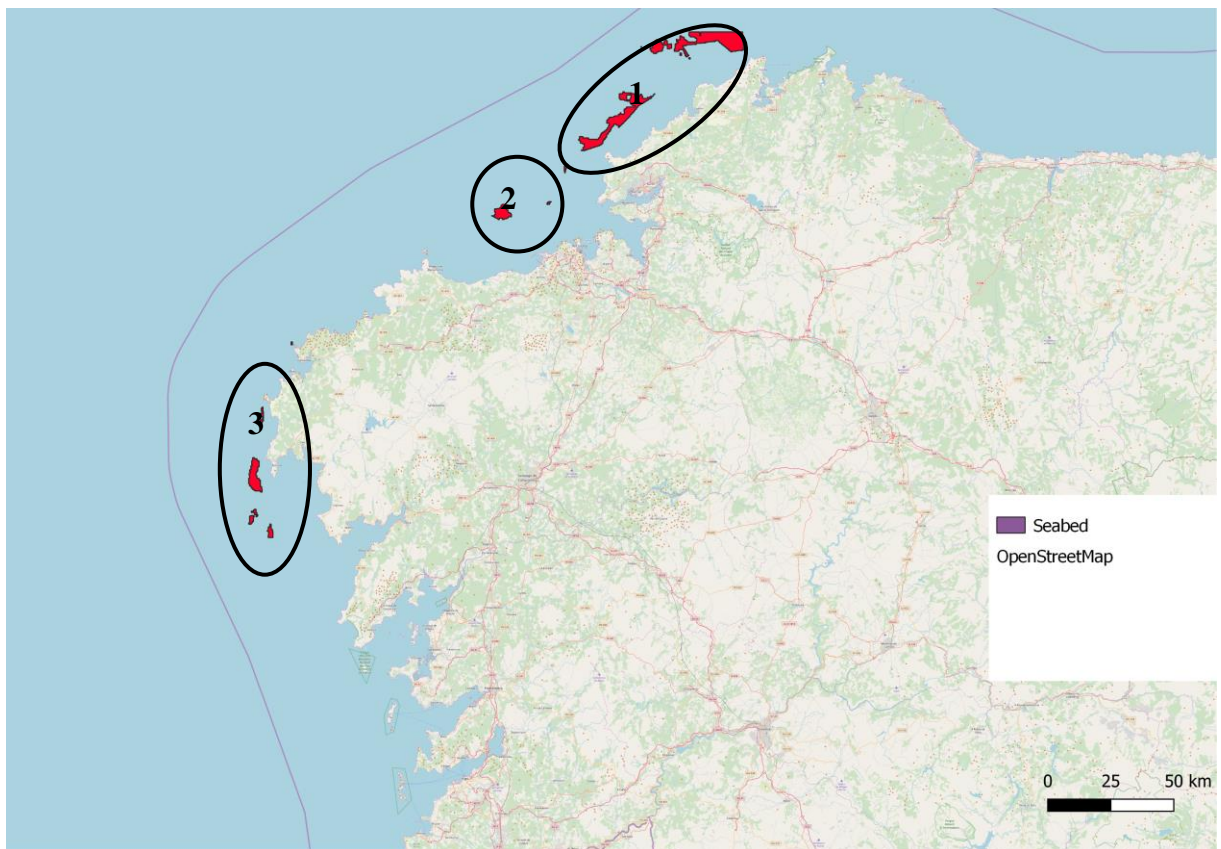


Figura 50. Resultados para Seabased. Elaboración propia.

La tecnología seabased obtiene una serie de áreas que se agruparon en tres zonas: toda la costa de Cedeira (Zona 1), bastante lejos de subestaciones y puertos, la costa de A Coruña (Zona 2), y los alrededores del Cabo de Fisterra (Zona 3), bastante lejos de los puertos. Los factores de potencia son del 20% más o menos. Los otros trabajos presentan valores desde 0.06% hasta 33.33%, valores realmente dispares. Dentro de esta variabilidad, nuestros valores se encuentran bastante bien situados.

Tabla 34. Resultados para Seabased. Elaboración propia.

Zona	Energía (MWh/año aparato)	FP (%)	Distancia a Subestaciones (km)			Distancia a Costa (km)			Distancia a Puertos (km)			Área (km ²)
			Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	
1	29,72	21,20	49,40	26,62	65,19	9,98	2,94	19,09	40,52	20,94	58,32	93,57
2	28,09	20,04	15,43	13,08	22,68	16,28	8,93	19,24	22,60	18,11	25,17	10,58
3	28,69	20,47	13,15	1,61	17,20	6,33	0,58	15,85	63,43	47,32	84,49	22,49

Tabla 35. Resultados de distintos trabajos para el factor de potencia de Seabased.

Zona	FP (%)	Trabajo
Belmullet	33,33%	(Babarit, y otros, 2012)
Lisboa	23,33%	(Babarit, y otros, 2012)
Isla Yeu	22,00%	(Babarit, y otros, 2012)
Zona 1	21,20%	Propia
Zona 3	20,47%	Propia
Zona 2	20,04%	Propia
Islas Orcadas	18,67%	(Babarit, y otros, 2012)
Loira	10,67%	(Babarit, y otros, 2012)
Canarias	0,09%	(Rusu & Onea, 2016)
Islandia	0,07%	(Rusu & Onea, 2016)
Azores	0,06%	(Rusu & Onea, 2016)
Madeira	0,06%	(Rusu & Onea, 2016)

