

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

**PROYECTO DE UN PARQUE DE ENERGÍA
MARINA DE TURBINAS KOBOLD EN EL
ESTRECHO DE GIBRALTAR**

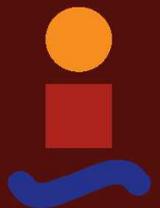
Autor: Lucas Torres Guillén

Directores: Manuel Toscano Jiménez

Pedro Ángel Vázquez González

**Departamento de Física Aplicada III
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2015



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

PROYECTO DE UN PARQUE DE ENERGÍA MARINA DE TURBINAS KOBOLD EN EL ESTRECHO DE GIBRALTAR

Autor:

Lucas Torres Guillén

Tutores:

Manuel Toscano Jiménez

Pedro Ángel Vázquez González

Departamento de Física Aplicada III
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2015

Agradecimientos

Dedico este proyecto a mi familia, por servirme de apoyo y proporcionarme los medios necesarios para realizar estos estudios. Sin su aliento y comprensión no hubiese sido posible.

Mis compañeros de clase por el camino recorrido juntos con tantas horas de estudio y dedicación.

A la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla, a todos los profesores y de una forma especial a D. Manuel Toscano Jiménez y D. Pedro Ángel Vázquez González por haberme guiado, aconsejado y ayudado a realizar este proyecto.

Mi agradecimiento a todos ellos.

Índice

Agradecimientos	3
Índice de Tablas	6
Índice de Figuras	7
1 Introducción	12
1.1 <i>Motivación</i>	12
1.2 <i>Introducción a la Energía Marina</i>	14
1.2.1 Energía undimotriz.	14
1.2.2 Energía de los vientos oceánicos.	16
1.2.3 Energía de gradiente salino	17
1.2.4 Energía térmica oceánica.	17
1.2.5 Introducción a las Mareas	18
2 Energía disponible	21
2.1 <i>Técnicas disponibles</i>	21
2.2 <i>Dependencia de la obtención de potencia</i>	22
3 Ingeniería existente	24
3.1 <i>Mecanismos existentes.</i>	24
3.2 <i>Áreas de aplicación.</i>	25
3.3 <i>Turbinas de eje horizontal y vertical.</i>	26
3.3.1 Configuraciones del rotor.	26
3.3.2 Aumento de conductos.	29
3.3.3 Opciones para colocar el rotor.	31
3.4 <i>Ventajas y desventajas técnicas de las turbinas horizontales y verticales.</i>	33
3.5 <i>Ingeniería existente.</i>	34
3.5.1 Dispositivos	34
3.5.2 Proyectos actuales	46
4 El Estrecho de Gibraltar	63
4.1 <i>Descripción del Estrecho de Gibraltar.</i>	63
4.2 <i>Factores para la elección de un emplazamiento óptimo</i>	66
4.2.1 Corrientes submarinas.	66
4.2.2 Corrientes superficiales.	74
4.2.3 Fondo marino.	74
4.2.4 Rutas de navegación.	75
4.2.5 Zonas militares.	76
4.2.6 Zonas de pesca.	77
4.2.7 Puntos de conexión eléctrica.	78
4.3 <i>Emplazamiento.</i>	80
5 Estudio de la Turbina Kobold	82
5.1 <i>Estado del Arte</i>	82
5.1.1 Objetivos de experimentos en un modelo a escala	82
5.1.2 Detalles del modelo	84
5.1.3 Datos experimentales	84
5.2 <i>Comportamiento dinámico</i>	85
5.2.1 Doble tubo de corriente múltiple	85
5.2.2 Álabes y características aerodinámicas	87
5.2.3 Modelos experimentales	88
5.2.4 Pruebas experimentales	89
5.3 <i>Diseño de la turbina</i>	91

5.3.1	Medidas de la turbine Kobold	92
5.3.2	Anclaje de la boya	93
5.3.3	Detalles eléctricos	94
6	Potencial del Parque Marino	95
6.1	<i>Superposición del viento a las corrientes marinas</i>	95
6.2	<i>Rosas de vientos del Estrecho de Gibraltar</i>	103
6.3	<i>Cálculo de las potencias diarias</i>	106
6.4	<i>Elección de número de turbinas Kobold en el parque marino</i>	113
7	Conclusiones	117
	Bibliografía	118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Duración y variación de las mareas.....	24
Tabla 2: Velocidad del viento por meses en 2012.....	98
Tabla 3: Velocidad del viento por meses en 2013.....	99
Tabla 4: Velocidad del viento por meses en 2014.....	101
Tabla 5: Velocidades para el cálculo de la curva de potencia de la turbina Kobold.....	103
Tabla 6.A: Cálculos Potencia por horas del día 1 de la muestra tomada.....	106
Tabla 6.B: Curva diaria de velocidad de corriente del día 1 de la muestra tomada.....	106
Tabla 7: Número de turbinas por km ²	110
Tabla 8: Costes del parque marino según superficie.....	111
Tabla 9: Costes del parque marino según superficie, para velocidad media de corriente de 2,5 m/s.....	112
Tabla 10: Costes del parque marino según superficie, para un rendimiento de 0,4.....	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Evolución del consumo de energía primaria.....	10
Ilustración 2: Potencia instalada en 2013.....	11
Ilustración 3: Evolución de la producción interior de energía y del grado de autoabastecimiento.....	11
Ilustración 4: Parámetros analíticos que definen el aprovechamiento energético de una onda marina.....	13
Ilustración 5: Dispositivo Pelamis para el aprovechamiento de la energía de las olas.....	14
Ilustración 6: London Array, Reino Unido, 173 turbinas y 100 km ²	20
Ilustración 7: Esquema de generación de energía mediante un ciclo Rankine a partir del gradiente térmico oceánico.....	15
Ilustración 8: Variación mareas según la posición de la Luna.....	16
Ilustración 9: Suma de fuerzas en la atracción.....	17
Ilustración 10: Variación marea según tiempo.....	18
Ilustración 11: Estado general de la tecnología en turbinas hidrocineéticas.....	25
Ilustración 12: Clasificación de rotores de turbinas.....	25
Ilustración 13: Rotores en turbinas de eje horizontal.....	26
Ilustración 14: Rotores en turbinas de eje vertical.....	27
Ilustración 15: Encuesta sobre la utilización de aumentos de conducto para turbinas (a) de eje horizontal y (b) de eje vertical.....	28
Ilustración 16: Clasificación de aumento de canales.....	28
Ilustración 17: Formas de canales.....	29
Ilustración 18: Opciones de anclaje para turbinas.....	29
Ilustración 19: Porcentaje de turbinas consideradas para las diversas disposiciones de colocación para turbinas de (a) eje horizontal y (b) de eje vertical.....	30
Ilustración 20: La turbina marina de eje horizontal GEM "Cometa del Océano".....	33
Ilustración 21: Totalmente controlado para alinearse con la dirección de la corriente.....	33
Ilustración 22: En ausencia de corriente (a una profundidad de 15 m).....	34
Ilustración 23: En presencia de corriente.....	34

Ilustración 24: Levantado y remolcado a los astilleros para su mantenimiento.....	34
Ilustración 25: Turbina Gorlov helicoidal.....	35
Ilustración 26: Disposición horizontal de la tubrina Gorlov.....	36
Ilustración 27: Estructura portante de turbinas utilizada en el estrecho de Uldolmok.....	37
Ilustración 28: Curva de potencia de la Turbina Gorlov.....	37
Ilustración 29: Esquema de un rotor Savonius. (a) Vista frontal; (b) vista desde arriba.....	38
Ilustración 30: Turbina Savonius de dos etapas.....	39
Ilustración 31: Disposición general del Generador Stingray.....	40
Ilustración 32: Tren de potencia del Generador Stingray.....	41
Ilustración 33: Ciclo completo del Generador Stingray (ver de izquierda a derecha).....	42
Ilustración 34: Turbina Kobold.....	43
Ilustración 35: Eje de rotación y palas de la turbina Kobold.....	44
Ilustración 36: Funcionamiento de la Turbina Kobold.....	45
Ilustración 37: Seaflow.....	45
Ilustración 38: Agrupación de SeaGens.....	46
Ilustración 39: Tidal Stream Turbine.....	46
Ilustración 40: Aquanator™ y Nereus™.....	47
Ilustración 41: AK1000 Y AR1000.....	48
Ilustración 42: TGU.....	48
Ilustración 43: RivGen.....	49
Ilustración 44: TidGen dimensiones e instalación en la bahía de Cobscook a) y b) respectivamente....	50
Ilustración 45: OcGen.....	50
Ilustración 46: KHPS.....	51
Ilustración 47: KHPS generaciones 4º y 5º.....	51
Ilustración48: Proyecto Enermar.....	52
Ilustración 49: Gorlov Helical Turbine.....	52
Ilustración 50: Ensayos de la GHT en diversas localizaciones.....	53
Ilustración 51: Planta de turbinas helicodales en el estrecho de Uldolmok en Korea.....	54
Ilustración 52: Open-centre turbine.....	54

Ilustración 53: Bay of Fundy tidal energy Project.....	55
Ilustración 54: Plataforma BlueTEC con diferentes diseños de turbinas.....	56
Ilustración 55: Plataforma BlueTEC Modular.....	57
Ilustración 56: Turbina Tocardo.....	57
Ilustración 57: Turbina Schottel.....	58
Ilustración 58: SR250.....	59
Ilustración 59: Alstom turbine.....	59
Ilustración 60: GESMEY-ME10.....	60
Ilustración 61: Plataforma flotante de la empresa Magallanes Renovables.....	61
Ilustración 62: Mapa del Estrecho de Gibraltar con la batimetría. En él se han ubicado las secciones que más se nombran en este trabajo: SE es la sección del umbral de Espartel; SC, sección del umbral de Camarinal y ET, el Estrechamiento de Tarifa, la zona más angosta del Estrecho.....	62
Ilustración 63: Vista aérea del Estrecho de Gibraltar en 3D desde el continente africano. Igualmente que en la figura 1. Se señalan, también, las características más importantes de la topografía.....	63
Ilustración 64: Vista aérea del Estrecho desde el mar Mediterráneo.....	64
Ilustración 65: Velocidades medias a lo largo de la sección indicada por la línea roja en el mapa insertado en la esquina inferior izquierda. Los colores azules indican velocidades hacia el Atlántico, los rojos hacia el Mediterráneo y la línea gruesa blanca la interfase de velocidad cero (que no coincide con la interfase de salinidad, $S=37.5$, usualmente tomada como superficie separadora de las aguas atlánticas y mediterráneas línea roja de trazos). Las líneas negras muestran esos perfiles medios de velocidad referidos a la escala que aparece en la parte superior de cada una de las tres gráficas. E y C indican los umbrales de Espartel y Camarinal, respectivamente. El mapa ha sido confeccionado con la salida del modelo numérico CEPOM desarrollado por el ENEA (Sannino et. al., 2002, 2004).....	65
Ilustración 66: Imágenes de corrientes submarinas con los 5 indicadores.....	67
Ilustración 67: Representación de las corrientes subterráneas para análisis de los factores anteriores.....	72
Ilustración 68: Corrientes evaluadas con la función de calidad.....	73
Ilustración 69: Batimetría del Estrecho de Gibraltar.....	74
Ilustración 70: Rutas de navegación.....	75
Ilustración 71: Zonas militares.....	76
Ilustración 72: Zonas de pesca.....	77
Ilustración 73: Puntos de conexión eléctrica.....	78
Ilustración 74: Emplazamiento desde vista lejana.....	79
Ilustración 75: Emplazamiento desde vista cercana.....	79

Ilustración 76: Movimiento de las palas.....	81
Ilustración 77: Movimiento del agua con 3 y 4 palas.....	82
Ilustración 78: Prototipo fuera del agua.....	83
Ilustración 79: Cambio de Torsión frente al cambio de ángulo.....	84
Ilustración 80: Modelo de Doble Tubo de Corriente Múltiple (DMS).....	85
Ilustración 81: Equilibrio de momentos del eje.....	85
Ilustración 82: Pares en una turbina Kobold.....	86
Ilustración 83: Características erodinámicas ($Re=10e6$).....	87
Ilustración 84: Equilibrio de masas y parada de la pala.....	87
Ilustración 85: Cicloturbina de palas rectas (Modelo A).....	88
Ilustración 86: Datos experimentales y resultados VAWT (Modelo A).....	90
Ilustración 87: Datos experimentales y resultados VAWT (Modelo B).....	91
Ilustración 88: Empuje debido a la corriente.....	92
Ilustración 89: Composición de las palas.....	93
Ilustración 90: Conexión brazo-pala.....	93
Ilustración 91: Disposición de los bloques.....	94
Ilustración 92: Equipo eléctrico.....	94
Ilustración 93: Variación de la densidad de probabilidad de Weibull en función del factor de escala C y el factor de forma K.....	97
Ilustración 94: Distribución de Rayleigh para $C=1$	97
Ilustración 95: Medias mensuales de la velocidad del viento en el punto WANA 6048012 en 2012.....	98
Ilustración 96: Distribución de Weibull año 2012 punto WANA 6048012.....	99
Ilustración 97: Medias mensuales de la velocidad del viento en el punto WANA 6048012 en 2013.....	99
Ilustración 98: Distribución de Weibull año 2013 punto WANA 6048012.....	101
Ilustración 99: Medias mensuales de la velocidad del viento en el punto WANA 6048012 en 2014.....	101
Ilustración 100: Distribución de Weibull año 2014 punto WANA 6048012.....	103
Ilustración 101: Curva de potencia de la turbina Kobold.....	104
Ilustración 102: Curva de potencia calculada a partir de velocidades comprendidas entre 0,4 y 1,6 m/s.....	105

Ilustración 103: Instantánea tomada para el cálculo de la velocidad de corriente en el Estrecho de Gibraltar.....	106
Ilustración 104: Rosas de vientos de los años 2012,13 y 14 respectivamente en la boya WANA 6048012.....	107
Ilustración 105: Potencias instantáneas por horas días 1 a 6.....	109.
Ilustración 106: Potencias instantáneas por horas días 7 a 12.....	110
Ilustración 107: Potencias instantáneas por horas días 13 y 14.....	111
Ilustración 108: Potencia media absorbida por cada día de este estudio.....	111
Ilustración 109: Distribución de turbinas en un parque.....	112
Ilustración 110: Parámetros de profundidad, diámetro rotor y distancia entre turbinas.....	113
Ilustración 111: Reducción de la velocidad para los tres casos citados.....	113
Ilustración 112: Evolución del precio de un panel solar mediano.....	118

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

Para satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad actual y llevar a cabo un desarrollo económico sostenible son necesarias cada vez más fuentes de energía diversificadas caracterizadas por su seguridad de abastecimiento, el respeto al medio ambiente, que además sean económicamente asequibles y aceptadas por la sociedad.

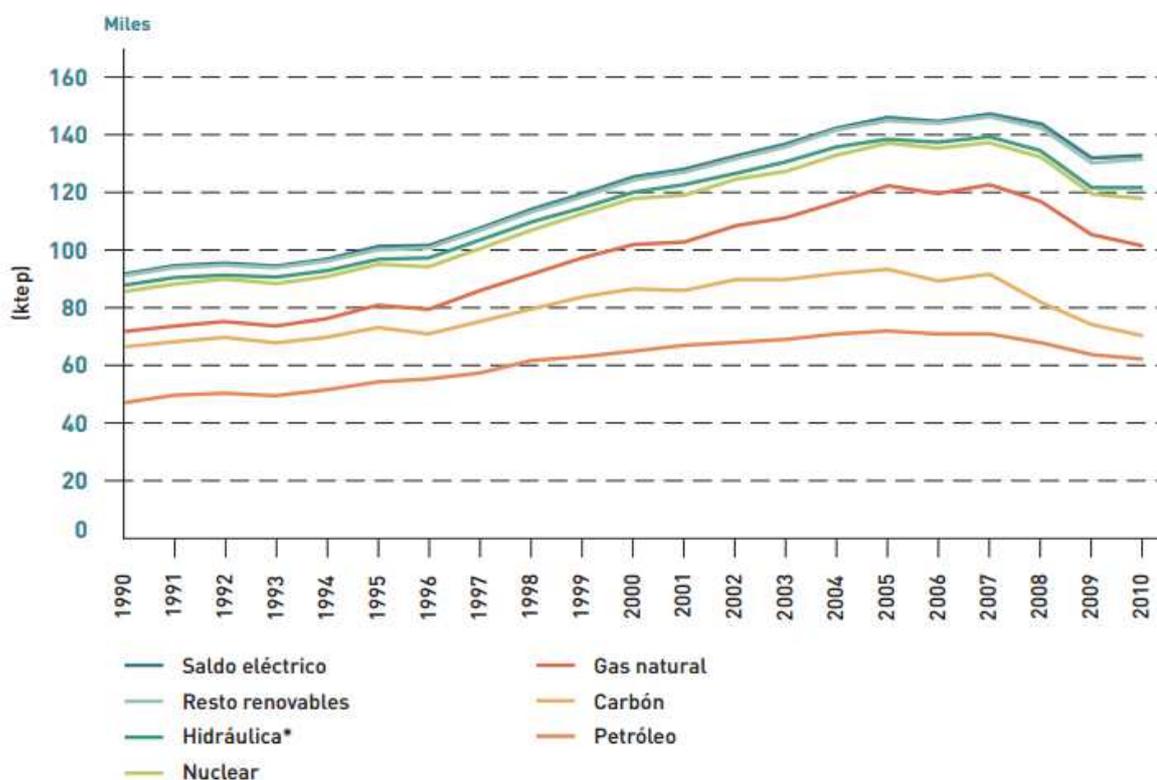


Ilustración 1: Evolución del consumo de energía primaria.

El interés de la sociedad en conseguir un futuro con menores emisiones de CO₂ conlleva, a parte de la búsqueda de equipos con mayor eficiencia energética y proyectos de captura y almacenamiento de CO₂, un incremento del interés en el desarrollo de tecnologías de extracción energética a partir de fuentes renovables que permitan reducir el uso de combustibles fósiles, como son petróleo, carbón o gas natural.

Según REE, a lo largo de los últimos años se observa un aumento progresivo de la presencia de las energías renovables en la cobertura de la demanda española. En su informe sobre el sistema eléctrico en 2013 se cita textualmente:

“En términos de cobertura de la demanda, cabe destacar que por primera vez la eólica es la tecnología que más ha contribuido a la cobertura de la demanda anual, (un 21,1 % frente a un 18,1 % en 2012), situándose al mismo nivel que la nuclear que ha tenido una aportación del 21,0 % (un 22,1 % en 2012). La hidráulica duplica su contribución (14,4 % en 2013, frente a un 7,7 % en 2012), mientras que la aportación de los grupos de carbón y de los ciclos combinados desciende respectivamente a un 14,6 % y un 9,6 % (19,3 % y 14,1 % en 2012).”

Potencia instalada a 31 de diciembre del 2013 (102.281 MW)

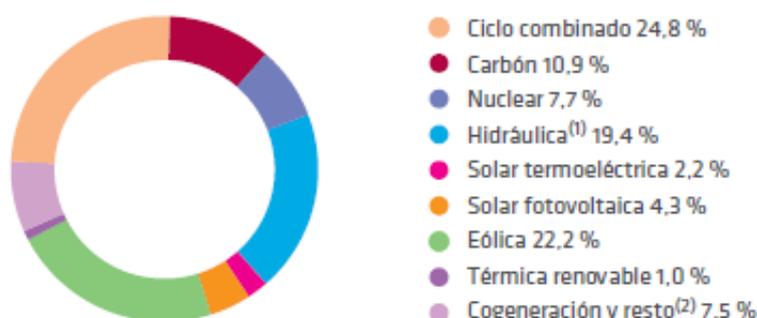


Ilustración 2: Potencia instalada en 2013.

Por otra parte el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011, establece objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y atendiendo a los mandatos del Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Este plan establece como objetivo para el año 2020 un porcentaje de energía renovable sobre el consumo de energía final bruto (calculado en un 13,2% para el año 2010) del 20% catalogando actualmente a España como uno de los países que incumple en mayor medida sus propios objetivos según un informe de la comisión europea.

A parte de este problema se halla el hecho de que la dependencia energética de España se encuentre muy por encima de la media de la unión europea; situación que podría mejorar con la explotación del potencial renovable español que supone un suministro energético autóctono y seguro.

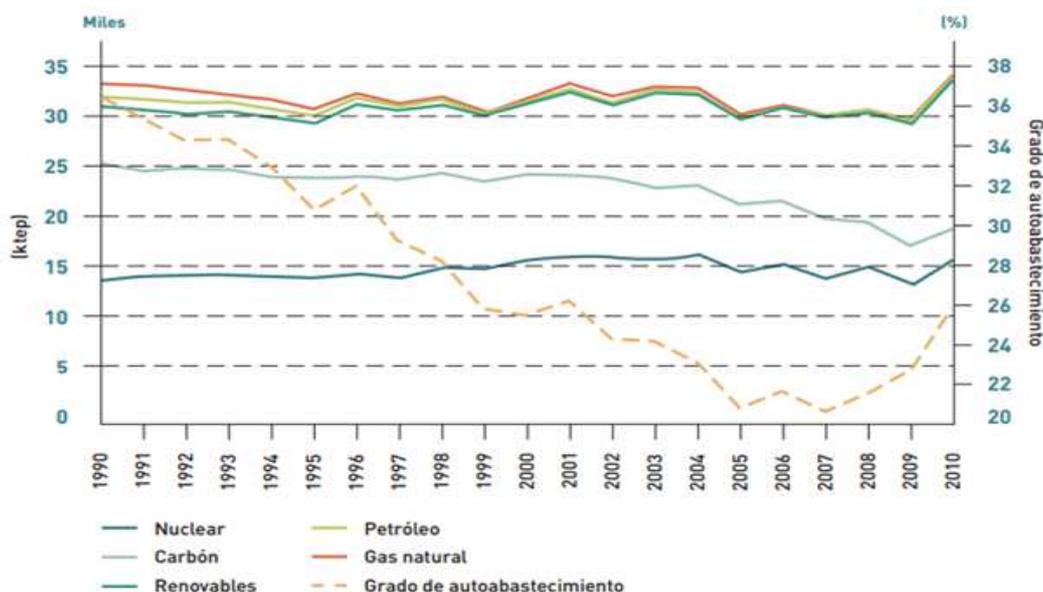


Ilustración 3: Evolución de la producción interior de energía y del grado de autoabastecimiento

Alcanzar las metas expuestas es posible siempre que se lleven a cabo actuaciones siguiendo dos caminos: por una parte seguir generando buena parte de la electricidad consumida partiendo de energías renovables como la eólica, la solar o la hidráulica, cuyas tecnologías se encuentran en su mayor parte consolidadas (siendo bastante relevante su participación en la generación eléctrica del país); y por otra parte, invertir en proyectos de investigación de otras fuentes renovables menos desarrolladas en la actualidad, como son, por ejemplo, las diferentes formas de energía contenidas en los mares y océanos (Juanes González Juan Manuel, Tesis doctoral, Universidad de Málaga, 2007).

1.2 Introducción a la Energía Marina

En estos últimos años se está reconociendo el amplio potencial de la generación de energía eléctrica mediante rotores instalados en el fondo marino para aprovechar las corrientes marinas existentes en los océanos (González, M., Liria, P., Amate, J., Domínguez, J., & Uyarra, M. C. 2012). Numerosas empresas del sector energético renovable están haciendo grandes inversiones para la investigación del aprovechamiento de estas corrientes marinas, algunas de estas empresas como “OpenHydro” y “MarineTurbineCurrent” entre otras, están invirtiendo en proyectos tanto en Europa como en Estados Unidos.

Este tipo de energía renovable tiene una gran ventaja respecto a las otras renovables, que su generación puede ser casi ininterrumpida, puesto que siempre habrá una cierta corriente (si no es en un sentido será en el otro) y predecible (tablas de mareas de un lugar determinado).

Según los autores A.S. Bahaj y L.E. Myers, el inicio de este estudio más exhaustivo por la parte de las empresas europeas tiene como origen el compromiso de la UE de combatir el calentamiento global, uno de los pilares para hacer frente a este efecto es la generación de electricidad con energías renovables tendiendo a minimizar cada vez más el uso de los combustibles fósiles.

El estudio de este tipo de turbinas va marcado principalmente por la aplicación de la tecnología a la conversión de la energía cinética de las corrientes marinas, esto lo podemos desarrollar gracias a toda la investigación previa en los campos de la energía eólica, las hélices de embarcaciones rápidas y de turbinas hidráulicas (Ayza José R. Wilhelmi). Pero no quiere decir que ya estén todos los problemas solucionados, quedan muchos campos por desarrollar e investigar como el duro ambiente marino, los fenómenos de cavitación y las tensiones que deben soportar estas estructuras.

La generación eléctrica por corrientes marinas tiene numerosas ventajas, a continuación se expondrán algunas de estas ventajas:

- Es un recurso predecible al depender de las mareas, gracias a esto se puede planear con cierta antelación la producción de energía de este sistema.
- Tiene un ligero impacto medioambiental, pero mucho menor que otros sistemas de generación eléctrica, tanto renovable como convencional.
- Una turbina de corriente marina con una velocidad de corriente de entre 2 y 3 m/s puede obtener unas cuatro veces más potencia anual que un aerogenerador equivalente. Entonces el aumento de coste tanto de instalación como de mantenimiento de los primeros se ve suplido sobradamente con el aumento de producción.

Este trabajo enfoca la atención en la energía de las corrientes marinas; aun así, a continuación se realiza una exposición breve de los principios físicos de las formas de energía más destacadas así como sus detalles más relevantes.

1.2.1 Energía undimotriz.

Las olas son el resultado de la acción continuada del viento sobre la superficie del mar. Los principales parámetros que definen el comportamiento de las olas (caracterizadas como ondas transversales) son: la altura, H en metros; la longitud de onda, L en metros; y la profundidad, h en metros; parámetros independientes entre sí, que se relacionan con la celeridad o velocidad de la ola mediante la expresión:

$C=L/T$, siendo T el período en segundos; y con la amplitud de la ola: $A=H/2$.

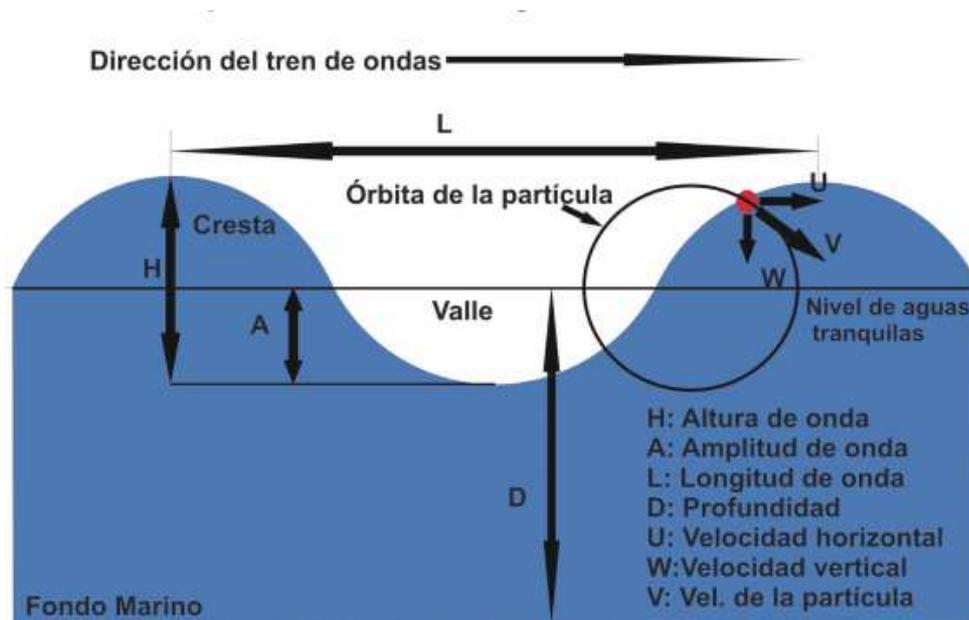


Ilustración 4: Parámetros analíticos que definen el aprovechamiento energético de una onda marina.

Los principales conceptos en los que se basan los dispositivos creados para el aprovechamiento de la energía de las olas son (Ramón Grünewald, A. 2012):

- 1) Columna oscilante de agua: consiste en la oscilación del agua dentro de una cámara semisumergida y abierta por debajo del nivel del mar que produce un cambio de presión del aire por encima del agua encerrada.
- 2) Sistemas totalizadores: pueden ser flotantes o fijos a la orilla. Atrapan la ola incidente, almacenando el agua en una presa elevada. Posteriormente el agua se hace pasar por unas turbinas al ser liberada.
- 3) Sistemas basculantes: pueden ser tanto flotantes como sumergidos. El movimiento de balanceo se convierte a través de un sistema hidráulico o mecánico en movimiento lineal o rotacional para el generador eléctrico.
- 4) Sistemas hidráulicos: son sistemas de flotadores conectados entre sí. El movimiento relativo de los flotadores entre sí se emplea para bombear aceites a alta presión a través de motores hidráulicos, que mueven unos generadores eléctricos.



Ilustración 5: Dispositivo Pelamis para el aprovechamiento de la energía de las olas.

5) Sistemas de bombeo: aprovechan el movimiento vertical de las partículas de agua.

1.2.2 Energía de los vientos oceánicos.

La energía del viento proviene de la energía del sol ya que las corrientes de viento son provocadas por el calentamiento de las masas de aire y su consecuente movimiento desde zonas de mayor presión hacia aquellas que poseen menor presión. La tecnología a aplicar en un parque eólico off-shore es la misma que en un parque on-shore: basada en aerogeneradores que convierten la energía cinética del viento en electricidad.

Aunque la tecnología está ampliamente desarrollada debido a la experiencia de este sector existen algunos aspectos que son diferentes en un parque en tierra y en otro situado en el océano. Así pues, las ventajas y desventajas de la energía eólica off-shore son las siguientes:

Ventajas.

- En el mar no existen obstáculos que puedan reducir la velocidad del viento, hecho favorece la circulación del viento a mayores velocidades.
- Hay menos turbulencia ambiental, lo que hace que disminuya la fatiga de un aerogenerador y consecuentemente aumente su vida útil.
- Se dispone de grandes áreas donde colocar los aerogeneradores, lo que conlleva la posibilidad de instalar parques mucho más grandes que en tierra.
- Se reduce el impacto visual sobre el paisaje, al encontrarse más alejados de los núcleos urbanos.
- Esta lejanía también hace que el ruido deje de suponer un problema, por lo que se puede aumentar la velocidad punta de pala, con la correspondiente disminución de su peso y de las estructuras, haciendo posible una reducción del coste de fabricación.

Desventajas.

- La evaluación del recurso eólico es más compleja y mucho más cara que en tierra.
- No existen infraestructuras eléctricas que conecten, las áreas con mayores recursos eólicos en mitad del mar, con los centros de consumo.
- Los costes de la cimentación y de las redes eléctricas de estas instalaciones encarecen la tecnología offshore.
- Es mucho más complicado acceder y trabajar tan lejos de la costa, así pues, los costes aumentan función se aleje el parque de la misma.
- Las máquinas requieren más separación entre ellas, lo que implica un aumento de la inversión. Esto se debe a que la baja rugosidad del mar hace que las turbulencias se propaguen más rápidamente y la estela de las máquinas influya en otras.



Ilustración 6: London Array, Reino Unido, 173 turbinas y 100 km²

1.2.3 Energía de gradiente salino

La diferencia de concentración de sales entre el agua del mar y la procedente de los ríos es una potencial fuente de energía en regiones con ríos caudalosos. Una de las ventajas que posee esta tecnología es su carácter no intermitente. Existen dos tecnologías diferentes para el aprovechamiento del gradiente salino basadas en membranas, la electrodiálisis inversa y la osmosis.

- **Electrodiálisis inversa.**

Consiste en pasar dos fluidos con diferente concentración de sal por diferentes compartimentos y mediante membranas selectivas a los iones se crea una corriente continua.

El principal impulsor de esta tecnología es la empresa RedStack, con membranas de FUJIFilm. En 2005 una planta de 50 kW se construyó en un emplazamiento de prueba costero en Harlingen, (Países Bajos), operando con éxito. Sin embargo, la tecnología está todavía poco desarrollada y su coste sigue siendo muy elevado.

- **Energía osmótica ó ósmosis por presión retardada.**

El retardo de la presión osmótica comienza bombeando agua marina y agua dulce a sendos depósitos separados entre sí por una membrana semipermeable. a causa de las diferentes concentraciones el agua dulce fluye a través de la membrana incrementando el volumen de agua en el depósito de agua salada y creando una presión aprovechable mediante una turbina.

Una planta prototipo funciona desde el año 2009 en Tofte (Noruega), desarrollada por Statkraft.

1.2.4 Energía térmica oceánica.

OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion) es el término con el que se hace referencia a la tecnología que convierte la radiación solar en electricidad. Los dispositivos utilizados para este fin hacen uso del gradiente térmico natural que poseen los océanos, consecuencia de la diferencia de temperatura entre las relativamente cálidas aguas superficiales y las frías aguas de las profundidades.

Al igual que en las centrales térmicas el gradiente térmico mencionado se utiliza como promotor de un ciclo termodinámico. Los ciclos más utilizados son: el ciclo Rankine, ampliamente conocido; el ciclo Kalina, que utiliza como fluido de trabajo una mezcla de amoníaco y agua; y el ciclo japonés Uehara, mucho más complejo.

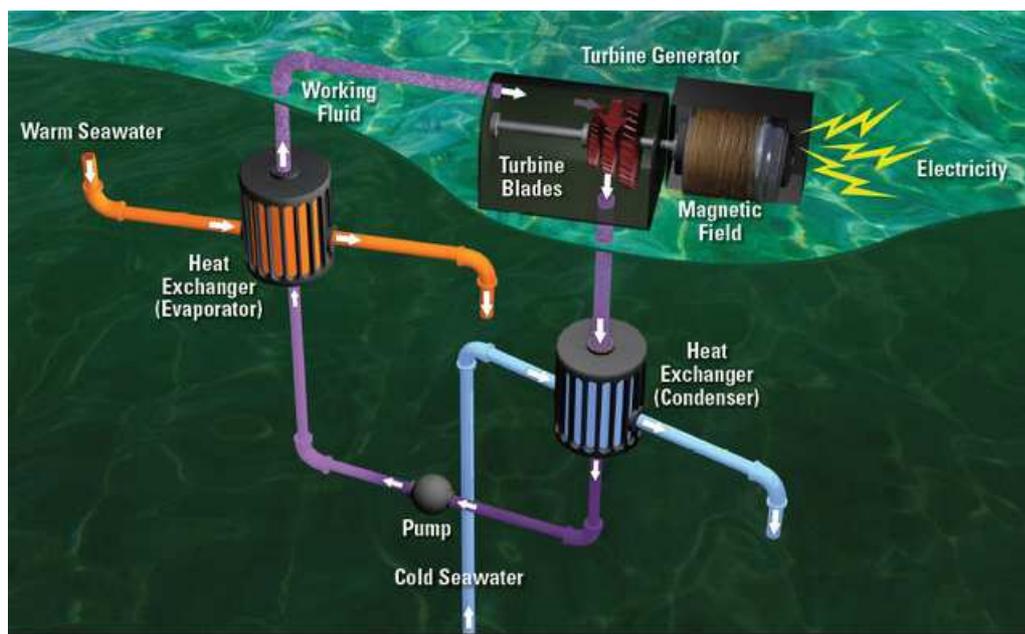


Ilustración 7: Esquema de generación de energía mediante un ciclo Rankine a partir del gradiente térmico oceánico.

Del mismo modo existen tres tipos de centrales diferentes atendiendo al tipo de ciclo con el que trabajan: de ciclo abierto, donde se utiliza la propia agua del mar como fluido de trabajo que se evapora, se expande en una turbina y seguidamente se condensa gracias a las respectivas alta y baja temperatura de la superficie y el fondo marino; ciclo cerrado, en el que un fluido auxiliar es evaporado, expandido y condensado sin entrar en ningún momento en contacto con el agua del mar; y ciclo híbrido, resultado de la combinación de ambos.

1.2.5 Introducción a las Mareas

La marea es el ascenso y descenso periódico del nivel de las aguas oceánicas: aguas de mar abierto, golfos y bahías. Es un fenómeno astronómico con mayor contribución al cambio de nivel del agua que otros fenómenos.

La gravedad del Sol y, sobre todo, de la Luna, atrae el agua de los océanos y provoca las mareas. Las mareas son subidas y bajadas del nivel del mar que se producen varias veces al día.

La Luna atrae el agua que está más próxima a ella. Así, la parte del océano que está de cara a la Luna se abomba hacia ella.

Al mismo tiempo, en el lado opuesto de la Tierra el agua se abomba en sentido contrario. ¿Por qué? Por la inercia. La Luna atrae a toda la Tierra, no sólo al agua. Lo que pasa es que la tierra es rígida y no se abomba. La inercia se resiste a la gravedad y tira en sentido contrario. Por eso el océano del otro lado de la Tierra también se abomba, aunque menos.

El Sol también atrae el agua de los océanos, pero en menor medida que la Luna. Aunque su gravedad es mayor, al estar más lejos, influye menos. El Sol produce mareas más débiles.

El abombamiento del océano hace que en la costa se vea cómo el mar se retira y vuelve varias veces al día. Las mareas no se producen siempre a la misma hora. Varían con las fases lunares, ya que la Luna aparece en el cielo a distintas horas (Encomendero Yépez, Mg. Eleuterio Lucio).

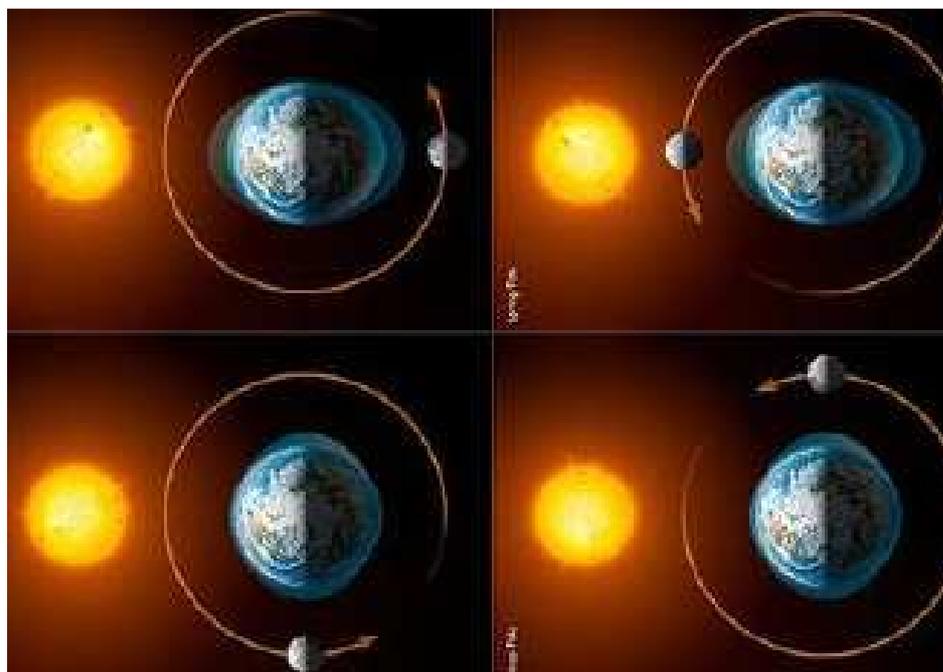


Ilustración 8: Variación mareas según la posición de la Luna.

La altura de las mareas también varía, y no es la misma en todos los lugares. En las fases creciente y menguante, las mareas son más pequeñas y se llaman mareas muertas. En cambio, cuando hay Luna nueva y llena, el Sol, la Luna y la Tierra se alinean y las mareas son mayores. Se llaman mareas vivas. Las mareas más intensas se producen en Luna nueva, ya que la gravedad de la Luna y del Sol tiran en la misma dirección y se suman.

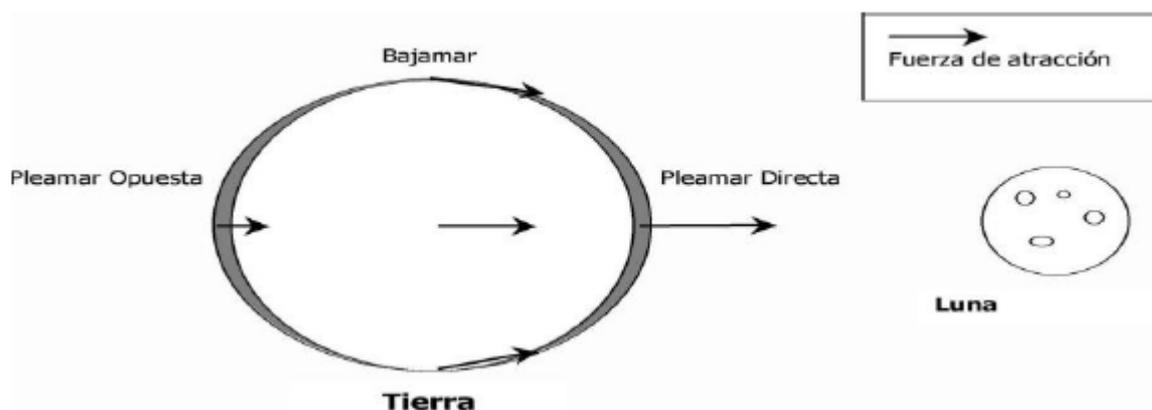


Ilustración 9: Suma de fuerzas en la atracción.

1.2.5.1 Mareas solares

El Sol genera 2 crestas de onda opuestas. Como el Sol está lejos de la Tierra, su fuerza de marea es 46% menor que la de la Luna.

La suma de las fuerzas de Luna y Sol es una onda compuesta por dos crestas, cuya posición depende de las posiciones del Sol y de la Luna en un instante dado.

Durante el periodo de luna nueva y llena -cuando Sol, Luna y Tierra están alineados- las ondas solar y lunar coinciden creando un estado llamado mareas de primavera. En éstas, las mareas altas ascienden más y las mareas bajas descienden más de lo habitual.

Cuando Luna y Sol forman un ángulo recto con respecto a la Tierra (cuadratura), las ondas están sometidas a fuerzas opuestas de Sol y Luna. Este estado se llama de marea muerta y las mareas altas son más bajas y las mareas bajas son más altas que lo normal.

1.2.5.2 Mareas lunares

La Luna está más cerca de la Tierra que el Sol, es la causa principal de las mareas.

Las masas de agua están expuestas a la fuerza centrífuga (hacia afuera de la Tierra) como resultado del movimiento de rotación de la Tierra.

El nivel de marea es el resultado de la combinación de estas dos fuerzas (centrífuga + gravitatoria).

Cuando la Luna está justo encima de un punto dado de la Tierra, la combinación de esas fuerzas hacen elevar el agua sobre su nivel normal. Esto se llama marea alta o pleamar.

Igual ocurre en regiones situadas en el lado opuesto de la Tierra.