4.3.9 Oyster

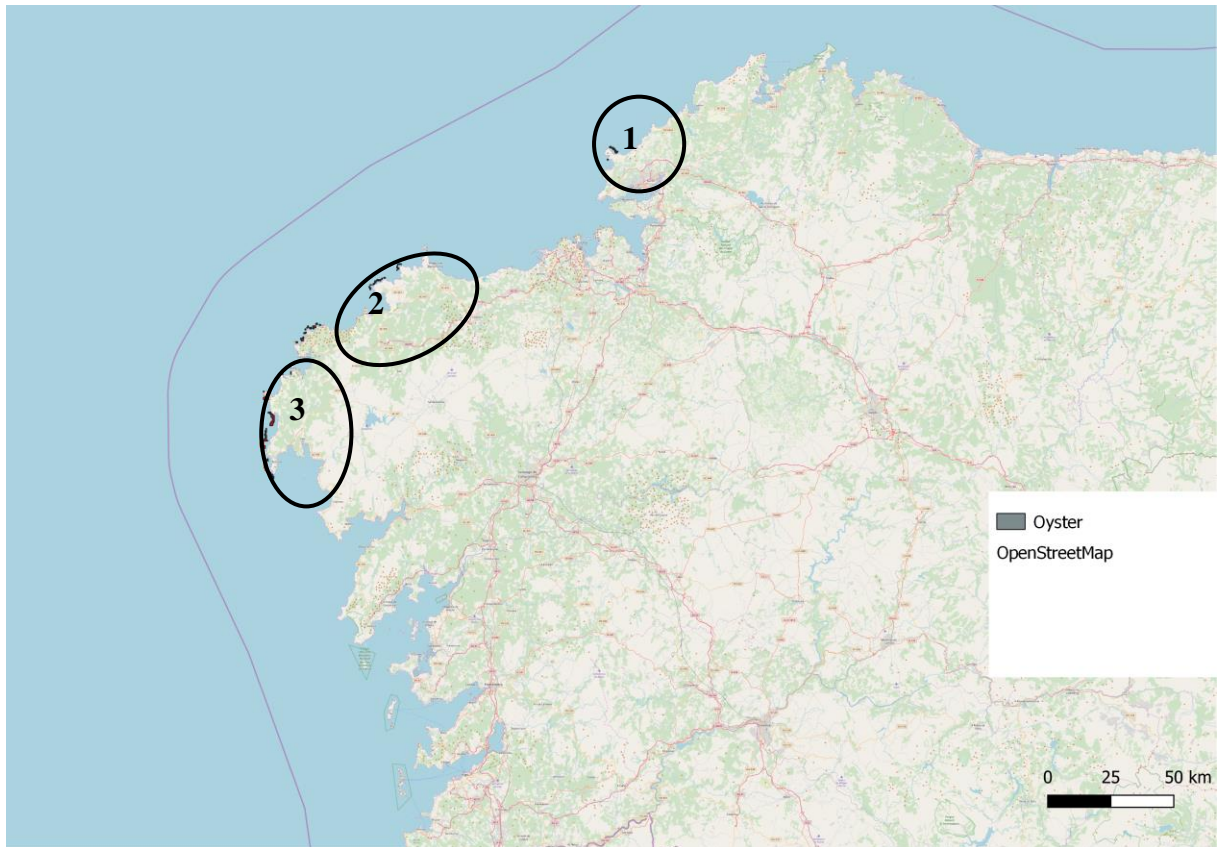


Figura 51. Resultados para Oyster. Elaboración propia.

La tecnología Oyster obtiene diferentes áreas que se agruparon en tres zonas: una muy pequeña, menos de 1 km², en la costa de Cedeira (Zona 1) bastante alejada de subestaciones aptas, la costa más expuesta entre Camariñas y Malpica (Zona 2), y el Cabo de Fisterra y alrededores (Zona 3), estas dos últimas zonas muy lejos de los puertos. Los factores de potencia obtenidos son todos muy similares, entre 16.1 y 16.6%. En otros trabajos se movieron entre 6 y 30%.

Tabla 36. Resultados para Oyster. Elaboración propia.

Zona	Energía (MWh/año aparato)	FP (%)	Distancia a Subestaciones (km)			Distancia a Costa (km)			Distancia a Puertos (km)			Área (km ²)
			Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	
1	4699,98	16,10	27,57	24,92	28,21	0,74	0,14	1,08	17,28	14,46	18,86	0,66
2	4844,34	16,60	6,06	0,36	12,29	0,54	0,10	1,04	61,05	42,61	75,11	2,49
3	4836,82	16,57	9,78	7,52	14,28	1,09	0,10	2,62	72,58	60,55	88,37	7,77

Tabla 37. Resultados de distintos trabajos para el factor de potencia de Seabased.

Zona	FP (%)	Trabajo
Belmullet	29,44%	(Babarit, y otros, 2012)
Galicia	22,70%	(Morales Vaquero, Castro Ruiz, & Rusu, 2014)
Zona 2	16,60%	Propia
Zona 3	16,57%	Propia
Zona 1	16,10%	Propia
Lisboa	15,40%	(Babarit, y otros, 2012)
Isla Yeu	13,21%	(Babarit, y otros, 2012)
Islas Orcadas	10,44%	(Babarit, y otros, 2012)
Loira	6,33%	(Babarit, y otros, 2012)

6. Conclusiones

Los resultados del trabajo arrojan luz sobre las zonas más interesantes para este tipo de tecnologías en la costa gallega. Sin duda, las zonas más interesantes son la costa noroeste (Cedeira y A Coruña) y el cabo de Fisterra. Las Rías Baixas quedan bastante al margen debido a que la potencia del oleaje se ve muy mermado, salvo las que están más al norte (Península de A Barbanza). Las zonas seleccionadas coinciden con las zonas de oleaje más intenso que se muestran en la Figura 26.

Existe una discrepancia con respecto al periodo de ola y la energía: La potencia del oleaje tiene dependencia directa del periodo (Ecuación 26), es decir, a mayores periodos, mayores potencias de oleaje. Sin embargo, las matrices de potencia encuentran sus máximas potencias a periodos medios. Esto se debe a que están diseñados para la absorción de los oleajes más comunes.