Las mareas altas y bajas se alternan en un ciclo continuo. En muchas costas del mundo se producen dos mareas altas y dos bajas cada día lunar (24 hrs., 50 min. y 28 s).

1.2.5.3 Ciclo diario mareal

La marea sube y baja dos veces/día, pero, como el día lunar es más largo que solar, (50 min. más) la pleamar y la bajamar se producirán cada día 50 más tarde. El ciclo se repite cada día lunar (24 hrs, 50 min, 28 s).

El viento es un factor poderoso en las subidas y bajadas de marea. Si sopla hacia la costa y coincide con mareas vivas, la pleamar rebasará los límites habituales y ocupará supralitorales de costa permanentemente terrestres.

Tres categorías de mareas:

- Mareas vivas: coinciden con las fases lunares nueva y llena.
- Mareas muertas: en los cuartos creciente y menguante.

- Mareas intermedias: en los días del ciclo lunar que se encuentren entre las fases mencionadas (ni vivas ni muertas).

La variación entre los niveles de marea alta y baja se conoce como amplitud de la marea.

En un día, las oscilaciones del mar permitirán determinar lo siguiente:

El nivel del agua sube (creciente) hasta un máximo llamado Pleamar o “llena”, luego se mantiene estacionaria por un tiempo, llamándose Marea Parada y a continuación comienza a bajar (vaciante) hasta un mínimo llamado Bajamar o “seca” (Tablas de mareas, Portal web <http://www.tablademareas.com/pe/ancash/chimbote>).

MAREAS	LUNAR	SOLAR
DURACIÓN	12horas, 25 minutos	12 horas
VARIACIÓN	Entre 28° 30' N y 28° 30' S mensual	Entre 23° 30' N y 23° 30' S anual

Tabla 1: Duración y variación de las mareas

1.2.5.4 Ciclo de marea

A continuación se muestra el ciclo de marea

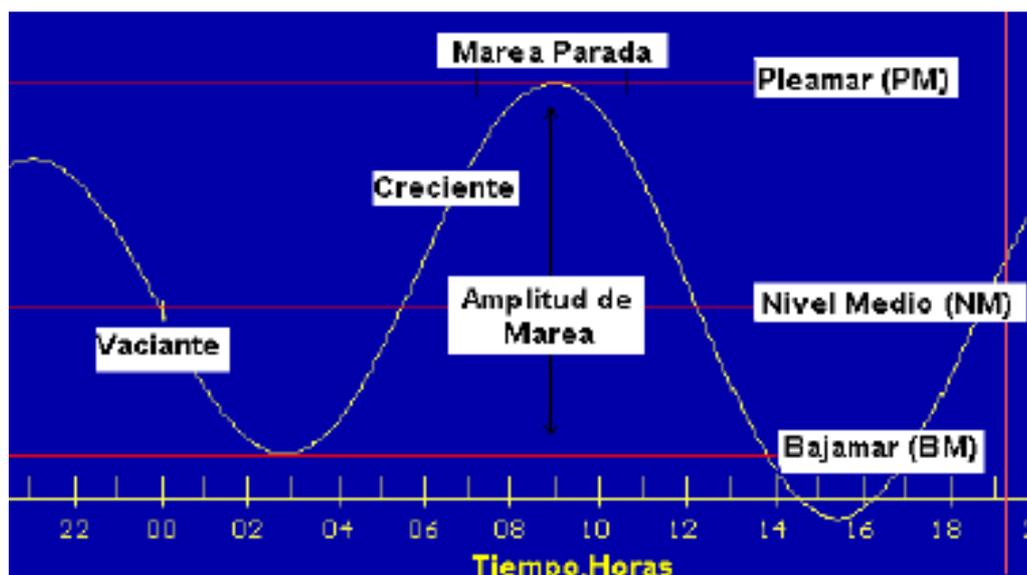


Ilustración 10: Variación marea según tiempo.

2 ENERGÍA DISPONIBLE

Según los últimos estudios, hay más de 100 ubicaciones ideales en Europa para el aprovechamiento de las corrientes marinas. Este aprovechamiento permitiría la instalación de 12,5 GW de potencia generadora (en total, se calcula que hay 30 GW aprovechables). Además de esta importante cantidad de potencia instalada, hay que recordar algunas de las características que tienen estas instalaciones, la mayoría de ellas comunes a las mareomotrices (Pelc, R., & Fujita, R. M. 2002):

- Se puede predecir en todo momento la cantidad y el momento de la generación.
- Tiene un rendimiento medio del 43% (puede llegar al 60%), lo cual es el doble de otras fuentes renovables.
- Impacto ambiental prácticamente despreciable (exceptuando que puede afectar al tráfico marítimo).
- Las malas condiciones meteorológicas no afectan a su funcionamiento al estar bajo la superficie marina, algo que no ocurre con los aerogeneradores o algunos de los sistemas de aprovechamiento de la energía de las olas.

También es importante incidir en que al ser el fluido (agua) más denso que el que mueve los aerogeneradores (aire), se obtiene una mayor densidad energética (el viento a 15 m/s produce 2 kW/m², mientras que una corriente marina de 3 m/s da 14 y una de 2 m/s genera 4), lo que permite que los equipos sean menores para obtener la misma cantidad de energía, para obtener 1 MW.

2.1 Técnicas disponibles

Como en los aerogeneradores, se dispone de equipos axiales (con eje horizontal) y de flujo cruzado (eje vertical). A partir de estos dos tipos básicos se han diseñado múltiples equipos, la mayor parte en fase de experimentación y que aprovechan la experiencia adquirida en los aerogeneradores.

A la hora de diseñarlos hay que tener en cuenta que los equipos deben absorber mayores esfuerzos que los eólicos, pero, por el contrario, tienen menor relación entre la velocidad media y la punta.

Entre las de flujo axial, destacan las de los proyectos de la Marine Current Turbines, Seaflo y Seagen2, que han dado mejores resultados de los esperados teóricamente.

Respecto a las de flujo cruzado, también existe una gran variedad de diseños, como la Kobold, que puede disponerse de distintas formas, y la Gorlov consistente en un rotor tipo Savonius.

Como se ve, se ha diseñado una enorme variedad de equipos desde que se empezó a investigar esta materia a finales de la década de 1980, algunos de ellos de gran interés, como los basados en la mejora de la eficiencia al introducir turbinas en conductos. Este sistema permite instalar plantas con una gran cantidad de turbinas (Mayorga, P. / Mayorga, A. I. 2013). De hecho, existe un proyecto en Canadá (Bluenergy) para una planta de 2.200 MW. El macroproyecto Hydrolienne tiene previsto tres parques, dos en la costa de Bretaña (uno de 1 GW y otro de 2 GW) y una en Cotentin con 1.500 turbinas de 16 m de diámetro para 3 GW. En total, este proyecto podría sustituir tres centrales nucleares.

El sistema de turbinas está generando gran número de proyectos además de los citados, que sólo reflejaré de forma somera, como son el proyecto Lunar Energy, que consta de una turbina bidireccional horizontal instalada en un venturi a 40 m de profundidad. Su especial diseño le permite obtener cinco veces más energía que otros equipos para la misma área de intercepción. Se espera que la planta instalada en Pembrokeshire (Gales) con turbinas de 23 m de alto por 15 de ancho instaladas en el fondo marino produzcan 8 MW.

El proyecto de Hydrovisión que tiene dos generadores compuestos por dos turbinas de 15m de diámetro para 500kW por unidad. Este proyecto tiene la ventaja de ser flotante y estar anclado con cadenas lo que le permite la autororientación hacia la corriente.

Una turbina tipo Straflo se usa por ejemplo en el proyecto Openhydro y ya se está pensando en un equipo de este tipo que aproveche la corriente del Golfo para producir hidrógeno.

Las últimas novedades en turbinas son las SST y el Sea Snail. Las SST son turbinas semisumergidas que darían 4MW para dos pares de rotores de 20m de diámetro a 60m de profundidad y con un novedoso sistema patentado en UK en 2003 para el izado del equipo para las tareas de mantenimiento. El Sea Nail es un equipo que se instala en el fondo y que orienta la corriente a la turbina por medio de alas lobuladas para mejorar el rendimiento de la turbina.

2.2 Dependencia de la obtención de potencia

La potencia que podemos obtener de los rotores marinos tiene dependencia de una ecuación similar a la de los aerogeneradores, la ecuación que obedecen es la siguiente (Hagerman, G., Polagye, B., Bedard, R., & Previsic, M. 2006):

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Donde “ ρ ” es la densidad del fluido, “A” es el área barrida por el rotor y “V” es la velocidad de la corriente incidente del fluido. Sin embargo, las turbinas no pueden aprovechar toda esta potencia, el límite de aprovechamiento es el conocido como el límite de “Betz”, es un coeficiente que tiene en cuenta las diversas pérdidas, un valor aproximado es alrededor de 0,3 si tenemos en cuenta pérdidas mecánicas leves. Entonces la ecuación queda de la siguiente forma (García, R. E. R. 2010):

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Si comparamos la envergadura de las palas de las turbinas marinas con las de los aerogeneradores, tenemos que, para una turbina de viento de 2 MW, tomando una media de la velocidad de viento de 7 m/s y un diámetro de 60 m, la potencia media es de 600kW. Si asumimos una velocidad de corriente marina de 2 m/s con un 10% de pérdidas, nos queda unos 1,8 m/s, para la producción equivalente de energía con el rotor aéreo, tenemos un diámetro de 24 metros del rotor marino.

El ambiente marino es considerablemente más duro que en tierra donde se encuentran los aerogeneradores. Además deberemos de añadir la problemática de la corrosión por estar en un ambiente marino, el agua de mar es una solución salina que corroe cualquier superficie metálica si no está suficientemente protegida. Tanto la góndola, como la torre y las palas deberán estar pintadas, galvanizadas e incluso construirse de materiales no metálicos resistentes a la corrosión. Las estructuras metálicas se podrían construir con un espesor mayor al necesario para evitar una rotura por corrosión y deber hacer un mantenimiento tan continuo. Los rotores también pueden ser dañados por escombros que estén en el mar, golpeando las palas y deteriorándolas. Otro inconveniente es la vida marina que se pueda adherir a las turbinas, haciendo que se vaya reduciendo su efectividad a lo largo del tiempo, esto se podría solucionar con pinturas con efectos anti-incrustantes similares a las empleadas en los cascos de los barcos.

La densidad del agua de mar suele estar alrededor de los 1025 kg/m³ con lo cual el empuje axial en la turbina será de una magnitud elevada. El empuje es la fuerza que se genera en la dirección del fluido como resultado de la extracción de energía de la turbina. El cambio de energía del fluido se manifiesta con la reducción de velocidad de la corriente en ambos lados de las palas de las turbinas y es esencialmente el cambio de “momentum” del fluido. La turbina y su anclaje al lecho marino deben de poder soportar estas fuerzas. En la ecuación siguiente se puede calcular grosso modo el empuje máximo (T_{máx}):

$$T_{máx} = \frac{1}{2} \cdot C_t \cdot \rho \cdot A \cdot (V_{máx})^2$$

Donde “Ct” es el coeficiente de empuje (alrededor de 0,9) y “Vmáx” es la velocidad máxima del fluido. Comparando un aerogenerador de 60 m de diámetro, el empuje axial máximo es aproximadamente de 60 t. Usando el análisis comparativo anterior (diámetro del rotor marino de 24 m), el empuje de un rotor marino equivalente a una velocidad del flujo de 3 m/s es de unas 3 veces mayor. Actualmente el anclaje de estructuras en ambientes marinos es una tecnología superada con creces, gracias a la experiencia de tanto plataformas petrolíferas como de otras construcciones en el mar.

La cavitación es otro parámetro a tener en especial consideración. Es un fenómeno que nos hará reducir el rendimiento, provocará vibraciones e incluso irá deteriorando los elementos móviles de nuestra turbina. Se produce por una disminución de la presión debido al movimiento del rotor, que hará que baje la presión hasta un punto que se produzcan burbujas de vapor, al implosionar estas burbujas chocan violentamente contra la superficie de la pala provocando un deterioro progresivo y vibraciones, ambos fenómenos sin lugar a dudas indeseados.

El grado de cavitación está determinado por la ecuación de Bernoulli siguiente:

$$K_f = \frac{P_{abs} - P_v}{\rho \cdot \frac{v^2}{2}}$$

Donde “Pabs” es igual a “Phid+Patm” en presiones absolutas, “Phid” es la presión hidrostática y “Patm” es la presión atmosférica, “Pv” es la presión de vaporización del agua y “V” es la velocidad del fluido. A mayor número de cavitación (Kf) existirá menor probabilidad de cavitación.

Como conclusión de lo descrito en las páginas anteriores tenemos que los problemas más destacados de este tipo de tecnología son las condiciones climatológicas extremas y la cavitación. La cavitación se puede evitar en la medida de lo posible haciendo un estudio detallado tanto de la geometría como del funcionamiento del rotor.

Está claro que aún queda mucho por investigar sobre esta tecnología para llegar a un estado óptimo y maduro. Las áreas de investigación que deben tener una especial consideración son por ejemplo, el área del comportamiento del fluido que pasa a través de nuestro rotor, estudiando tanto la cavitación como los fenómenos que aparecen, estos estudios deberán apoyarse tanto en estudios mediante CFD's (Computer Fluid Dynamics) como en estudios experimentales en túneles de viento para los ensayos aerodinámicos, ensayos en canales de experiencias hidrodinámicos y túneles de cavitación. Otro campo a desarrollar podría ser el número de rotores por equipo y la influencia que tendrá un rotor sobre el otro, y así una infinidad de opciones y líneas de investigación.

3 INGENIERÍA EXISTENTE

El proceso de conversión de energía hidrocínética implica la utilización de la energía cinética contenida en las corrientes de los ríos, las corrientes de marea, u otros cursos de agua artificiales para la generación de electricidad. Al ser una solución energética emergente, existe notable ambigüedad en la definición de las clases de tecnología, campo de aplicaciones, y sus conceptos de conversión. Esta sección tiene como objetivo conocer estas cuestiones en consulta con la tecnología existente.

3.1 Mecanismos existentes.

El flujo de energía contenida en una corriente de fluido es directamente dependiente de la densidad del fluido, la sección transversal y el cubo de la velocidad del fluido. Además, la eficiencia de conversión de procesos hidrodinámicos, mecánicos o eléctricos reduce la producción global (Bedard, R., Previsic, M., Siddiqui, O., Hagerman, G., & Robinson, M. 2005). Mientras que los sistemas de turbinas se conciben como opciones principales para dicha conversión, también están siendo perseguidos otros enfoques con gran interés. Una breve descripción de diez conceptos interrelacionados categorizados en dos clases más amplias (turbina / no turbina) es la siguiente:

- Sistemas de turbinas

- Axial (Horizontal): eje de rotación del rotor es paralelo a la corriente de agua entrante.

- Vertical: eje de rotación del rotor es vertical a la superficie del agua y también ortogonal a la corriente de agua entrante

- Flujo-Cruzado: eje de rotación del rotor es paralelo a la superficie del agua, pero ortogonal a la corriente de agua entrante

- Venturi: agua acelerada resultante de un sistema estrangulador (que crea el gradiente de presión) se utiliza para ejecutar como construcción o turbina on-shore.

- Vórtice gravitacional: se induce artificialmente el efecto vórtice para la conducción de una turbina vertical.

- Sistemas de no turbina

- Flutter Vane: Los sistemas que se basan en el principio de generación de energía a partir de resonancia hidroelástica (aleteo) en agua de flujo libre.

- Piezoeléctrico: Las piezo-propiedades de los polímeros se utiliza para la generación de electricidad cuando se coloca una hoja de dicho material en la corriente de agua.

- Vortex vibración inducida: Emplea vibraciones resultantes de la formación de vórtices y derramando en el lado aguas abajo de un cuerpo de obstrucción en una corriente.

- Aerodeslizador oscilante: La oscilación vertical de aerodeslizadores puede ser utilizada en la generación de fluidos a presión y posterior operación de la turbina. Una variante de esta clase se incluye dispositivos biomiméticos para la recolección de energía.

- Velas: Emplea arrastre de movimiento de hojas de láminas con movimiento lineal / circular colocadas en una corriente de agua.

En la actualidad, diversos conceptos de turbinas y diseños están siendo ampliamente perseguidos, mientras que los sistemas no turbina están en su mayoría en la etapa de pruebas (con algunas excepciones).

3.2 Áreas de aplicación.

Dos áreas principales donde los dispositivos hidrocinéticos se pueden utilizar con fines de generación de energía son, (a) la corriente de marea, y (b) corriente del río. La corriente oceánica representa otra fuente potencial de energía donde el flujo es unidireccional, en oposición a las variaciones bidireccionales de las mareas. Además de éstos, otros recursos incluyen; canales hechos por el hombre, canales de irrigación y salidas industriales. Mientras que todos los dispositivos hidrocinéticos operan bajo los mismos principios de conversión, independientemente de su ámbito de aplicación, aparecen un conjunto de diferencias en las formas de diseño y características operativas. Estos incluyen,

- Diseño

Tamaño: Con el fin de lograr economías de escala, las turbinas de corrientes de marea están actualmente siendo diseñadas con mayor capacidad (varios MW). Las turbinas de río por otro lado, se están considerando en el intervalo de pocos kW hasta varios cientos de kW.

Direccionalidad: El caudal del río es unidireccional. En las corrientes de marea, una turbina tiene que operar durante las mareas.

Emplazamiento: En función de la sección transversal del canal, una turbina de corriente de marea o río sólo puede ser colocado en el fondo del mar / lecho del río o en otras estructuras (flotante o montado en una estructura cercana a la superficie). Esto depende de una multitud de limitaciones técnicas (capacidad de generación eléctrica, instrumentación) y no técnica (la pesca y navegación).

- Operación

Características del flujo: La característica de flujo de una corriente del río es significativamente diferente del de las variaciones de marea. Mientras que el primero tiene una fuerte variación estocástica (desde toda la temporada hasta diario), el último sufre fluctuaciones de naturaleza periódica dominante (desde diurnos hasta semidiurnos). Además, la etapa de una corriente puede tener el perfil variando diversamente para estos dos casos.

Densidad del agua: La densidad del agua de mar es más alta que la de agua dulce. Esto implica, menor capacidad de generación de energía para una turbina de mareas cuando se coloca en una corriente del río. Además, dependiendo del nivel de salinidad y temperatura, el agua de mar en diferente ubicación y tiempo puede tener un contenido variable de energía.

Control: Las turbinas de marea son candidatos para operar en condiciones de mareas pronosticadas. Turbinas del río pueden no estar en estos paradigmas de sistemas de control y pueden necesitar sistemas más dinámicos de control.

Predicción de recursos: las condiciones de marea se pueden predecir casi enteramente y hay gráficos fácilmente disponibles que se pueden usar en la coordinación de operación de una planta de energía. Para los ríos, la previsión de las condiciones de flujo es más difícil. Para un convertidor hidrocinético, el nivel de potencia de salida está directamente relacionado con la velocidad del flujo. A pesar de que la información del flujo volumétrico está disponible para muchos lugares, la velocidad del agua varía de un sitio potencial a otro dependiendo del área de la sección transversal. Por lo tanto, a menos que se establezca una correlación entre las variaciones de flujo y la batimetría, sólo se puede lograr la operación sub-óptima.

- Uso final

Conectividad de redes: Mientras que los sistemas de corrientes de marea pueden ver el despliegue a gran escala (análogo a los grandes parques eólicos), los convertidores hidrocinéticos usados en corrientes de río

pueden llegar a ser factibles en la alimentación de zonas remotas o cargas independientes. En función de cómo evolucione la tecnología, este tipo de esquemas alternativos también puede caer dentro de los escenarios de generación distribuida en un futuro próximo. Se espera que estas tecnologías se enfrenten a retos de integración de red similares a los sistemas de energía eólica y se aprovechen de una mayor previsibilidad de los recursos.

Otros propósitos: Las turbinas hidrocínéticas pueden ser utilizadas potencialmente en conjunción con una gran instalación hidroeléctrica existente, donde el canal de descarga de una corriente puede ser utilizado para el aumento de capacidad (es decir, la maximización de la utilización de recursos). El bombeo directo de agua para el riego, la desalinización del agua de mar, y la calefacción son otras posibles áreas de uso final.

3.3 Turbinas de eje horizontal y vertical.

En el estado actual de esta tecnología, ambas turbinas de eje horizontal y vertical son clave para futuras investigaciones, desarrollo y demostración (I + D). Además de centrarse en aplicaciones específicas (como las corrientes de marea o las corrientes de los ríos), un gran número de iniciativas se dirigen hacia soluciones que puedan servir para diferentes áreas. Aumento del conducto es otra de las áreas, que no ha tenido mucho éxito en el dominio de la energía eólica. Sin embargo, se percibe como un elemento fundamental para los conceptos de conversión hidrocínéticos.

3.3.1 Configuraciones del rotor.

La conversión de energía hidrocínética puede emplear máquinas turbo-rotatorias o puede utilizar esquemas que no sean turbinas. Mientras que la primera clase (sistema de turbina) abarca diversas tecnologías rotativas clásicas, este último grupo (sistema sin turbina) se basa principalmente en diversos conceptos no convencionales. Esos planes incluyen, aerodeslizadores oscilantes, vibración inducida por vórtice, conversión de polímero piezoeléctrico y velas de geometría variable. Actualmente, la mayoría de esta tecnología está ya en fase de prueba o se están desarrollando modelos a escala. Por otro lado, los sistemas de turbinas rotativas que emplean turbinas de flujo horizontal, vertical, o transversales ocupan la mayoría de las investigaciones.

En la siguiente figura se muestran los porcentajes de la dedicación a los sistemas de turbinas de entre todos los estudiados en I + D (76 sistemas). Se puede ver que las turbinas de eje horizontal y vertical consisten la mayor proporción (43% y 33%, respectivamente). Aunque este resultado no es sorprendente, el punto de interés es que los sistemas de eje vertical están teniendo un renovado interés, sobre todo cuando la industria de la energía eólica ha descartado efectivamente esta tecnología.

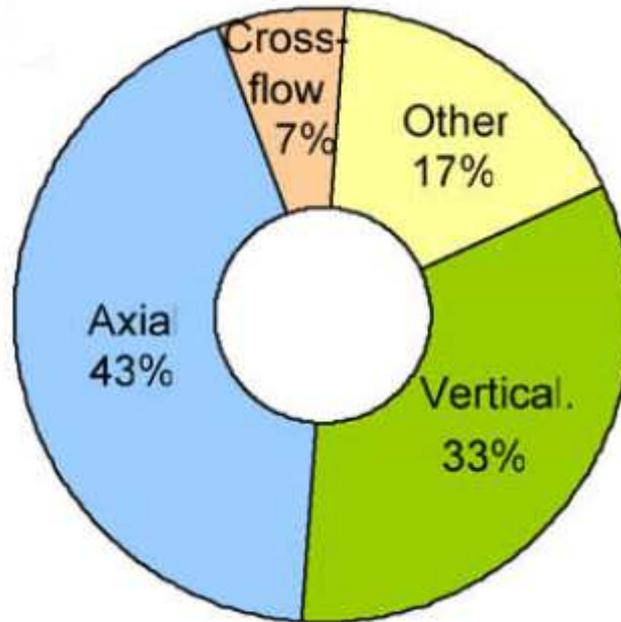


Ilustración 11: Estado general de la tecnología en turbinas hidrocinéticas.

La elección de la configuración de rotor de una turbina requiere consideraciones de una amplia gama de factores técnicos y económicos. Como un campo emergente de conversión de energía, estos temas se vuelven aún más dominantes para turbinas hidrocinéticas. Una clasificación general de estas turbinas en función de sus disposiciones físicas se da en la siguiente figura. Esta lista no es de ninguna manera exhaustiva, y muchos de los conceptos se adoptan desde el dominio de la ingeniería eólica. Cada tipo de rotor se verá gráficamente más adelante.

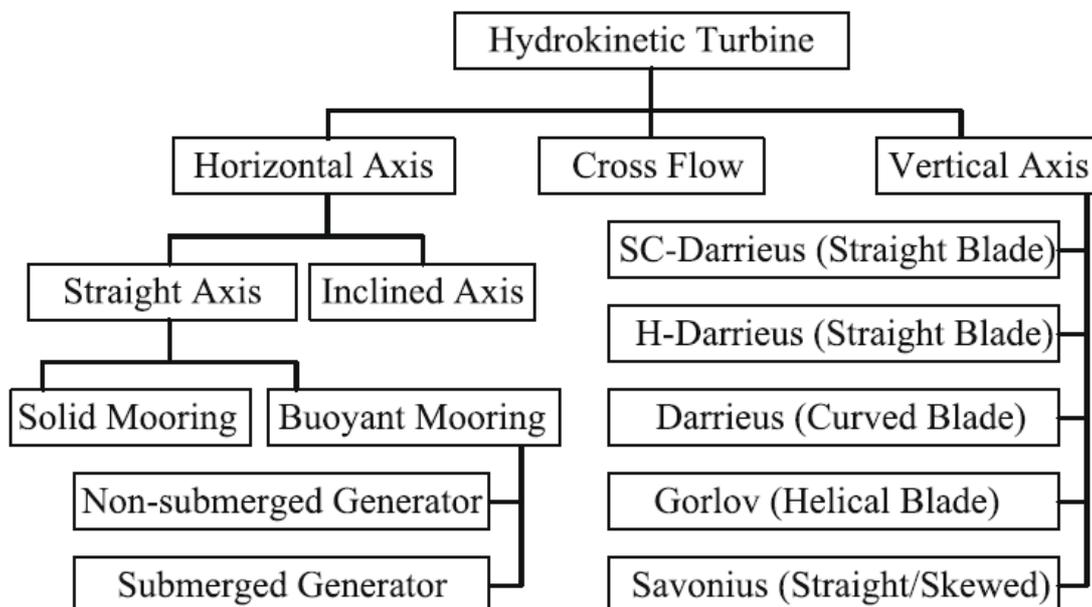


Ilustración 12: Clasificación de rotores de turbinas.

Sobre la base de la alineación del eje del rotor con respecto al flujo de agua, hay tres clases genéricas que se podrían formar; (a) eje horizontal, (b) el eje vertical, y (c) las turbinas de flujo cruzado (Niblick Adam L., 2012). Las turbinas de eje horizontal (alternativamente denominado como de flujo axial) tienen ejes paralelos al flujo de fluido y emplean rotores de tipo hélice. Diversas disposiciones de turbinas axiales se muestran en la siguiente figura.

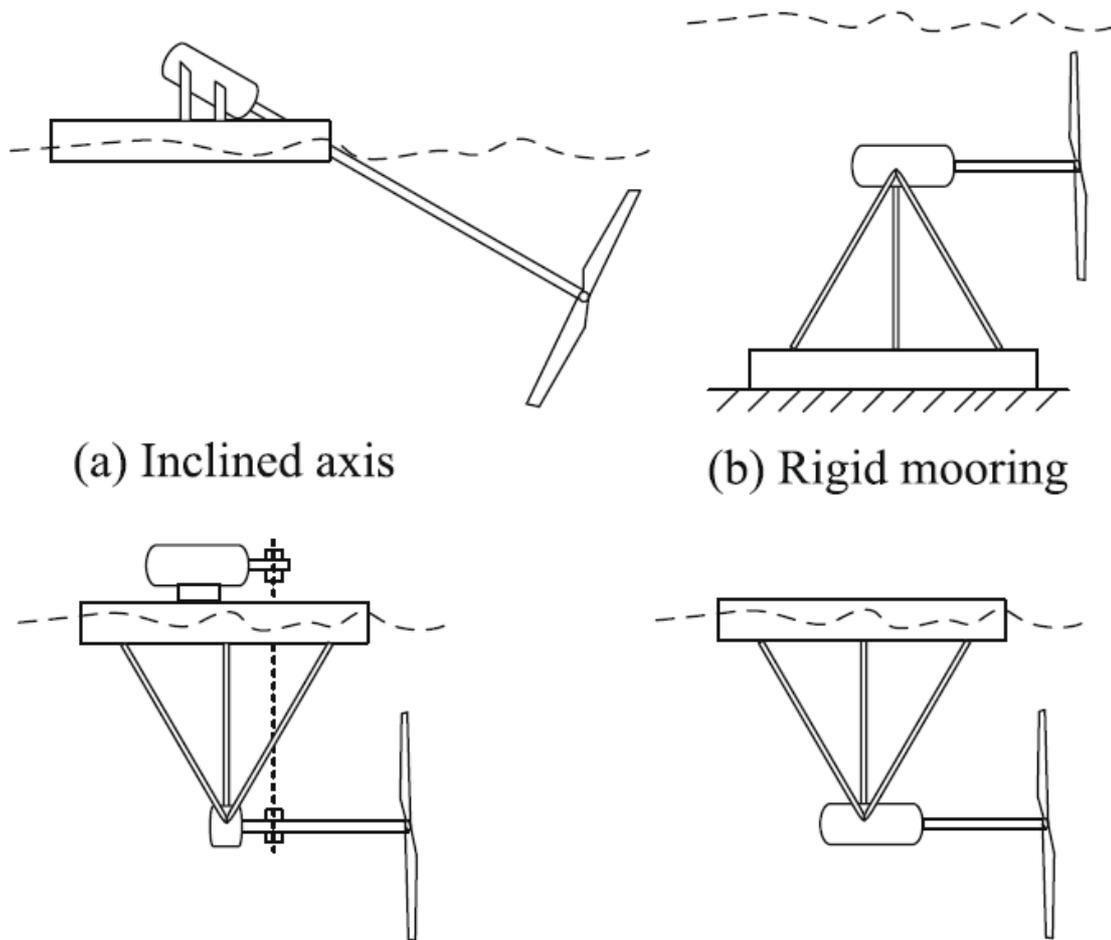


Ilustración 13: Rotores en turbinas de eje horizontal.

Las turbinas de eje inclinado en su mayoría han sido estudiadas para pequeños convertidores de energía en ríos. La mayoría de estos dispositivos fueron probados en corrientes fluviales y se comercializaron en escalas limitadas.

Las turbinas de eje horizontal son comunes en los convertidores de energía de las mareas y son muy similares a las turbinas eólicas, desde el concepto y diseño hasta el punto de vista. Son turbinas con estructuras de amarre sólidos que requieren una unidad generadora para ser colocadas cerca del cauce o lecho marino.

Las turbinas de flujo cruzado tienen el eje del rotor ortogonal al flujo de agua, pero paralelo a la superficie del agua. Estas turbinas también se conocen como ruedas hidráulicas flotantes. Se trata principalmente de los dispositivos basados en el movimiento de arrastre.

Varios tipos de rotor de turbina de eje vertical se dan en la siguiente figura. En el ámbito del eje vertical, las turbinas Darrieus son la opción más destacada. Aunque el uso de H-Darrieus o de jaula de ardilla Darrieus (hoja recta) son muy comunes (Khan, M. J, Bhuyan, G., Iqbal, M. T., & Quaiocoe, J. E. et al. 2009). La turbina Gorlov es otro miembro de la familia de turbinas de eje vertical, donde las palas son de estructura helicoidal. Turbinas Savonius son dispositivos del tipo de arrastre, que pueden consistir en hojas rectas o torcidas.

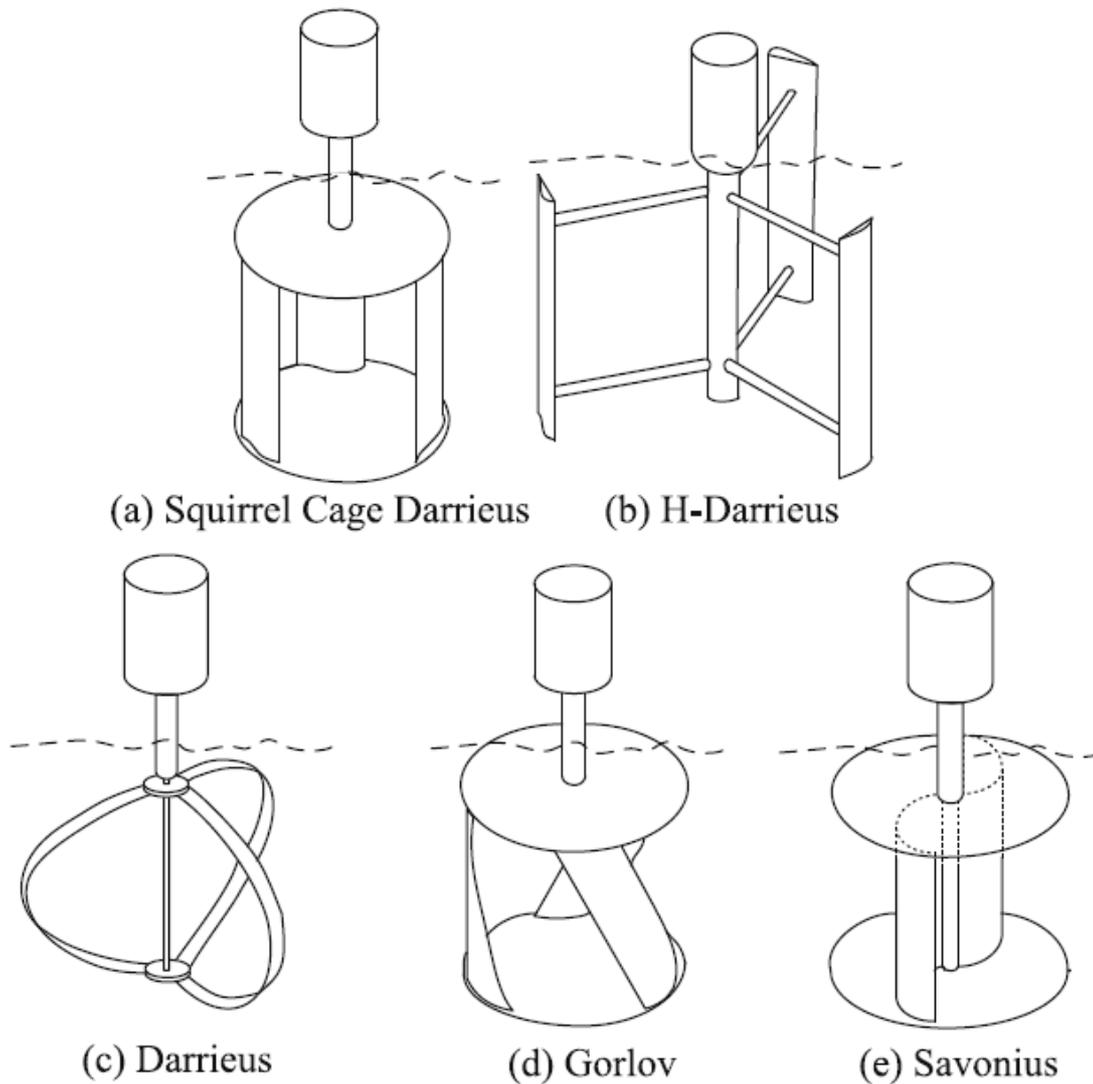


Ilustración 14: Rotores en turbinas de eje vertical.

3.3.2 Aumento de conductos.

Los canales de aumento inducen una presión sub-atmosférica dentro de un área limitada y por lo tanto aumentan la velocidad de flujo. Si una turbina se coloca en un canal de este tipo, la velocidad del flujo alrededor del rotor es mayor que la de un rotor libre. Esto aumenta la captura total de energía de manera significativa. Además, puede ayudar a regular la velocidad del rotor e imponer menos restricciones de diseño. Estos dispositivos han sido ampliamente probados en el dominio de la energía eólica. Términos tales como, conducto, mortaja, boquilla, concentrador, difusor, y el canal de aumento se utilizan como sinónimos para estos dispositivos. Una encuesta realizada sobre setenta y seis sistemas hidrocineéticos muestra que alrededor de un tercio de las turbinas de eje horizontal se están considerando para tales aumentos. Por el contrario, casi la mitad de las turbinas verticales estudiadas consideran algún tipo de aumento. La encuesta se observa gráficamente en la siguiente figura.

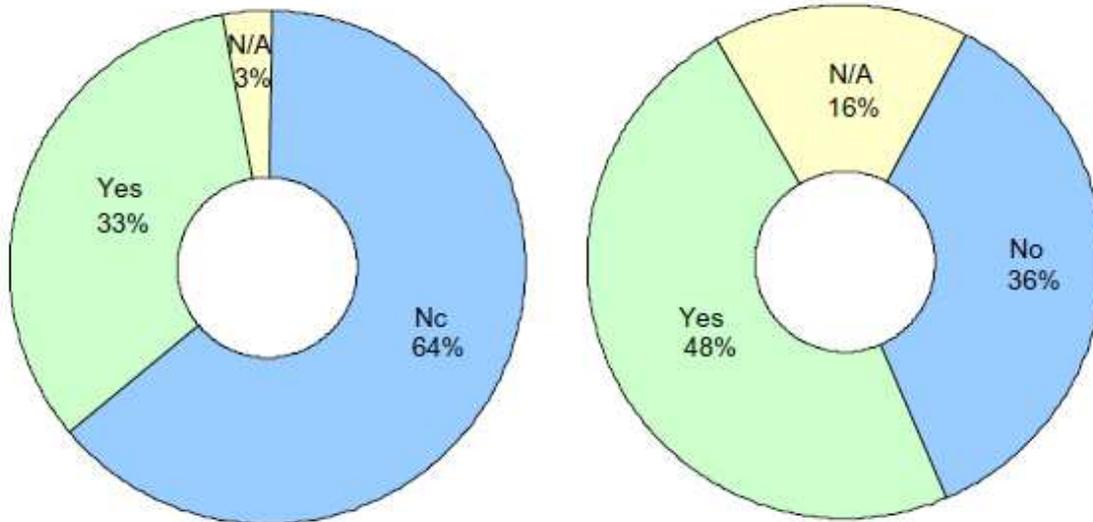


Ilustración 15: Encuesta sobre la utilización de aumentos de conducto para turbinas (a) de eje horizontal y (b) de eje vertical.

Los conductos para las turbinas de eje horizontal principalmente toman formas cónicas (por el funcionamiento bajo un flujo unidireccional) a diferencia de las turbinas verticales donde los canales son de sección transversal rectangular. Esto impone una asimetría de diseño y posterior vulnerabilidad estructural para el primer tipo. El menor número de aumento de conducto considerado para turbinas de eje horizontal se puede atribuir a estos temas. Estos resultados sólo indican la experiencia acumulada de las opciones de aumento de conductos para turbinas de eje horizontal y vertical, tal como la percibe hasta la fecha. Se cree que los avances de I + D en este ámbito irán de la mano con el desarrollo de las turbinas.

Una clasificación simplificada de varios diseños de los canales se da en las siguientes figuras.

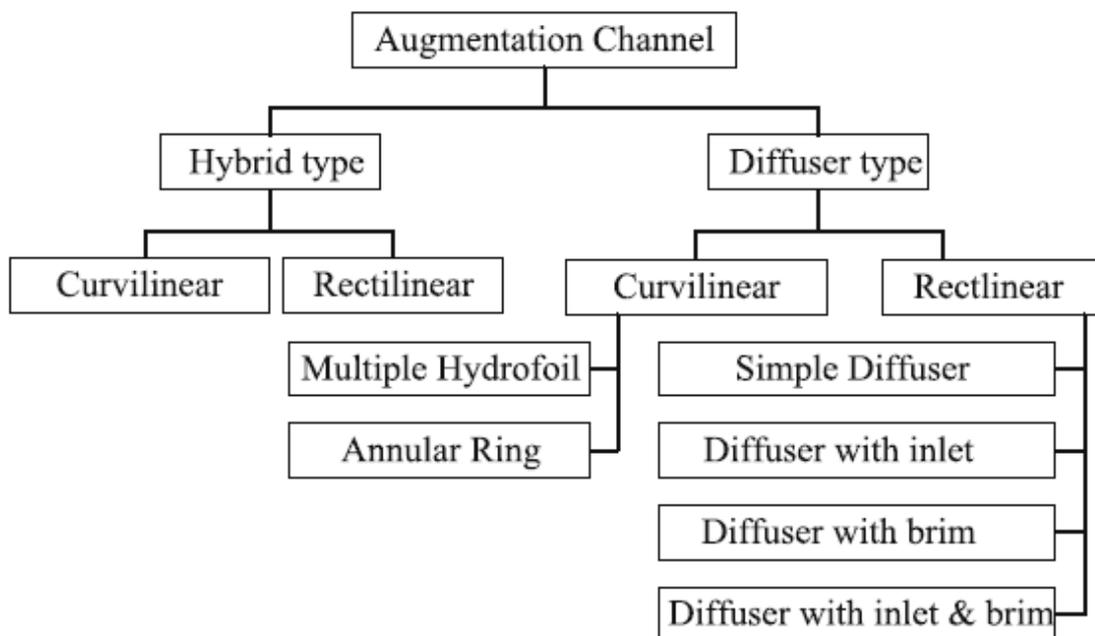


Ilustración 16: Clasificación de aumento de canales.

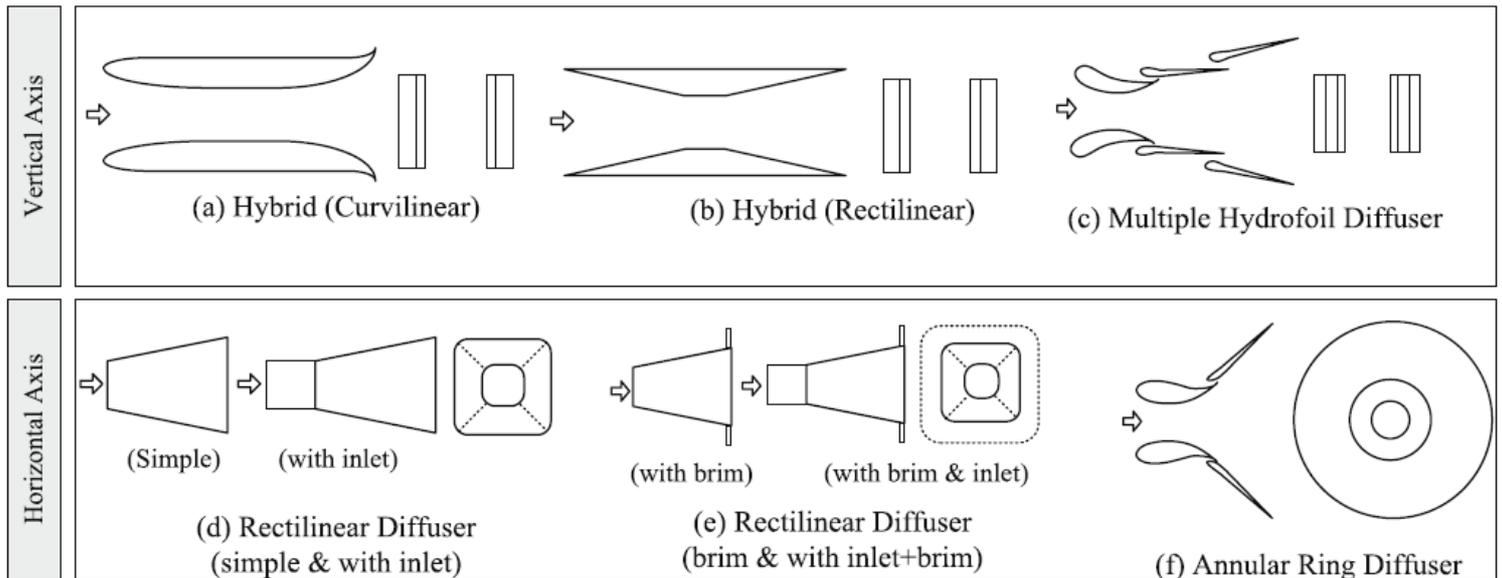


Ilustración 17: Formas de canales.