Existe un proyecto de estudio de energía undimotriz en Punta Langosteira, al oeste de la ciudad de A Coruña. Esta es una de las zonas que nuestro trabajo encuentra interesante, aunque no es de las más interesantes. Es posible que esta zona no sea considerada tan a menudo en nuestro trabajo porque realmente no sea tan interesante, ya que en un trabajo de investigación como el de Punta Langosteira, se requiere buen oleaje, pero el objetivo es

estudiar las energías renovables, y no su explotación, de modo que puede que ventajas como la cercanía a costa tenga más valor que en el caso de nuestro estudio.

A lo largo del trabajo, se ha podido comprobar la capacidad del software QGIS para trabajar información geográfica demostrando una gran utilidad, pero su combinación con Matlab para generar datos e incluso trabajarlos gracias a las herramientas de Mapping Toolbox que permiten trabajar con información geográfica georreferenciada, incrementa las capacidades de los softwares GIS notablemente gracias a su compatibilidad.

En estudios posteriores, resultaría de gran interés estudiar el efecto estela en energía undimotriz. Su comportamiento dista mucho del efecto estela eólico y complica mucho la determinación de la cantidad de energía que se puede obtener de una determinada área mediante tecnologías WEC al condicionar la distancia entre ellos.

Anexo I. Referencias matemáticas

$$\int_0^T \cos^2(kx - \omega t) dt = \frac{T}{2} \quad [1]$$

$$\int \sinh^2(Kz) dz = \frac{\sinh(2Kz)}{4K} - \frac{z}{2} + cte \quad [2]$$

$$\int \cosh^2(Kz) dz = \frac{\sinh(2Kz)}{4K} + \frac{z}{2} + cte \quad [3]$$

$$\int_0^T \sin^2(Kx - \omega t) dt = \int_0^T \cos^2(Kx - \omega t) dt = \frac{T}{2} \quad [4]$$

$$\sinh(2Kz) = 2\sinh(Kz) \cosh(Kz) \quad [5]$$

Anexo 2. Encuesta.

Encuesta sobre los criterios para la selección de una ubicación óptima para un parque undimotriz en Galicia.

Durante el Trabajo de Fin de Estudios, se están valorando diferentes emplazamientos de la costa gallega para la ubicación de un parque de energía undimotriz. Para la selección de estos emplazamientos, se utilizará la metodología del Proceso Analítico Jerárquico.

Para realizar este proceso de modo correcto, es necesaria la encuesta de expertos sobre distintos criterios que se han tomado de la bibliografía. Estos criterios, tomados de la publicación (Ana Nobre, 2008), son los que se pueden ver en la Tabla 1.

Tabla 1. Criterios a evaluar (Ana Nobre, 2008).

Distancia a puertos (km)	A menor distancia a puerto, menores costes de operación y mantenimiento.
Distancia a red eléctrica (km)	Será necesario hacer un tendido aéreo que una el punto de costa más cercano al parque undimotriz con el punto de conexión a red.
Climatología de olas	Supone la fuente de energía, y de ella dependerá la cantidad de recurso a extraer.
Distancia a costa (km)	Tiene gran importancia debido a que será necesario poner una línea subacuática que una el parque a la costa.

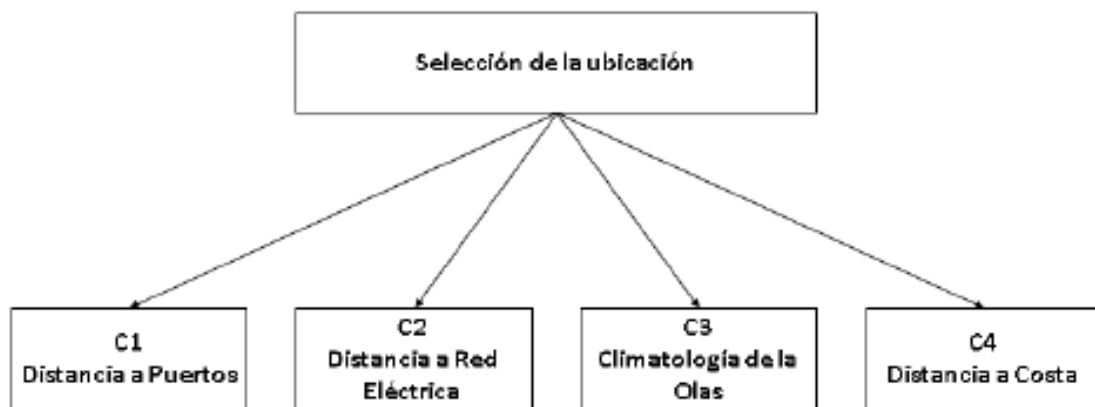


Figura 1. Estructura jerárquica del modelo AHP.

Cuestionario

1 ¿Cree que estos cinco criterios tienen el mismo peso en la decisión? Si/No

2 Si su respuesta fue "No", ordénelos por orden decreciente de importancia.

C1. Distancia a costa	1º	<input type="checkbox"/>	2º	<input type="checkbox"/>	3º	<input type="checkbox"/>	4º	<input type="checkbox"/>	5º	<input type="checkbox"/>
C2. Distancia a puertos	1º	<input type="checkbox"/>	2º	<input type="checkbox"/>	3º	<input type="checkbox"/>	4º	<input type="checkbox"/>	5º	<input type="checkbox"/>
C3. Distancia a red eléctrica	1º	<input type="checkbox"/>	2º	<input type="checkbox"/>	3º	<input type="checkbox"/>	4º	<input type="checkbox"/>	5º	<input type="checkbox"/>
C4. Climatología de las olas	1º	<input type="checkbox"/>	2º	<input type="checkbox"/>	3º	<input type="checkbox"/>	4º	<input type="checkbox"/>	5º	<input type="checkbox"/>

3. Compare el criterio que ha considerado en primer lugar con los demás mediante las etiquetas que se sugieren a continuación.