Cada uno de estos modelos viene con un rendimiento específico propio y limitaciones de diseño. Por ejemplo, los tipos híbridos funcionan mejor con tamaños grandes (tan alto como 6 veces el diámetro del rotor). Las formas anulares también funcionan muy bien cuando las formas hidrodinámicas están diseñadas de manera óptima. Sin embargo, sigue siendo un problema sin resolver el tamaño óptimo, la forma y el diseño.

3.3.3 Opciones para colocar el rotor.

Aunque el tipo de rotor y el aumento del conducto a incorporar son de suma importancia, la colocación del sistema en un canal también merece la debida atención. Una turbina puede incorporar una estructura en el fondo como anclaje (Bottom Structure Mounting BSM) en la que el convertidor se fija cerca del fondo marino / lecho del río. Además, las turbinas pueden operar bajo una elevación variable si el anclaje es una estructura flotante (Floating Structure Mounting FSM). La última opción es montar el convertidor con una estructura que esté más cerca de la superficie (Near-surface Structure Mounting NSM).

Un estudio demuestra que las turbinas de flujo axial se dan casi en igual consideración para las tres opciones mencionadas anteriormente.

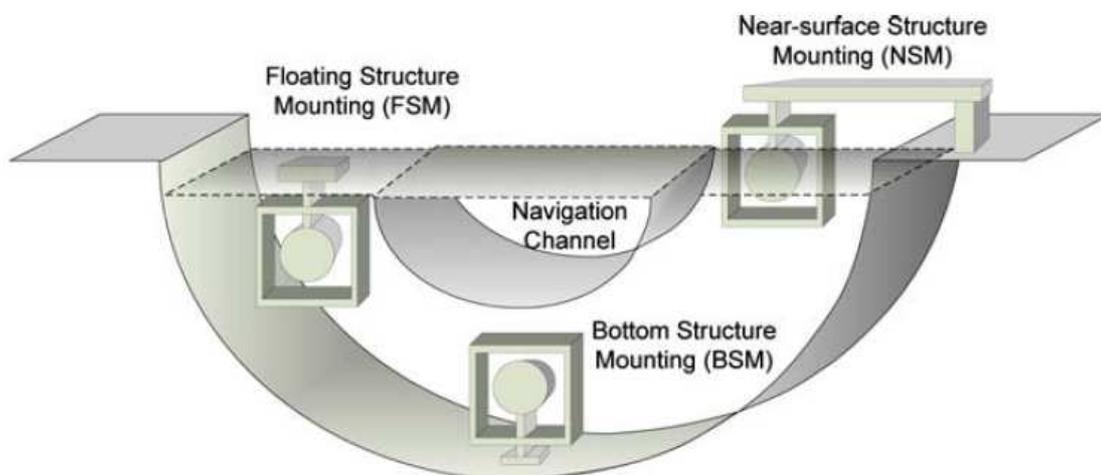


Ilustración 18: Opciones de anclaje para turbinas.

Sin embargo, en la mayoría de los casos las turbinas de eje vertical se están colocando cerca de la superficie. Esto probablemente se debe al hecho de que esta opción permite que el generador y demás aparatos estén colocados por encima del nivel de agua. Sin embargo, en el estado actual de esta tecnología, no hay una

dirección clara sobre la opción más atractiva.

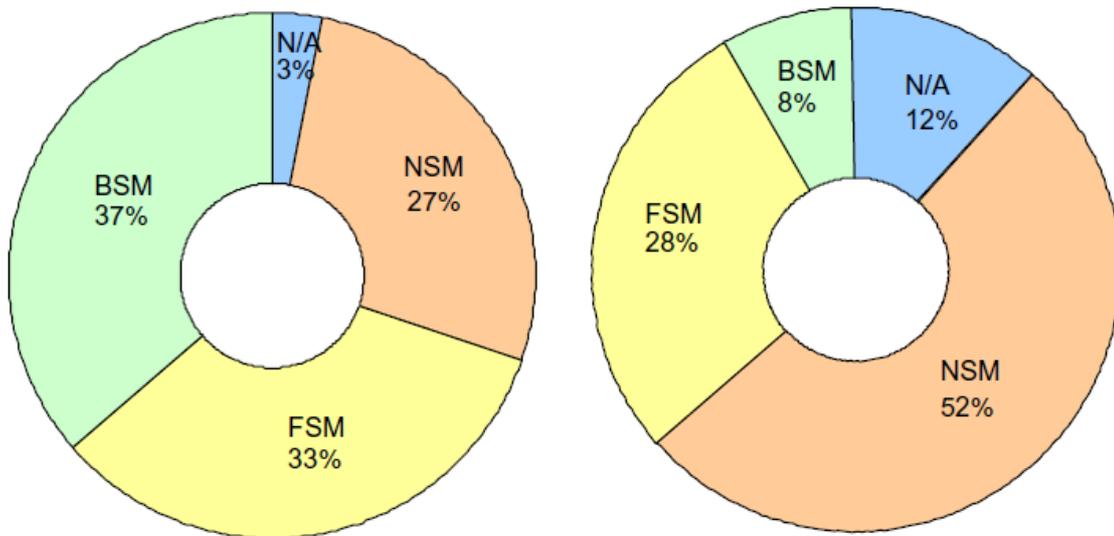


Ilustración 19: Porcentaje de turbinas consideradas para las diversas disposiciones de colocación para turbinas de (a) eje horizontal y (b) de eje vertical.

Varios aspectos sutiles que se pueden observar se destacan a continuación:

- **Captura de la energía:** El flujo de energía en un canal es mayor cerca de la superficie. Esto sugiere que la opción FSM es la mejor opción, ya que la extracción de energía es la principal preocupación. En contraste, el método BSM permite la captura de energía sólo sub-óptima. Además, la captación de energía mediante el esquema de NSM se vería sujeto a variaciones en el nivel del río o la altura de la marea.
- **Otros usuarios:** Al colocar una turbina en la superficie de un canal, los usuarios en competencia de los recursos hídricos pueden oponerse a dicha disposición. La pesca, navegación y muchas otras actividades pueden dejar los métodos BSM y NSM como la única opción. Las estructuras flotantes también son posibles, pero éstas deben estar colocadas cerca de la costa, donde los recursos energéticos pueden ser limitados.
- **Desafío de la construcción:** La experiencia de diseño de estructuras flotantes para la recolección de energía es limitada. Por el contrario, el conocimiento en el campo de ingeniería civil para anclajes en el fondo (por ejemplo, puentes y plataformas de petróleo) es abundante.
- **Impacto ambiental:** Cualquier apertura de zanjas, pilotes o excavación en el lecho del río o en el fondo marino puede llegar a ser objeto de impacto ambiental. Estructuras flotantes o estructuras cerca de la superficie parecen más permisibles en este contexto.
- **Restricciones de diseño y operatividad:** Dependiendo de donde una turbina se vaya a colocar, varios aparatos de conversión de energía (generador, teniendo, cajas de cambio, y el poder equipo de acondicionamiento) deben tener consideraciones especiales de diseño, tales como lubricación y protección. Además, la variación de la velocidad del agua impondrá restricciones operativas. También se requiere mucha atención para hacer frente a los desafíos relacionados con las condiciones climatológicas adversas, especialmente para los sistemas de tipo flotante y cerca de la superficie.

Las áreas de aplicación tendrán repercusiones específicas sobre el uso de unidades para el aumento de conductos y esquemas de colocación correspondientes. Por ejemplo, las turbinas de corrientes de marea trabajan bajo las condiciones naturales del flujo de marea diaria. Turbinas de río operan bajo la influencia de las variaciones de caudal volumétrico de agua a través de un canal del río sujeto a diversos factores externos, tales como, la sección transversal del canal, las precipitaciones y la incidencia artificiales (tales como, el transporte, la apertura de la presa aguas arriba, etc.). El agua del río es menos densa que el agua de mar y por lo tanto tiene menor densidad de energía. El emplazamiento es más estricto en los canales de ríos dado que el

espacio útil es limitado y el transporte fluvial puede limitar aún más. También podría haber diferentes tipos de partículas en suspensión y materiales (peces, escombros, rocas, hielo, etc.) en los canales de los ríos y del mar en función de la geografía de un sitio. Queda por ver, cómo estos factores afectarán al diseño, operatividad y comercialización de diversas turbinas.

3.4 Ventajas y desventajas técnicas de las turbinas horizontales y verticales.

Vale la pena investigar las oportunidades y los retos asociados con diversos sistemas de turbinas hidrocínicas, sobre todo cuando este sector de la ingeniería energética está sobre todo en la fase de diseño y desarrollo. Es de particular interés una revisión de las configuraciones de ejes horizontales y verticales con respecto a sus ventajas e inconvenientes técnicos. En esta sección se estudiarán estas configuraciones más a fondo.

Las turbinas de eje vertical, sobre todo las de tipo Darrieus con palas rectas son muy interesantes debido a varias características favorables, tales como:

- Simplicidad del diseño: Como una tecnología emergente, la sencillez de diseño y el costo del sistema son factores importantes que pueden determinar el éxito de la tecnología de la turbina. En contraste con las turbinas de eje horizontal donde el diseño implica una fabricación y posterior mecanizado delicados, el uso de hojas rectas hace el diseño potencialmente más simple y menos caro.
- Acoplamiento del generador: Para aplicaciones hidrocínicas, el acoplamiento del generador con el rotor de la turbina plantea un desafío especial. En las turbinas de eje horizontal, esto podría lograrse mediante un acoplamiento de engranajes en ángulo recto o colocando el generador bajo el agua. En turbinas de eje vertical, el generador se puede colocar en un extremo del eje, permitiendo que el generador pueda ser posicionado por encima de la superficie del agua. Esto reduce el costo posterior en el arreglo de máquinas eléctricas bajo el agua.
- Flotación y aumento de los equipos: La forma cilíndrica de la turbina Darrieus permite una cómoda instalación de diversos conductos curvilíneos o rectilíneos. Estos canales se pueden emplear también con propósitos de amarre y flotantes. Para las turbinas de flujo axial, los conductos no se pueden utilizar fácilmente con fines de flotación.
- Emisión de ruidos: las turbinas verticales generalmente emiten menos ruido que las turbinas horizontales. Sujeto aún a estudio, esto puede llegar a ser beneficioso en la preservación del hábitat de la vida marina.
- Flujo asimétrico: El perfil vertical de la variación de la velocidad del agua en un canal puede tener un impacto significativo sobre el funcionamiento de la turbina. En un canal poco profundo, la parte superior de una turbina se enfrenta a una velocidad más alta que la sección inferior. Las turbinas verticales, especialmente los que tienen palas helicoidales / inclinadas son más apropiadas para funcionar en tales condiciones.

Las desventajas asociadas a turbinas de eje vertical son: bajo par de arranque y menor eficiencia. Dependiendo de su diseño, estas turbinas poseen generalmente un rendimiento pobre de partida. Las palas de una turbina vertical están sujetas a tirones cíclicos tangenciales y generan rizado del par en la salida. La cavitación y la fatiga por carga debido a la hidrodinámica inestable son otras cuestiones asociadas a turbinas verticales. Las turbinas de flujo axial, por otra parte, eliminan muchos de estos inconvenientes. Además, algunas ventajas de dichos rotores son:

- Base de conocimiento: La literatura sobre diseño del sistema y el rendimiento de los rotores de tipo axial es abundante. Los avances en la ingeniería del viento y hélices marinas han contribuido significativamente a este campo. El uso de dichos rotores se ha demostrado con éxito para aplicaciones a gran escala (10-350 kW), en especial para la conversión de energía de las mareas.
- Rendimiento: Una ventaja clave de las turbinas de tipo axial es que todas las palas están diseñadas para tener suficiente conicidad y girar de tal manera que las fuerzas de elevación se ejercen de manera uniforme a lo largo de la hoja. Por lo tanto, estas turbinas son de auto arranque. Además, su rendimiento óptimo se logra a velocidades altas del rotor, y esto facilita el problema del generador, permitiendo el acoplamiento de engranajes.

- Control: Varios métodos de control (regulación de paso) de las turbinas de tipo axial han sido estudiados en gran detalle. El control activo de la hoja permite una mayor flexibilidad sobre la protección por incremento de velocidad y ofrece una operación eficiente.

- Aumento de canales por anillos anulares: El anillos anulares son un tipo de aumento de canal que proporciona un gran aumento de la velocidad del fluido, ya que estos sistemas permiten el flujo concentrado / difundido de manera tridimensional. La forma circular del disco del rotor permite el uso de este tipo de conducto, que no es posible para las turbinas de eje vertical.

Los principales desafíos técnicos encontrados para rotores de tipo axial son: diseño de las palas, la instalación del generador bajo el agua y el cableado submarino. Si bien los distintos tipos de rotores tienen detalles únicos, sólo la extensa comprensión teórica, la validación experimental, y la experiencia en diseño permitiría la selección de un sistema ideal. A medida que la industria avanza, hay un mayor conocimiento de los distintos sistemas de turbinas.

3.5 Ingeniería existente.

Se han desarrollado multitud de experimentos con distintos dispositivos para demostrar la posibilidad de explotación a nivel industrial de esta forma de energía. En la actualidad existen ya desarrollados diversos modelos que intentan aprovechar las corrientes marinas, para generar energía eléctrica.

En este apartado se dará a conocer varios dispositivos para la obtención de energía a través de las corrientes marinas, así como proyectos para la obtención de energía marina.

3.5.1 Dispositivos

3.5.1.1 GEM - La "Cometa del océano".

La turbina marina de eje horizontal GEM "Cometa del Océano" es una turbina hidrocínética diseñada para producir energía limpia aprovechando los flujos de movimiento lento de agua, es decir, el río, las corrientes de marea o de agua en general (Aircraft Design & AeroFlightDynamics Group). La turbina se ha desarrollado desde el año 2005 después de un proyecto de investigación realizado en colaboración con el Ing. Nicola Morrone, que es el titular de la patente junto con el Prof. Domenico Coiro. Colocada bajo agua a la profundidad deseada, funciona como una cometa, alineándose con la corriente independiente de su dirección.

El GEM se compone básicamente por las siguientes partes:

- Una unidad flotante y un ala.
- Dos turbinas de rotación contraria, con tres palas cada una, conectadas a dos generadores eléctricos, simétricamente posicionados.
- Dos difusores, montados alrededor de las dos turbinas, para duplicar la potencia de salida.
- Un contenedor en forma de barril colocado en el pie de la trama, y que contiene un cabrestante.
- Un bloque de amarre, establecido en el fondo del mar al que se conecta una línea de atraque.
- Un cable eléctrico para conectar los generadores eléctricos a la red; el cable eléctrico recorre a lo largo de la línea de amarre.
- Colas planas para proporcionar la estabilidad del sistema.
- Un sistema de control automático basado en la acción diferencial de la turbina para controlar la orientación durante la dirección de la corriente.



Ilustración 20: La turbina marina de eje horizontal GEM "Cometa del Océano".

Ventajas de esta turbina:

- Relativamente barata.
- Fácil de mantener.
- Bajo impacto ambiental.
- Instalable en casi cualquier lugar.

El alineamiento con la corriente se produce según la siguiente figura:

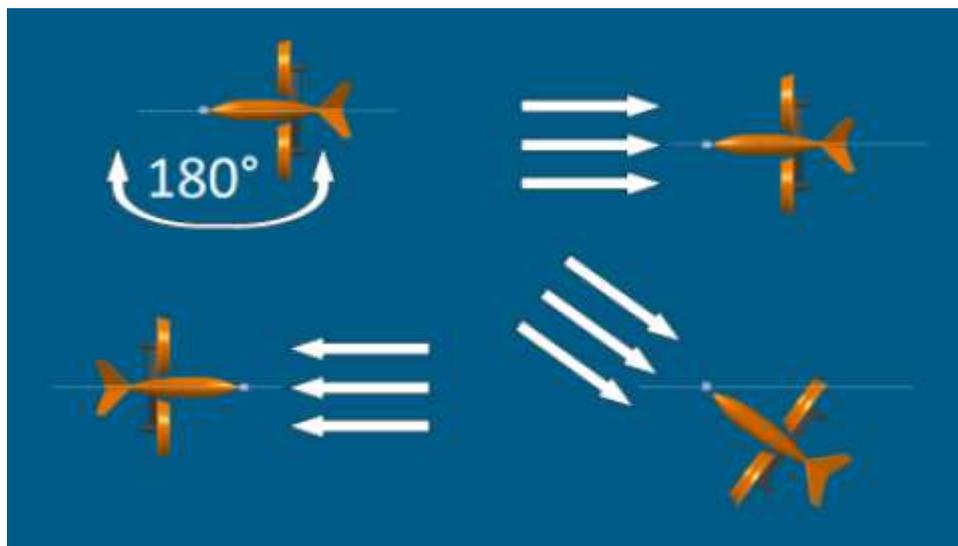


Ilustración 21: Totalmente controlado para alinearse con la dirección de la corriente.

Las 3 imágenes siguientes muestran cómo trabaja la turbina GEM:

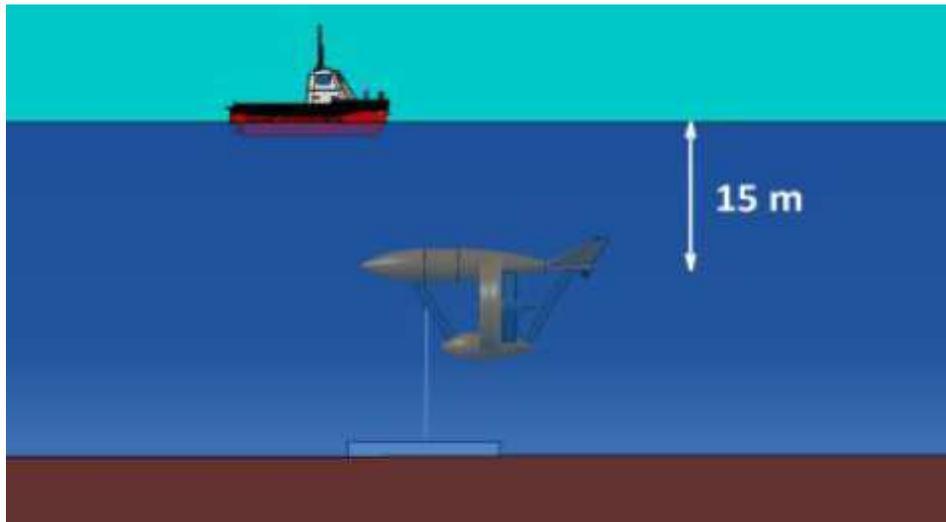


Ilustración 22: En ausencia de corriente (a una profundidad de 15 m).

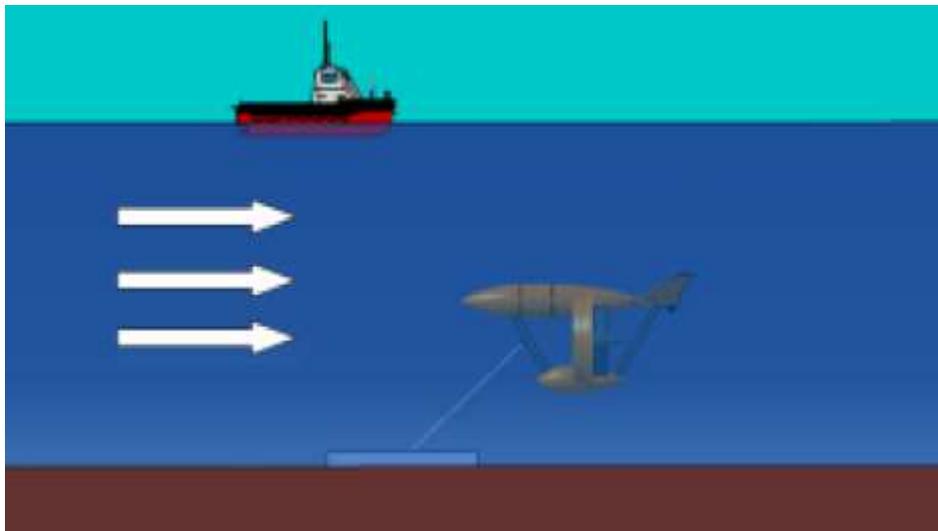


Ilustración 23: En presencia de corriente.

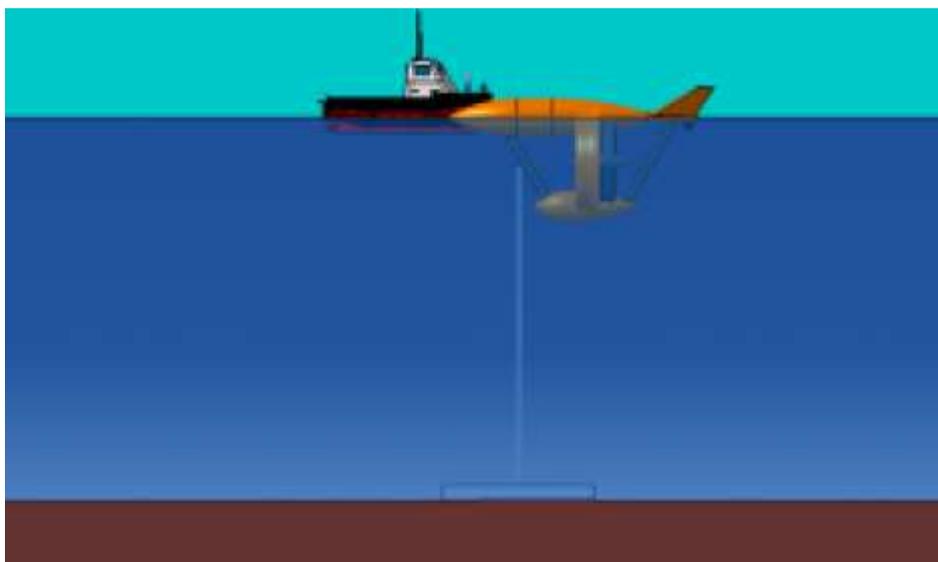


Ilustración 24: Levantado y remolcado a los astilleros para su mantenimiento.

Los datos del rendimiento de un prototipo de 100 kW con dimensiones 9.2 m de largo, 5.2 m de altura y 10.4 m de ancho son:

- Peso total: 10700 kg.
- Fuerza de flotación: 5200 kg.
- Profundidad (rango): 15 m hasta 9.8 m (sin corriente).
- Potencia nominal de 100 kW con una corriente de marea de 2,6 m/s.
- Las tres palas para rotor de 3 m de diámetro.
- Perfiles de sección de pala innovadores.
- Palas de carbono y difusor de fibra de vidrio.
- Velocidad de giro: 65 rpm.
- Eficiencia del rotor: 0.8.
- Producción anual promedio esperada con 2,5 m/s de velocidad máxima: 300 MWh.

3.5.1.2 Turbina Gorlov

La turbina helicoidal fue inventada por Alexander Gorlov (1995) y también se conoce como la turbina Gorlov. La turbina helicoidal es similar a una turbina de estilo de hoja recta Darrieus, excepto que el perfil aerodinámico de la pala es barrido en un perfil de hélice a lo largo de su ciclo. A continuación se muestra una turbina helicoidal de cuatro palas:

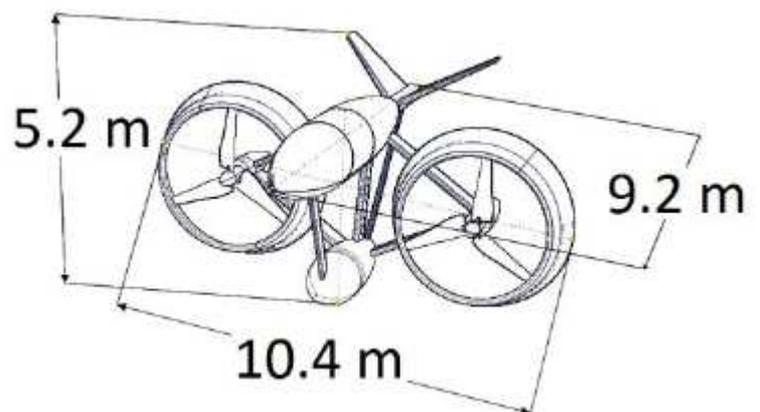
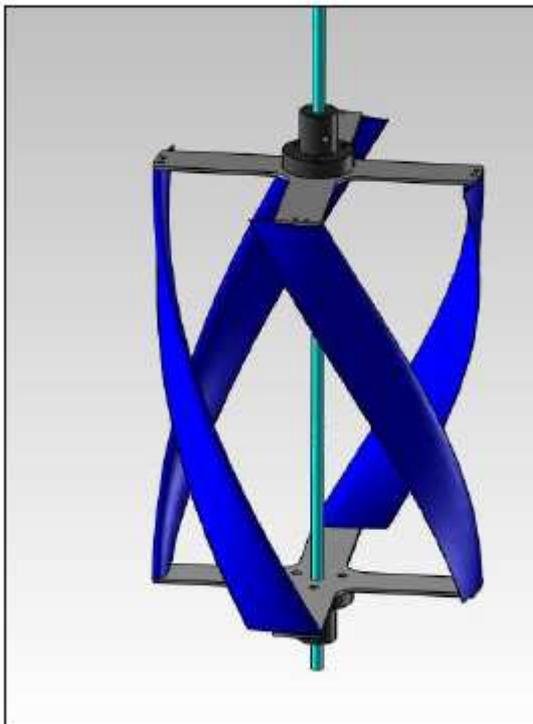


Ilustración 25: Turbina Gorlov helicoidal.

Una de las ventajas de la pala helicoidal es que mejora el auto-arranque de la turbina en comparación con una turbina Darrieus (Gorlov, 1998). Como las palas en forma helicoidal producen barrido a lo largo de la circunferencia de rotación de la turbina, una parte del perfil de la pala se encuentra en el ángulo de ataque óptimo incluso en condiciones estáticas o de rotación lenta, lo que permite un par de arranque más uniforme menos dependiente de la posición de la turbina.

También debido a la forma helicoidal se produce la reducción de oscilación del par durante la rotación. Una turbina Darrieus tiende a experimentar oscilación del par resultante debido al espacio vacío entre las posiciones de las palas.

La relación de solidez es un parámetro de la turbina que hace referencia a la “solidez”. Se define como el número de palas multiplicado por la longitud de cuerda, no dimensionalizadas por la pala de turbina de barrido circunferencial. Esta es una definición intuitiva de la relación de solidez utilizada por Shiono et al. (2002). La siguiente ecuación da la relación de solidez (σ) para el número de palas (B), longitud de la cuerda (c) y el diámetro de la turbina (D). Esta definición de la relación de solidez da la cantidad de circunferencia de la turbina de barrido que es sólida en comparación con la circunferencia total:

$$\sigma = \frac{Bc}{\pi D}$$

Gorlov informó en una prueba experimental de que la máxima eficiencia para una turbina helicoidal es de alrededor del 35%. La turbina de Gorlov era de tres palas, 0,61 m de diámetro, 0,86 m de altura con palas NACA 0020 y relación de solidez del 27%. Gorlov también comparó una turbina helicoidal con una Darrieus en términos de rendimiento y encontró la turbina helicoidal superior en cuanto a este factor. Shiono et al. (2002) informó de resultados más bajos para una serie de turbinas diferentes de tres palas con 0,3 m de radio con solidez del 20% al 50% y altura de 0,3-0,54 m; la eficiencia máxima observada por Shiono fue 24,4% para una velocidad de flujo de 1,4 m/s. Shiono también comparó la turbina Darrieus con la turbina helicoidal, pero se encontró con que la turbina Darrieus tiene mayor eficiencia para un mismo tamaño en el mismo caudal. Las pruebas experimentales consiguieron, sin embargo, verificar las afirmaciones de Gorlov respecto a la variación del par: se encontró un ritmo de pulsaciones (rango de par estático dividido por par estático promedio) de ~ 0.51 para una turbina helicoidal frente a 3,35 para un Darrieus de pala recta.

Otra característica propia de esta turbina es la posibilidad de ser dispuesta en posición vertical u horizontal.

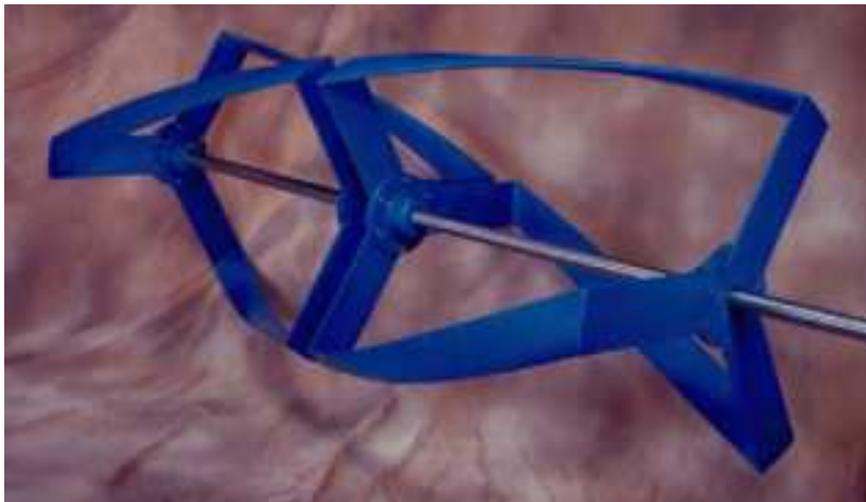


Ilustración 26: Disposición horizontal de la turbina Gorlov.

Especificaciones de la turbina Gorlov:

Diámetro del rotor: 1m.

Altura del rotor: 2.5m.

Área frontal de paso: 2.5 m²

Ratio de potencia: 1.5 kW a 1.5 m/s y 180 kW a 7.72 m/s.

Velocidad de corte: 0.5 m/s.

Tipo de sustentación o anclaje: Flotante, anclaje al fondo o a la orilla, o instalación en el fondo marino en estructura soportante.



Ilustración 27: Estructura portante de turbinas utilizada en el estrecho de Uldolmok.

Vida útil: 20 años (revestimiento marino cada 2 años y cojinetes del generador cada 5).

Peso: 91 Kg. (solo la turbina).

Curva de potencia mostrada en la figura: potencia eléctrica generada (eje de ordenadas) en función de la velocidad del fluido (eje de abscisas).

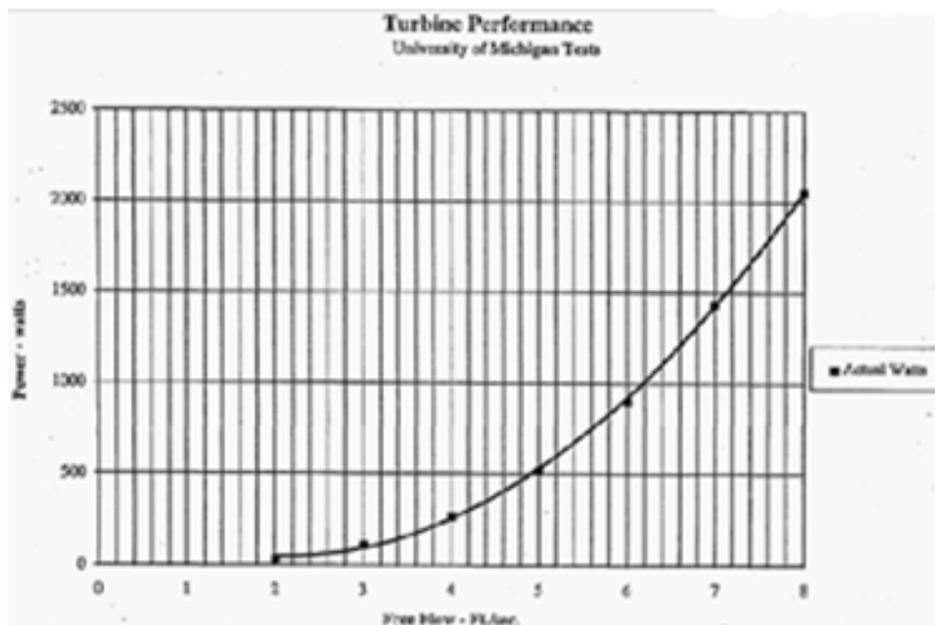


Ilustración 28: Curva de potencia de la Turbina Gorlov.

3.5.1.3 Turbina Savonius

El rotor Savonius fue inventado por Johannes Sirgurd Savonius en 1922. Se compone de dos semicircunferencias colocadas opuestas con forma de S, visto desde la parte superior, como se muestra en la siguiente figura (Yaakob Omar, M. Arif Ismail, Yasser R. Ahmed, 2012).

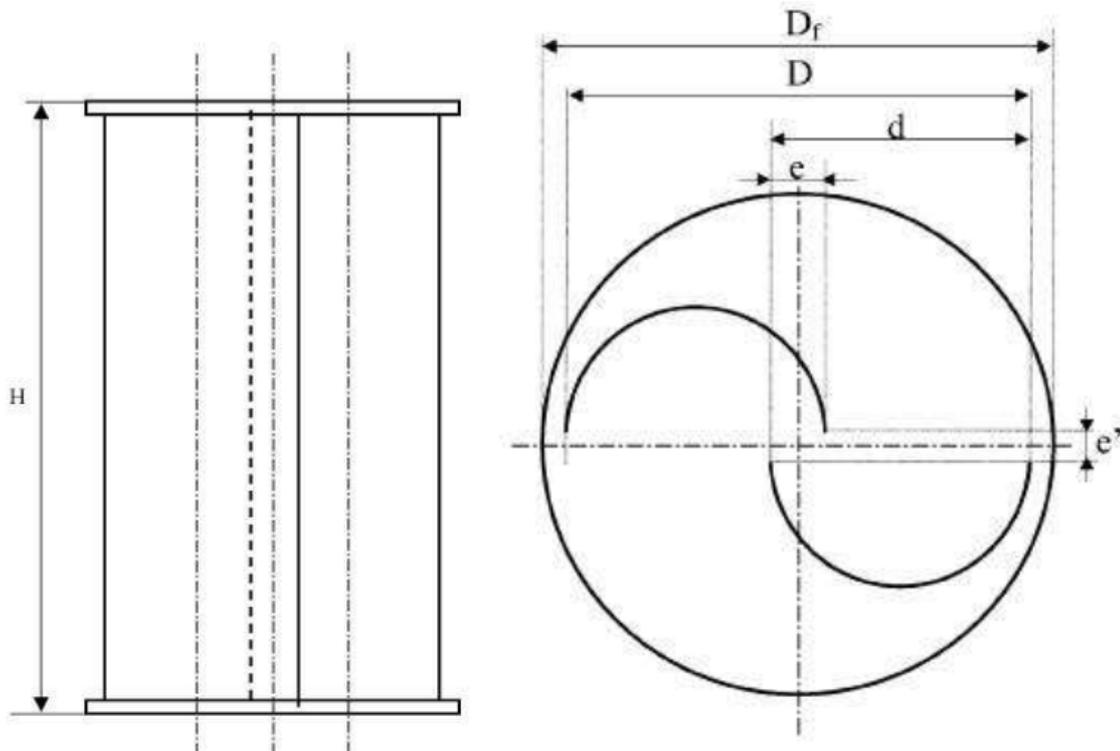


Ilustración 29: Esquema de un rotor Savonius. (a) Vista frontal; (b) vista desde arriba.

De la figura anterior se puede obtener la relación de aspecto (α) del rotor Savonius. Puede escribirse como:

$$\alpha = \frac{H}{d}$$

Donde H y D son la altura y el diámetro del rotor respectivamente. Ushiyama, Nagai y Shinoda (1986) encontraron un valor óptimo de 4.29. Un estudio adicional realizado por otros investigadores (Hayashi, Li y Hara, 2005; Kamoji, Kedare y Prabhu, 2009) utiliza proporciones inferiores, tales como 1: 2 debido al efecto de bloqueo. Otro parámetro importante es la relación de solapamiento que se define en así:

$$\beta = \frac{e}{d}$$

Donde β es la relación de solapamiento y e es la dimensión de solapamiento en el rotor. El coeficiente de rendimiento de la turbina Savonius aumenta cuando la relación de solapamiento va entre 0,1-0,15 según lo informado por Blackwell, Sheldahl y Feltz (1977), mientras que disminuye cuando dicha relación es menor de 0,1 y mayor que 0,3. Entre el rango de 0,15 hasta 0,3, otro estudio realizado por Menet (2004) encontró que el rendimiento óptimo estaba en el intervalo de 0,2 hasta 0,25 de relación de solapamiento (Yaakob Omar, M. Arif Ismail, Yasser R. Ahmed, 2012). Tawi y Suprayogi (2010) encontraron resultados similares, el par más alto de sus estudios se produce con relación de solapamiento de 0,21.

La relación velocidad en la punta λ o TSR para la turbina de viento (turbina de corriente oceánica en este caso) es la relación entre la velocidad de rotación de la punta de una pala y la velocidad real del agua (Hayashi et al., 2005). La relación de velocidad en la punta λ o TSR se define en así:

$$\lambda = \omega D / 2U$$

El agua con velocidad de entrada U representan una torsión mecánica T y una potencia mecánica P. El área barrida As se define a través de la altura del rotor H y el diámetro D:

$$C_m = \frac{T}{\frac{1}{4}\rho A_s U^3}$$
$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A_s U^3}$$

Donde C_m y C_p son, respectivamente, el coeficiente de torsión y el coeficiente de rendimiento. La eficiencia de la turbina se mide usando estos parámetros.



Ilustración 30: Turbina Savonius de dos etapas.

3.5.1.4 Generador Stingray.

El generador Stingray está diseñado para extraer energía del agua que fluye por efectos de marea. El flujo de la corriente de marea sobre un hidroavión provoca un movimiento oscilante que se utiliza para operar directamente cilindros hidráulicos para producir un flujo de aceite. Esto se puede utilizar para accionar un motor hidráulico que a su vez acciona un generador eléctrico. Un mecanismo de orientación asegura que el hidroavión se alinea directamente con el flujo de agua (The Engineering Business Ltd, 2005).

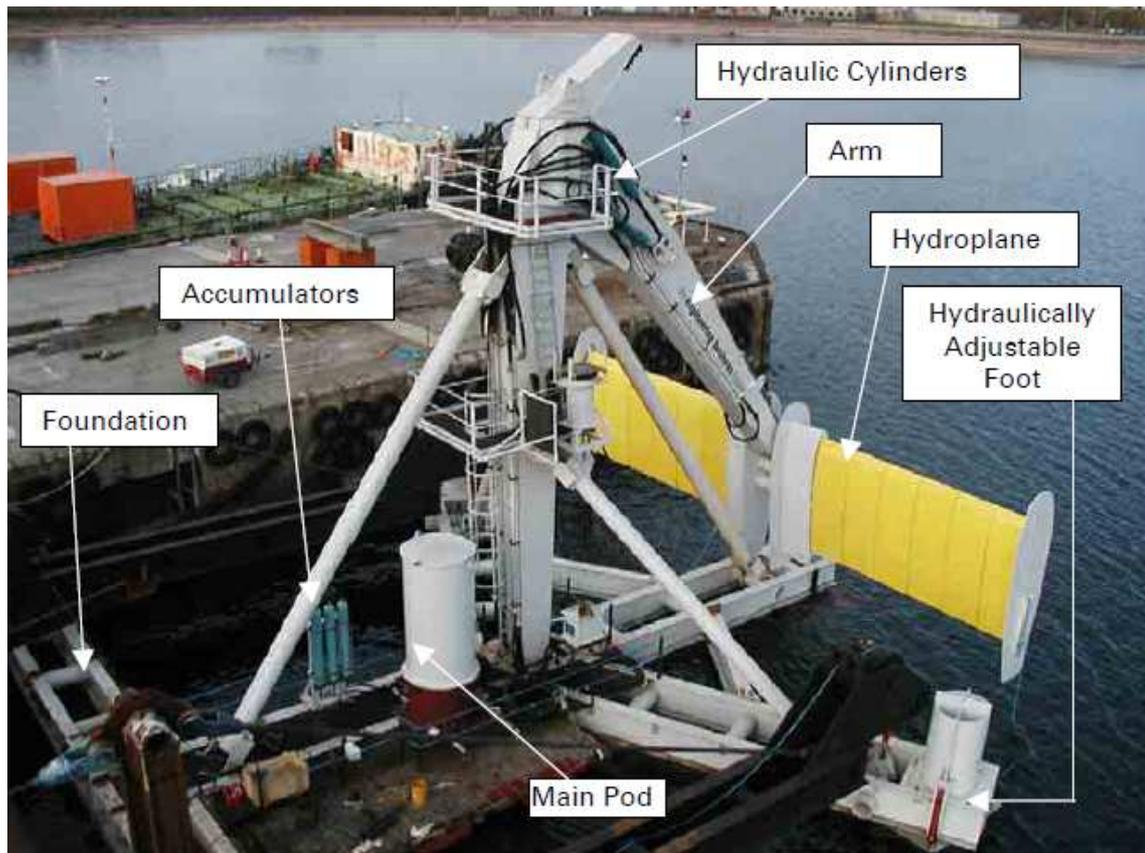


Ilustración 31: Disposición general del Generador Stingray.

Stingray es un dispositivo montado en el fondo marino normalmente hasta 100 metros de profundidad y por debajo de los efectos más nocivos de las ondas. El dispositivo no penetra en la superficie del agua y está diseñado para permitir el paso seguro de los buques, en caso necesario. Hay una gran variedad de técnicas de montaje de los fondos marinos, pero este dispositivo tendrá una base por gravedad.