- II → Igualmente importante
- M+I → Moderadamente más importante
- +I → Más importante
- Mu + I → Mucho más importante
- Ex + I → Extremadamente más importante

La comparación se hará teniendo en cuenta el orden de preferencia que usted ha sugerido. Por favor, recuerde ser consistente con sus respuestas: si dijo que el 2º criterio más importante es más importante que el 3º, la etiqueta que aquí recibirá el 3º al ser comparada con el primero debe ser igual o mayor que la que recibió el 2º.

1º → 2º	II	<input type="checkbox"/>	M+I	<input type="checkbox"/>	+I	<input type="checkbox"/>	Mu+I	<input type="checkbox"/>	Ex+I	<input type="checkbox"/>
1º → 3º	II	<input type="checkbox"/>	M+I	<input type="checkbox"/>	+I	<input type="checkbox"/>	Mu+I	<input type="checkbox"/>	Ex+I	<input type="checkbox"/>
1º → 4º	II	<input type="checkbox"/>	M+I	<input type="checkbox"/>	+I	<input type="checkbox"/>	Mu+I	<input type="checkbox"/>	Ex+I	<input type="checkbox"/>

Bibliografía

- Ana Nobre, M. P. (2008). *Geo-spatial multi-criteria analysis for wave energy conversion system deployment*.
- Saaty, T. L. (1980). *The Analytic hierarchy Process*. McGraw Hill.

Anexo 3

Código desarrollado para la aplicación de AHP

```
E1=[7 7 3 9];
E2=[1 5 7 9];
E3=[9 5 7 7];
M=[];
a=E1;
A=meshgrid(a)./meshgrid(a)';
A=[A,geomean(A')'];
A=[A,A(:,5)/sum(A(:,5))*100];
M=[M,A(:,end)];
ME1=A
a=E2;
A=meshgrid(a)./meshgrid(a)';
A=[A,geomean(A')'];
A=[A,A(:,5)/sum(A(:,5))*100];
M=[M,A(:,end)];
ME2=A
a=E3;
A=meshgrid(a)./meshgrid(a)';
A=[A,geomean(A')'];
A=[A,A(:,5)/sum(A(:,5))*100];
M=[M,A(:,end)];
ME3=A
clear E2 E3 E1 a A
A1=mean(M(1,:));
A2=mean(M(2,:));
A3=mean(M(3,:));
A4=mean(M(4,:));
A=[A1;A2;A3;A4];
M=[M,A]
clear A A1 A2 A3 A4
```

Anexo 4

Código desarrollado para tratar los datos de los puntos SIMAR

```
%Cargar las Matrices de Potencia
tabTC=fopen('direccion\Hs_Tp.txt','w'); %Aquí guardaremos las matrices
climáticas para revisión si fuese necesario
tab=fopen(strcat('direccion\Tabla.txt'),'w'); %Aquí guardaremos los
resultados
fprintf(tab,'SIMAR latitud longit pelamis seapower wavestar oceantec ppc
energy_buoy ceto seabed oyster FPPelamis FPseapower FPwavestar FPoceantec
FPppc FPE_buoy FPceto FPseabed FPoyster Potencia\n');
G={'SIMAR' 'latitud' 'longit' 'pelamis' 'seapower' 'wavestar' 'oceantec'
'ppc' 'energy_buoy' 'ceto' 'seabed' 'oyster' 'FPPelamis' 'FPseapower'
'FPwavestar' 'FPoceantec' 'FPppc' 'FPE_buoy' 'FPceto' 'FPseabed' 'FPoyster'
'Potencia'};
```

```

Puntos=[]; %Está será ma matriz en la que guardemos los datos resultado
%empezamos a cargar las matrices de potencia de todas las tecnologías
fid=fopen('direccion\Pelamis.txt');
pelamis=[];
for i=2:18
    aux=str2num(fgetl(fid));
    pelamis=[pelamis; aux];
end
fclose(fid);
fid=fopen('direccion\Ceto.txt');
ceto=[];
for i=2:15
    aux=str2num(fgetl(fid));
    ceto=[ceto; aux];
end
fclose(fid);
fid=fopen('direccion\Energy buoy.txt');
energy_buoy=[];
for i=2:15
    aux=str2num(fgetl(fid));
    energy_buoy=[energy_buoy; aux];
end
fclose(fid);
fid=fopen('direccion\Oceantec.txt');
oceantec=[];
for i=2:12
    aux=str2num(fgetl(fid));
    oceantec=[oceantec; aux];
end
fclose(fid);
fid=fopen('direccion\Oyster Energy.txt');
oyster_energy=[];
for i=2:15
    aux=str2num(fgetl(fid));
    oyster_energy=[oyster_energy; aux];
end
fclose(fid);
fid=fopen('direccion\PPC.txt');
ppc=[];
for i=2:15
    aux=str2num(fgetl(fid));
    ppc=[ppc; aux];
end
fclose(fid);
fid=fopen('direccion\Seabed.txt');
seabed=[];
for i=2:15
    aux=str2num(fgetl(fid));
    seabed=[seabed; aux];
end
fclose(fid);
fid=fopen('direccion\seapower.txt');
seapower=[];
for i=2:17
    aux=str2num(fgetl(fid));
    seapower=[seapower; aux];
end
fclose(fid);
fid=fopen('direccion\Wavestar.txt');
wavestar=[];
for i=2:15