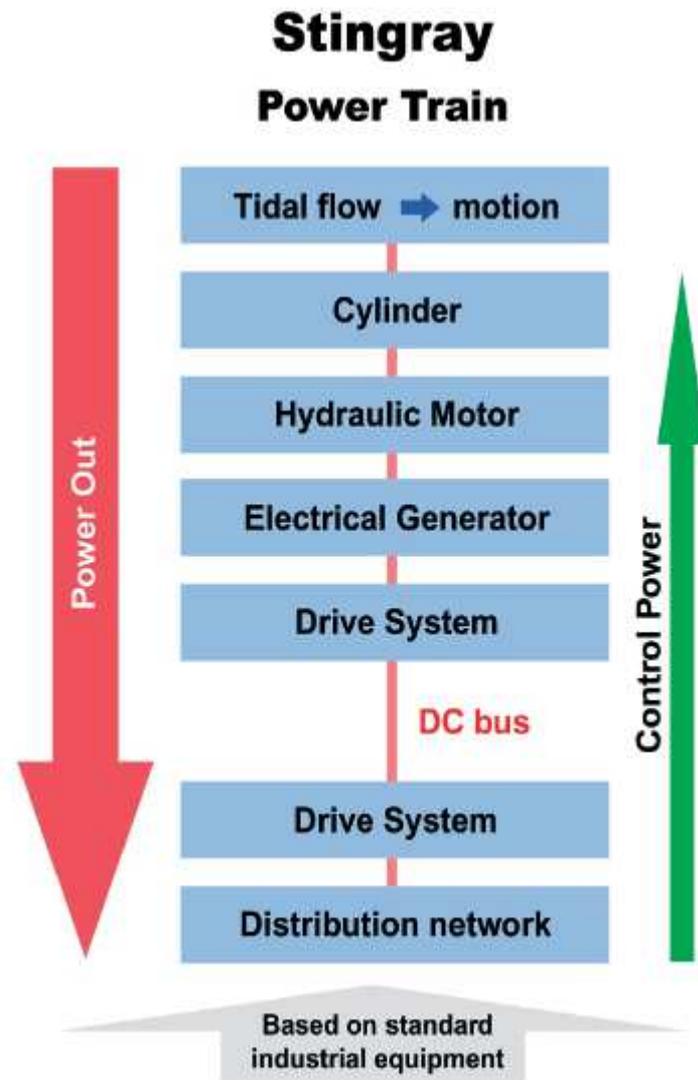


Ilustración 32: Tren de potencia del Generador Stingray.

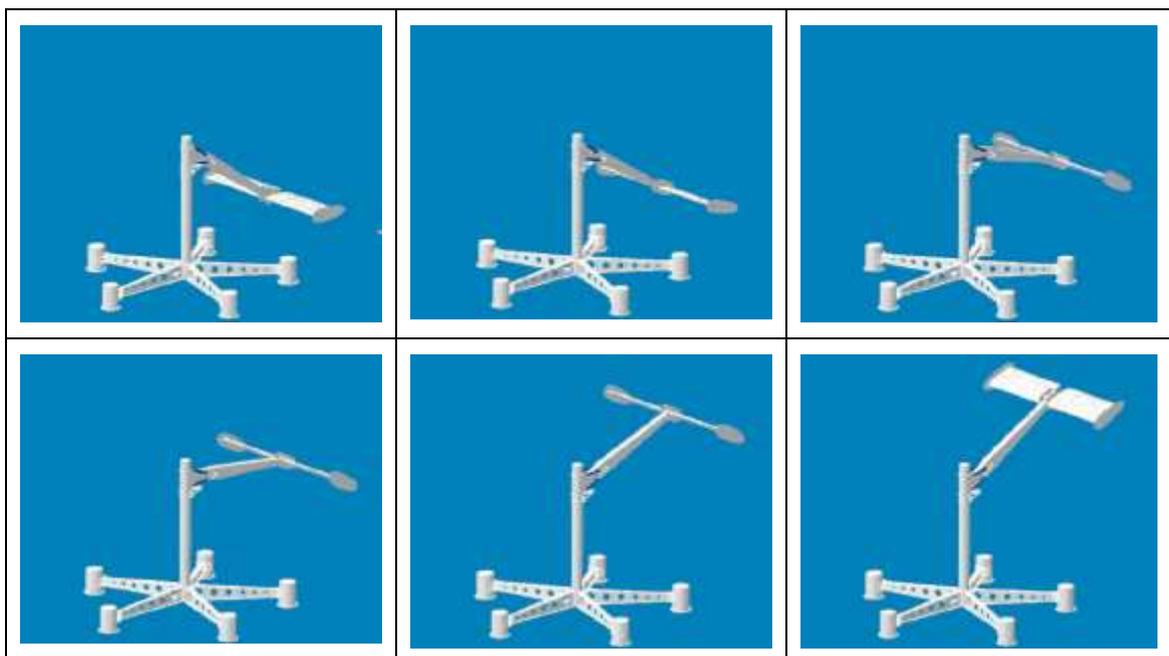




Ilustración 33: Ciclo completo del Generador Stingray (ver de izquierda a derecha).

El primer Generador Stingray (The Engineering Business Ltd, 2005) fue diseñado para producir 150 kW de energía eléctrica en una corriente de 4 nudos:

- Potencia nominal (4 nudos): 150 kW.
- Peso estimado (incluyendo la base por gravedad): 180 toneladas.
- Altura máxima: 24 m.
- Longitud Hidroavión: 15m.
- Área de barrido: 172 m².
- Espacio del fondo marino ocupado: 5 m.
- Ubicación: Yell Sound.

3.5.1.5 Turbina Kobold.

La turbina Kobold es una turbina de eje vertical hidráulica con palas oscilantes libres tipo Darrieus, patentada en 1998 por la empresa italiana Ponte di Archimede International S.p.A. La arquitectura de la turbina Kobold se inspiró en las hélices marinas de Voith-Schneider.



Ilustración 34: Turbina Kobold.

Sus características principales son:

- Dirección de rotación independiente de la dirección actual.

- Alto par de arranque, con auto-arranque.
- Diseño flexible: flotante o una base montada.
- Alta eficiencia.
- Fiable, robusto y simple.
- Palas autoajustables.
- No hay mecanismos de movimiento.

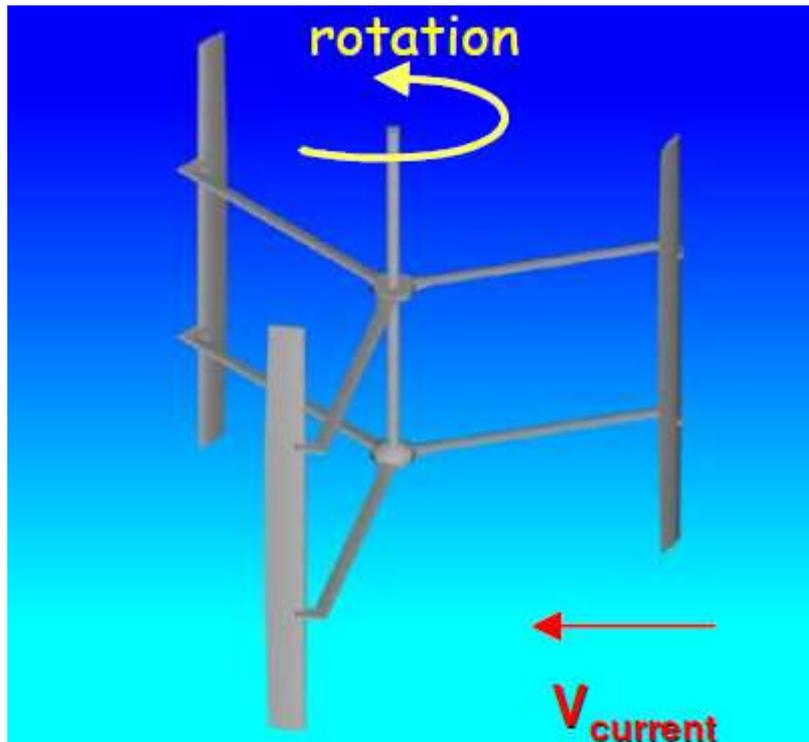


Ilustración 35: Eje de rotación y palas de la turbina Kobold.

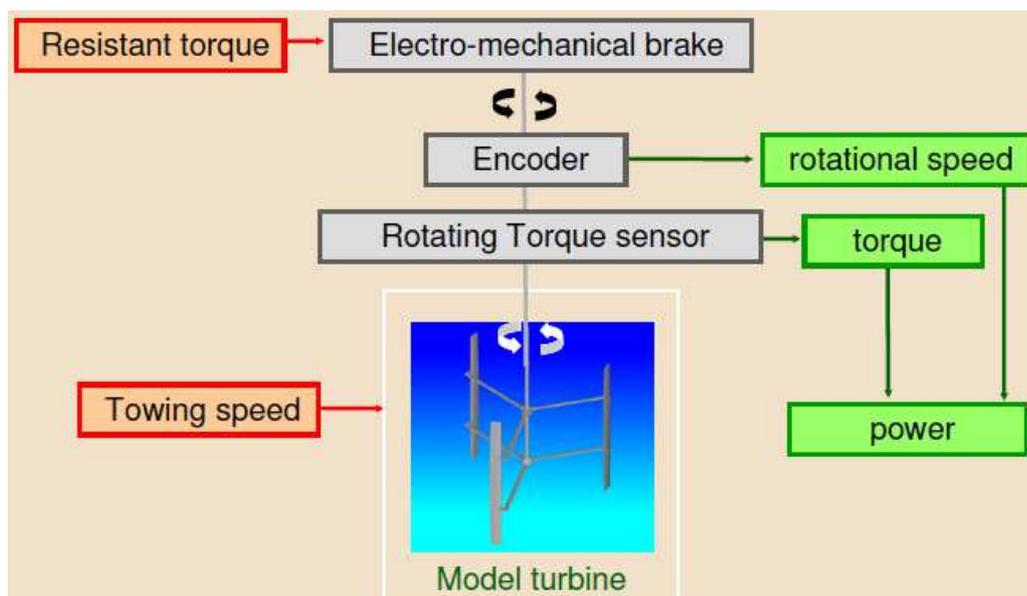


Ilustración 36: Funcionamiento de la Turbina Kobold.

3.5.2 Proyectos actuales

3.5.2.1 Marine Current Turbine Ltd.

MCT es una empresa ubicada en el Reino Unido (adquirida por Siemens en 2012) dedicada a la búsqueda, desarrollo, fabricación y mantenimiento de sistemas de generación de energía basados en la energía de las mareas; pudiendo considerarse pionera y líder actual en el desarrollo de este tipo de sistemas.

Su principal creación, el SeaGen, es una turbina con dos rotores gemelos de eje horizontal y una potencia de 1.2 MW. Fue concebida en mayo de 2008 y es la única turbina comercializada a gran escala que genera e inyecta electricidad directamente en la red. Está localizada en Strangford Lough donde la corriente supera los 2.4 m/s. Además está acreditada por la OFGEN (Office of Gas and Electricity Markets) como estación de energía.

Una primera versión o fase de este proyecto fue el dispositivo llamado SeaFlow: consta de dos rotores de 11 m de diámetro y superó la potencia de 300 kW a velocidades de corriente de 2.5 m/s durante el periodo en el que fue testado, años 2003-2004 en Lynmouth. Tras arrojar excelentes resultados se procedió a una segunda fase desarrollando el proyecto SeaGen.



Ilustración 37: Seaflow.

La siguiente etapa a la que se enfrenta actualmente la compañía es emplear esta tecnología agrupada donde varios dispositivos SeaGen trabajarán conjuntamente en un área determinada. Este proyecto es el más avanzado para instalar granjas marinas en el Reino Unido y E.E.U.U.



Ilustración 38: Agrupación de SeaGens.

En esta línea dos proyectos se están considerando dos proyectos:

- El primero llamado the Anglesey Skerries Tidal Array (ASTA), va de la mano de Sea Generation (Wales) Ltd., y está localizado en The Skerries. Consta de un grupo de 5 dispositivos SeaGen de 2MW cada uno, que proporcionarán conjuntamente 10 MW de potencia. Su instalación está totalmente aprobada y prevista para el verano de 2016.
- El segundo proyecto, gestionado por SeaGeneration (Kyle Rhea) Ltd., se ubica en Kyle Rhea (entre la Isla Skye y la costa este de Escocia). En este caso 4 SeaGens reunirán una potencia conjunta de 8MW. El proyecto se encuentra aún en espera de obtener las autorizaciones medioambientales correspondientes.

3.5.2.2 Hammerfest Strøm AS.

Se trata de una empresa noruega que desarrolló un prototipo llamado Tidal Stream Turbine en el año 2003. Dicho prototipo de 300 kW (HS300) de potencia, 20 m de diámetro y 30 m de altura está compuesto por un rotor axial de tres palas como se muestra en la figura.

Instalado desde el 2003 en Kvalsund (Noruega) a 50 m de profundidad ha probado con creces su fiabilidad y su eficiencia.



Ilustración 39: Tidal Stream Turbine.

Un prototipo a mayor escala, el HS1000 de 1MW, está siendo testado desde el 2011 en las aguas del EMEC (European Marine Energy Center) en las islas Orkney.

El HS1000 ha sido seleccionado por la empresa ScottishPower Renewables para ser la base de dos de sus proyectos, aunque estos aún se encuentran en fases tempranas. El primero, situado en el estrecho de Islay (costa este de Escocia), contaría con 10 MW; y el segundo, en Duncansby Head, constaría de una primera fase de 30 MW que será posteriormente ampliada a 95 MW.

3.5.2.3 Atlantics Resource Corporation Ltd.

Esta empresa en pleno desarrollo fue nacida en Australia pero estableció su base en Singapur en el año el año 2006. Es poseedora de varios prototipos de turbinas marinas y cuenta con más de una década de experiencia en proyectos de energía de corrientes por marea.

Entre sus diseños se encuentran: el Aquanator™ de 100kW y, su evolución, el Nereus™ de 150kW, ambos con buenos resultados cuando se conectaron a la red en San Remo, Australia, en el periodo de 2006 al 2011; el Solon™ ,diseño de 2008 con 500 kW de potencia y primera turbina de su serie; el AK1000 y el AR1000 ambas turbinas de eje horizontal de 1000kW de potencia con la variación de la disminución del número de rotores de dos a uno y la introducción de un mecanismo de giro que permite al AR1000 aprovechar la energía del flujo en las dos direcciones.

Estos dos últimos diseños se instalan fijos en el fondo marino por lo que no son válidos para zonas muy profundas o con una batimetría muy accidentada.



Ilustración 40: Aquanator™ y Nereus™.



Ilustración 41: AK1000 Y AR1000.

Ambos fueron testados en el EMEC entre los años 2010 y 2011 y en el 2011 el AR1000 fue conectado a la red por primera vez.

Durante el año 2013 la empresa continuo mejorando los diseños de sus turbinas incluyendo en sus palas un ángulo de ataque variable.

Uno de sus proyectos más destacados es el proyecto Meygen, en Escocia, cuya fase preparatoria se inició en enero de 2015, teniendo previsto convertirse en la mayor planta maremotriz del mundo. Esta primera fase de construcción consistirá en la instalación de las primeras cuatro turbinas que suministrarán luz a 3.000 hogares escoceses durante los 12 meses que se estima como duración de la misma. En esta fase tendrán lugar el testeo y las posibles mejoras de los modelos instalados. El siguiente escalón al que se enfrentará la compañía consistirá en la instalación de 61 nuevas turbinas alcanzando un total de 86MW de capacidad. Finalmente llegará a tener un total de 269 turbinas instaladas, las cuales se prevee que estén en funcionamiento en el 2020.

3.5.2.4 Ocean renewable power company.

Fundada en 2004 y con oficinas en América del norte y América del Sur, esta empresa está dedicada al desarrollo de sistemas que aprovechan la energía de las corrientes tanto en ríos como en océanos.

La empresa posee tres sistemas de generación: TidGen, RibGEN y OcGen; que proceden todos de la misma patente: TGU (Turbine Generation Unit), mostrada en la figura 2.4.1.

Esta turbina de eje vertical, fabricada con materiales compuestos, que la hacen resistente a la corrosión tanto en agua dulce como en salada, es colocada en grupos para formar los tres diseños mencionados; su estructura modular le aporta flexibilidad para adaptar la potencia del sistema a la demanda de electricidad, además de permitir su instalación en varias disposiciones según se estime más conveniente.

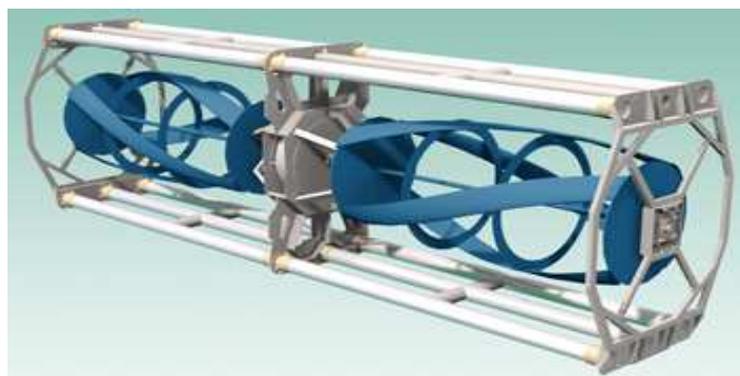


Ilustración 42: TGU.

El primero de ellos, el RivGen, está diseñado para generar electricidad en pequeños ríos. Está pensado para aquellas poblaciones que por su lejanía a las grandes centrales eléctricas necesitan un suministro propio que hasta ahora suele ser un generador diésel conectado a una red propia. El RivGen se conecta a la misma red que el generador diésel por lo que éste se pondrá en funcionamiento siempre que la corriente en el río no sea suficiente para generar la electricidad necesaria. La potencia del RivGen depende de cuantas unidades esté compuesto: cada unidad posee una potencia de 25kW para una velocidad de corriente de unos 2.25m/s.

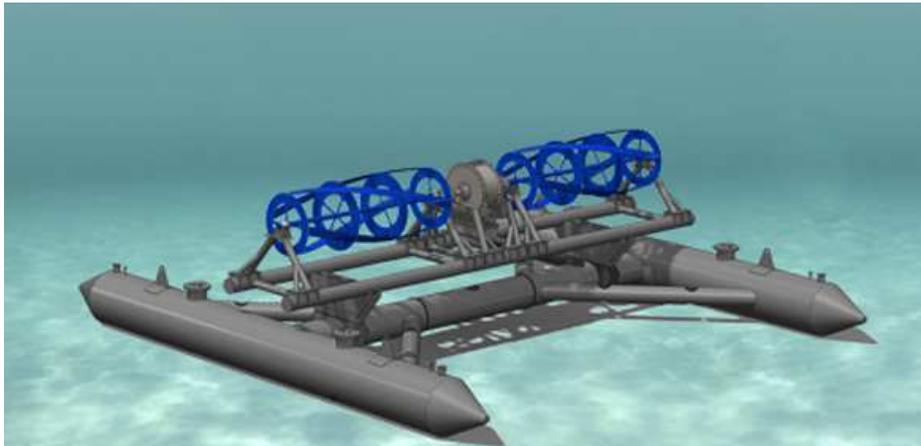
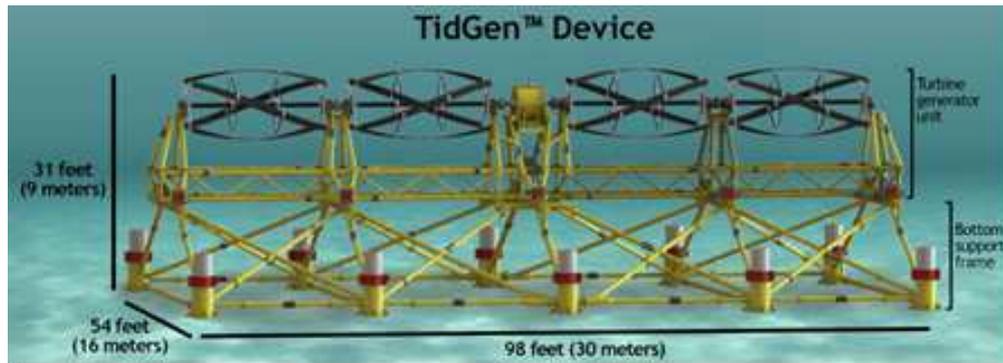


Ilustración 43: RivGen.

Por su parte el TidGen, de mayor tamaño y potencia que el anterior (unos 150 kW por unidad), está diseñado para aguas de hasta 45 m de profundidad y se conecta a su propia estación on-shore.

En 2012 la compañía instaló el TidGen en la bahía de Cobscook (Maine) siendo este el primer dispositivo conectado a la red en Estados Unidos.



a)



b)

Ilustración 44: TidGen dimensiones e instalación en la bahía de Cobscook a) y b) respectivamente.

Por último, el OcGen es el más grande y potente de los diseños modulares que posee la empresa. Puede instalarse a profundidades que superan los 80 m. Se ancla al fondo marino mediante unos tensores y es viable la agrupación de varias docenas de TGU ubicadas en el mismo lugar y conectadas a su estación a través de un único cable submarino. Un módulo compuesto por 4 TGU puede generar hasta 500 kW con una alta velocidad de corriente de 3 m/s.

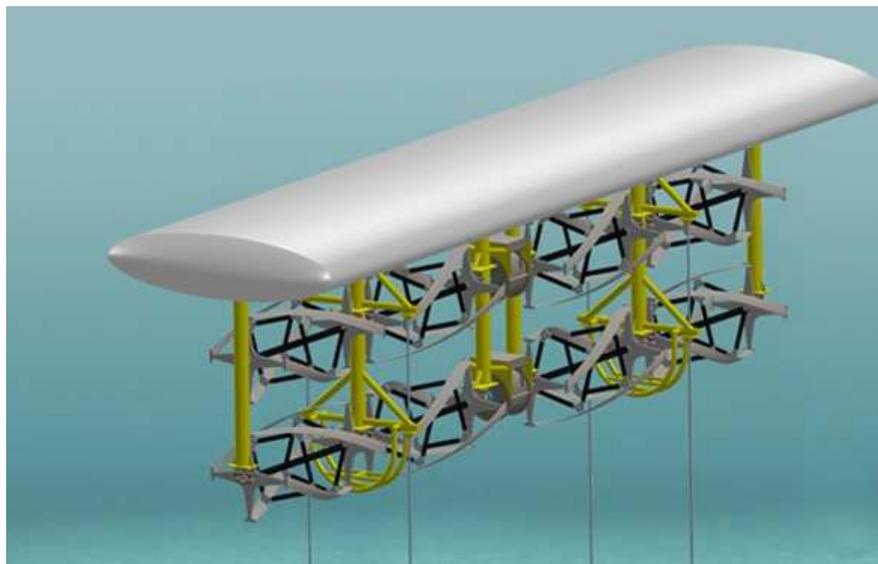


Ilustración 45: OcGen

3.5.2.5 Verdant power.

Compañía estadounidense fundada en el año 2000 y con base en N.Y. dedicada al diseño, fabricación e instalación de sistemas hidroeléctricos y sistemas de aprovechamiento de la energía de las mareas.

Su diseño, kinetic hydropower sistem (KHPS), es una turbina de eje horizontal cuyo rotor posee tres palas que se alinean, gracias a su mecanismo de giro, de forma que aprovecha la corriente predominante.



Ilustración 46: KHPS.

Su principal proyecto, Roosevelt Island Tidal Energy (RITE), está localizado en el East River, N.Y., donde la corriente tiene un máximo de 2.7m/s, y comenzó en el año 2002 cuando la empresa empezó a someter a una serie de pruebas a un prototipo pre-comercial del KHPS en esta ubicación.

En el periodo comprendido entre los años 2006 y 2009 Verdant Power demostró el éxito de su KHPS (Generación 4) al ser conectado eficientemente a la red en el proyecto RITE: 6 turbinas a gran escala generaron energía para una serie de negocios en la ciudad.

En enero de 2012 la comisión federal reguladora de la energía (FERC) concedió la licencia para llevar a cabo un proyecto de energía de corrientes por marea durante diez años en dicho emplazamiento (la primera en E.E.U.U) que consta de 30 turbinas KHPS de la 5ª generación.

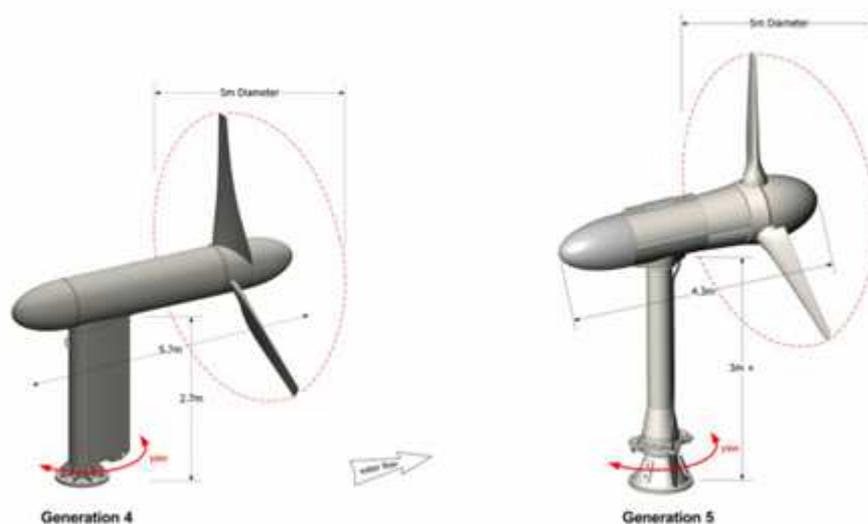
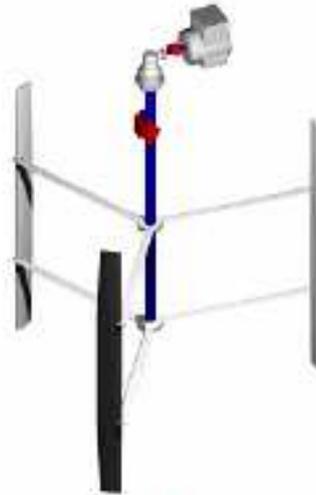


Ilustración 47: KHPS generaciones 4ª y 5ª.

3.5.2.6 Ponte di Archimede.

Esta compañía italiana es propietaria de la patente de una turbina de eje vertical llamada Kobold instalada bajo una plataforma flotante que realiza la función de soporte al mismo tiempo que sirve de hogar para el generador síncrono y el material eléctrico necesario. La principal característica de esta turbina es su elevado par de arranque que le permite iniciar su funcionamiento incluso en bajas velocidades de corriente.

Dicha turbina fue testada a gran escala en el estrecho de Mesina (Italia) en 2001, donde posteriormente se llevó a cabo la instalación de un prototipo de 50 kW en 2011 bajo el nombre de proyecto Enermar.



(a) Kobold turbine. (b) Floating platform.
The Enermar project [© Ponte di Archimede].

Ilustración48: Proyecto Enermar.

3.5.2.7 GCK Technology. Gorlov helical turbine.

La Gorlov Helical Turbine (GHT), es una turbina marina inventada por Alexander M. Gorlov, Ingeniero Mecánico y profesor de la Universidad de Northeastern (Boston), entre 1993 y 1995.



Ilustración 49: Gorlov Helical Turbine.

Fue patentada en el año 2001 después de ser sometida a ensayos en diversos emplazamientos como son los laboratorios de la Universidad de Northeastern, el canal Cape Cod de Massachusetts (1996), Vinalhaven Island (Maine), Long Island (N.Y.) y el estrecho de Uldolmok (Corea del sur) entre otros, siendo premiada su patente con el premio Thomas A. Edison.

En el último emplazamiento mencionado tuvo lugar la primera generación de electricidad mediante la GHT, cuando en Julio de 2002 un dispositivo de 1 m de diámetro y 2.5 m de altura, girando a 160-180 r.p.m. debido a una velocidad de corriente de unos 4 nudos consiguió una potencia en torno a 10 kW.

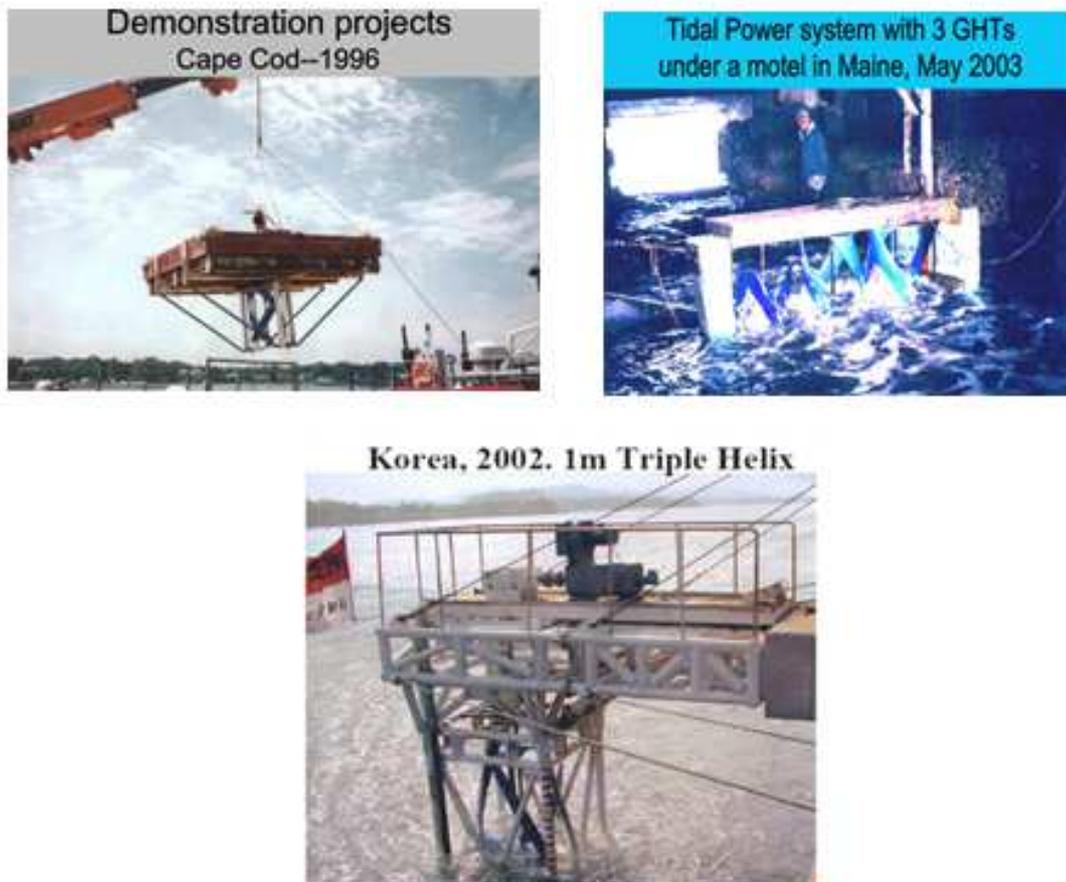


Ilustración 50: Ensayos de la GHT en diversas localizaciones.

En 2004 una turbina de 2.2 m de diámetro y 2.5 m de altura fue testada en el estrecho de Uldolmok (Korea Ocean Research & Development Institute), donde posteriormente, en 2009, se instaló una planta (tidal current power plant TCPP) de 1 MW de potencia en 2009 compuesta por una pareja de turbinas helicoidales de 500 kW cada una montadas en una estructura portante anclada al fondo mediante pilotes turbinas de 1 m de diámetro y 2.5 m de altura que aprovechan la energía cinética de las corrientes por marea que tienen lugar en el Estrecho, que poseen una media de 2.4 m/s y un máximo de 6.3 m/s, para generar 2.4 GWh anualmente. En 2011 la potencia instalada se incrementó a 1.5 MW estando prevista su futura ampliación a 90 MW.



Ilustración 51: Planta de turbinas helicodales en el estrecho de Uldolmok en Korea

3.5.2.8 OpenHydro group Ltd.

OpenHydro, es una compañía nacida en 2005 con base en Irlanda dedicada, al igual que las anteriores, al diseño y fabricación de turbinas marinas.

En sus más de diez años de experiencia la empresa ha estado continuamente desarrollando y testando su prototipo de turbina: el Open-Centre turbine, que consta de una estructura base que se instala en el fondo marino por gravedad y de una turbina de eje horizontal.



Ilustración 52: Open-centre turbine.

La primera generación del prototipo se testó en el EMEC en 2006, convirtiéndose en 2008 en la primera turbina del Reino Unido que inyectó electricidad en la red eléctrica escocesa. Fue en este lugar donde posteriormente se siguió trabajando con las diferentes generaciones testándose la séptima en 2014.

Entre los principales proyectos en los que trabaja la empresa actualmente se destacan:

- EDF, Paimpol-Bréhat, Francia: Un prototipo de 16 m de diámetro y 2.2 MW fue instalado con éxito en la costa de Paimpol, Francia, en el 2012 y de nuevo en el 2014 (dentro de los países europeos, Francia es el que posee el segundo mayor recurso energético basado en corrientes por marea después de U.K.).

- Brims Head, Orkney Islands, Escocia: El estuario de Pentland está considerado uno de los lugares con mayores corrientes por marea del mundo. OpenHydro, junto con Scottish and Southern Energy Renewables (SSER) consiguió en 2010 un acuerdo de licencia para un proyecto de 200 MW en dicho estuario.
- Alderney Renewable Energy (ARE), Channel Islands, U.K.: OpenHydro en unión con Alderney Renewable Energy componen la compañía Race Tidal Ltd. con el fin de llevar a cabo un proyecto común de 300 MW que está previsto para el año 2020 en la isla de Alderney.
- Tidal Ventures Project, costa de Antrim, Irlanda del Norte: Tidal Ventures Ltd, empresa unión entre la empresa OpenHydro y la compañía de renovables Brookfield Renewable Energy Group, ha sido obsequiada con los derechos exclusivos para la investigación y el desarrollo de una planta de 100 MW en la costa de Antrim.
- FORCE (Fundy Ocean Research Center for Energy), Nueva Escocia, Canadá: Este proyecto constará de dos turbinas de 16 m con una capacidad de 2 MW cada una, que serán instaladas en la bahía de Fundy, donde la corriente presenta valores de velocidad de corrientes de los más altos del mundo.



Ilustración 53: Bay of Fundy tidal energy Project.

3.5.2.9 Bluewater.

El prototipo diseñado por la empresa, Tidal Energy Converter (Blue TEC), es una plataforma flotante que soporta turbinas marinas. Las dimensiones de la plataforma son 24 m x 40 m y la profundidad requerida unos 8 m como mínimo. Puede incluir turbinas verticales u horizontales; inicialmente se testó en el EMEC con un conjunto de 4 turbinas Kobold de 250 kW suministradas por la empresa italiana Ponte di Archimede.

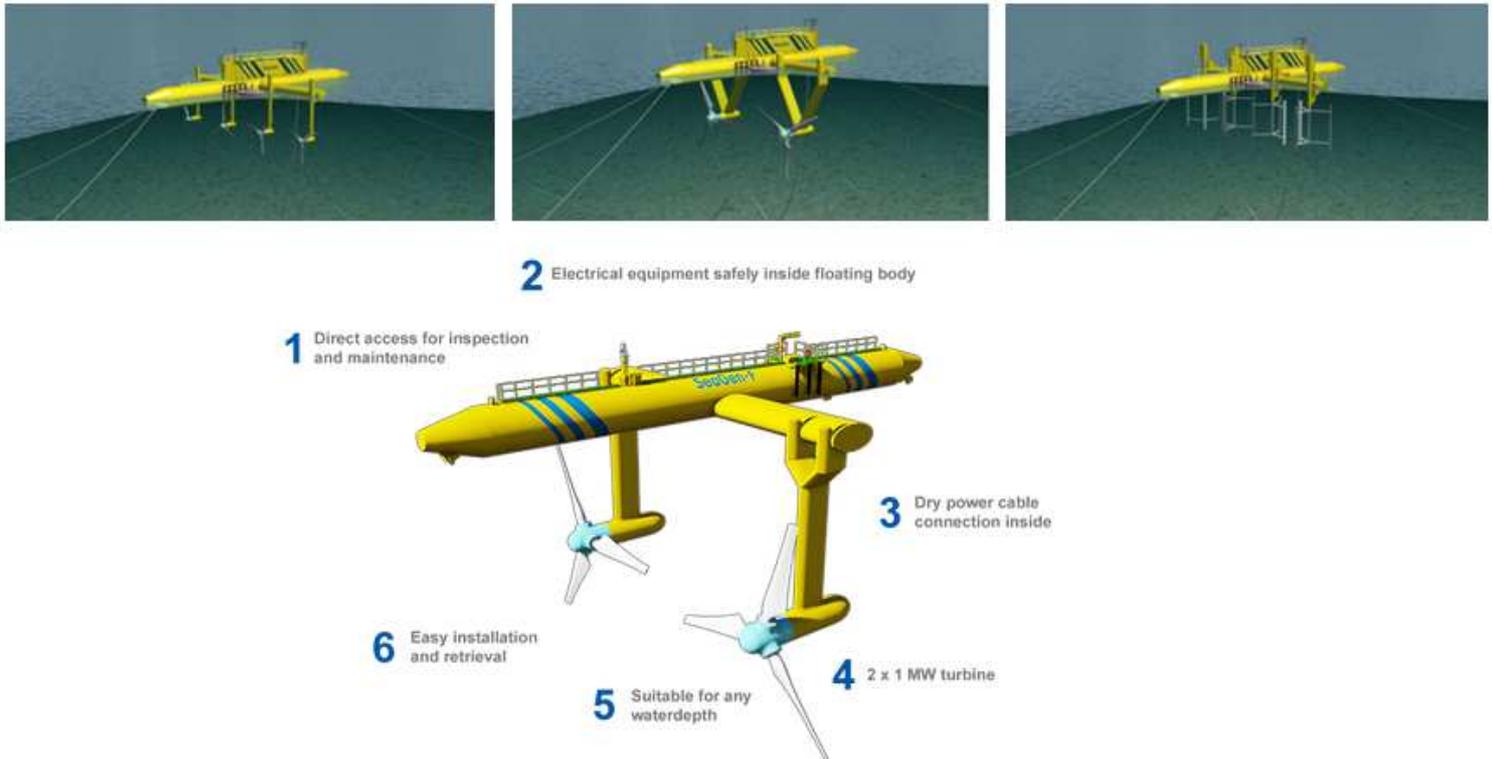


Ilustración 54: Plataforma BlueTEC con diferentes diseños de turbinas.

El primer prototipo a gran escala ha sido actualmente construido e instalado en la isla de Texel, Holanda Septentrional. Dicho proyecto, Texel Tidal Project, va de la mano de una asociación de compañías pertenecientes al sector energético (Bluewater, Damen, Van Oord/Acta Marine, Tocardo, Schottel Hydro, TKF, Vryhof, NIOZ, Nylacast and Tidal Test Centre) que aunando sus fuerzas y conocimientos han conseguido que la plataforma flotante, que fue finalmente inaugurada el 9 de abril de 2015 bajo el nombre “BlueTEC Texel” y que comenzará a inyectar electricidad en la red antes del verano de 2015, sirva como demostración para ser posteriormente utilizada en áreas remotas donde se necesita algún tipo de autoabastecimiento como pueden ser algunas islas de Indonesia, Filipinas o del Pacífico.

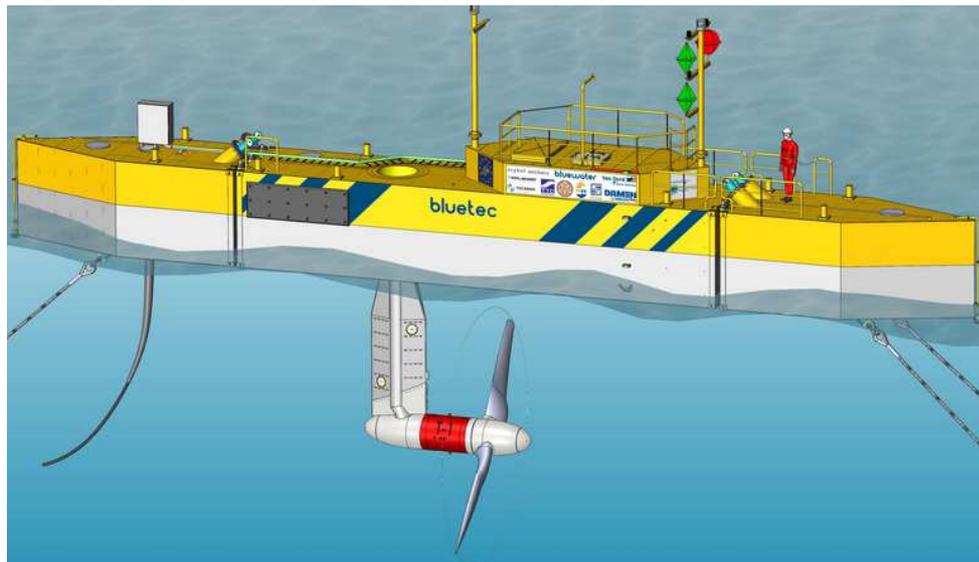


Ilustración 55: Plataforma BlueTEC Modular

La empresa ofrece la plataforma, la turbina, el cable y el sistema de anclaje como un pack completo siendo posible la elección entre turbinas Tocardo o Schottel: ambos fabricantes de turbinas que colaboran en el proyecto.

Las turbinas fabricadas por la empresa Tocardo Tidal Turbines están en un rango de 100-1000kW. Las más pequeñas, serie R, están pensadas para su uso en ríos y las de mayor tamaño, serie T, para corrientes off-shore. Todas ellas tienen un diseño basado en la simplicidad y la robustez minimizando así el mantenimiento requerido y optimizando el kWh producido.

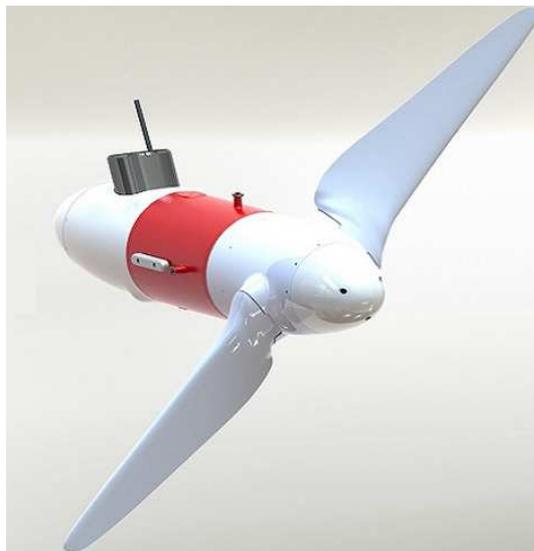


Ilustración 56: Turbina Tocardo.

Por su parte el diseño de la empresa Schottel, Sit Instream Turbine (SIT), puede producir entre 54 y 70 kW según la velocidad de corriente y el diámetro del rotor empleado, que puede estar entre 3 y 5 m. También puede ser utilizada en ríos, estrechos y corrientes off-shore además de ser compatible con diversas formas de

instalación en plataformas: como la mostrada anteriormente o la que se muestra a continuación, la PLAT-O, propiedad de la empresa escocesa Sustainable Marine Energy Ltd. (SME) que recientemente ha firmado un contrato de pruebas con el EMEC para testar la plataforma diseñada.