```

```

        aux=str2num(fgetl(fid));
        wavestar=[wavestar; aux];
end
fclose(fid);
PM={pelamis, seapower, wavestar, oceantec, ppc, energy_buoy, ceto, seabed, oyster_ener
ergy};
maximo=zeros(1,9);
for i=1:9
    aux=max(max(PM{i})); %obtenemos la potencia máxima que puede generar
cada aparato
    maximo(1,i)=aux;
end
clear aux
limites=[];
%Aquí establecemos los limites que tiene cada una de las tecnologías, es
%decir, sus periodo y altura de ola mínima y máxima
for i=1:9
    aux=PM{i};
    c_ini=aux(1,2);
    c_fin=aux(1,end);
    f_ini=aux(2,1);
    f_fin=aux(end,1);
    limites=[limites;c_ini,c_fin,f_ini,f_fin];
end
% aquí empiezo a cargar los datos de los puntos SIMAR
documentos=dir('C:\Users\danro\Documents\Correccion\Puertos\txt');
documentos(1:2)=[];
for k=1:length(documentos)
    fid=fopen(strcat('direccion\',documentos(k).name),'r');
    fgetl(fid);
    fgetl(fid);
    fgetl(fid);
    M=[];
    %Cogemos el punto SIMAR, y sus coordenadas geográficas
    fgets(fid,16);
    id=str2num(fgets(fid,7));
    fgetl(fid);
    fgets(fid,16);
    latitud=str2num(fgets(fid,6));
    fgetl(fid);
    fgets(fid,16);
    longitud=str2num(fgets(fid,6));
    rewind(fid);
    %Reiniciamos y hacemos nos saltamos toda la cabecera hasta llegar a la
    %matriz
    for i=1:83
        fgetl(fid);
    end
    %Declaramos A como la matriz que contenga todos los datos SIMAR, y
    %eliminamos aquellos que no estén entre 1988 y 2017
    A=fscanf(fid,'%f',[18,inf]);
    A=A';
    A(find(A(A(:,1)<1988)),:)=[];
    A(find(A(A(:,1)>2017)),:)=[];
    fclose(fid);
    %Pasamos esos datos a la matriz m junto con la dirección, aunque esta
    %no se usará
    m=[2*A(:,5),2*A(:,7),A(:,8)]; %cogemos el doble de la altura de ola y
del Periodo para redondearlo y luego dividirlo, así conseguimos redondear
en incrementos de 0.5

```

```

    direccion=diropt(m); %funcion propia para sacar la mejor direccion
posible (?dir=15°)
    M=round(m)/2+0.25;
    P=[id, latitud, longitud];
    Hsmax=max(M(:,1))-0.25; %Declaramos Hs y TP maximas para preparar sus
cabeceros
    Tmax=max(M(:,2))-0.25;
    TC=zeros(2*Hsmax,2*Tmax);
    for i=1:2*Hsmax
        for j=1:2*Tmax
            a=M(:,1)==i/2-0.25;
            b=M(:,2)==j/2-0.25;          %Clasificamos los datos en una tabla de
contingencia
            TC(i,j)=sum(a.*b)/length(A);
        end
    end
    cabT=[0:0.5:Tmax];
    cabH=[0.5:0.5:Hsmax];
    cabH=cabH';          %Creamos los cabeceros y los añadimos
    TC=[cabH,TC];
    TC=[cabT;TC];
    clear a
    clear b
    B=size(TC);
    A=repmat(' %2.5f ', [1,B(2)]);
    A=[A, '\n'];
    fprintf(tabTC, '%7.0f %2.2f %1.3f\n', P);
    fprintf(tabTC, A, TC');          %imprimimos la tabla de contingencia para
%posibles revisiones con sus correspondientes datos

    %Empiezo a convertir la TC en matriz más pequeñas para
    %multiplicarla por las matrices de potencia

    %Si la matriz de potencia tiene valores que la climatológica no, estos
    %deben eliminarse.

    TC_limite=[];
    TC_limite(1,1)=TC(1,2);
    TC_limite(1,2)=TC(1,end);
    TC_limite(1,3)=TC(2,1);
    TC_limite(1,4)=TC(end,1);
    pos=[];
    for i=1:length(limites)
        limites(i,1)=max(TC_limite(1,1),limites(i,1));
        limites(i,2)=min(TC_limite(1,2),limites(i,2));
        limites(i,3)=max(TC_limite(1,3),limites(i,3));
        limites(i,4)=min(TC_limite(1,4),limites(i,4));
    end
    for i=1:length(limites)

    pos(i,:)=[find(TC(1,:)==limites(i,1)),find(TC(1,:)==limites(i,2)),find(TC(
,1)'==limites(i,3)),find(TC(:,1)'==limites(i,4))];
    end
    for i=1:length(limites)
        aux=PM{i};

    Mposicion(i,:)=[find(aux(1,:)==limites(i,1)),find(aux(1,:)==limites(i,2)),f
ind(aux(:,1)'==limites(i,3)),find(aux(:,1)'==limites(i,4))];
    end
    for i=1:length(limites)

```

```

    aux=PM{i};

posPM(i, :)= [find(aux(1, :)==limites(i, 1)), find(aux(1, :)==limites(i, 2)), find(
aux(:, 1)'==limites(i, 3)), find(aux(:, 1)'==limites(i, 4))];
end
    %Esto se pone aquí para corregir un error en la posición de las
columnas

Mpos=[Mposicion(:, 3), Mposicion(:, 4), Mposicion(:, 1), Mposicion(:, 2)];
Mposicion=Mpos;

Mpelamis=TC(pos(1, 3):pos(1, 4), pos(1, 1):pos(1, 2));
Mseapower=TC(pos(2, 3):pos(2, 4), pos(2, 1):pos(2, 2));
Mwavestar=TC(pos(3, 3):pos(3, 4), pos(3, 1):pos(3, 2));
Moceantec=TC(pos(4, 3):pos(4, 4), pos(4, 1):pos(4, 2));
Mppc=TC(pos(5, 3):pos(5, 4), pos(5, 1):pos(5, 2));
Menergy_buoy=TC(pos(6, 3):pos(6, 4), pos(6, 1):pos(6, 2));
Mceto=TC(pos(7, 3):pos(7, 4), pos(7, 1):pos(7, 2));
Mseabed=TC(pos(8, 3):pos(8, 4), pos(8, 1):pos(8, 2));
Moyster_energy=TC(pos(9, 3):pos(9, 4), pos(9, 1):pos(9, 2));

    %Ahora quito las cabeceras a las matrices de potencia

for i=1:length(limites)
    aux=PM{i};

PMpos(i, :)= [find(aux(:, 1)==limites(i, 3)), find(aux(:, 1)==limites(i, 4)), find(
aux(1, :)==limites(i, 1)), find(aux(1, :)==limites(i, 2))];
end
    pelamisTC=pelamis(PMpos(1, 1):PMpos(1, 2), PMpos(1, 3):PMpos(1, 4));
    seapowerTC=seapower(PMpos(2, 1):PMpos(2, 2), PMpos(2, 3):PMpos(2, 4));
    wavestarTC=wavestar(PMpos(3, 1):PMpos(3, 2), PMpos(3, 3):PMpos(3, 4));
    oceantecTC=oceantec(PMpos(4, 1):PMpos(4, 2), PMpos(4, 3):PMpos(4, 4));
    ppctTC=ppc(PMpos(5, 1):PMpos(5, 2), PMpos(5, 3):PMpos(5, 4));
    energy_buoyTC=energy_buoy(PMpos(6, 1):PMpos(6, 2), PMpos(6, 3):PMpos(6, 4));
    cetoTC=ceto(PMpos(7, 1):PMpos(7, 2), PMpos(7, 3):PMpos(7, 4));
    seabedTC=seabed(PMpos(8, 1):PMpos(8, 2), PMpos(8, 3):PMpos(8, 4));

oyster_energyTC=oyster_energy(PMpos(9, 1):PMpos(9, 2), PMpos(9, 3):PMpos(9, 4));

PM2={pelamisTC, seapowerTC, wavestarTC, oceantecTC, ppctTC, energy_buoyTC, cetoTC,
seabedTC, oyster_energyTC};
    %por ultimo, hago sumaproducto de la matriz de clima por la matriz de
potencia
    VEtot=[];
    for i=1:9
        Etot=8.76*sum(sum(PM2{i}.*Mpotencias{i}));
        VEtot=[VEtot, Etot]; %Calculamos la energía total como el sumatorio
del producto entre la matriz de potencia y la climatica allí donde
coinciden. Este producto se hace término a término, de modo no natural
    end

    %Ahora vamos a calcular el factor de potencia

Fpot=VEtot./(maximo*8.76);

    %Ahora calculo la Energía contenida en el clima (no la que extraigo)

```



```

ro=1024;
g=9.81;
PN=[];
T=TC(1,2:end);
Hs=TC(2:end,1);
for i=1:length(T) %Aplicamos la ecuación de la potencia de oleaje
    for j=1:length(Hs)
        pot_nat=ro*g*g*T(i)*Hs(j)*Hs(j)/(64*pi);
        PN(j,i)=pot_nat;
    end
end
Energia_oleaje=sum(sum(PN))*3600/1000000000; %que es la energía en GWh

P=[P,VEtot,100*Fpot,Energia_oleaje];
Puntos=[Puntos;P];
disp('SIMAR latitud longit pelamis seapower wavestar oceantec ppc
energy_buoy ceto seabed oyster FPelamis FPseapower FPwavestar FPoceantec
FPppc FPE_buoy FPceto FPseabed FPoyster Potencia')
fprintf('%7.0f %2.3f %2.3f %4.3f %4.3f %3.3f %4.3f %3.3f %4.3f %2.3f
%2.3f %3.3f %2.3f %1.3f %1.3f %1.3f %1.3f %2.3f %1.3f %1.3f %1.3f
%1.5f\n',Puntos')
L=num2str((100*k/length(documentos)));
disp(strcat('avance=',L,'%'))
fprintf('Numero de pasos: %3.0f \n',k)
fprintf(tab,'%7.0f %2.3f %2.3f %4.3f %4.3f %3.3f %4.3f %3.3f %4.3f
%2.3f %2.3f %3.3f %2.3f %1.3f %1.3f %1.3f %1.3f %1.3f %1.3f %1.3f
%1.3f %1.5f',P);
fprintf(tab,'\n');
end
%%
fclose(tabTC);
fclose(tab)
type 'direccion\Tabla.txt

```

Anexo 5

Código desarrollado para clasificar las capas de potencia y factor de potencia.

```

nombre= 'direccion\';
doc=dir(strcat(nombre,'*.tif'));
for i=1:length(doc)
    arch=doc(i).name;
    [A,R]=geotiffread(strcat(nombre,arch));
    B=zeros(length(A(:,1)),length(A(1,:)));
    M{i}=A;
    C=B;
    masc=B;
    D=B;
    b=round(max(max(A)),-1);
    a=b/10;
    masc=A>0;
    for k=1:11
        B=A<k*a;
        C=A>=a*(k-1);
    end
end

```

```

        D=D+B.*C*(a*k);
    end
    D(D==0)=NaN;
    geotiffwrite(strcat('direccion',arch),D,R)
    a=num2str(i*100/length(doc));
    disp(strcat('avance=',a,'%'))
end

```

Anexo 6.