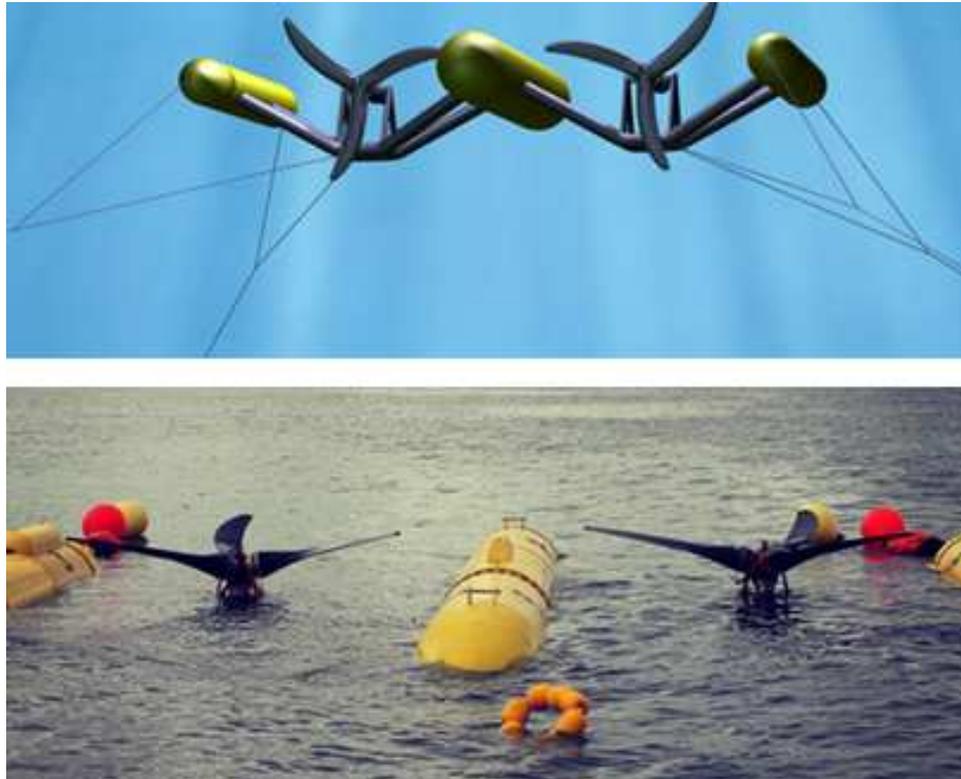


Ilustración 57: Turbina Schottel.

Otro Proyecto en el que Bluewater Energy Services B.V (Bluewater) se encuentra involucrada desde el 2014 junto con Marine Current Turbines Ltd. (MCT) y en cooperación con Minas Energy es el de construir una plataforma flotante de 2MW llamada SeaGen F. Esta turbina será la primera de su clase instalada en Canadá (Bahía de Fundy, FORCE).

3.5.2.10 Scotrenewables Tidal Power Ltd.

Empresa escocesa fundada en 2002 con base en Orkney, dedicada al desarrollo de turbinas que aprovechan la energía cinética de las corrientes tanto de ríos como marinas y cuya filosofía es optimizar los costes de fabricación, instalación y mantenimiento de sus turbinas.

Después de años testando prototipos a diferentes escalas la empresa construyó un prototipo a gran escala de 250 kW, SR250, que fue aprobado en 2013 después de varios años de pruebas en el EMEC permitiendo a la empresa avanzar un paso más y enfocar sus esfuerzos en el diseño de un prototipo de 2000 kW de potencia, el SR2000.

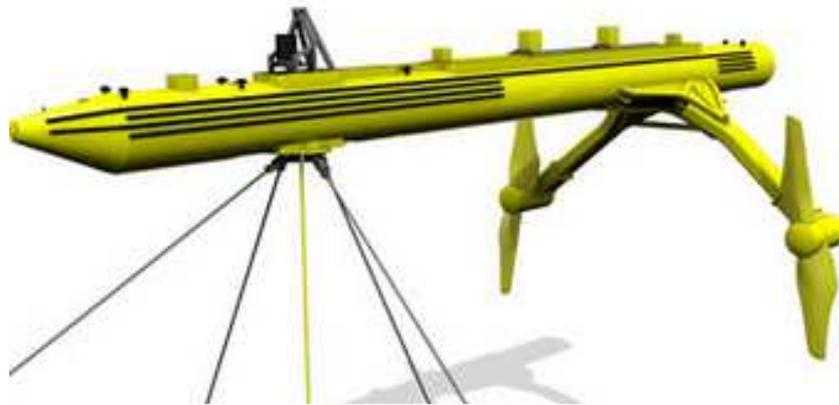


Ilustración 58: SR250.

3.5.2.11 Alstom.

Esta empresa está presente en el sector de la energía marina desde el 2009 y posee dos equipos, en Francia y en el Reino Unido, dedicados a la creación de la turbina marina de eje horizontal mostrada en la figura. Dicha turbina consiste en un rotor de 3 palas de 18 metros de diámetro y 22 metros de altura. Posee además un mecanismo de control de giro, un generador de inducción, un convertidor de frecuencia y un transformador.



Ilustración 59: Alstom turbine.

En 2013 la empresa desarrolló su segunda generación de turbinas de 1MW con la misma estructura soporte que su precedente de 500 kW. Este proyecto tuvo la colaboración del ETI (Energy Technologies Institute) y fue bautizado como proyecto ReDAPT (Reliable Data Acquisition Platform for Tidal) ya que el principal objetivo del proyecto fue recolectar y publicar datos relevantes para que la industria de la energía de las mareas diera un paso adelante.

3.5.2.12 Proyecto GESMEY.

España no se queda atrás en lo que avances tecnológicos refiere. Uno de los proyectos más importantes llevados a cabo trata del diseño conceptual de una turbina marina capaz de generar energía a más de 40 metros de profundidad, realizado en la Universidad Politécnica de Madrid con apoyo de la fundación Soermar.

Este trabajo es especialmente importante debido a que en su origen el dispositivo, llamado GESMEY, fue concebido para trabajar en el estrecho de Gibraltar.

El dispositivo, caracterizado por un rotor de tres palas, un domo central que contiene el tren de generación y los sistemas auxiliares y tres torpedos que junto a las columnas proveen al aparato de estabilidad y resistencia estructural, fue fruto de un proceso de diseño que ancla sus bases en su simplicidad, robustez, mínimo impacto ambiental, facilidad de mantenimiento, eficiencia, posibilidad de ser escalable en cuanto a potencia nominal y en su adaptabilidad a los diferentes perfiles de corrientes que puedan darse en la zona.

El prototipo, de 10kW de potencia, fue fabricado para ser sometido a ensayos en la fundación centro tecnológico Soermar, portando en su interior de elementos necesarios para la generación eléctrica así como para la medida de parámetros de funcionamiento y la transmisión y recepción de datos.

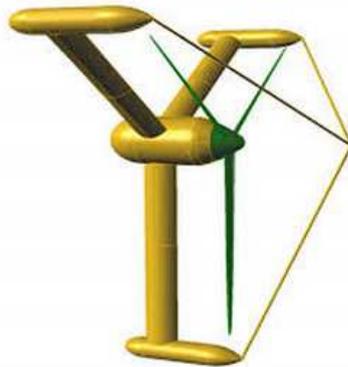


Ilustración 60: GESMEY-ME10

3.5.2.13 Proyecto Magallanes.

Magallanes Renovables S.L. es una empresa que nació en Galicia en 2007 y que es actualmente la única empresa en España que está trabajando en el desarrollo de una plataforma flotante capaz de generar energía eléctrica a partir de las corrientes marinas. La empresa ha sido reconocida por el EMEC como el primer proyecto español de corrientes marinas. Desde sus inicios ha focalizado su actividad en el desarrollo de una plataforma flotante capaz de generar 2 MW de electricidad.

Tras más de cuatro años de diseño y desarrollo de la plataforma, Magallanes Renovables se embarcó en la construcción de una plataforma a escala 1:10. Esta plataforma incluye todos los sistemas necesarios para su funcionamiento autónomo durante la fase de generación de energía. A finales de septiembre de 2011 se terminó el prototipo y se iniciaron las pruebas en seco y en mar que han servido para testar todos los sistemas y que ha permitido demostrar el elevado potencial y las altas expectativas de esta plataforma.

El futuro de Magallanes Renovables está centrado en construir y probar un prototipo a escala real de 40m de eslora y 25m de manga de 2MW de potencia.



Ilustración 61: Plataforma flotante de la empresa Magallanes Renovables.

4 EL ESTRECHO DE GIBRALTAR

4.1 Descripción del Estrecho de Gibraltar.

Para abordar la completa descripción de describir el Estrecho, así como encontrar un emplazamiento, este trabajo se apoyará en el Proyecto de Excelencia “Mapa de los flujos de energía en el Estrecho de Gibraltar para su aprovechamiento como fuente de energía renovable” (Quesada, M. C. C., Garrido, J. C. S., & Lafuente, J. G). Este proyecto se desarrolló en la Universidad de Málaga, y recientemente ha sido publicado en una prestigiosa revista norteamericana.

En el Estrecho de Gibraltar se reúnen dos propiedades que favorecen la extracción de energía a través de las corrientes: unidireccionalidad e intensidad de corriente alta. La distancia entre la costa y el parque marítimo no debe ser superior a decenas de km, pues supondría pérdidas importantes y elevados costes de transporte para incorporar la energía generada a la red eléctrica.

El Estrecho tiene dos partes bien diferenciadas, la parte oriental y la occidental, siendo la primera muy estrecha y profunda, al contrario que la parte occidental, más ancha y menos profunda. Ambas quedan separadas por la sección del umbral principal de Camarinal que representa el “cuello de botella” del Estrecho (Luján, M., Crespo-Blanc, A., & Comas, M. 2011).

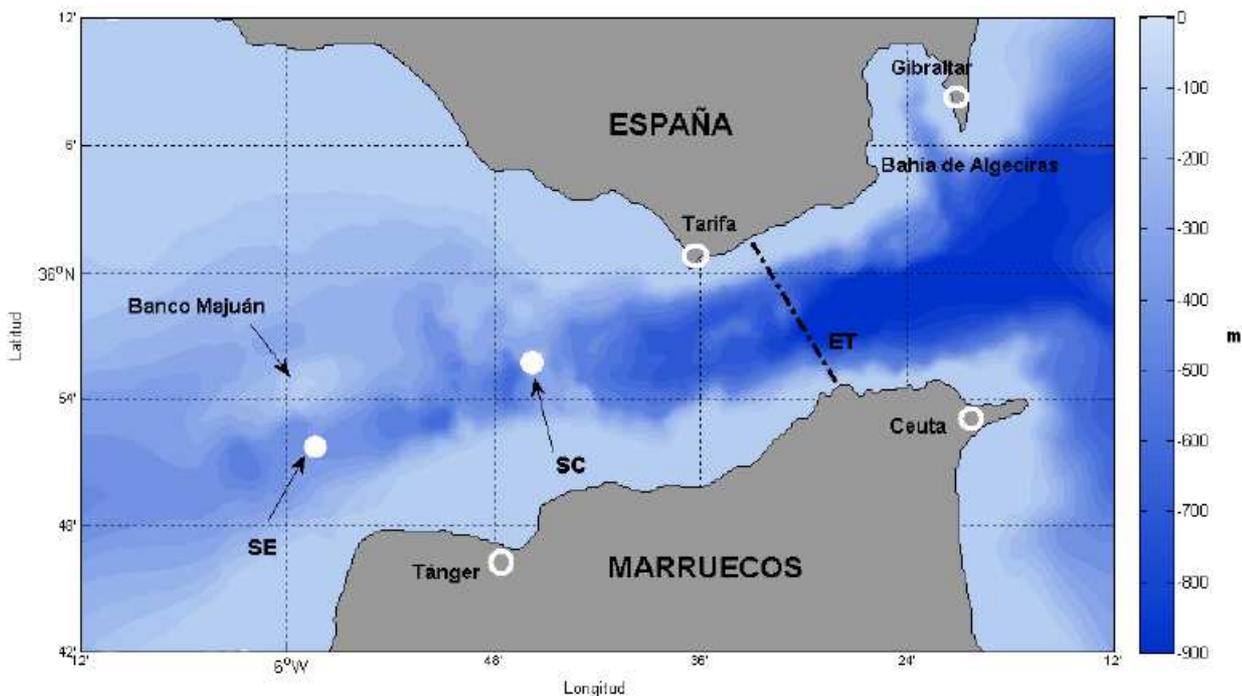


Ilustración 62: Mapa del Estrecho de Gibraltar con la batimetría. En él se han ubicado las secciones que más se nombran en este trabajo: SE es la sección del umbral de Espartel; SC, sección del umbral de Camarinal y ET, el Estrechamiento de Tarifa, la zona más angosta del Estrecho.

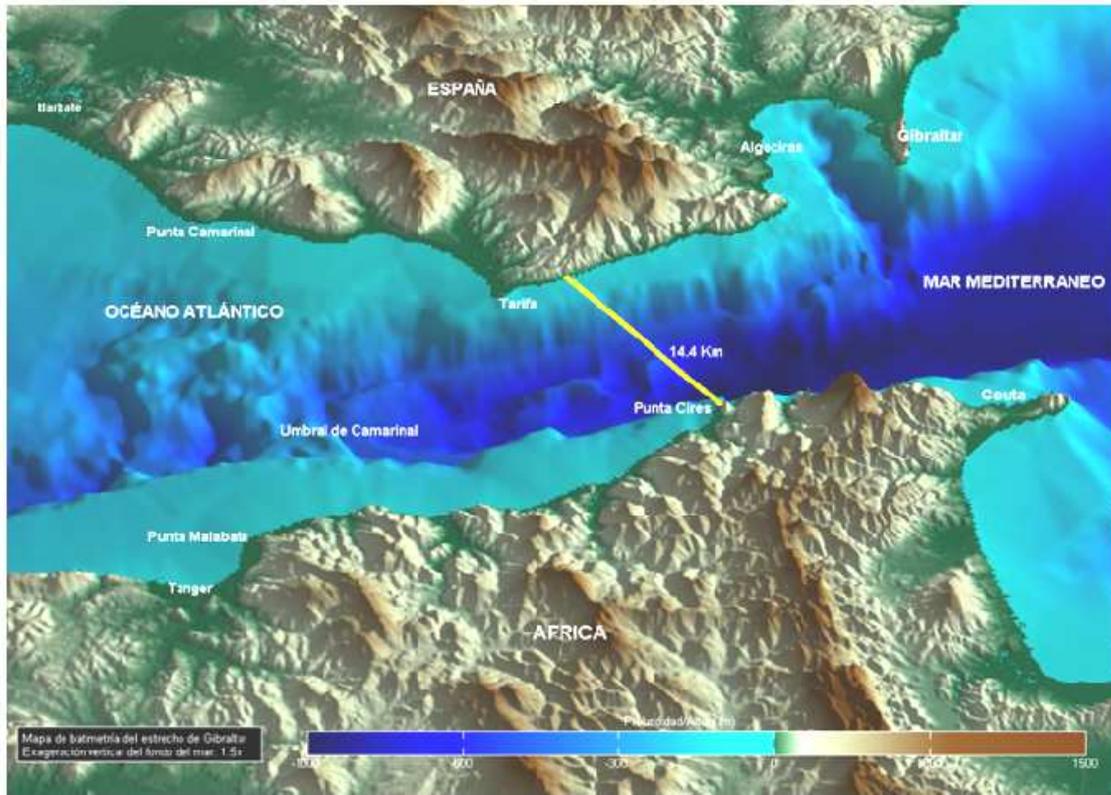


Ilustración 63: Vista aérea del Estrecho de Gibraltar en 3D desde el continente africano. Igualmente que en la figura 1. Se señalan, también, las características más importantes de la topografía.

El intercambio de agua que se produce en el Estrecho es doble, por un lado las aguas de origen atlántico (dulces y cálidas) entran en la superficie y por otro lado como contracorriente profunda las aguas del Mediterráneo (salinas y frías). La parte más estrecha ET actúa como sección de control de dicho intercambio.

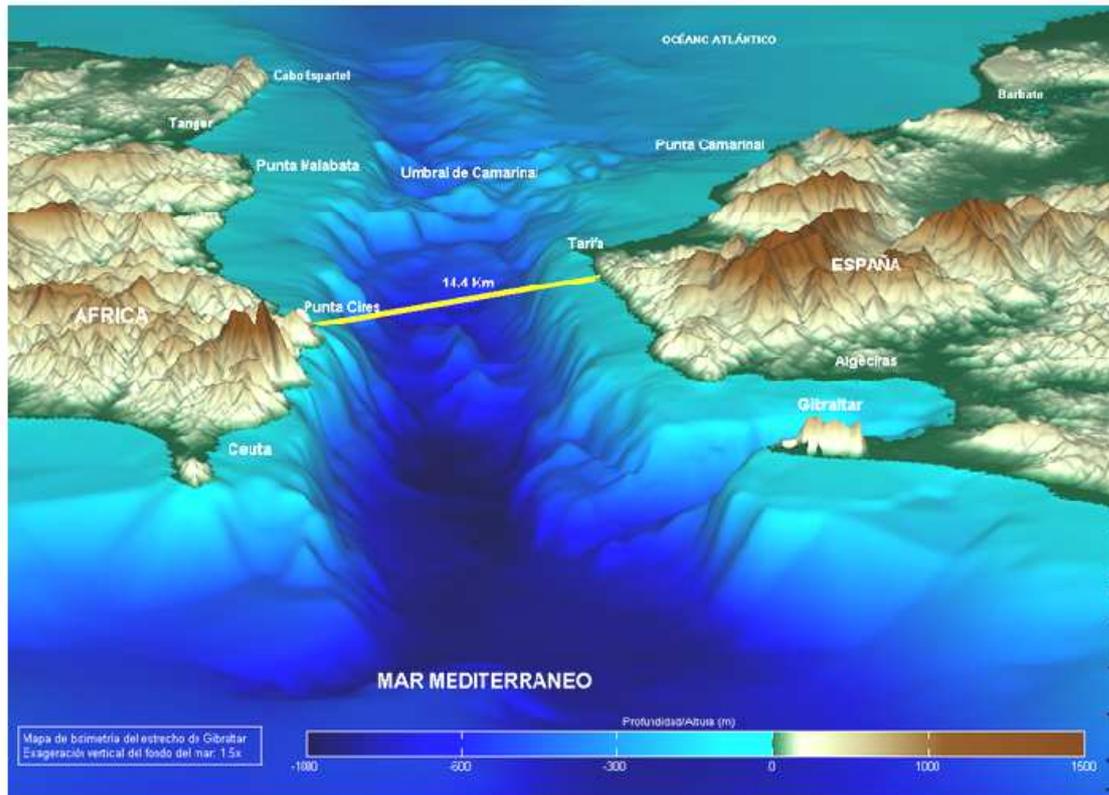


Ilustración 64: Vista aérea del Estrecho desde el mar Mediterráneo.

En el Umbral de Camarinal (SC) se establece una segunda sección de control que afecta principalmente al flujo saliente. Por la sección de Camarinal y durante la marea creciente (hacia el Atlántico) pasa más agua mediterránea de la que deja pasar el control de sección del umbral de Espartel de modo que se acumula en la cuenca de Tánger y levanta la interfase desplazando más agua atlántica hacia el Atlántico que se añade a la proveniente del este del umbral de Camarinal. Sobre este umbral, el flujo mediterráneo es muy rápido pero al acumularse agua en la cuenca de Tánger pierde energía cinética y sufre una transición a través de un salto hidráulico interno. Una parte importante de esta energía cinética perdida se transforma en potencial al elevar la interfaz y producir mezclas y otra se pierde en turbulencias asociadas al salto hidráulico.

Las corrientes de marea son intensas en el Estrecho de Gibraltar (Candela et. al., 1990; García

Lafuente et. al., 2000; Bruno et. al., 2002; Sánchez Román et. al., 2009). Por esta razón, la norma general esperada es que las corrientes totales inviertan en cada lugar y profundidad durante el ciclo de marea y, salvo contadas excepciones, así ocurre. En particular, eso ocurre en el umbral de Camarinal causando pérdidas en el control hidráulico de forma que el flujo marea al dirigirse hacia el Mediterráneo, hace descender la interfase al este de Camarinal, lo que se traduce en la liberación de un solitón interno que se desintegra en trenes de onda de gran amplitud a medida que se desplaza hacia el interior del Mediterráneo (Armi y Farmer, 1988; Bruno et. al., 2002; Sánchez Garrido et. al., 2008, 2011). Tras la liberación del solitón, la corriente mediterránea saliente invierte durante un cierto tiempo (alrededor del 30% del ciclo de marea) y se mueve hacia el Mediterráneo. El flujo marea también hace descender la interfase en la cuenca de Tánger con un doble efecto y es que desplaza agua mediterránea hacia el Mediterráneo a través de Camarinal y evacua agua mediterránea hacia el Atlántico a través de la sección de Espartel. En el primer caso, la corriente atlántica favorecida por el flujo marea sigue hundiendo la interfase en la cuenca de Tánger y al este de Camarinal y alimenta así la señal de marea en el límite oriental. En el segundo caso, evacua agua mediterránea hacia el Atlántico a través de Espartel donde el flujo se acelera de nuevo al disminuir la profundidad y reducirse la sección de salida por la presencia del Banco Majuán de modo que el agua mediterránea alcanza de nuevo velocidades supercríticas en el umbral de Espartel (picos cercanos a los 2 m/s, Sánchez Román et. al., 2009).

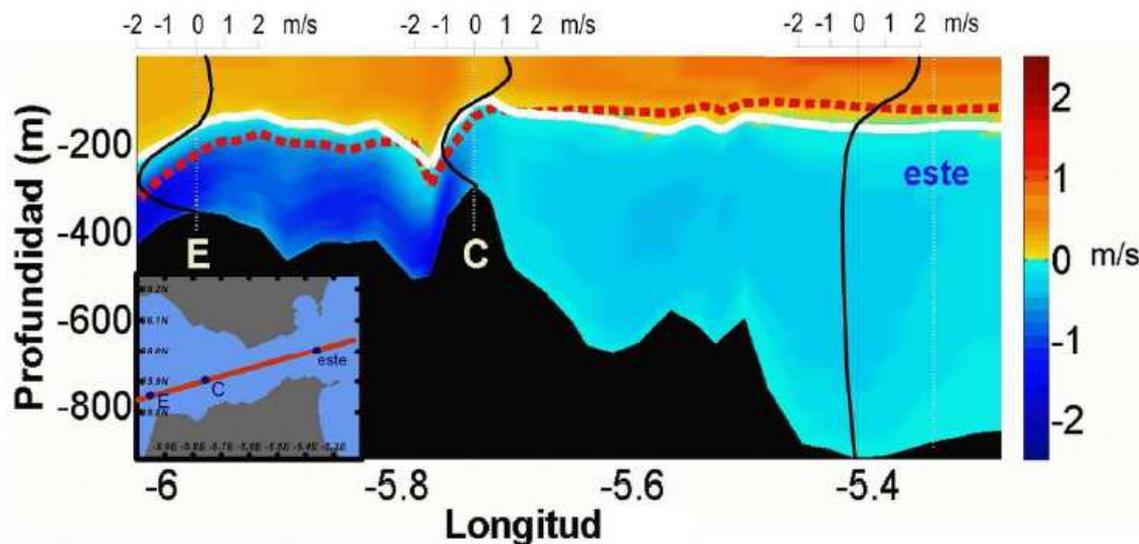


Ilustración 65: Velocidades medias a lo largo de la sección indicada por la línea roja en el mapa insertado en la esquina inferior izquierda. Los colores azules indican velocidades hacia el Atlántico, los rojos hacia el Mediterráneo y la línea gruesa blanca la interfase de velocidad cero (que no coincide con la interfase de salinidad, $S=37.5$, usualmente tomada como superficie separadora de las aguas atlánticas y mediterráneas línea roja de trazos). Las líneas negras muestran esos perfiles medios de velocidad referidos a la escala que aparece en la parte superior de cada una de las tres gráficas. E y C indican los umbrales de Espartel y Camarinal, respectivamente. El mapa ha sido confeccionado con la salida del modelo numérico CEPOM desarrollado por el ENEA (Sannino et. al., 2002, 2004).

Sin embargo, los controles hidráulicos del umbral de Espartel y del Estrechamiento de Tarifa no llegan a desbordarse, lo que lleva a que la corriente entrante en el Mediterráneo al este del control hidráulico de Tarifa y la saliente al oeste del umbral de Espartel mantenga un alto grado de permanencia del sentido del flujo independientemente del forzamiento de marea. Estos lugares reúnen, en principio, condiciones muy favorables a partir de corrientes marinas.

4.2 Factores para la elección de un emplazamiento óptimo

4.2.1 Corrientes submarinas.

A continuación se presentan gráficamente los resultados del cálculo de flujos de energía promediados en una capa cuyos niveles van desde 26.25 m a 71.25 m de profundidad. En este estudio no se han contemplado capas más profundas porque la ubicación final será lo más cercana a la superficie para facilitar la instalación. La visualización de los resultados en los mapas siguientes mediante contornos que indican la magnitud del flujo. Al tener todas las figuras la misma escala, son directamente comparables.

Todas las figuras llevan incorporadas una leyenda explicativa que indican cada indicador. Concretamente se dan 5 indicadores, a saber (Quesada, M. C. C., Garrido, J. C. S., & Lafuente, J. G):

- “Flujo”: puede tomar valores “medio”, “positivo” y “negativo”. El primero indica el valor medio sin tener en cuenta la dirección de la corriente, es decir, la media de todos los valores durante el período de tiempo considerado. “Positivo” significa que del período seleccionado se han extraído los datos con velocidad positiva (entrante en el Mediterráneo) y se ha calculado su media. “Negativo” significa lo contrario, es decir, media de valores en los que la corriente es hacia el Atlántico.

- “Período”: puede ser “total”, “MV” (mareas vivas) o “MM” (mareas muertas). El valor “total” indica que el promedio se ha hecho sobre el conjunto de datos del mes simulado, “MV” se refiere a un promedio hecho sobre un períodos de 7.5 días centrado en época de mareas vivas y “MM” ídem centrado en mareas muertas.
- “Capa” indica que estamos en la capa mencionada anteriormente (de 26.25 hasta 71.25 m de profundidad).
- “ z_0 ” indica los 26.25 m de profundidad del nivel más superficial.
- “ z_f ” indica los 71.25 m de profundidad del nivel inferior.

Al hacer el estudio por periodos de mareas vivas (paneles “d”, “f”, “g”) y mareas muertas (paneles “e”, “h”, “i”) se obtiene el resultado esperado de que los flujos de energía son superiores en los períodos de mareas vivas. Dando a entender que la dinámica de mareas es importante y que buena parte de la energía extraíble reposa en la parte de la corriente asociada a las mareas.

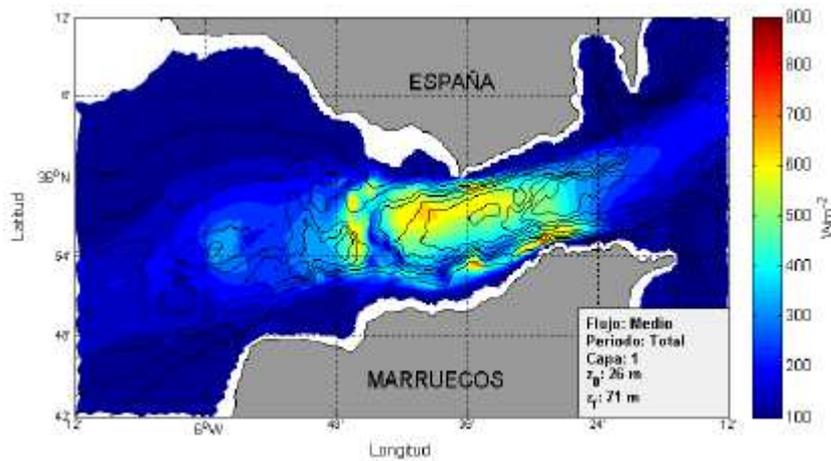


Figura a

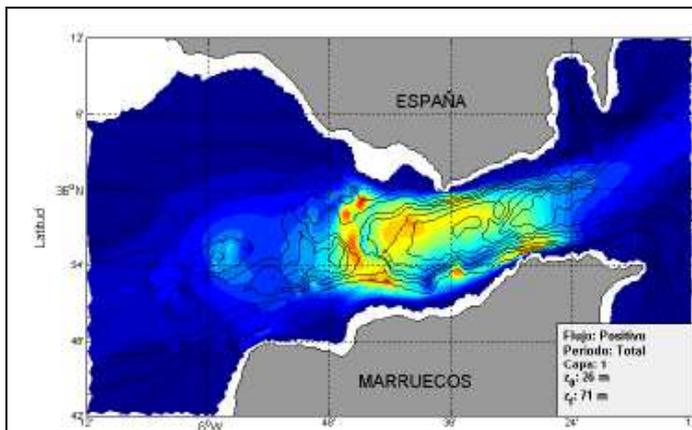


Figura b

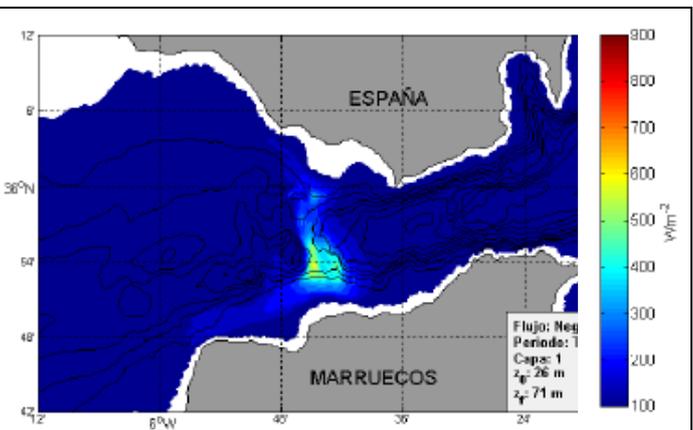


Figura c

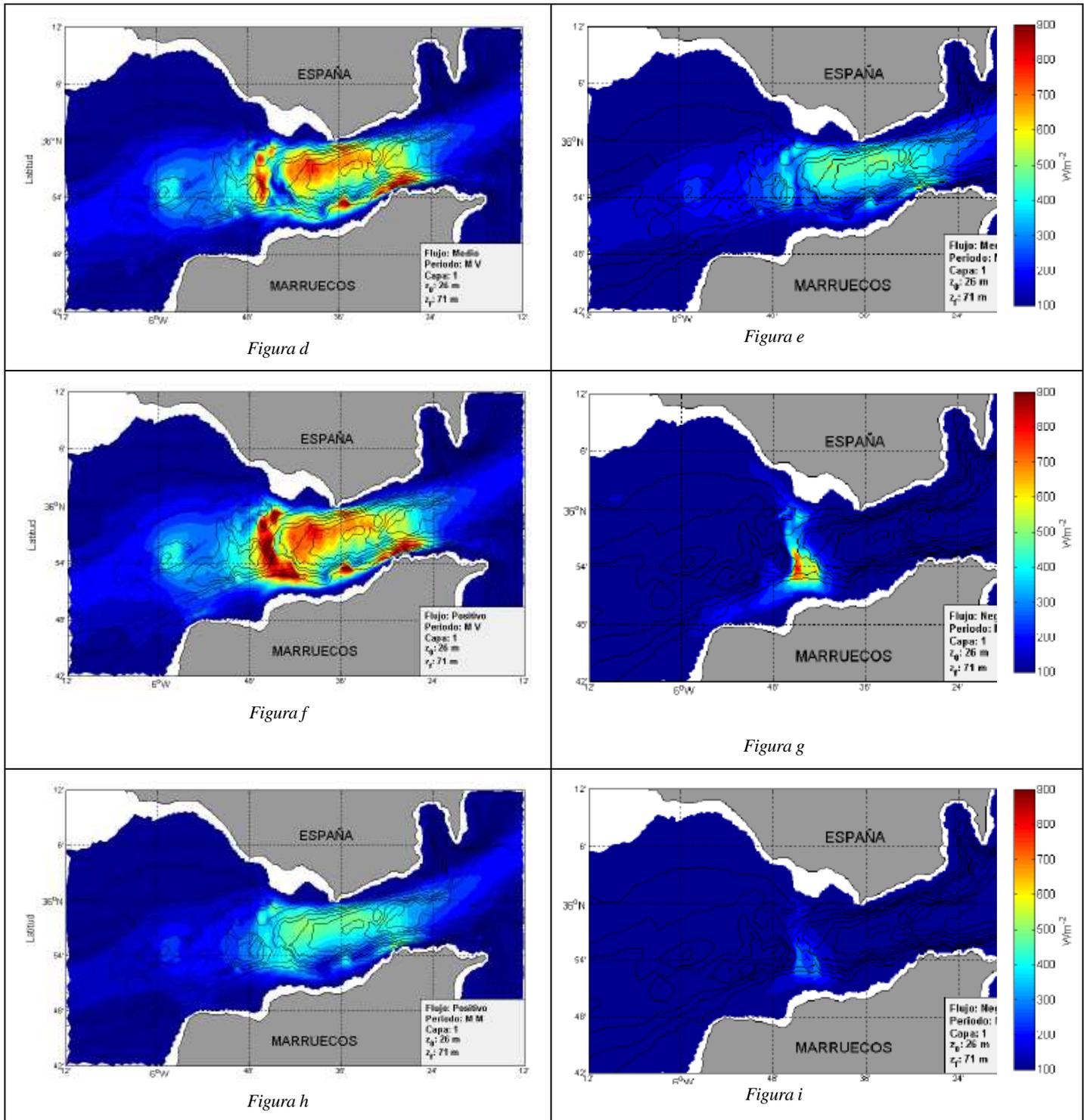


Ilustración 66: Imágenes de corrientes submarinas con los 5 indicadores

Mediante la descripción de los flujos de energía se obtiene información del promedio en intensidad durante un intervalo de tiempo considerado que en este trabajo se ha centrado sobre periodos de mareas vivas y mareas muertas, lo que da idea del rango en el que se mueven los flujos de energía. Sin embargo estos flujos de energía, que sólo tienen en cuenta la intensidad de las corrientes en un intervalo dado, no aportan toda la información para determinar la rentabilidad o no en la extracción de energía. A esto hay que añadir que existen diferentes dispositivos en el mercado que funcionan bajo condiciones específicas, o de prototipos aun en vías de desarrollo, los cuales, con mayor información puede motivar su adaptación a las características de las corrientes oceánicas de una zona a explotar como puede ser el diámetro del rotor, soporte, orientación, etc.

Es, por ejemplo, interesante conocer la duración de la corriente por encima de cierto umbral de intensidad. Puede ser necesario encontrar valores de velocidad suficientemente altos que permitan el arranque de los dispositivos y, sin embargo, que trabajen la mayor parte del tiempo con una intensidad menor pero suficiente como para que sea rentable la extracción de energía. Por otro lado, el Estrecho de Gibraltar es un ejemplo típico de sistema de intercambio bicapa con aguas de origen atlántico que entran por superficie y aguas del Mediterráneo que escapan a contracorriente en profundidad. El estado de marea puede invertir el sentido del flujo y esto puede afectar al funcionamiento de algunos dispositivos. A su vez, un flujo que no mantenga la misma dirección dificulta la extracción de energía de las corrientes en la mayoría de los dispositivos. También puede afectar a la rentabilidad y a la vida media del dispositivo el hecho de que a diferente altura se vea sometido a tensiones provocadas por diferencias notables entre las velocidades en el perfil vertical de la columna de agua (cizalla vertical de la corriente).

Se definen los indicadores en este trabajo como unos índices con los que poder cuantificar las características de las corrientes oceánicas que tengan en cuenta los aspectos que hemos considerado. En los siguientes puntos se indica el procedimiento seguido para su definición y obtención.

Porcentaje de duración de la corriente por encima de un umbral de intensidad (PDCEUI).

Se cuantifica la duración de las corrientes por encima de un cierto valor umbral de intensidad como un porcentaje en el tiempo (PDCEUI). El valor umbral del flujo de energía del cual debe mantenerse en el tiempo para hablar de condiciones de rentabilidad que se ha considerado en este informe es de 200 Wm^{-2} que se corresponde con una velocidad de corriente de 0.73 m/s . En primer lugar calculamos el flujo en cada punto y almacenamos aquellos puntos de la matriz en los que el flujo es mayor del valor umbral mediante una matriz lógica que deja un 1 en el elemento de la matriz que cumple con esa condición y 0 en los que no se cumple. Recordemos que tenemos una matriz de flujo para cada instante. Por tanto, sumando todas estas matrices lógicas, dividiendo por el número total de datos y multiplicando por 100 cada elemento resulta un porcentaje que posteriormente representamos en una sección horizontal.

Porcentaje de duración del sentido de la corriente (PPSC).

El porcentaje umbral es un indicador que da una idea acerca de la permanencia de la intensidad de los flujos. Pero también es necesario conocer cuál es la permanencia del sentido del flujo puesto que el forzamiento mareal invierte el sentido y no todos los dispositivos de extracción de energía operan en ambos casos. Para cuantificar la permanencia de la corriente se calcula, análogamente al caso anterior, un porcentaje en el tiempo durante el cual el signo de la corriente no cambia. El signo positivo indica corriente entrante al Mediterráneo y el signo negativo lo contrario. Se almacenan los elementos de la matriz de velocidad que tiene el mismo signo mediante una matriz lógica, se suman todas las matrices y se divide por el número total de datos de forma similar a como se hizo con el PDCEUI.

Porcentaje de permanencia de la orientación de la corriente (PPOC).

Es un indicador similar al anterior aunque sensiblemente más restrictivo: se evalúa el tiempo durante el cual el flujo mantiene la misma orientación. Esta se deduce de las componentes u y v de la velocidad en cada punto de malla según

$$\theta = \text{atan} \left(\frac{u}{v} \right)$$

Donde $\theta = 0^\circ$ indica velocidad hacia el Este, 90° hacia el Norte, etc.

Existen dos direcciones preferentes en el Estrecho de Gibraltar como consecuencia de la estructura bicapa. Una de ellas se corresponde con el agua atlántica entrante al Mediterráneo que sigue la orientación del eje del Estrecho, que es de unos $10^\circ - 15^\circ$ (con el Angulo de 0° señalando el este), mientras que la segunda se corresponde con el flujo saliente del Mediterráneo hacia el Atlántico el cual sigue la dirección de 195° . Por tanto, para realizar un estudio de la permanencia en la orientación de las corrientes se ha optado por estudiar la variabilidad de la dirección de las corrientes en cada punto de malla con respecto a esas direcciones privilegiadas con $\pm 15^\circ$. Se ha tomado este margen de permisividad por razones de operatividad de los dispositivos de extracción de energía puesto que deben orientarse encarando la corriente y su efectividad disminuye considerablemente si la dirección de la corriente incidente varía con un margen mayor al considerado.

Se han obtenido dos porcentajes, uno para las velocidades con orientación comprendida en el intervalo de $[355^\circ, 25^\circ]$ y un segundo, análogo al anterior, para el intervalo

$[180^\circ, 210^\circ]$. Matemáticamente queda descrito por las ecuaciones

$$b_1 = [\theta_{355 \rightarrow 360}, \theta_{0 \rightarrow 25}], \quad b_2 = [\theta_{180 \rightarrow 210}]$$

$$PPOC_1 = \frac{\sum_{355}^{25} fr(\theta)}{N} 100, \quad PPOC_2 = \frac{\sum_{180}^{210} fr(\theta)}{N} 100$$

Donde $PPOC_1$ es el porcentaje de permanencia de orientación de las corrientes en la dirección de 10° y $PPOC_2$ en la dirección de 195° . N es el número total de datos y fr es la frecuencia de cada orientación. La frecuencia relativa se ha obtenido calculando previamente las series temporales de u y v y, a partir de ellas, la serie temporal de ángulos para cada punto de malla. El intervalo b_1 se ha dividido en dos subintervalos para solucionar el problema de la discontinuidad en 0° - 360° . Finalmente se calcula una media vertical de los porcentajes para su posterior representación.

Se espera encontrar un $PPOC_1$ elevado, próximo al 100%, debido a que no llega a desbordarse el control hidráulico, mientras que, por el contrario, $PPOC_2$ será mucho menor.

Cizalla máxima

La vida media de cualquier dispositivo de extracción de energía y, especialmente, de una turbina de eje horizontal, será tanto mayor cuantas menos vibraciones tenga que soportar el rotor. Entre las causas que pueden originar tales vibraciones se encuentra el hecho de que la velocidad de corriente varíe con la profundidad, es decir, diferencias sustanciales de velocidad que pueden presentarse a lo largo del aspa del aerogenerador. La forma de caracterizarlo es calculando la cizalla vertical.

Se define la cizalla vertical mediante la siguiente expresión matemática

$$C = \frac{\partial V}{\partial z}$$

Donde V es la velocidad y z la profundidad. La cizalla mide la variación de la velocidad horizontal entre dos profundidades determinadas. En el caso que nos interesa, nos va a servir para conocer las tensiones a las que puede verse sometido cualquier dispositivo de extracción de energía a diferente altura.

Por las razones dadas, la velocidad V se reemplaza por la componente dominante u . La forma de cuantificar estas tensiones es calculando la cizalla entre todos los niveles que existen dentro de la capa en valor absoluto.

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta z} = \left| \frac{u_f - u_0}{z_f - z_0} \right|$$

Aquí z_0 es el punto de malla vertical más superficial y z_f es el punto de malla vertical consecutivo. Análogamente, u_0 es la velocidad de la corriente en z_0 y u_f es la velocidad de la corriente en z_f . A continuación, se obtiene la cizalla máxima y se almacena con el objetivo de calcular la media temporal. La capa está formada por 7 puntos de malla verticales. Se calcula una cizalla entre cada dos niveles según la ecuación, un total de 6 cizallas, y se almacena el valor máximo de todas ellas. Calculamos la media temporal de las cizallas máximas y el resultado se representa en una sección horizontal.

• Mapas de ruido.

La palabra ruido puede tener diferentes interpretaciones según el contexto en el que se enmarca, en consecuencia, es importante aclarar a qué se llama ruido en este trabajo. Para ello, vamos a introducir previamente algunos conceptos teóricos.

La velocidad instantánea de las corrientes se puede descomponer en suma de una velocidad

“media” (lentamente variable, en realidad) debida a forzamientos estacionarios o de escala temporal grande mas una velocidad fluctuante debida a fenómenos de escala temporal muy corta y a otros de naturaleza aleatoria. Es decir:

$$v = \langle v \rangle + v'$$

Donde v es la velocidad instantánea, $\langle v \rangle$ es la velocidad “media” que resulta del conjunto de los fenómenos estacionarios y v' es la velocidad fluctuante. En la practica, esta expresion se evalua con ayuda de filtros numéricos de frecuencia de corte seleccionable. La serie de “paso baja” representa la contribución “media” $\langle v \rangle$ en tanto que la de paso alta es la fluctuante o “ruido”. De esta descomposición se deduce inmediatamente que la media temporal de v' es cero. Para evaluar la importancia de esta parte fluctuante se recurre al valor cuadrático medio cuya expresión matemática es la que aparece a continuación.

$$v_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^2}$$

En el Estrecho de Gibraltar, uno de los principales fenómenos que gobiernan el comportamiento de las corrientes son las mareas cuya dinámica es estacionaria (en realidad periódicamente estacionaria). Pero también tienen lugar otros fenómenos no asociados a la marea que ocurren de forma frecuente provocando el aumento o disminución de la velocidad, en ocasiones de forma considerable. Estos fenómenos pueden deberse a viento, vórtices y uno de los más importantes y el que nos interesa cuantificar en este trabajo es el de ondas internas. Estas ondas pueden aumentar los picos de velocidad en más de 1 m/s y podrían ser aprovechables o no según las características del dispositivo con el que se trabaje. Sin embargo, el hecho de que esa velocidad cambia en escalas de tiempo de minutos hace pensar que esos fenómenos son más perjudiciales que

beneficiosos desde el punto de vista técnico, ya que estaría sometiendo al dispositivo a grandes tensiones y cambios de dirección de la corriente. Por esta razón se han catalogado como ruido.