Código desarrollado para aplicar el método TOPSIS a los datos.

```

[costa,Rcosta]=geotiffread('C:\Users\danro\Documents\Correccion\Proximidad\Costa.tif');
[puertos,Rpuertos]=geotiffread('C:\Users\danro\Documents\Correccion\Proximidad\puertos.tif');
[a,R]=geotiffread('C:\Users\danro\Documents\Correccion\Proximidad\Costa.tif');
clear a
M={};
[subestaciones,Rsubestaciones]=geotiffread('C:\Users\danro\Documents\Correccion\puntos_interp\proximidad\subestaciones.tif');
puertos(puertos<0)=0;
subestaciones(subestaciones<0)=0;
costa(costa<0)=0;
doc=dir('C:\Users\danro\Documents\Correccion\puntos_interp\Energia prohibidos batimetria\NaN\*.tif');
sumsquare=[sum(sum(costa.^2)),sum(sum(subestaciones.^2)),sum(sum(puertos.^2))];
costa_pond=0.2679*costa/sqrt(sumsquare(1));
subestaciones_pond=0.1576*subestaciones/sqrt(sumsquare(2));
puertos_pond=0.116*puertos/sqrt(sumsquare(3));
costa_pond(costa_pond<=0)=NaN;
subestaciones_pond(subestaciones_pond<=0)=NaN;
puertos_pond(puertos_pond<=0)=NaN;
antiideal=[max(max(costa_pond)),max(max(subestaciones_pond)),max(max(puertos_pond))];
ideal=[min(min(costa_pond)),min(min(subestaciones_pond)),min(min(puertos_pond))];
dif_costa_ideal=(costa_pond-ideal(1)).^2;
dif_subestaciones_ideal=(subestaciones_pond-ideal(2)).^2;
dif_puertos_ideal=(puertos_pond-ideal(3)).^2;
dif_costa_antiideal=(costa_pond-antiideal(1)).^2;
dif_subestaciones_antiideal=(subestaciones_pond-antiideal(2)).^2;
dif_puertos_antiideal=(puertos_pond-antiideal(3)).^2;
M={};
for i=1:length(doc)

[energy,Reenergy]=geotiffread(strcat('C:\Users\danro\Documents\Correccion\puntos_interp\Energia prohibidos batimetria\NaN\',doc(i).name));
    energy(energy<0)=0;
    energy(isnan(energy))=0;
    sumsquare2=sum(sum(energy.^2));
    energia_pond=energy*0.4585/sqrt(sumsquare2);
    energia_pond(energia_pond<=0)=NaN;

```

```

ideal_energia=max(max(energia_pond));
antiideal_energia=min(min(energia_pond));
dif_energia_ideal=(energia_pond-ideal_energia).^2;
dif_energia_antiideal=(energia_pond-antiideal_energia).^2;

d_ideal=dif_energia_ideal+dif_costa_ideal+dif_subestaciones_ideal+dif_puertos_ideal;

d_antiideal=dif_energia_antiideal+dif_costa_antiideal+dif_subestaciones_antiideal+dif_puertos_antiideal;
D=d_antiideal./(d_ideal+d_antiideal);
D(D<=0)=NaN;

geotiffwrite(strcat('C:\Users\danro\Documents\Correccion\puntos_interp\TOPSIS\ ', doc(i).name), D, R)
M{i}=D;
c=num2str(i/length(doc)*100);
disp(strcat('avance=', c, '%'))
clc
end

```

7. Referencias

- Almonacid, N. (2015). *Evaluating a project for wave energy generation at a coastal site in Chile*. Southampton, England.
- APPA. (2011, agosto 11). *SITUACIÓN DE LAS ENERGÍAS MARINAS EN ESPAÑA*. Retrieved from <https://docplayer.es/84487401-Situacion-n-de-las-energias-marinas-en-espana.html>
- Babarit, A., Hals, J., Muliawan, M. J., Kurniawan, A., Moan, T., & Krokstad, J. (2012). Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters. *Renewable energy, Elsevier*, 44-63.
- Carcas, M. (n.d.). *The Pelamis Wave Energy Converter*. Retrieved from An update on performance and operational aspects: https://energiatalgud.ee/img_auth.php/3/3a/Carcas%2C_M._The_Pelamis_Wave_Energy_Converter.pdf
- Carnegie Clean Energy. (2018). *Carnegie*. Retrieved from What is Ceto?: <https://www.carnegiece.com/wave/what-is-ceto/>

- Castellucci, V., Erikson, M., & Waters, R. (2016, octubre 11). Impact of Tidal Level Variations on Wave Energy Absorption at Wave Hub. *Energies*, 1-11.
- Cruz, J. (2008). *Ocean Wave Energy: Current Status and Future Perspectives (Green Energy and Technology)*.
- Dalton, G., Alcorn, R., & Lewis, T. (2010). Case study feasibility analysis of the Pelamis wave energy convertor in Ireland, Portugal and North America. *Renewable Energy*, 443-455.
- EMODnet. (2017). *Bathymetry*. Retrieved from EMODnet: <http://www.emodnet-bathymetry.eu/>
- ENR 5.1. (2015, 5 28). *ZONAS PROHIBIDAS, RESTRINGIDAS Y PELIGROSAS; ESPACIOS AÉREOS TEMPORALMENTE SEGREGADOS*.
- Ente Vasco de la Energía. (2018, 11 1). <https://www.eve.eus/>. Retrieved from <https://www.eve.eus/EVE/media/EVE/pdf/Mutriku-2016.pdf>
- Ereño, P. I. (n.d.). *Energías de las olas: Situación y Futuro*.
- ESRI. (2003). *Editing in ArcMap, Environmental Systems Research Institute, Inc., ESRI Press, Redlands. USA*.
- García Cascales, M. d. (2009). *Métodos de Comparación de alternativas mediante un Sistema de Ayuda a la Decisión*. Cartagena, Murcia.
- García-Cascales, M. S., & Lamata, M. (2012). *On rank reversal and TOPSIS method. Mathematical and Computer Modeling (Vol. 56)*.
- Graves, D., & Iglesias, G. (2018). *Tidal and Wave Energy*. Plymouth: Wiley.

green age. (2018, 11 1). *thegreenage*. Retrieved from

<https://www.thegreenage.co.uk/cos/wave-hub-cornwall/>

Hwang, C., & Yoon, K. (1981). *Multiple attribute decision methods and applications*. Berlin

Heilderberg: Springer.

lexology. (2018, 11 1). *www.lexology.com*. Retrieved from

<https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=44f9cb12-8ece-4a48-ab95-0a1d01eb6d7e>

Liliana Rusu, F. O. (2017). The performance of some state-of-the-art wave energy converters

in locations with the worldwide highest wave power. *Elsevier*, 1348-1362.

localizatodo. (n.d.). *localizatodo*. Retrieved 2018, from <http://www.localizatodo.com/>

Lozano, J. M. (2012). *Búsqueda y evaluación de emplazamientos óptimos para albergar*

instalaciones de energías renovables en la costa de la Región de Murcia:

combinación de Sistemas de Información Geográfica (SIG) y Soft Computing.