Como se ha dicho, para separar ambas contribuciones, media y fluctuante, se lleva a cabo un filtrado. En concreto, un filtro de Gauss, con una frecuencia de corte apropiada que se ha considerado es la correspondiente a 2 h de periodo. Siguiendo con este último caso, la señal resultante se resta a la velocidad instantánea y así se obtiene la señal de alta frecuencia v' o

“ruido” a la que se calcula el valor cuadrático medio como indica la ecuación anterior. Para representarlo, en lugar de calcular una media vertical del valor cuadrático medio como se ha hecho en otros indicadores, se ha optado por calcular la media vertical de u y v previamente al filtrado pues se espera menos variabilidad de las velocidades que de la señal de alta frecuencia que, recordemos, es un valor fluctuante.

Las siguientes figuras muestran la distribución espacial de los indicadores anteriores. El panel “a” muestra que los valores más altos del PDCEUI se sitúan en el umbral de Camarinal ya que sobre esta zona el flujo se acelera, y que disminuye notablemente a ambos lados del umbral. Al oeste, en la cuenca de Tánger, porque se acumula agua mediterránea en creciente y, por tanto, disminuye la energía cinética, mientras que al este el flujo entrante llega a acelerar debido al estrechamiento de la sección pero el porcentaje no es mayor porque invierte el sentido del flujo en un número elevado de ocasiones.

Al estudiar la permanencia del sentido del flujo, panel “b”, se puede comprobar el comportamiento de estructura bicapa del Estrecho de modo que el PPSC de la figura toma valores próximos al 100% en la parte del Estrechamiento de Tarifa.

Las figuras que describen el PPOC₁ y PPOC₂ se corresponden con los paneles “c” y “d”, respectivamente. El panel “c”, indica que el flujo entrante, además de ser permanente, mantiene la misma orientación.

La figura “e” tiene en cuenta el ruido. Los fenómenos de alta frecuencia que hemos definido como ruido se observan desde Camarinal hacia el este como consecuencia de la liberación del solitón cuando se desborda el umbral de Camarinal.

Se observan valores elevados de cizalla vertical en la figura “f” en los bordes de ambos taludes, español y marroquí.

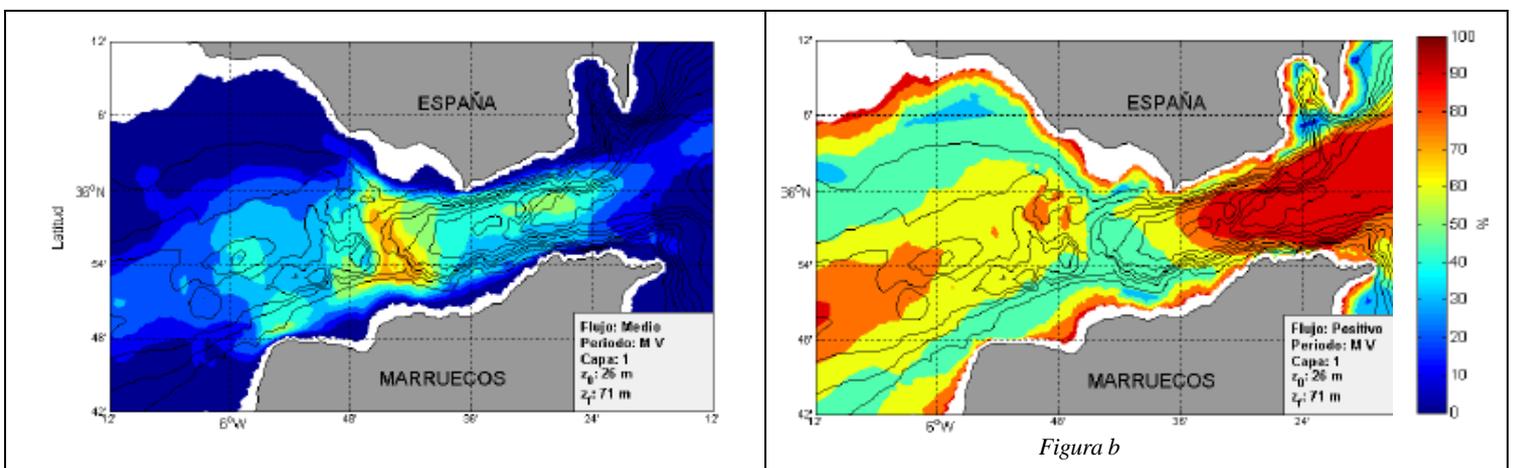


Figura a

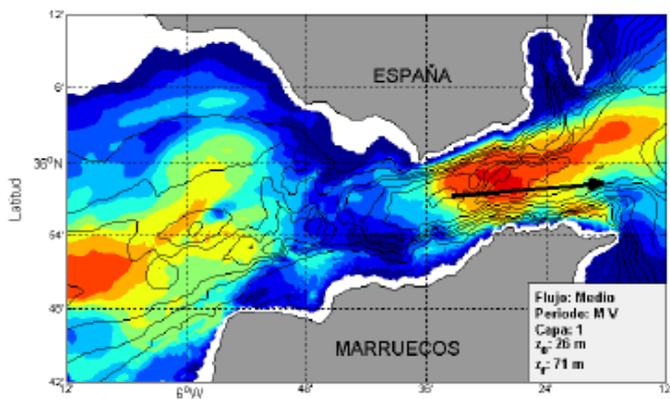


Figura c

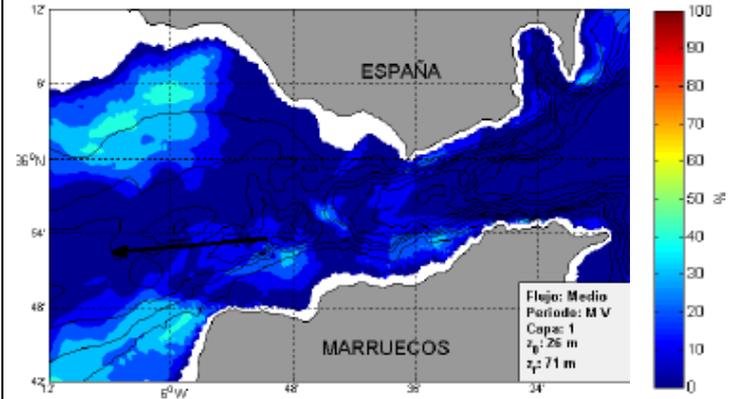


Figura d

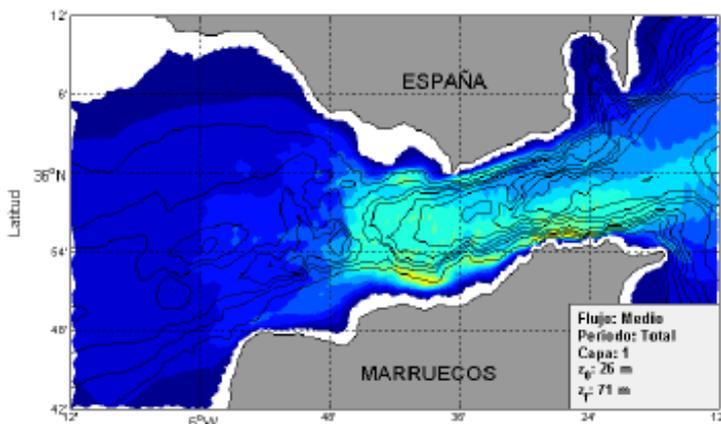


Figura e

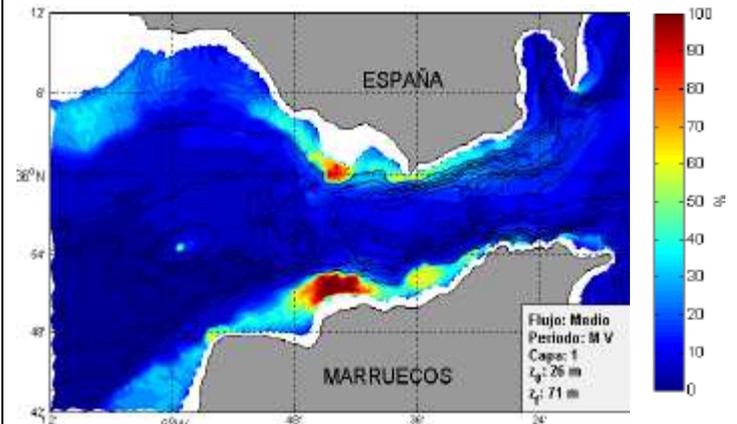


Figura f

Ilustración 67: Representación de las corrientes subterráneas para análisis de los factores anteriores.

Teniendo en cuenta la intensidad de los flujos de energía, que es sin duda la variable más importante a considerar, y los distintos indicadores definidos y cuantificados en las secciones anteriores se puede abordar, al menos cualitativamente, la cuestión de que región o regiones del área estudiada reúne las mejores condiciones para considerarla idónea a la hora de plantearse la instalación en ella de una central eléctrica basada en corrientes marinas.

Para evaluar la idoneidad de dichas regiones, se utiliza una función de calidad teniendo en cuenta todos los factores anteriores, considerando valor de 36 las más óptimas y 0 las menos óptimas. Finalmente podemos concluir que las regiones óptimas para una capa que va desde 26.25 m a 71.25 m de profundidad son:

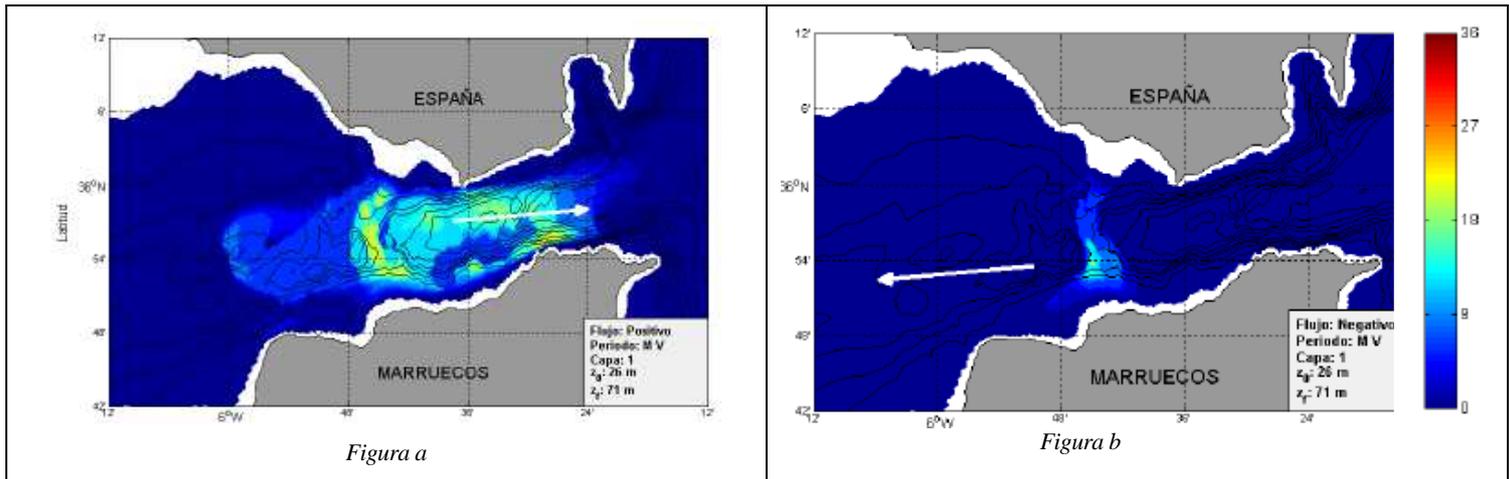


Ilustración 68: Corrientes evaluadas con la función de calidad.

4.2.2 Corrientes superficiales.

La instalación del parque de turbinas, se realizará lo más cercano a la superficie marina posible, teniendo en cuenta el coste de instalación (y futuro mantenimiento) de dicho parque. Por ello, en este trabajo se ha hecho un estudio de las corrientes superficiales en el Estrecho de Gibraltar durante 14 días (Puertos del Estado, Portal web <http://www.puertos.es>), donde se indica en cada imagen intensidad del flujo y sentido, esto se puede ver en el anexoA.

4.2.3 Fondo marino.

Para fijar los dispositivos, es importante trabajar en una zona con profundidades no superiores a 50 m, para mayor facilidad de anclaje. Las características importantes del fondo marino son la pendiente y el tipo de fondo.

En cuanto a la pendiente se recomienda no superar los 5° . La parte central del estrecho, la isla de Tarifa y Punta Europa son las zonas que presentan mayores dificultades para el fondeo debido a su pendiente pronunciada.

Las zonas de pendiente más adecuadas son las que se extienden desde la isla de Tarifa a la punta Camarinal en la costa española (destacando la zona de los Bajos de los Cabezos) y desde Cabo Espartel a punta Cires en la zona marroquí.

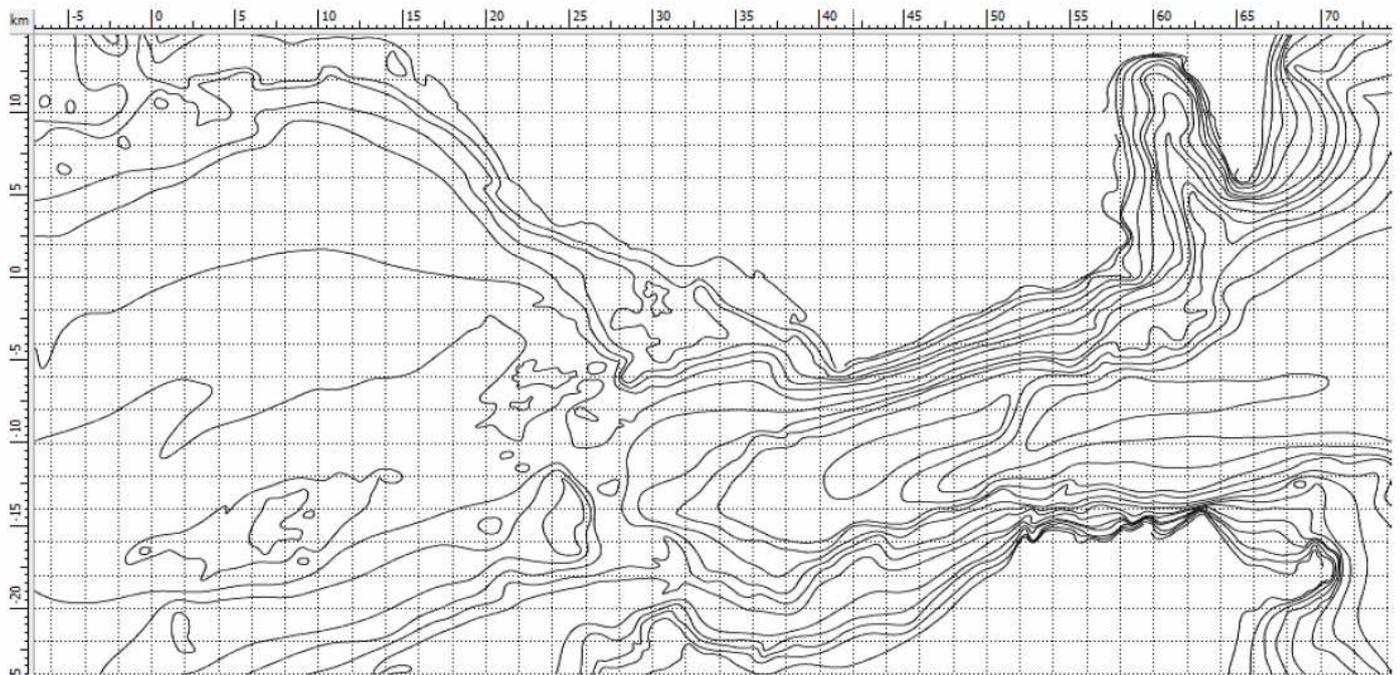


Figura 4.6.6 Batimetría del litoral andaluz. Año 2000. Escala 1:400.000.

Las líneas batimétricas corresponden a las profundidades de: 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700,

Ilustración 69: Batimetría del Estrecho de Gibraltar.

En cuanto al tipo de fondo el estrecho presentan en especial suelos de arena, grava y roca. Para el fondeo con anclas el fondo de arena resulta el mejor, siendo el suelo de grava de inferiores cualidades de agarre y descartable el fondo de roca por estar protegido para conservar la biodiversidad marina.

Para el pilotaje el de roca es el que ofrece mejores características mecánicas, aunque estos suelos en el Estado Español suelen estar protegidos debido al considerarse de alto valor ecológico. En el caso del estrecho gran parte de esta zona coincide con el Parque Natural del Estrecho.

4.2.4 Rutas de navegación.

En el estrecho de Gibraltar existe un gran tráfico marítimo de tráfico mercante que utiliza el estrecho como la vía natural de tránsito entre el Mediterráneo y el Atlántico, siendo el puerto de mayor importancia el de Algeciras.

Este tráfico está perfectamente delimitado por dos canales de navegación, uno de salida al Atlántico, situado más cercano a la costa española, y otro de entrada al Mediterráneo, cercano a la costa marroquí.

El pasillo se puede observar en la siguiente imagen:

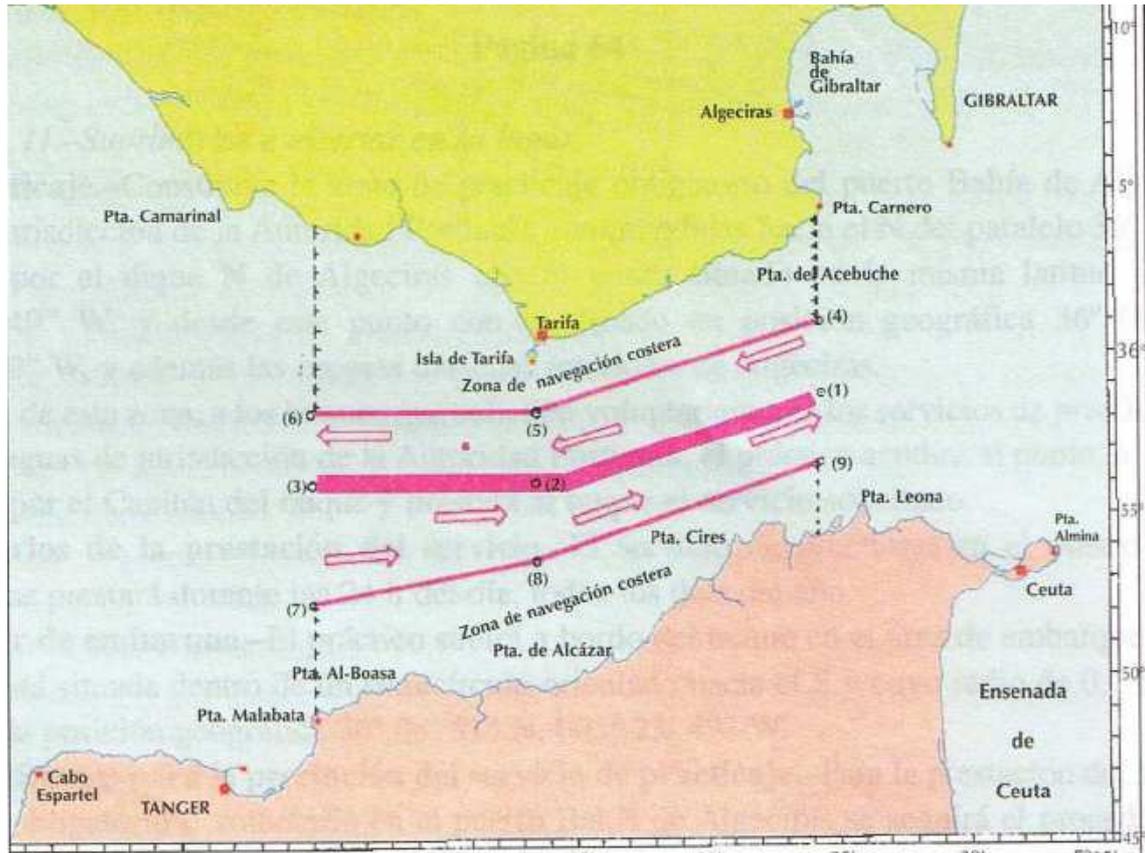


Ilustración 70: Rutas de navegación.

4.2.5 Zonas militares.

Existen varias zonas militares en la zona del estrecho. Estas zonas se utilizan como campo de tiro por baterías de artillería de costa.

Aunque no existe un marcado específico del campo de tiro de estas baterías, tras una visita a la zona se ha obtenido el siguiente mapa de disposición:

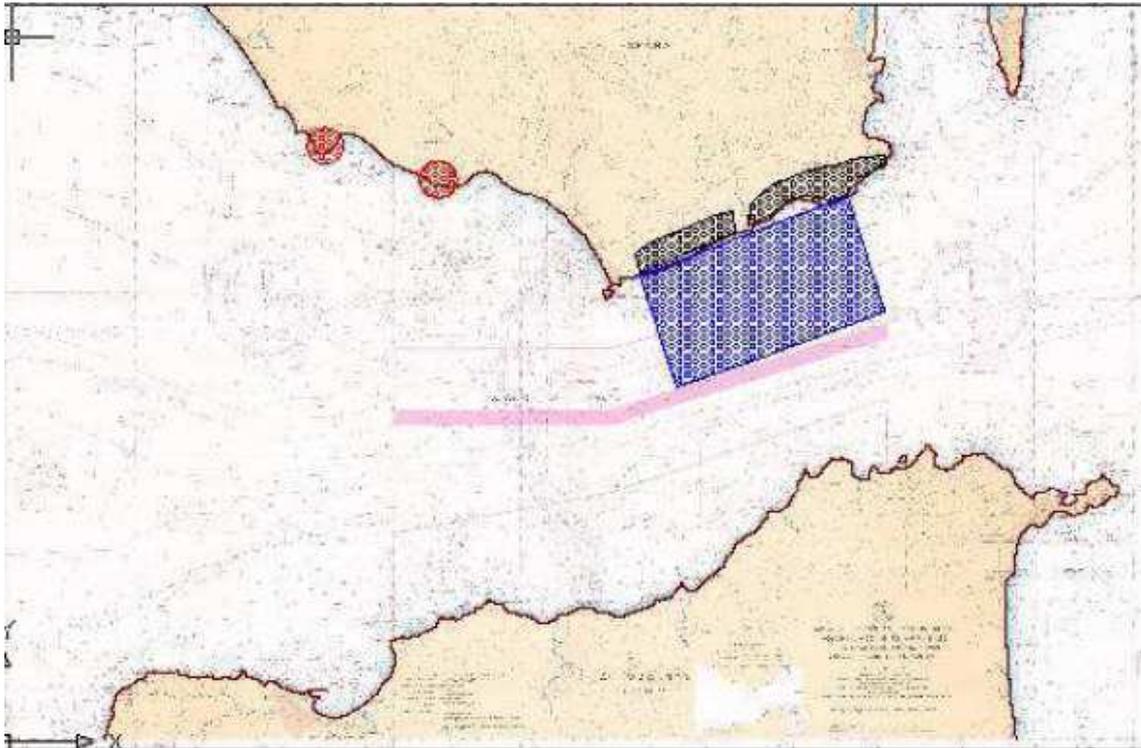


Ilustración 71: Zonas militares.

En rojo se marcan dos baterías de radio de 50 Km. que no tienen un campo de tiro específico, sobre punta Paloma y el Monte Camarinal, en el litoral español.

En la parte negra se marcan las zonas terrestres, perteneciente a la armada y en azul el campo de tiro que se utiliza para las prácticas.

La zona de tiro abarcada por las baterías de punta Paloma y Monte Camarinal y la zona marcada de azul, no supondrían un gran inconveniente para la instalación de los dispositivos que aprovechan las corrientes, ya que estos se encuentran sumergidos y como se puede observar como todos los proyectiles rebotan sobre la superficie del mar y no profundizan.

El problema de estas zonas viene determinado por las autorizaciones militares y por la capacidad de poder tender una línea a través de las zonas militares de tierra.

4.2.6 Zonas de pesca.

Las zonas de pesca que existen en la zona del estrecho están explotadas por la Cofradía de Tarifa y los pesqueros marroquíes.

La pesca que se practica en la zona corresponde a la modalidad de palangre, no practicándose en ningún caso la pesca de arrastre.

Las zonas de pesca indicadas por la Cofradía de Tarifa en una visita realizada a la zona son las siguientes:

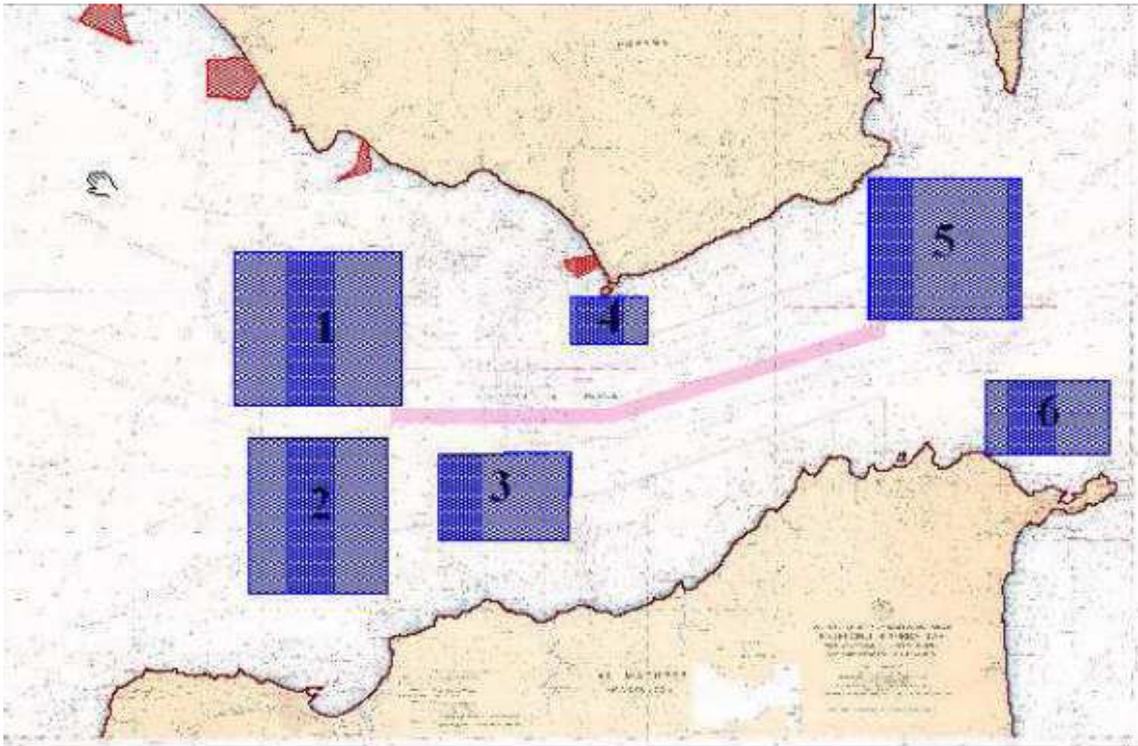


Ilustración 72: Zonas de pesca.

En la imagen se pueden observar las 6 zonas indicadas, más las 4 almadrabas que se instalan para la pesca de atún. De estas 6 zonas solo afectan a la zona de estudio la zona 1, 2, 3 y 4.

La zona de pesca más utilizada es la zona 1, aunque en el mismo día también se pueden utilizar las zonas 2 o 3 utilizando la misma marea.

La pesca de palangre al ser altamente selectiva, no supone un problema en cuanto a la interferencia con los dispositivos de aprovechamiento de corrientes sumergidos. De todas formas y para respetar el entorno socio económico de la zona se ha decidido excluir las zonas de pesca.

4.2.7 Puntos de conexión eléctrica.

Por el Estrecho de Gibraltar discurre la red eléctrica subterránea que une España y Marruecos.

La línea de REE (Red Eléctrica de España) que cruza el Estrecho de Gibraltar se instaló en 1997 en su primer circuito.

En 2006 se construyó un segundo enlace. Este está compuesto por tres cables que, unidos a los cuatro de la primera conexión, permite realizar intercambios entre ambos países de alrededor de 800 megavatios. Dos de los tres cables tiene adheridos, al igual que sucediera en la primera conexión, dos de fibra óptica que facilitan la comunicación y el intercambio de datos entre ambos países.

El tendido se compone de dos tramos subterráneos, construidos en España y Marruecos, de 2 y 0,25 kilómetros, respectivamente, y del submarino, de 29 kilómetros de longitud, que discurre paralelo a la primera

conexión y enlaza la playa de los Lances, en Tarifa (Cádiz), con la zona costera marroquí de Fardioua.



Ilustración 73: Puntos de conexión eléctrica.

Esta segunda conexión supone una mejora de la fiabilidad y seguridad del suministro y representa una herramienta de cooperación internacional entre ambos países. La instalación se enmarca dentro del proyecto REMO, que nace en el año 2000 con el acuerdo de ambos reguladores eléctricos para estudiar alternativas de refuerzo a la conexión existente. Posteriormente, este segundo tendido superó las medidas del Programa de Aceptación Social, de integración en el entorno social e institucional, y en 2005 obtuvo la Declaración de Impacto Ambiental positiva.

4.3 Emplazamiento.

Una vez analizados todos los parámetros, el emplazamiento final del parque de turbinas considerado como óptimo es el siguiente:



Ilustración 74: Emplazamiento desde vista lejana.

Ampliando en la zona obtenida se observa:

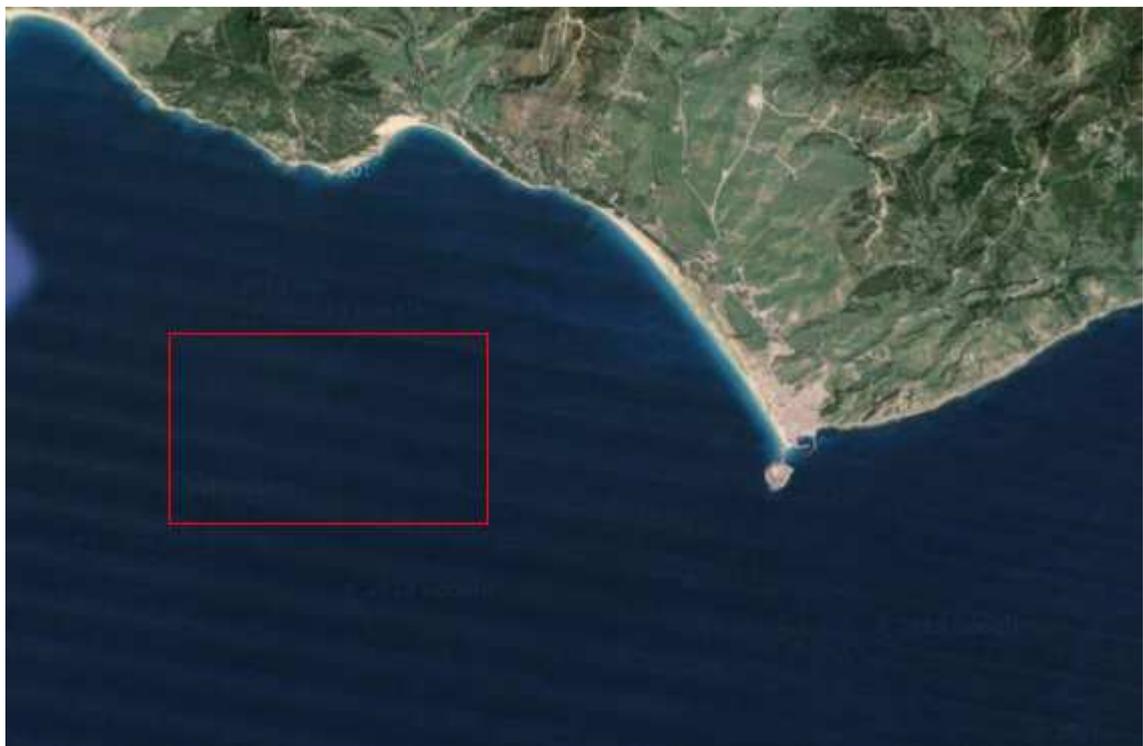


Ilustración 75: Emplazamiento desde vista cercana.

Esta área se calcula puede ser aproximadamente de 7 kilómetros cuadrados, de los cuales ya se verá más adelante si lo más rentable es aprovecharla entera, o sólo parcialmente.

5 ESTUDIO DE LA TURBINA KOBOLD

Esta sección tratará de dar a conocer en profundidad las características de la turbina Kobold, que es la turbina elegida para la obtención de energía a través de las corrientes en el Estrecho de Gibraltar, tal y como se dijo en el apartado 3.

5.1 Estado del Arte

En 1995 Ponte di Archimede comenzó el estudio de un nuevo turbina que tenía que ser simple, fiable, económica y, por encima de todo, tener una alta eficiencia.

Una fase experimental intensa comenzada en la Universidad de Nápoles "Federico II" con las dos pruebas en el tanque de remolque y en túnel de viento.

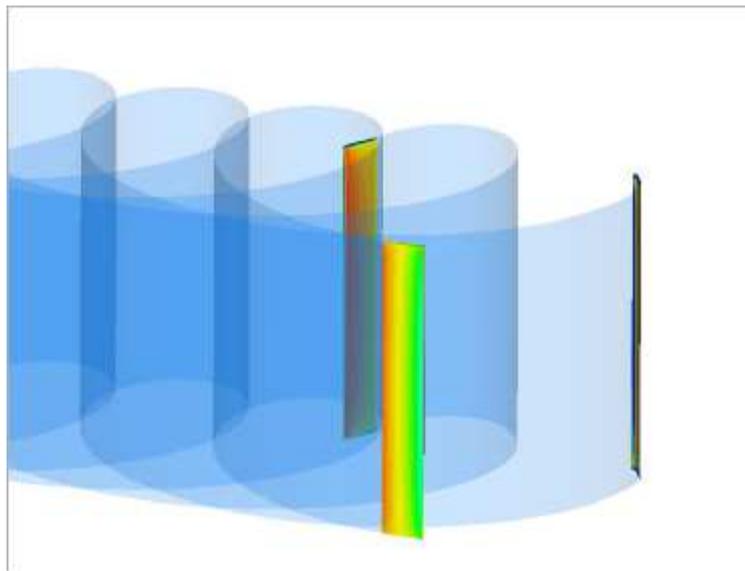


Ilustración 76: Movimiento de las palas.

5.1.1 Objetivos de experimentos en un modelo a escala

Los ensayos en un modelo a escala sirven para:

- Observación cualitativa /cuantitativa de las condiciones de trabajo de la turbina, puede ayudar a los diseñadores para adquirir una mejor comprensión de los principios hidrodinámicos implicados en la tecnología Kobold y de todo el comportamiento mecánico de la turbina.
- Una útil base de datos útil para la comparación del conjunto de datos a escala con los resultados de los modelos numéricos.
- Los datos para la optimización de configuración; tres o cuatro palas; mejor rango de oscilación angular, coeficiente óptimo de avance.
- Ganar confianza con este tipo de montaje experimental y modelo de prueba (para experimentos futuros sobre tecnologías de energía de las mareas).

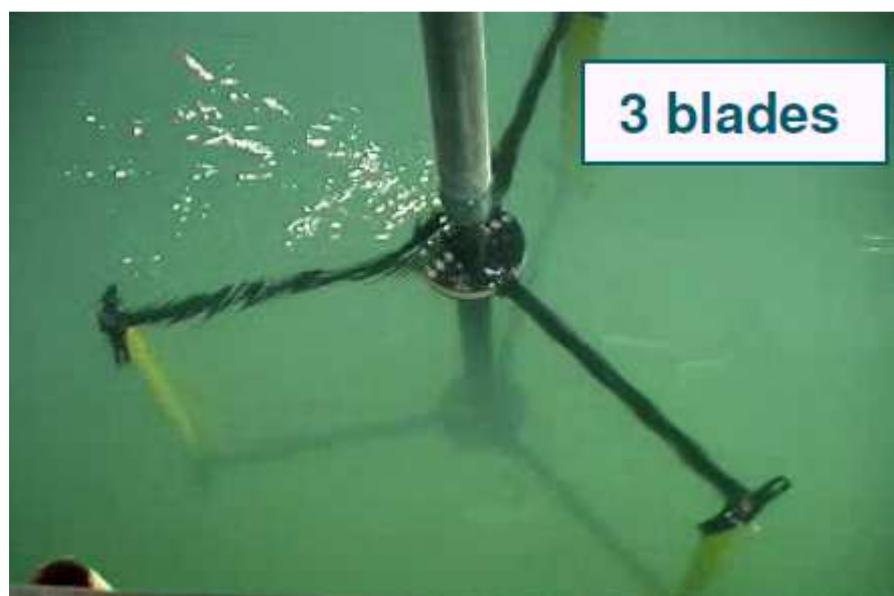
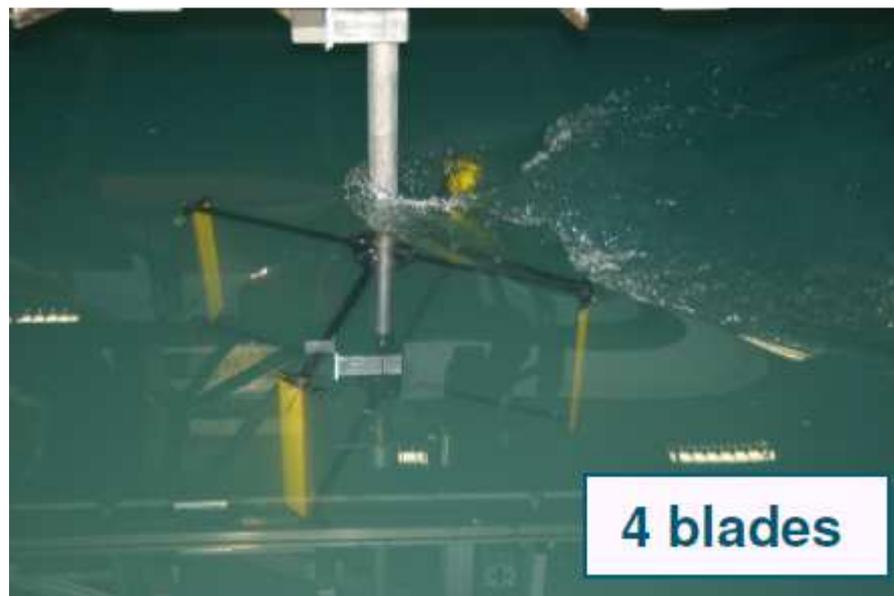


Ilustración 77: Movimiento del agua con 3 y 4 palas.

5.1.2 Detalles del modelo



Ilustración 78: Prototipo fuera del agua.

Los detalles del modelo ensayado son (Calcagno, G., & Moroso, A., 2007):

- Modelo a escala 1:5 respecto al prototipo (Diámetro 120 cm, longitud de la pala 100 cm y ancho 8 cm).
- El modelo consiste en probar el eje vertical de la turbina (no la boya).
- Los datos a medir son; velocidad de rotación, par suministrado y potencia.
- El modelo de turbina es remolcado a lo largo del tanque para simular un flujo entrante.

5.1.3 Datos experimentales

Los resultados obtenidos fueron los siguientes (Moroso Alberto):

- Excelentes pares de inicio (turbina con auto-arranque).

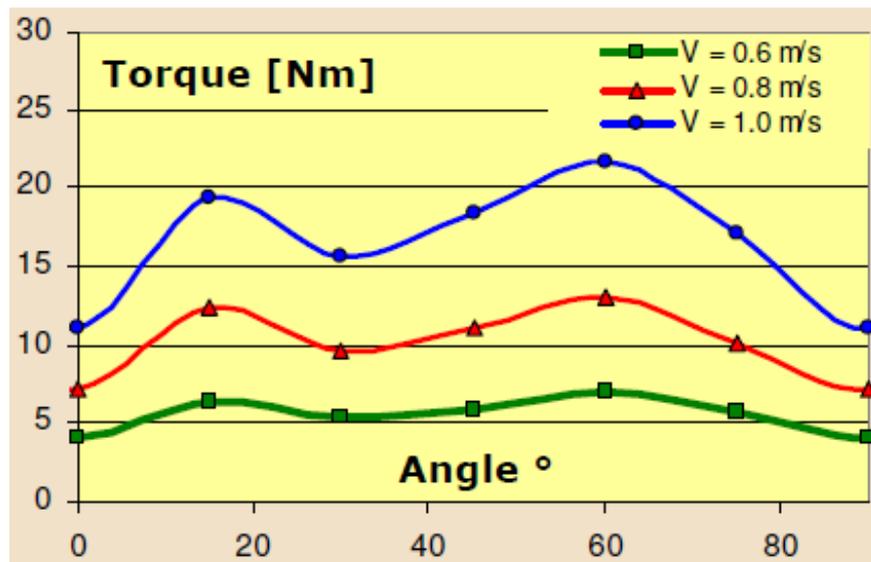


Ilustración 79: Cambio de Torsión frente al cambio de ángulo.

- La oscilación de la pala está confinado entre 2 ángulos.
- Se ha observado la pérdida dinámica de la pala.
- Leve mejoría al pasar de tres a cuatro palas (debido a la perturbación hidrodinámica con interferencia negativa de estela).
- Mejora significativa adoptando bloques de libre oscilación (0° , $+10^\circ$) en comparación con la opción (-10° , $+10^\circ$), tanto para tres como cuatro palas.
- Máxima potencia mecánica con un coeficiente de evance entre 1 y 1,5.

5.2 Comportamiento dinámico

A continuación se analizará dicha turbina desde el aspecto dinámico, con el apoyo de los resultados de algunos experimentos previos.

5.2.1 Doble tubo de corriente múltiple

Con el fin de analizar el campo de flujo alrededor de una turbina de eje vertical Kobold, se ha utilizado un modelo de Doble Tubo de Corriente Múltiple (en inglés “Double multiple streamtube” DMS). El modelo DMS supone que el flujo a través del rotor puede ser modelado mediante el examen del flujo a través de varios tubos, y la perturbación del flujo, producido por el rotor se determina igualando las fuerzas aerodinámicas en el rotor de la turbina al tiempo de cambio en el impulso a través del rotor como se muestra en la figura siguiente. En el modelo de DMS, las velocidades de flujo pueden variar tanto en las regiones contra corriente y a favor de la corriente del tubo (Coiro, D. P., De Marco, A., Nicolosi, F., Melone, S., & Montella, F. 2005).

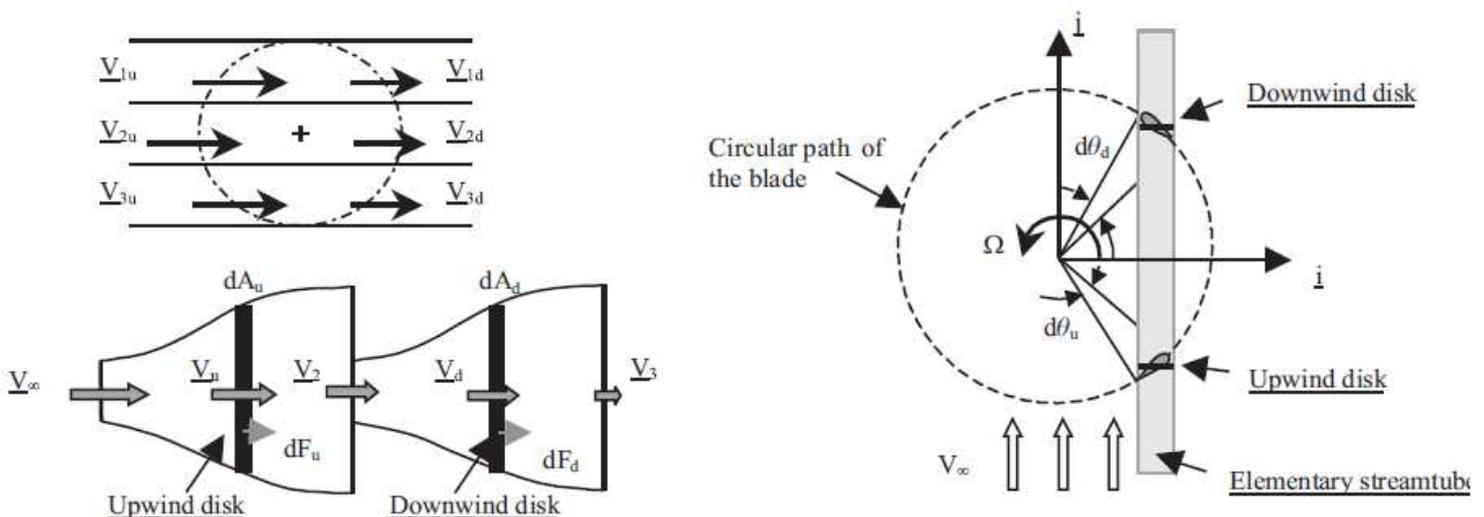


Ilustración 80: Modelo de Doble Tubo de Corriente Múltiple (DMS).

Así el modelo DMS es capaz de analizar la interferencia entre la pala a favor de la corriente y la pala contra corriente con el fin de evaluar con mayor precisión el valor local de la velocidad y la carga instantánea de la pala. Como se muestra en la figura anterior, el rotor se modela como una serie de tubos de corriente elementales, y cada tubo de corriente se modela con dos discos actuador en serie. Al otro lado del disco actuador la presión cae, esta caída es equivalente a la fuerza dF sentido de la corriente en el disco actuador dividida por el área del disco actuador dA .

5.2.2 Álabes y características aerodinámicas

Las actuaciones del rotor han sido probadas mediante cinco palas: tres palas simétricas NACA 0012, 0015, 0018 y dos curvadas NACA 4415 y HLIFT18. La última mencionada fue diseñada en DPA (Dipartimento di Progettazione Aeronautica, Universidad de Nápoles); tiene gran elevación y no tiene cavitación. De hecho fue diseñada para la turbina de KOBOLD. Para los perfiles NACA, los datos fueron tomados de [1], mientras que para la superficie de sustentación HLIFT18, se utilizaron los códigos TBVOR para generar los valores de los coeficientes aerodinámicos. Para tener en cuenta los efectos tridimensionales, la teoría de la línea de elevación de Prandtl, ampliada para tratar el flujo de gran altura, se ha utilizado evaluando de esta manera la curva de elevación en 3D a partir de los datos 2D. Esta teoría es válida sólo en la zona lineal de la curva de elevación pero con cuidado de que también se puede extender a condiciones no lineales. El coeficiente total de la pala de arrastre es la suma del coeficiente de resistencia aerodinámica de perfil aerodinámico (C_{d0}), debido a la fricción de la piel, y el coeficiente de resistencia inducida. Para tener en cuenta la interferencia entre la pala y los brazos de soporte, se ha introducido un mayor incremento coeficiente de arrastre ΔC_D . Por otra parte, el modelado post-parada 2D, basado en el método de correlación Viterna-Corrigan, se ha introducido para extender los coeficientes aerodinámicos 2D a este intervalo de ángulos.

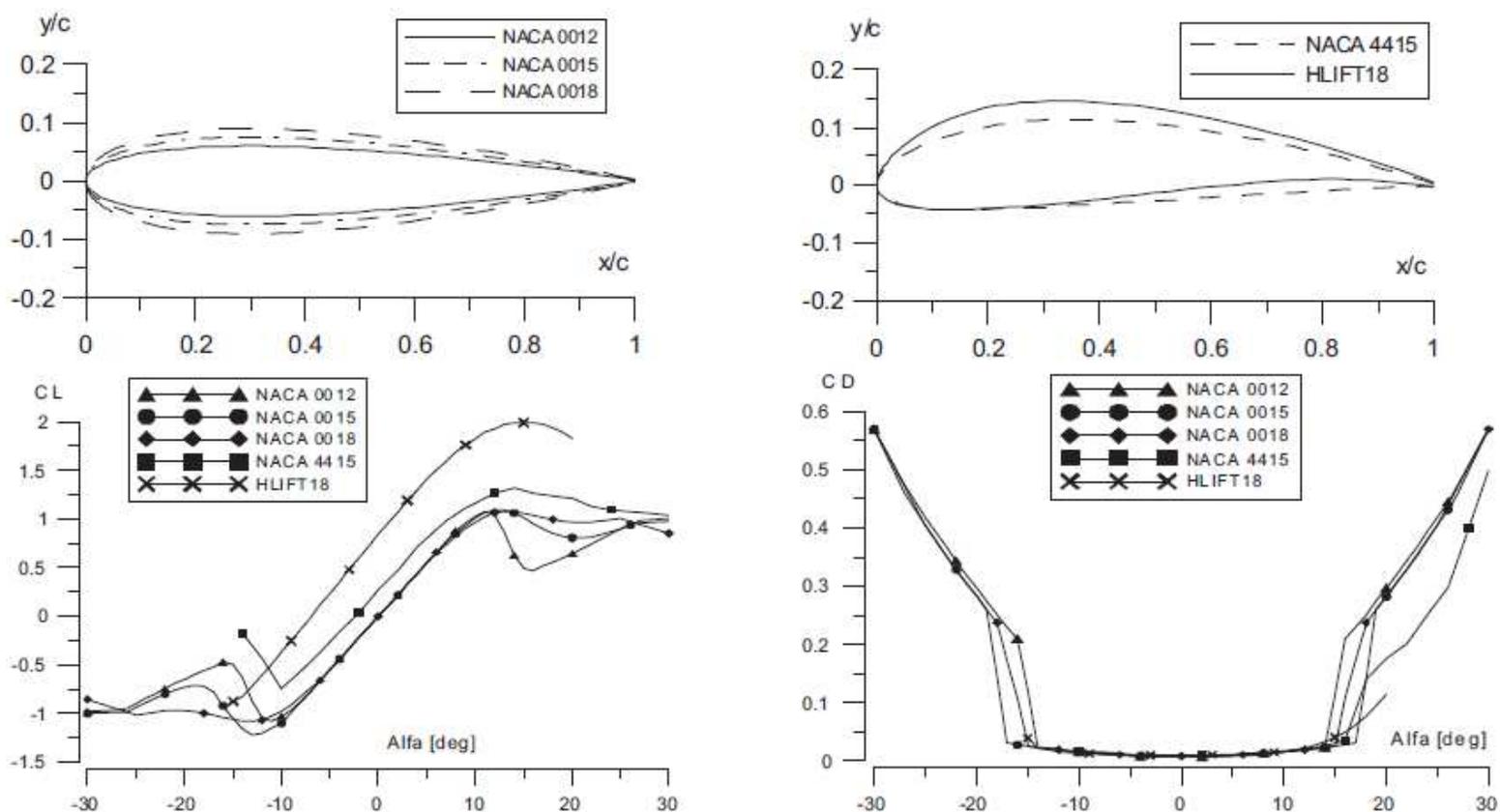


Ilustración 83: Características aerodinámicas ($Re=10e6$).

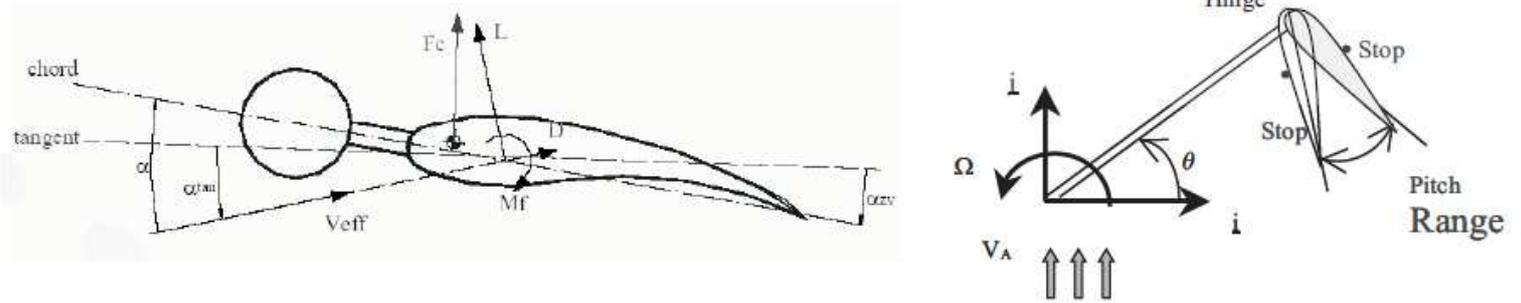


Ilustración 84: Equilibrio de masas y parada de la pala.

5.2.3 Modelos experimentales

Los datos experimentales se dividen en dos partes:

- Los datos experimentales medidos en el túnel de viento DPA en la Universidad de Nápoles en una pequeña cicloturbina de palas rectas, que fue diseñado, desarrollado y ensamblado en DPA;
- Los datos experimentales medidos en el agua en el prototipo "Kobold" (escala real).

Tanto la cicloturbina DPA de palas recta (Modelo A) y el prototipo "Kobold" (Modelo B) se describen de la siguiente manera. Ambas turbinas tienen palas de paso variable con un sistema de auto-actuación, formado por dos masas de equilibrio para cada pala. De esta manera, el centro de gravedad de la pala se puede mover hasta su posición óptima con el fin de optimizar el rendimiento global del rotor, y, usando dos paradas, el rango de paso de la pala se puede limitar, como se muestra en la figura anterior.

El modelo A en el túnel de viento DPA se muestra en la figura a continuación. Usando diferentes posiciones de parada, fue posible probar diferentes rangos de ángulo de paso, y durante el uso de diferentes números de palas, fue posible tener en cuenta diferentes valores de solidez [N_c / R]. Modelo A tiene los siguientes parámetros geométricos:

- Número de palas probadas 2, 3, 4 y 6.
- Tipo de pala NACA 0018.
- Ancho de pala 0,15m.
- Longitud de pala 0,8m.
- Radio 1,05m.
- Número de brazos radiales 4,6,8 y 12.
- Ancho de brazo 0,05m.
- Prueba 1 solidez 0,286.
- Prueba 1 solidez 0,428.
- Prueba 1 solidez 0,571.
- Prueba 1 solidez 0,857.

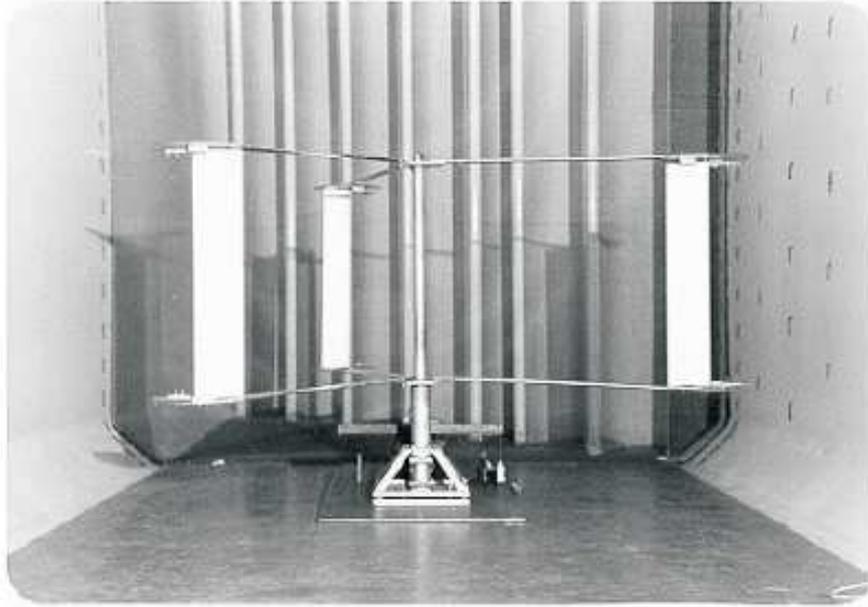


Ilustración 85: Cicloturbina de palas rectas (Modelo A).

El prototipo de la turbina Kobold usa un perfil de pala de alta elevación, llamado H-LIFT18, se utiliza para las secciones de pala y ha sido especialmente diseñado en DPA para ser libre de cavitación y para optimizar el rendimiento de la turbina. Dos brazos sostienen cada pala y los brazos se han simplificado utilizando otro perfil simétrico diseñado. La turbina tiene un par de torsión de arranque muy elevado, pudiendo de esta manera iniciar espontáneamente, también con carga eléctrica conectada, sin la necesidad de ningún dispositivo de partida. La planta ENERMAR se compone del rotor de turbina que cuelgan bajo una boya flotante que contiene las partes mecánicas y eléctricas restantes para entregar energía a la red. El rotor tiene un diámetro de 6 metros con 6 brazos radiales que llevan a cabo tres palas con un largo de cinco metros y con un ancho de la 0.4m empleando la pala H-LIFT18 que lleva a una relación de 12,5 y solidez de 0.4. El sistema de adquisición de datos se compone de un medidor de par, un medidor de velocidad corriente de marea y un contador de RPM todos conectados a un PLC que convierte las señales analógicas en datos digitales para transferirlos a un PC. El software de manejo de datos ha sido desarrollo para monitorear los datos adquiridos en tiempo real. El PLC también actúa como un controlador de carga eléctrica para mantener la turbina trabajando siempre en su máxima eficacia independientemente de la velocidad actual.

5.2.4 Pruebas experimentales

Las siguientes figuras comparan los resultados numéricos VAWT (Vertical Axis Wind Turbine) con los datos experimentales medidos en el Modelo A, para diferentes números de palas y diferente rango de ataque. El ángulo de ataque se mide entre la tangente local para la trayectoria circular de la pala y el borde de la pala de salida, a partir de la tangente en sentido horario. La potencia medida es la potencia neta del rotor, y las pruebas se llevan a cabo con 9 m/s de velocidad del aire en el túnel de viento DPA para el Modelo A. Una comparación de los resultados numéricos con los datos experimentales muestra una buena aceptación, especialmente para 3 y 4 palas; en el caso de 6 palas, la solidez es muy alta y hay unafuerte efecto de estela en cada pala.

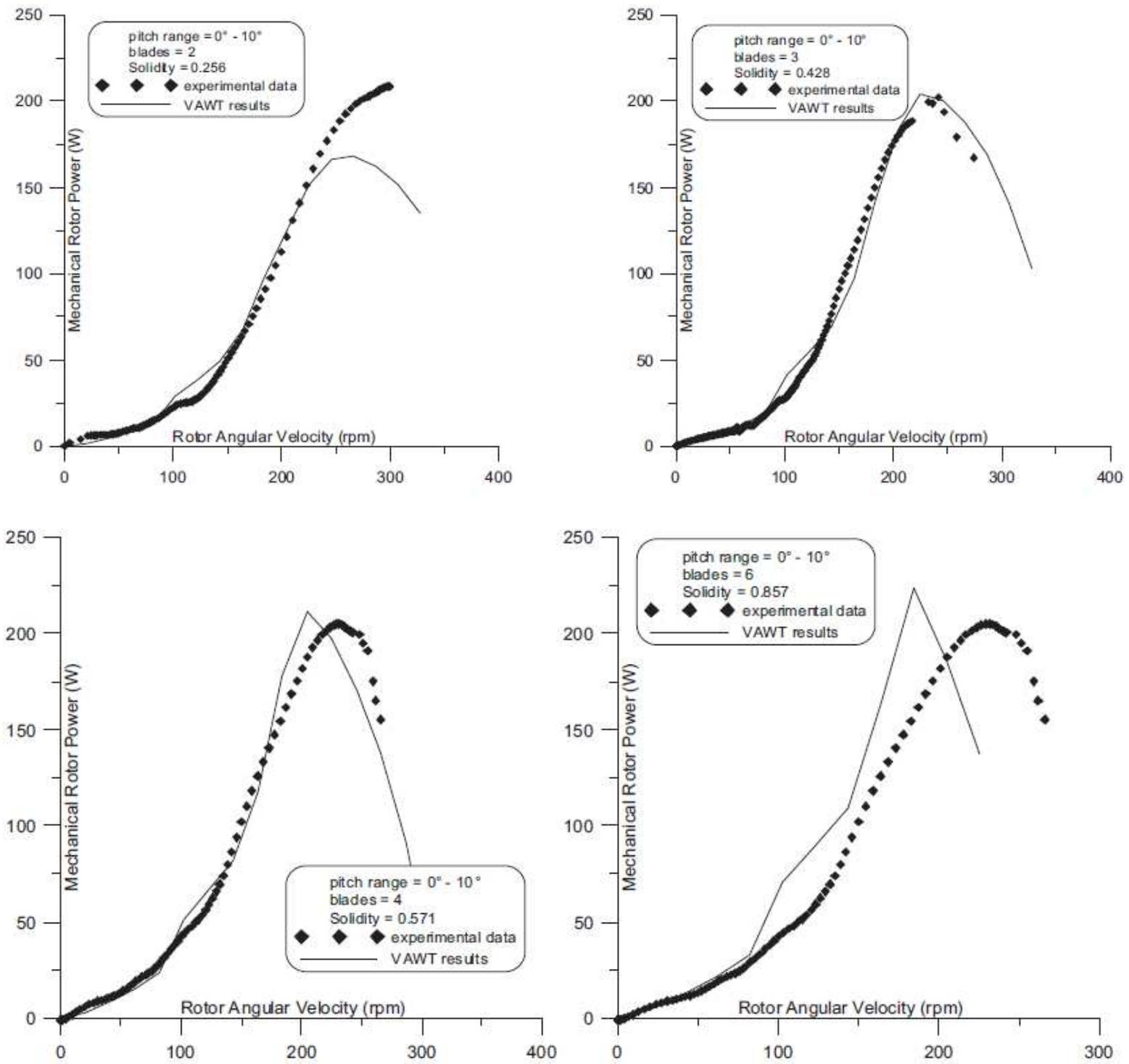


Ilustración 86: Datos experimentales y resultados VAWT (Modelo A).

La siguiente figura compara los datos experimentales medidos durante las pruebas de campo en el agua para el prototipo de turbina de Kobold (modelo B) con la predicción numérica VAWT. El coeficiente de potencia neta del rotor se mide, y las pruebas se llevan a cabo con una velocidad de la corriente de 1.4m/s, pero hay incertidumbre en torno al 25% del valor real "imperturbable" de la velocidad actual, que está fuertemente influenciado por la ubicación del medidor de velocidad actual: es en la actualidad objeto de investigación. También se muestran los datos experimentales y los resultados numéricos de la condición de partida para el prototipo de turbina de Kobold (Modelo B). La variación de la velocidad angular del rotor en el tiempo predicha por la teoría parece ser muy precisa, mientras que las amplitudes de par del rotor y de

potencia están de acuerdo sólo en la primera parte de la gama de tiempo: esto es probablemente debido al valor incierto de las pérdidas predichas. La frecuencia del par y la potencia están, sin embargo, muy bien ajustadas en los estudios previos.

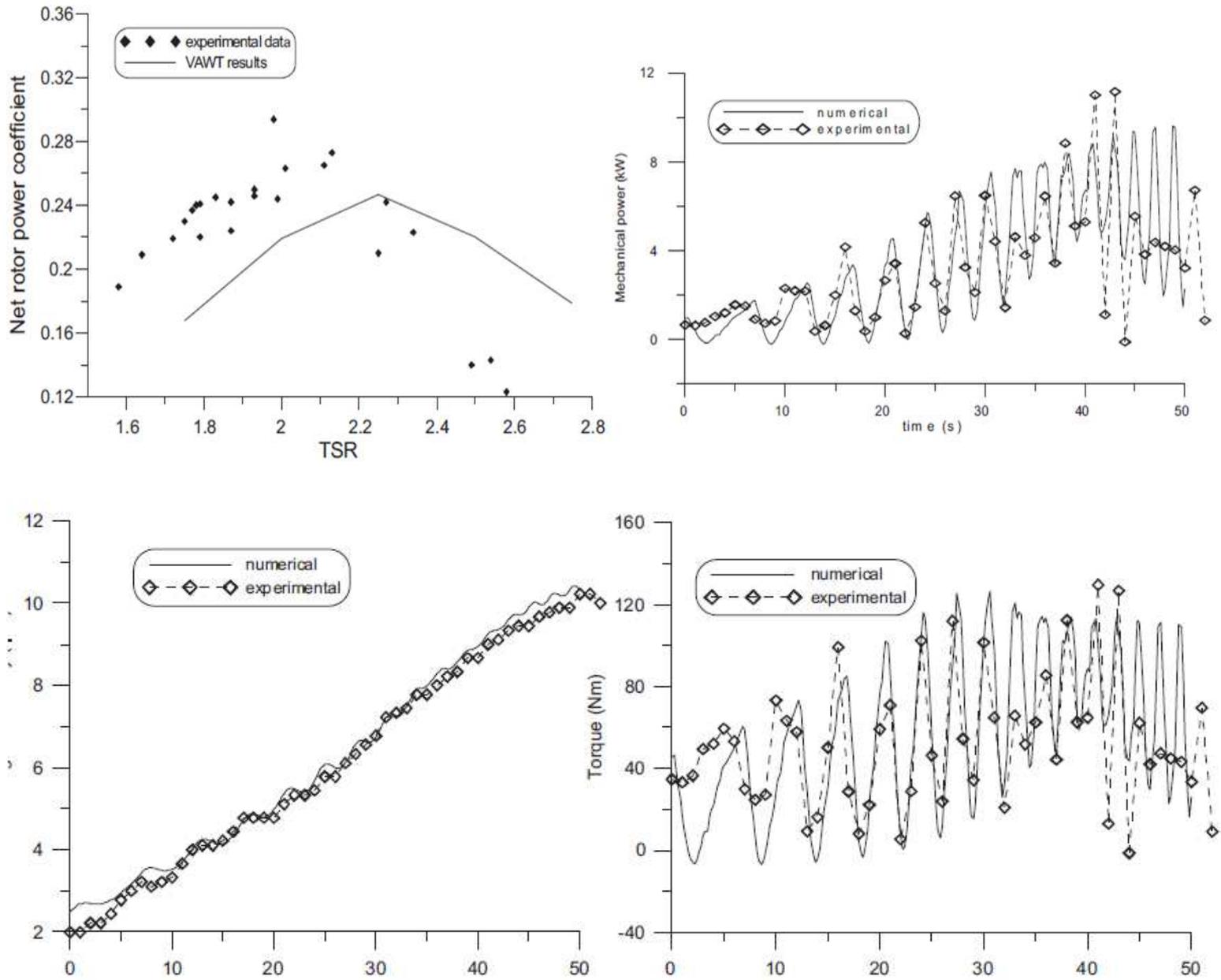


Ilustración 87: Datos experimentales y resultados VAWT (Modelo B).

Por lo tanto, en la turbina Kobold, las palas HLIFT18 no simétricas y sin cavitación, dan un mejor rendimiento.

5.3 Diseño de la turbina

A la hora de diseñar la turbina hay que tener varios factores en cuenta, uno de ellos por ejemplo es el empuje que se produce al operar continuamente bajo la corriente marina. Este empuje tiene la misma dirección de la

corriente y en condiciones normales es alrededor de 10 Toneladas.

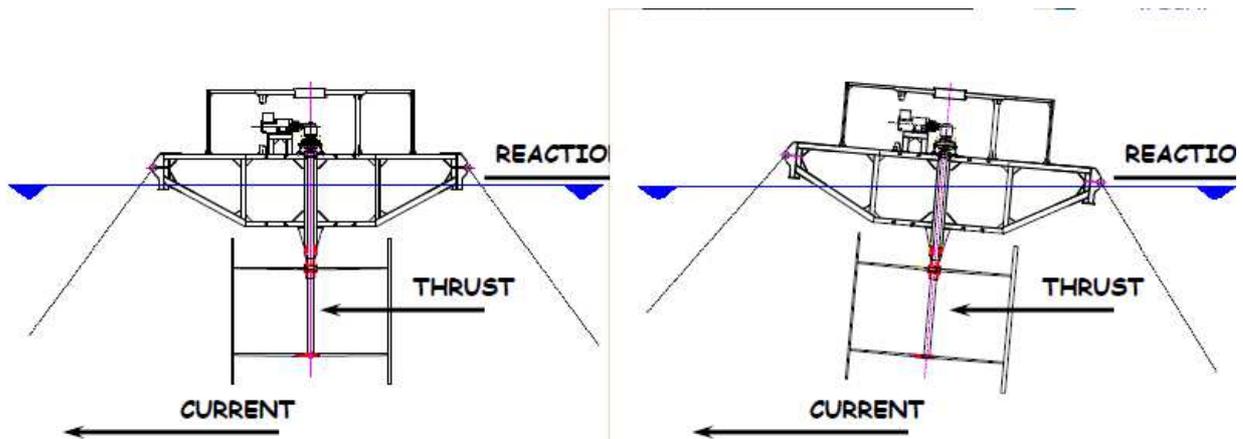


Ilustración 88: Empuje debido a la corriente.

La inclinación puede llegar a ser de 5-6°. No es aconsejable disponer de un ajuste mayor, principalmente por dos razones:

- Es difícil de trabajar sobre la plataforma.
- Los brazos producen una mayor resistencia y se pueden atascar.

5.3.1 Medidas de la turbine Kobold

Finalmente, y apoyándose en el prototipo implantado en el Estrecho de Messina, se han tomado tanto las medidas tanto para la boya como para la turbina. El diseño de la boya es el siguiente:

- Diámetro: 10m.
- Profundidad: 2,5m.
- Desalojamiento: 35t.

Y las medidas de la turbina Kobold son:

- Diámetro de rotor: 6m.
- Altura de las palas: 5m.
- Ancho de las palas. 0,4m.
- Número de palas: 3.
- Material de las palas: Fibra de carbono, Resina epoxídica y espuma por dentro.

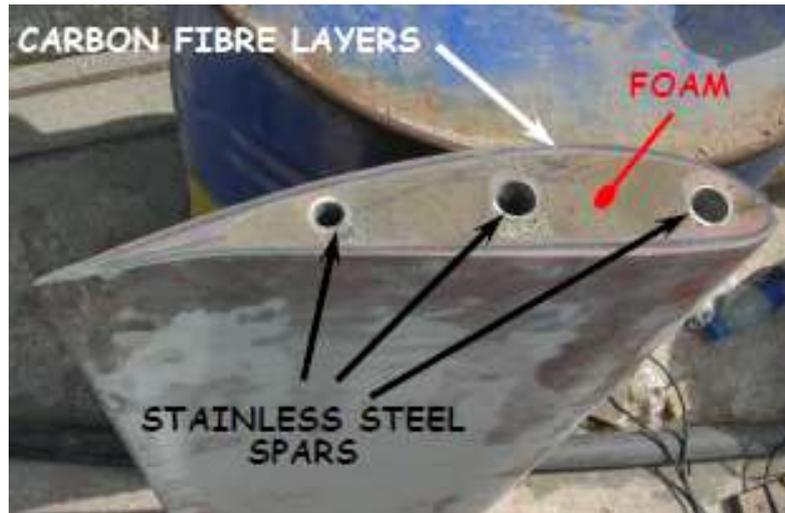


Ilustración 89: Composición de las palas.

La estructura interior de las palas está hecha de una espuma muy ligera, también hay 3 tubos de acero inoxidable (AISI 316) durante toda la longitud de la pala.

La conexión brazo-pala está hecha de bloques de caucho y contrapesos, como se puede observar en la imagen.

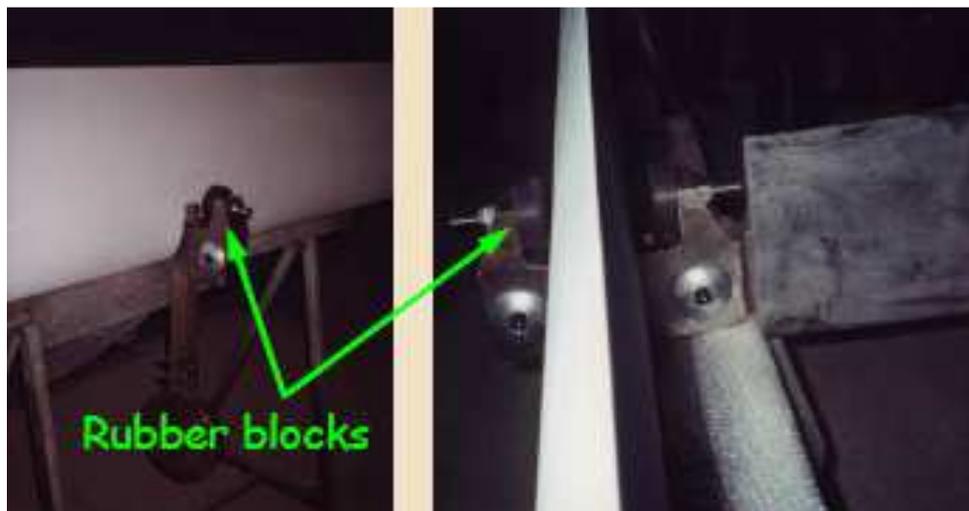


Ilustración 90: Conexión brazo-pala.

5.3.2 Anclaje de la boya

Para el anclaje se necesitan 4 bloques de 35t cada uno de ellos, en disposición de 90° entre sí. Por ello el parque de turbinas se debe de emplazar en un lugar con poca profundidad.

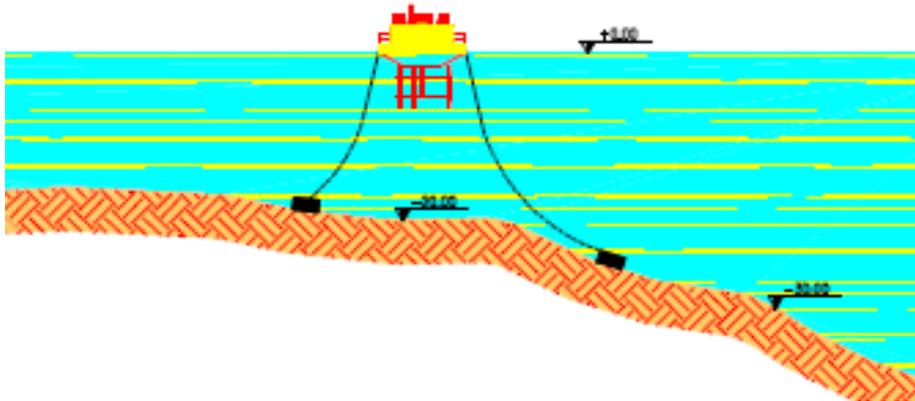


Ilustración 91: Disposición de los bloques.

Cada anclaje está compuesto por un bloque de homigón, con una cadena y una cuerda textil unida a los cáncamos de amarre de la plataforma.

5.3.3 Detalles eléctricos

Dentro de la boya está el equipo eléctrico y la conducción mecánica (1:162).



Ilustración 92: Equipo eléctrico.

El generador es síncrono de tres fases con 4 polos (160kW) comunicado con un sistema de control capaz de suministrar energía directamente a la línea eléctrica

6 POTENCIAL DEL PARQUE MARINO

Una vez conocidos la ubicación y turbina elegida para el parque marino, queda saber el potencial de dicho parque por turbina (más adelante trataremos el problema del número óptimo de turbinas). Como ya se ha visto con anterioridad, la potencia hidroeléctrica depende de:

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Es decir; densidad (ρ), área de barrido (A), velocidad de la corriente (V) y rendimiento de la propia turbina (C_p). El área barrida y el rendimiento dependen de la propia turbina, por lo que son conocidos. La densidad viene dada gracias a las ya sabidas características del agua en el Estrecho. Por lo tanto, para determinar el potencial por turbina, es necesario conocer la velocidad de la corriente.

El valor de cada constante es:

- $C_p = 0,25$.
- $\rho = 1.025 \text{ kg/m}^3$.
- $A = 30 \text{ m}^2$.

6.1 Superposición del viento a las corrientes marinas

Parte de la complejidad de este proyecto, es obtener una velocidad de corriente representativa para los cálculos, intentando obtener datos lo más conservadores posibles.

Para obtener la velocidad de corriente, se debe de superponer el efecto del viento a las corrientes 3D (columna vertical de corrientes anteriormente vista), calculadas por Dinámica Mareal.

Basándose en el modelo eólico, la velocidad de corriente se calcula utilizando la distribución de Weibull. Es una distribución de probabilidad de continua.

$$f(v; \lambda; k) = \begin{cases} \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} & v \geq 0 \\ 0 & v < 0 \end{cases}$$

Donde K es el parámetro de forma y C el parámetro de escala.

Con esta función se obtiene la densidad de probabilidad con la que aparece una determinada velocidad de viento. La frecuencia, $f(v)$, con la que aparece una velocidad de viento, v , se describe mediante los parámetros K y C.

El parámetro de escala, C, al igual que la velocidad media del viento, indica cómo de rápida es en promedio la corriente en el emplazamiento, y el parámetro de forma, K, indica cómo de puntiaguda es la distribución. Es decir, que si las velocidades tienden a estar próximas a un cierto valor, la distribución tendrá un alto valor de K y será muy puntiaguda.

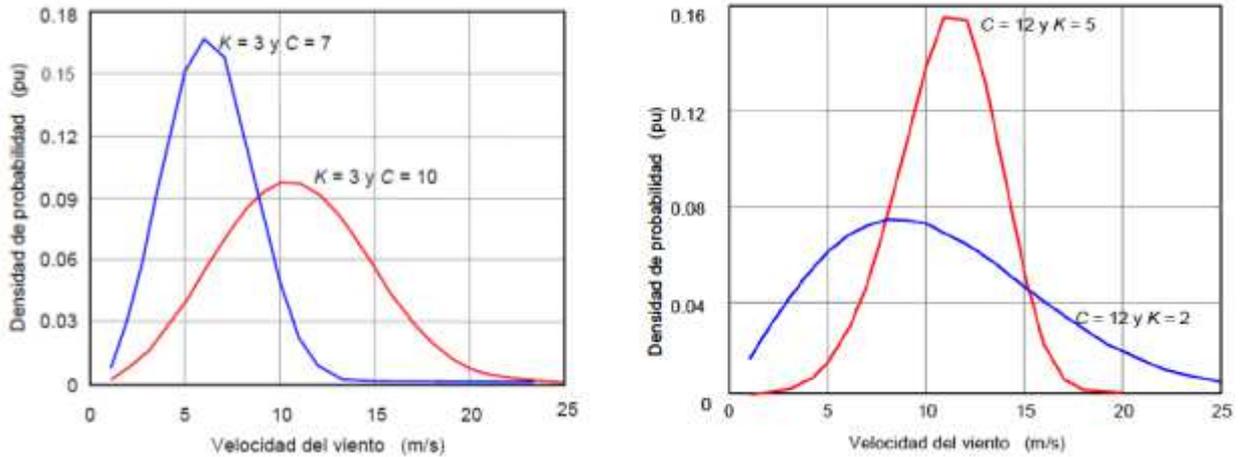


Ilustración 93: Variación de la densidad de probabilidad de Weibull en función del factor de escala C y el factor de forma K.

Para este estudio, la función de probabilidad de Weibull se particulariza en la distribución de Rayleigh, que es la misma particularizada para $K=2$. Dado el carácter conservador de este estudio, se centrará el desarrollo alrededor de 1m/s de velocidad de corriente (considerada una velocidad normal de corriente en el Estrecho de Gibraltar), por tanto el factor $C=1$. Por tanto nos queda la siguiente distribución:

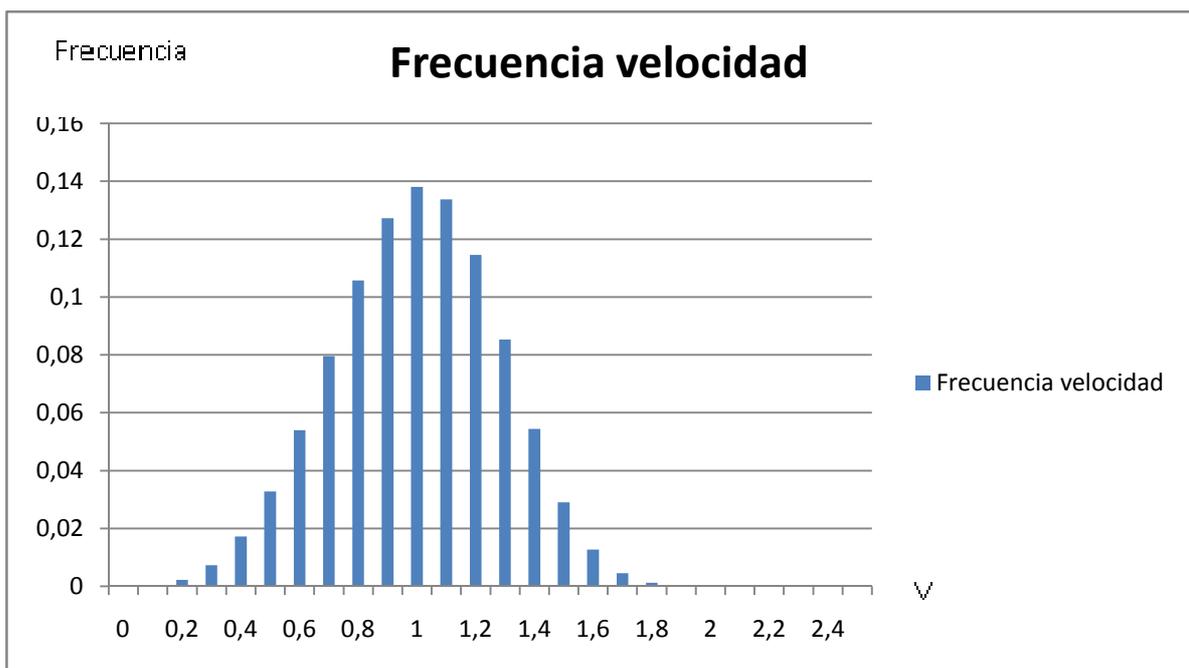


Ilustración 94: Distribución de Rayleigh para $C=1$.

Con la adición al estudio de corrientes anterior a 20 m de profundidad de la influencia del viento (Dada la cercanía a la superficie del dispositivo) que se estima en torno a un 3% a la corriente (Periáñez, R., & Pascual-Granged, A. 2008), podemos obtener la veolicidad de la corriente. Por tanto también se debe hacer un estudio del viento. Para ello, se han tomado datos del punto WANA 6048012, que está muy cercana a la zona elegida para la implantación de este proyecto. La aportación del viento se ha obtenido analizando las medias mensuales desde 2012 hasta 2014. Así pues, para 2012 tenemos:

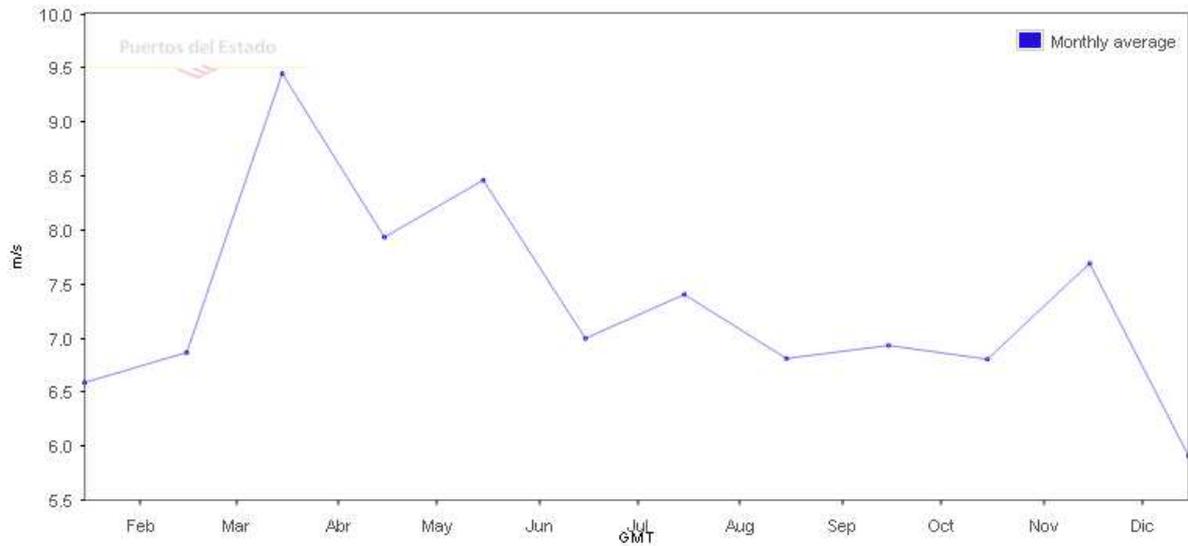


Ilustración 95: Medias mensuales de la velocidad del viento en el punto WANA 6048012 en 2012.