Cartagena.

Marco, T., Pranzo, D., Camporeale, S., & Pascazio, G. (2011). Improved Design of High

Solidity Wells Turbine. *the Ninth European Wave and Tidal Energy Conference*

(EWTEC2011).

Morales Vaquero, A., Castro Ruiz, F., & Rusu, E. (2014). Evaluation of the wave power

potential in the northwestern side of the Iberian nearshore.

Morales, A. (2018, 2 26). *MappingGIS*. Retrieved 2018, from ¿Por qué QGIS es la referencia

en los clientes SIG open source?: <https://mappinggis.com/2014/06/por-que-qgis-es-la-referencia-sig-open-source/>

<https://mappinggis.com/2014/06/por-que-qgis-es-la-referencia-sig-open-source/>

- Nagababu, G., Patel, R., Moideenkunju, S., Srinivas Bhasuru, A., Singh Kachhwaha, S., Kumar Surisetty, V. A., & Aich Bhowmick, S. (2018). Estimation of technical wave energy potential in exclusive economic zone of India. *ASME. International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*.
- Naturgy. (2018, 10 4). Especificaciones particulares. Requisitos Técnicos para Conexión de Instalaciones en Alta Tensión de $U_n > 36 \text{ kV}$.
- Nobre, A., Pacheco, M., Raquel, J., Lopes, M., & Gato, L. (2008). *Geo-spatial multi-criteria analysis for wave energy conversion system deployment*.
- Ocean Energy. (n.d.). *A world of power*. Retrieved from Galery: <http://www.oceanenergy.ie/>
- Oceantec. (2007, Mayo 4). DESARROLLO TECNOLÓGICO DE UN SISTEMA DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA DE LAS OLAS. Bizkaia, Euskadi, España.
- Oceantec wave energy. (2017, Abril 12). *OCEANTEC Wave Energy Converter 1:4 prototype*. Retrieved from tethys: <https://tethys.pnnl.gov/annex-iv-sites/oceantec-wave-energy-converter-14-prototype>
- Onea, F., & Eugen, R. (2018). *Sensitivity analysis of the wave energy converters operating in the French coastal waters*.
- Onea, F., & Rusu, E. (2018). *Sensitivity analysis of the wave energy converters operating in the French coastal waters*.
- oregon solutions. (2018, 11 1). <http://orsolutions.org/osproject/reedsport-wave-energy>. Retrieved from <http://orsolutions.org/osproject/reedsport-wave-energy>
- Oregon wave energy trust. (2009). *Oregon wave energy trust, Utility market initiative*.

- Palomar Vázquez, J. (2010). *Curso de gvSIG 1.9: Introducción a gvSIG, Departamento de Ingeniería Cartográfica, Geodesia y Fotogrametría, Grupo de Cartografía GeoAmbiental y Teledetección, Universidad Politécnica de Valencia.*
- Pedlosky, J. (2003). *Waves in ocean and atmosphere*. New York: Springer.
- Pelamis Wave Power. (2018). <https://www.pelamiswave.com>.
- Pontoon Power. (1999). *Pontoon Power, Harvesting wave energy on a large scale*. Retrieved from <http://www.pontoon.no/Technology.html>
- Pontoon Power Converter. (n.d.). *Harvesting wave energy on a large scale*. Retrieved from Pontoon Power: <http://www.pontoon.no/>
- power-technology. (2018, 11 1). *power-technology*. Retrieved from <https://www.power-technology.com/projects/pelamis/>
- Rusu, E., & Onea, F. (2016). Estimation of the wave energy conversion efficiency in the Atlantic Ocean close to the European islands. *Renewable Energy*, 687-703.
- Rusu, L., Beatrice Raileanu, A., & Florin, O. (2018). A Comparative Analysis of the Wind and Wave Climate in the Black Sea Along the Shipping Routes. *Water*.
- Saaty, T. (1980). *The analytic hierarchy process*. McGraw-Hill.
- Saaty, T. L. (1994). *Fundamentals of decision making and priority theory*.
- Seapower. (2014, 9 24). <http://www.seapower.ie>. Retrieved from Seapower Platform Power Matrix: http://www.seapower.ie/?attachment_id=1075
- Silvia Bozzi, G. B. (2018). Wave power technologies for the Mediterranean offshore: Scaling and performance analysis. *Elsevier*, 130-146.

- Simon, H. (1960). *The New Science of Management Decision*. Harper and Row.
- Sorin Diacuni, E. R. (2013). Evaluation of various WEC devices in the Romanian near shore. *Energy and environment technologies and equipment*, 92-102.
- Soumya Ghosh, T. C. (2016). *Development of the location suitability index for wave energy production by ANN and MCDM techniques*.
- University of the Basque Country. (2018, julio 19). *Wave energy converters are not geared toward the increase in energy over the last century*. Retrieved from phys.org:
<https://phys.org/news/2018-07-energy-g geared-century.html>
- Villate Martínez, J. L., Ruiz-Minguela, P., & Pérez Morán, G. (2017, Enero 13). *Energías renovables en el medio marino*. Retrieved from Universidad Tecnológica Nacional, Buenos Aires: <http://www.mecanica.frba.utn.edu.ar/energiaundimotriz/?p=1012>
- Wave star. (2018). <http://wavestarenergy.com>.
- wikipedia. (2018, octubre 24). *Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar*. Retrieved from
https://es.wikipedia.org/wiki/Convenci%C3%B3n_de_las_Naciones_Unidas_sobre_el_Derecho_del_Mar