Por lo que la media para 2012 es

2012	
Mes	V (m/s)
enero	6,5
febrero	7
marzo	9,5
abril	8
mayo	8,5
junio	7
julio	7,5
agosto	7
septiembre	7
octubre	7
noviembre	7,5
diciembre	6
Media	7,38

Tabla 2: Velocidad del viento por meses en 2012

Esta media para 2012 también se puede ver en la distribución de la velocidad del viento en ese año:

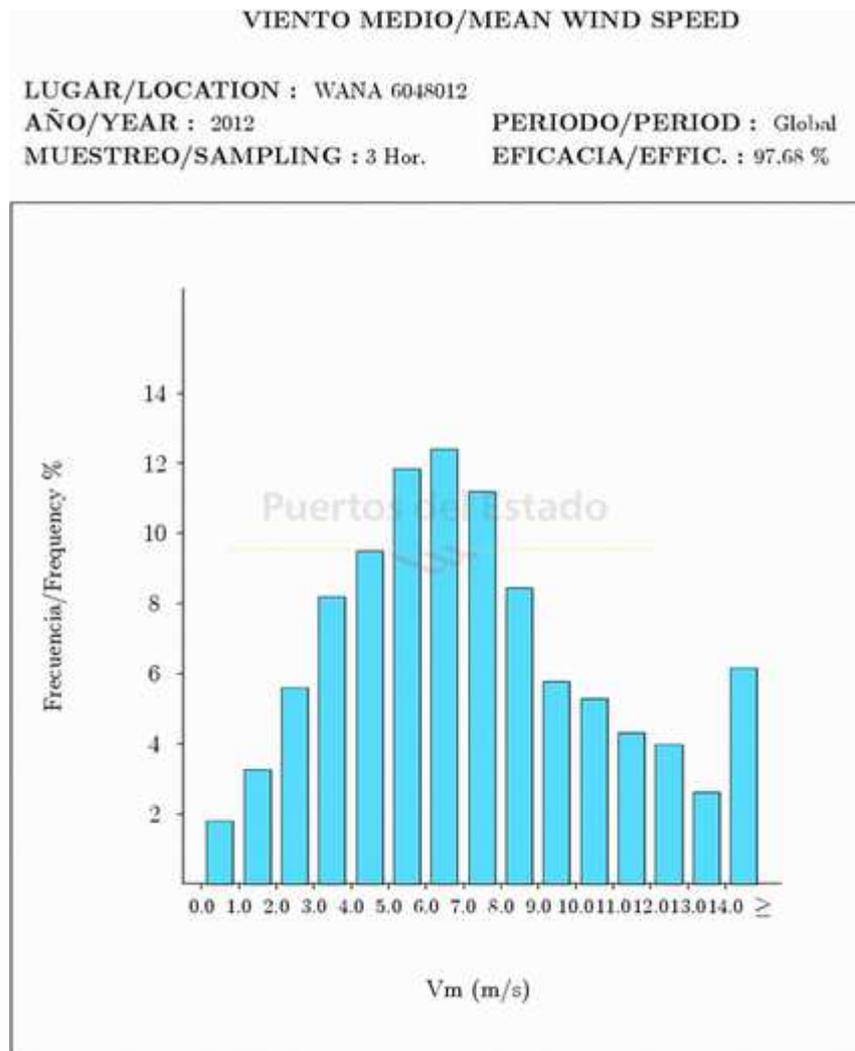


Ilustración 96: Distribución de Weibull año 2012 punto WANA 6048012.

Para el año 2013 se obtienen los siguientes datos:

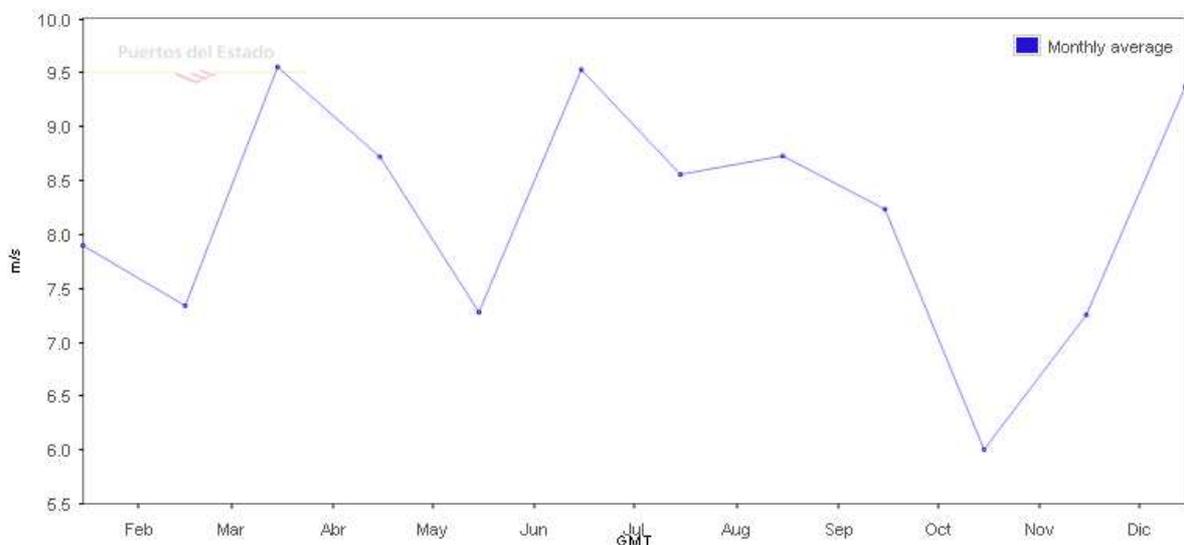


Ilustración 97: Medias mensuales de la velocidad del viento en el punto WANA 6048012 en 2013.

Por lo que la media para 2013 es

2013	
Mes	V (m/s)
enero	8
febrero	7,5
marzo	9,5
abril	9
mayo	7,5
junio	9,5
julio	8,5
agosto	8,5
septiembre	8,5
octubre	6
noviembre	7
diciembre	9,5
Media	8,25

Tabla 3: Velocidad del viento por meses en 2013

Esta media para 2013 también se puede ver en la distribución de la velocidad del viento en ese año:

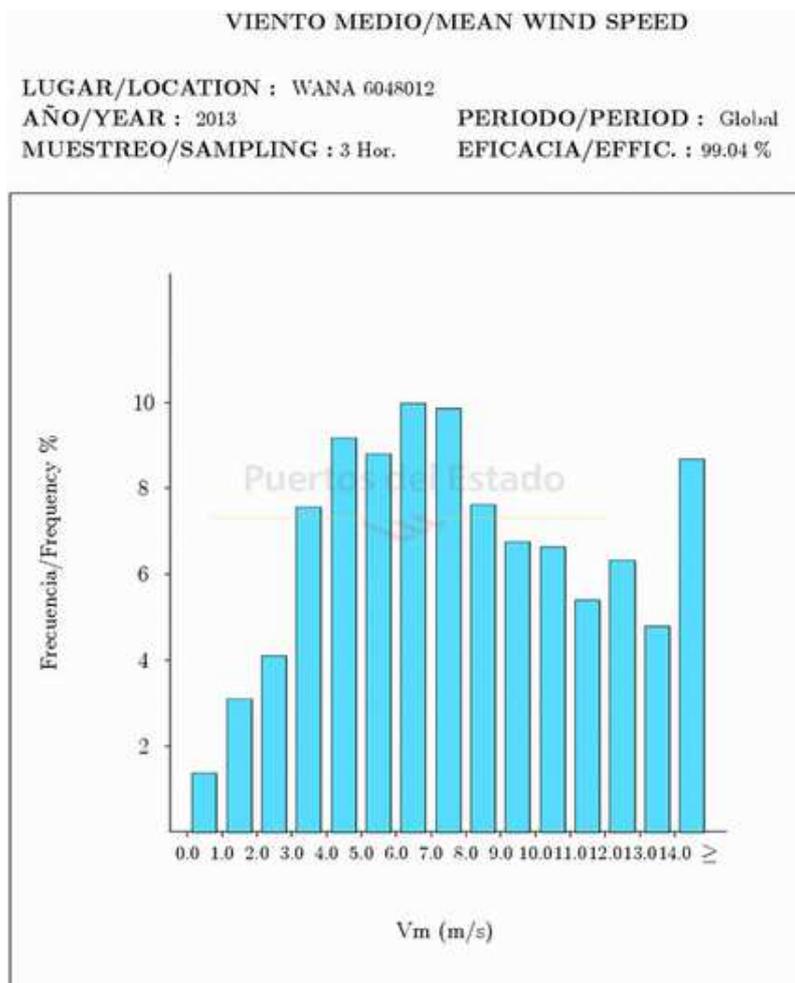


Ilustración 98: Distribución de Weibull año 2013 punto WANA 6048012.

Para el año 2014 se obtienen los siguientes datos:

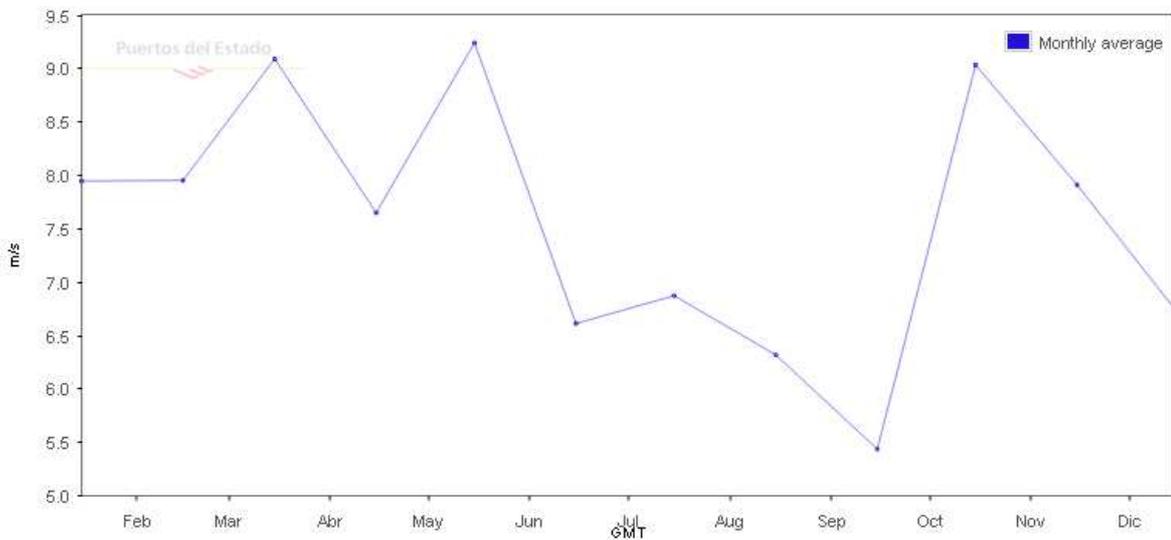


Ilustración 99: Medias mensuales de la velocidad del viento en el punto WANA 6048012 en 2014.

Por lo que la media para 2014 es

2014	
Mes	V (m/s)
enero	8
febrero	8
marzo	9
abril	7,5
mayo	9
junio	6,5
julio	7
agosto	6,5
septiembre	5,5
octubre	9
noviembre	8
diciembre	7
Media	7,58

Tabla 4: Velocidad del viento por meses en 2014

Esta media para 2014 también se puede ver en la distribución de la velocidad del viento en ese año:

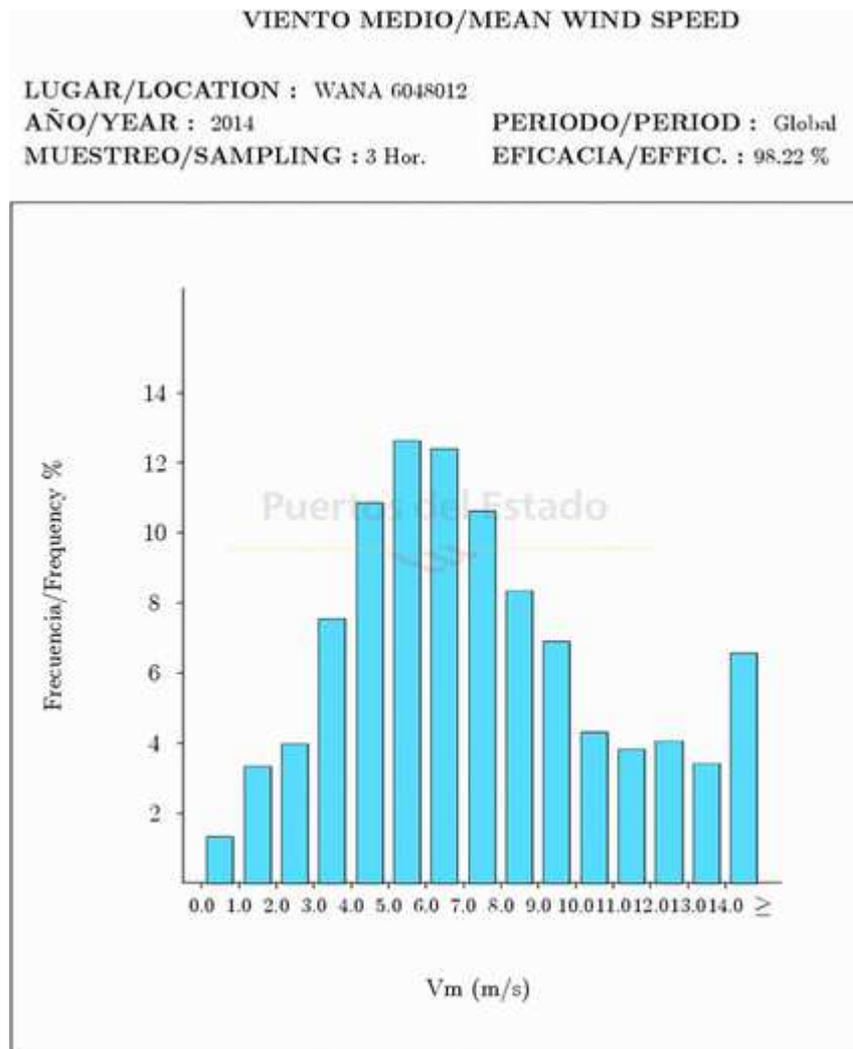


Ilustración 100: Distribución de Weibull año 2014 punto WANA 6048012.

Por lo que se puede concluir que la velocidad media del viento a lo largo de un año, es la media de los 3 años, que es 7,74 m/s. Dado que la aportación a la corriente marina es cercana al 3% (Periáñez, R., & Pascual-Granged, A. 2008), en este caso corresponde a 0,23 m/s, es decir, a la distribución de velocidad, hay que añadirle esta velocidad.

Una vez conocida la distribución de velocidad de la corriente, y la frecuencia en que sucede cada velocidad, para calcular la potencia hidroeléctrica, se utiliza la curva de potencia. Esta curva representa la potencia que se puede obtener a partir de cada velocidad de corriente, y es una curva característica de cada dispositivo.

Para la turbina Kobold, sólo hay curva de potencia del prototipo instalado en el Estrecho de Messina, y es la siguiente:

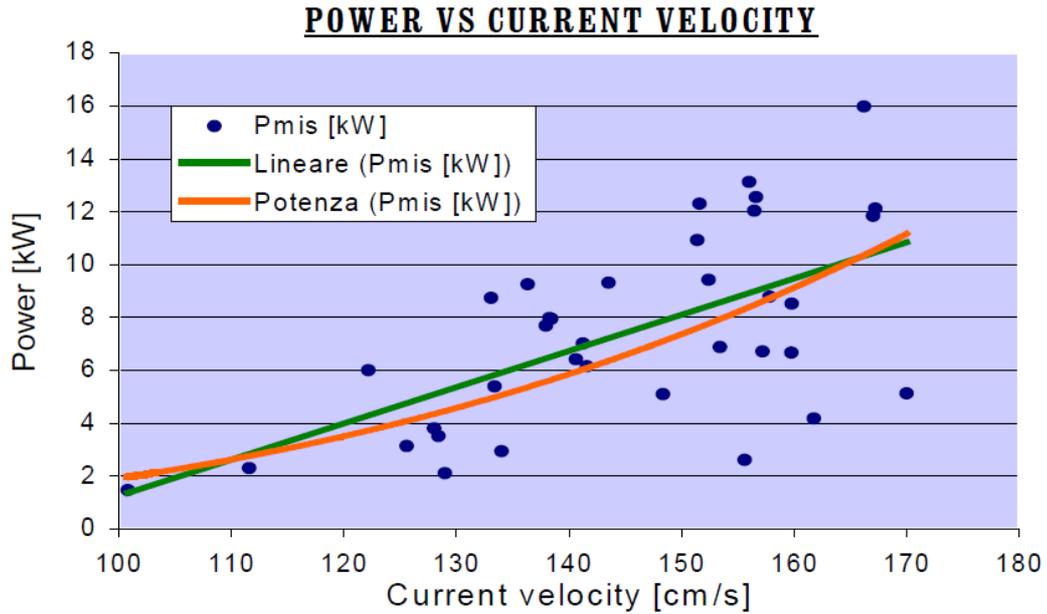


Ilustración 101: Curva de potencia de la turbina Kobold.

Dado el carácter analítico de este proyecto, se ha decidido no hacer uso de dicha curva por ser poco precisa, y tener una aproximación lineal muy alejada de la realidad exponencial de dicha gráfica.

Por lo tanto, conocido el rendimiento de la turbina (0,25) y la ecuación de la potencia hidroeléctrica, se ha procedido a crear una “nueva” curva de potencia. Como se ha comentado con anterioridad, para este estudio nos centraremos en velocidades de corriente cercanas a 1 m/s, así que se ha ensayado con una distribución teórica de velocidades comprendidas entre 0,4 y 1,6 m/s (no se han contemplado menores de 0,4 m/s porque la turbina no se acciona para velocidades inferiores a 0,5 m/s) (Alana E. S. Duerr and Manhar R. Dhanak, 2012). Por lo que los cálculos son los siguientes:

Velocidad (m/s)	Potencia Hidroeléctrica (kW)	Frecuencia sobre 1	Potencias Parciales (kW)
0,4	0,25	0,027	0,007
0,5	0,48	0,033	0,016
0,6	0,83	0,054	0,045
0,7	1,32	0,0798	0,105
0,8	1,97	0,105	0,208
0,9	2,80	0,127	0,357
1	3,84	0,137	0,530
1,1	5,12	0,133	0,684
1,2	6,64	0,114	0,761
1,3	8,44	0,085	0,721
1,4	10,55	0,054	0,573
1,5	12,97	0,029	0,377
1,6	15,74	0,019	0,299

Tabla 5: Velocidades para el cálculo de la curva de potencia de la turbina Kobold

Dando resultado a la siguiente curva

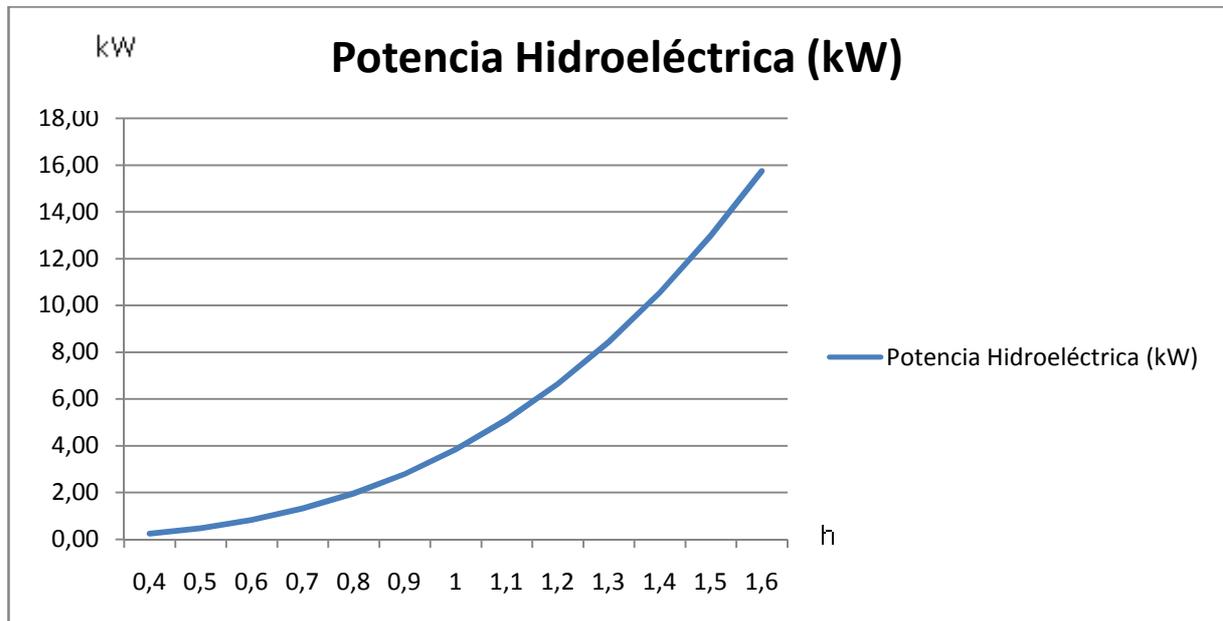


Ilustración 102: Curva de potencia calculada a partir de velocidades comprendidas entre 0,4 y 1,6 m/s.

Una vez conocida la distribución de velocidades y la curva de potencia, ya se pueden obtener datos de la potencia hidroeléctrica. Visto este ensayo numérico, se tomó la decisión de buscar otra vía para los cálculos.

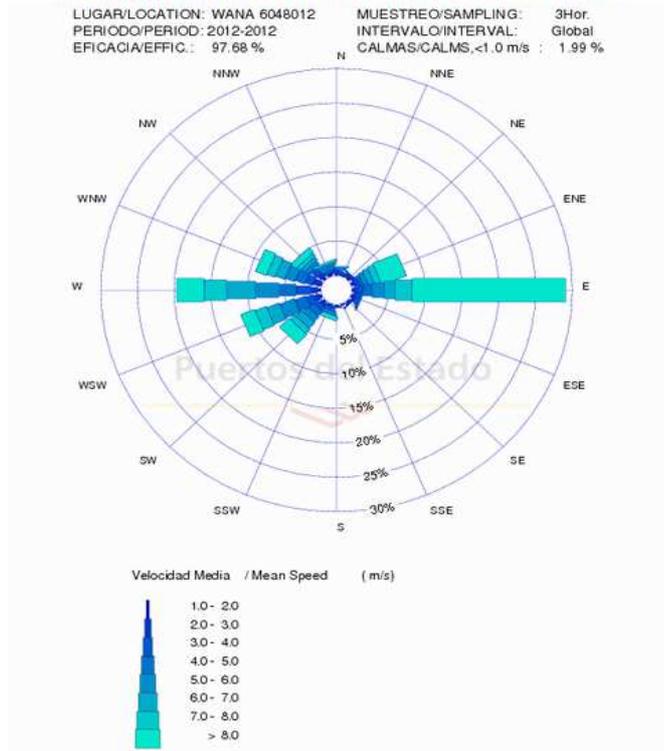
Como línea de futuro, se propone un estudio extenso del aporte del viento a la columna vertical de corrientes propuesta por el Proyecto de Excelencia, dado que hay varias opciones de altura donde situar el parque de turbinas.

6.2 Rosas de vientos del Estrecho de Gibraltar

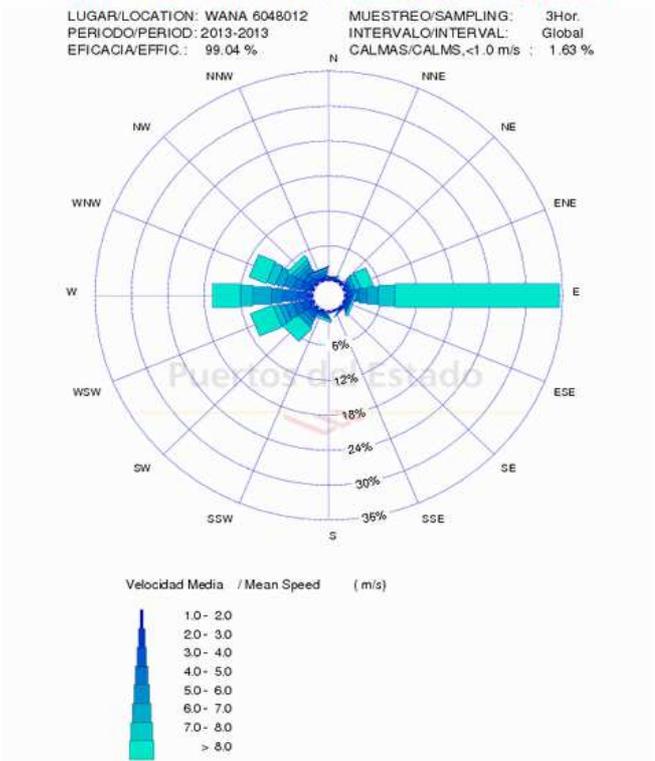
Finalmente se tomó la decisión de realizar un estudio de la zona a nivel de corrientes/vientos, durante un semi ciclo lunar. Para saber si el período de tiempo tomado es representativo o no, recurrimos a las rosas de vientos. Si los vientos de este mismo período de tiempo se aproximan a los vientos medios del Estrecho, entonces daremos por válidos también los datos de corrientes.

Para ello recurrimos a las rosas de vientos de los años 2012, 2013 y 2014:

ROSA DE VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO en WANA 6048012 en el periodo 2012-2012
WIND SPEED ROSE at WANA Point 6048012 , period 2012-2012



ROSA DE VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO en WANA 6048012 en el periodo 2013-2013
WIND SPEED ROSE at WANA Point 6048012 , period 2013-2013



ROSA DE VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO en WANA 6048012 en el periodo 2014-2014
WIND SPEED ROSE at WANA Point 6048012 , period 2014-2014

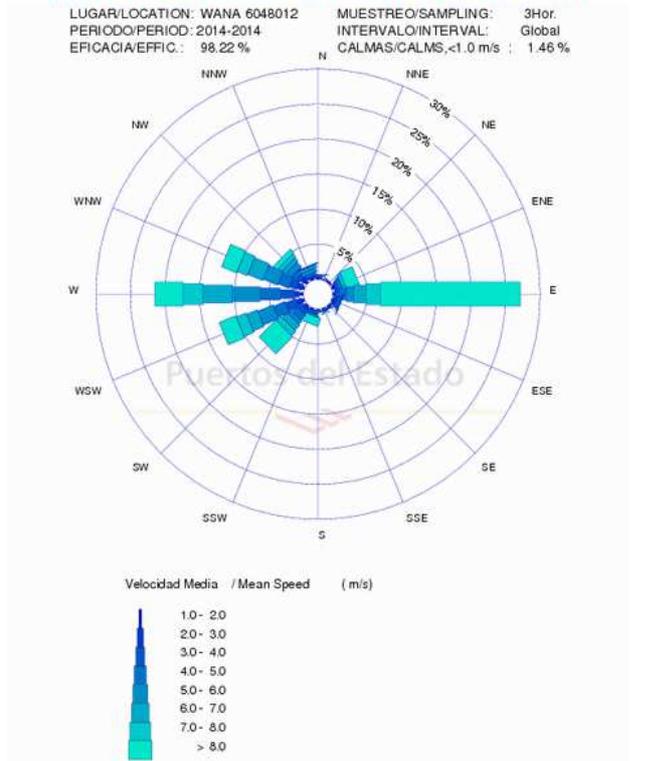


Ilustración 104: Rosas de vientos de los años 2012,13 y 14 respectivamente en el punto WANA 6048012.

Se observa que la media aproximada a lo largo del año es:

- 40% Viento puro de levante.
- 40% Viento de poniente, gran cantidad del cual proviene del Noroeste y Suroeste.
- 20% Aproximadamente de viento variable (remolinos).

Una vez más nos encontramos con otra problemática en los cálculos; los datos tomados de corrientes del Estrecho no son representativos de la zona.

Se realiza nuevamente el estudio de la zona durante un semi ciclo lunar, y combinamos ambos estudios, para obtener una muestra representativa (Anexo A). Los vientos de dicho período se pueden ver en el Anexo B. Una vez tenemos este estudio, vamos a analizarlo para ver si es representativo:

- El 43% del tiempo el viento es de levante (fuerte en gran parte del tiempo).
- El 37 % del tiempo el viento es del poniente, con grandes variaciones de Noroeste a Suroeste.
- El 20% del tiempo el viento es variable, sin marcarse claramente como viento de levante o poniente.

Por lo tanto se puede concluir que se han obtenido datos acordes con las rosas de vientos.

También se ha analizado, que de las 70 instantáneas tomadas (de vientos) para dicho estudio, sólo 11 de ellas corriente y viento llevan el mismo sentido, que es el caso más favorable para que el viento aporte velocidad a la corriente.

Resuelto el problema de obtener las velocidades de corriente para la zona elegida, a continuación se procede a los cálculos del potencial de la turbina Kobold en el Estrecho de Gibraltar.

6.3 Cálculo de las potencias diarias

Una vez realizado el estudio, ya no es necesario añadir el 3% (Periáñez, R., & Pascual-Granged, A. 2008) que añade a la velocidad de corriente el viento, se han tomado velocidades de un modelo de Puertos del Estado, tal que así:

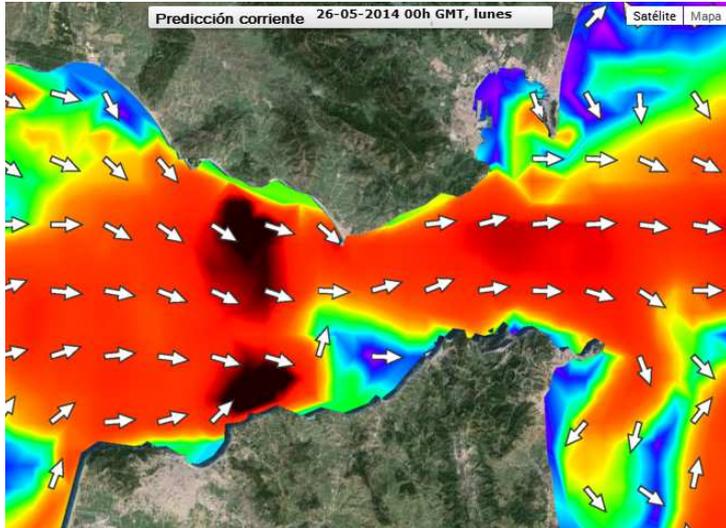


Figura a

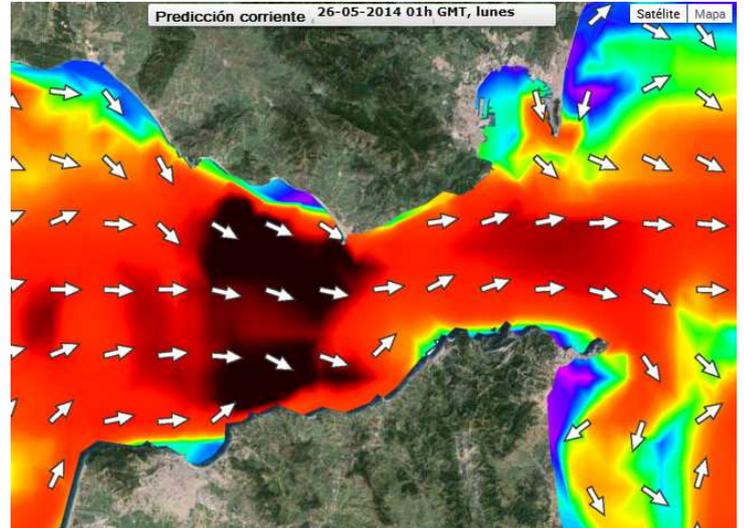


Figura b

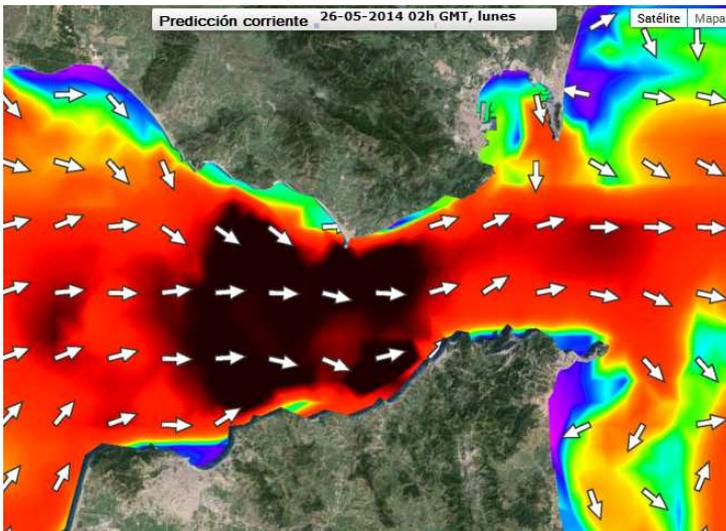


Figura c

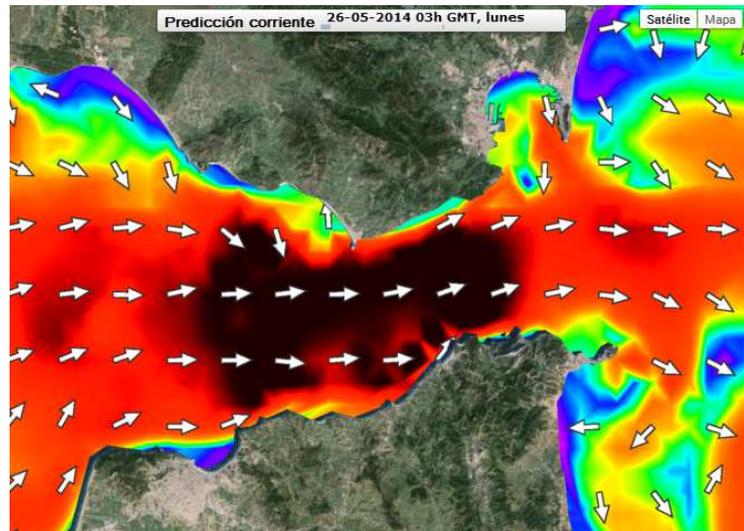


Figura d

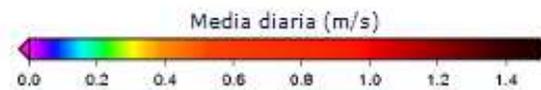


Ilustración 103: Instantáneas tomada para el cálculo de la velocidad de corriente en el Estrecho de Gibraltar.

Llegados a este punto, se toman las velocidades de las instantáneas tomadas (desde las 00h hasta las 12h cada día), y se calcula la potencia hidroeléctrica instantánea para cada una de las instantáneas tomadas. Para estos cálculos es importante tener en cuenta dos consideraciones previas:

- La turbina Kobold no se acciona para velocidades de corriente inferiores a 0,5 m/s (Alana E. S. Duerr and Manhar R. Dhanak, Abril 2012), por lo que para dichas velocidades se considera que la turbina no trabaja.
- Dado que el estudio de las corrientes en el Estrecho se ha realizado durante el mes de Junio, y las mareas son máximas en marzo, se ha añadido un factor corrector de 5% (considerado un valor conservador), para obtener valores medios y extrapolar a todo el año.

De modo que para el día 1 del estudio quedan así los cálculos:

Día 1 de la muestra (h)	Velocidad (m/s)	Añadido Factor corrector del 5%	Velocidad funcional (m/s)	Potencia Instantánea (kW)
0	1,2	1,26	1,26	7,69
1	1,3	1,365	1,365	9,78
2	1,4	1,47	1,47	12,21
3	1,3	1,365	1,365	9,78
4	1,2	1,26	1,26	7,69
5	1,1	1,155	1,155	5,92
6	1	1,05	1,05	4,45
7	0,9	0,945	0,945	3,24
8	0,9	0,945	0,945	3,24
9	0,8	0,84	0,84	2,28
10	0,6	0,63	0,63	0,96
11	0,5	0,525	0,525	0,56
12	0,7	0,735	0,735	1,53

Tabla 6.A: Cálculos Potencia por horas del día 1 de la muestra tomada

Estos cálculos se han realizado para todos los días bajo estudio. A continuación se observa la curva diaria de velocidad da cada uno de los días del estudio:

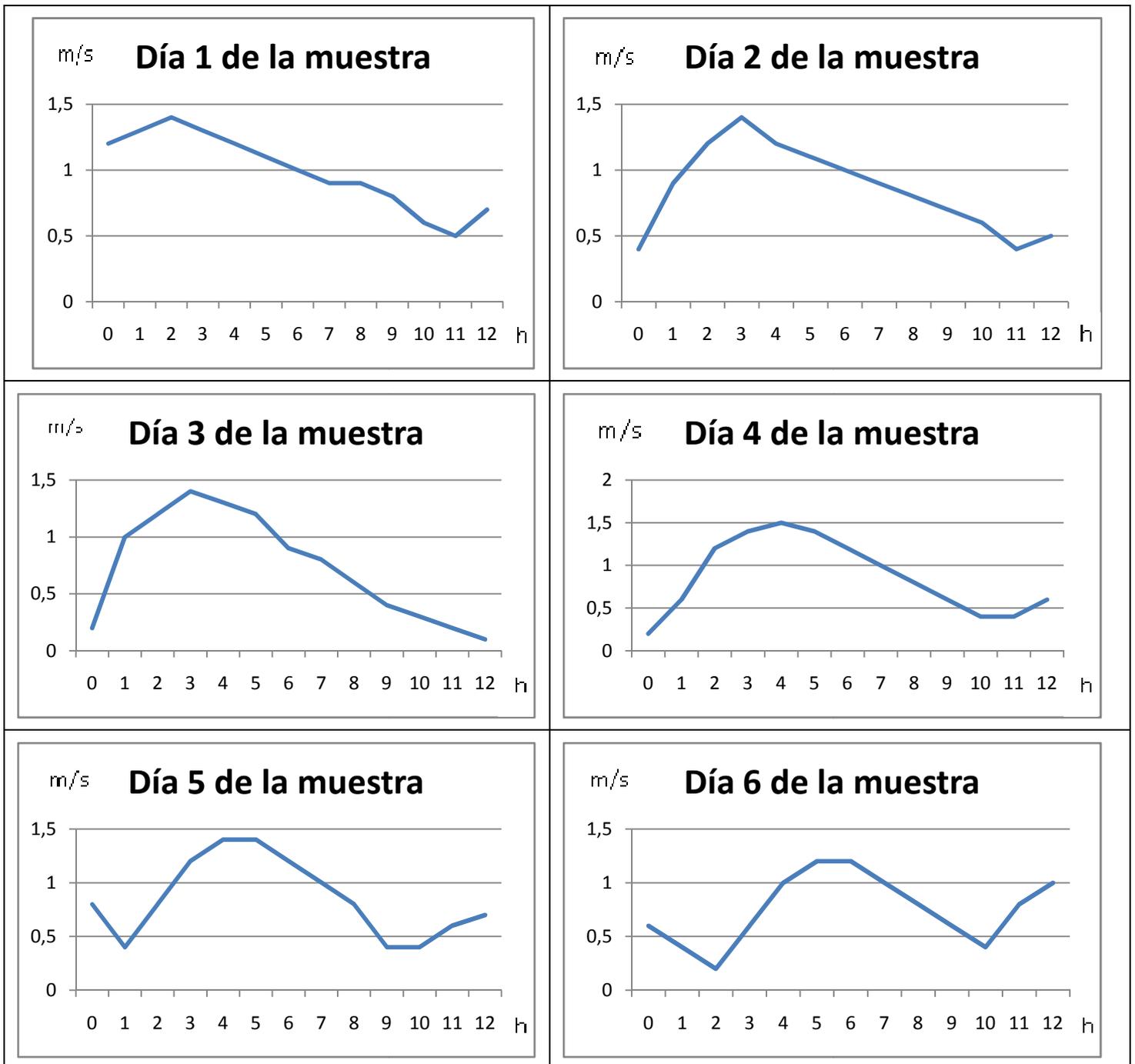


Tabla 6.B: Curva diaria de velocidad de corrientes de la muestra tomada

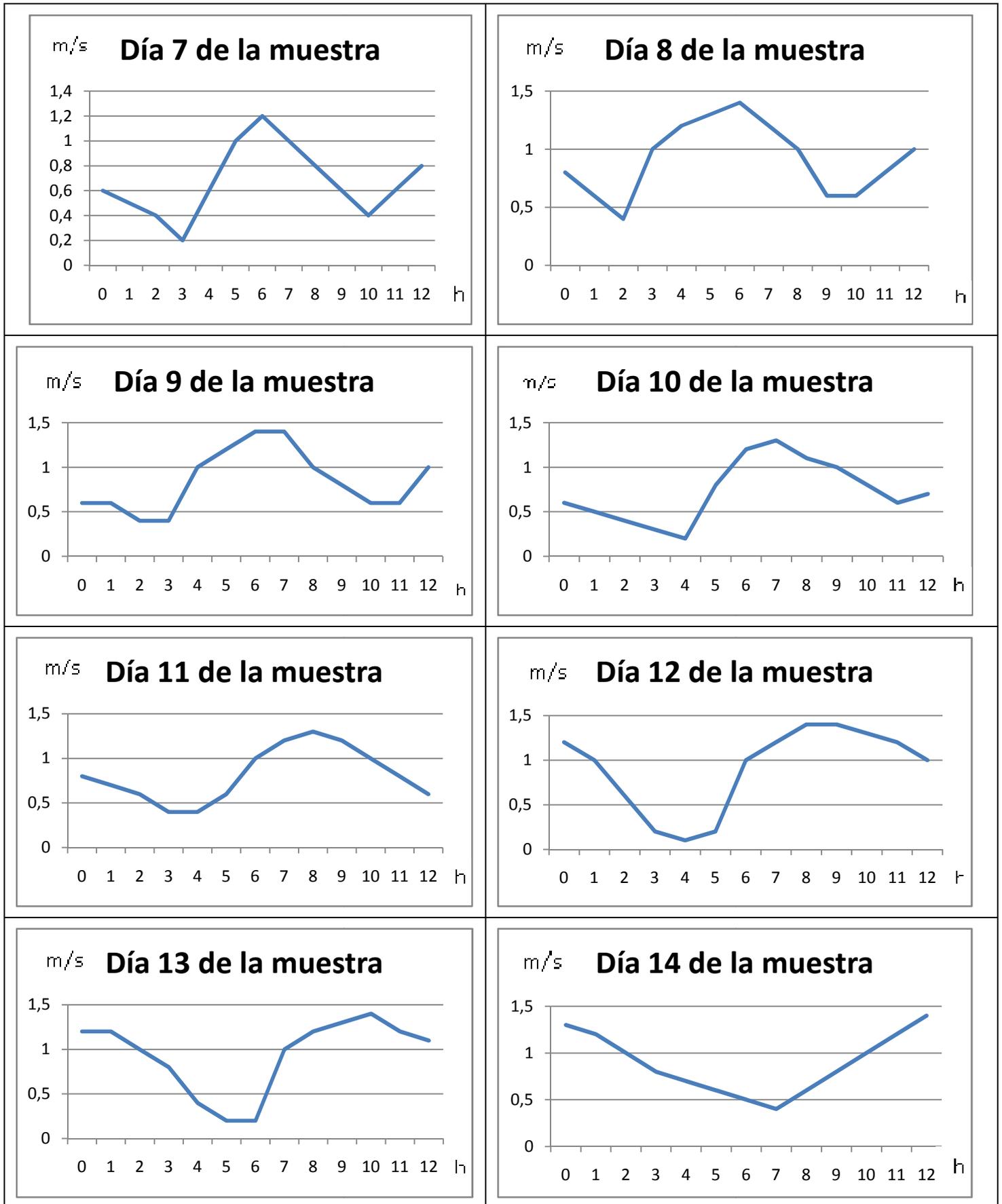


Tabla 6.B: Curva diaria de velocidad de corrientes de la muestra tomada

Una vez conocida la velocidad instantánea, la densidad, el área y el rendimiento de la turbina Kobold, podemos aplicar la fórmula para el cálculo de la potencia, obteniendo los datos para cada día como en la tabla 6.A. Por tanto, las curvas Potencia-Horas día de cada uno de los días de la muestra son:

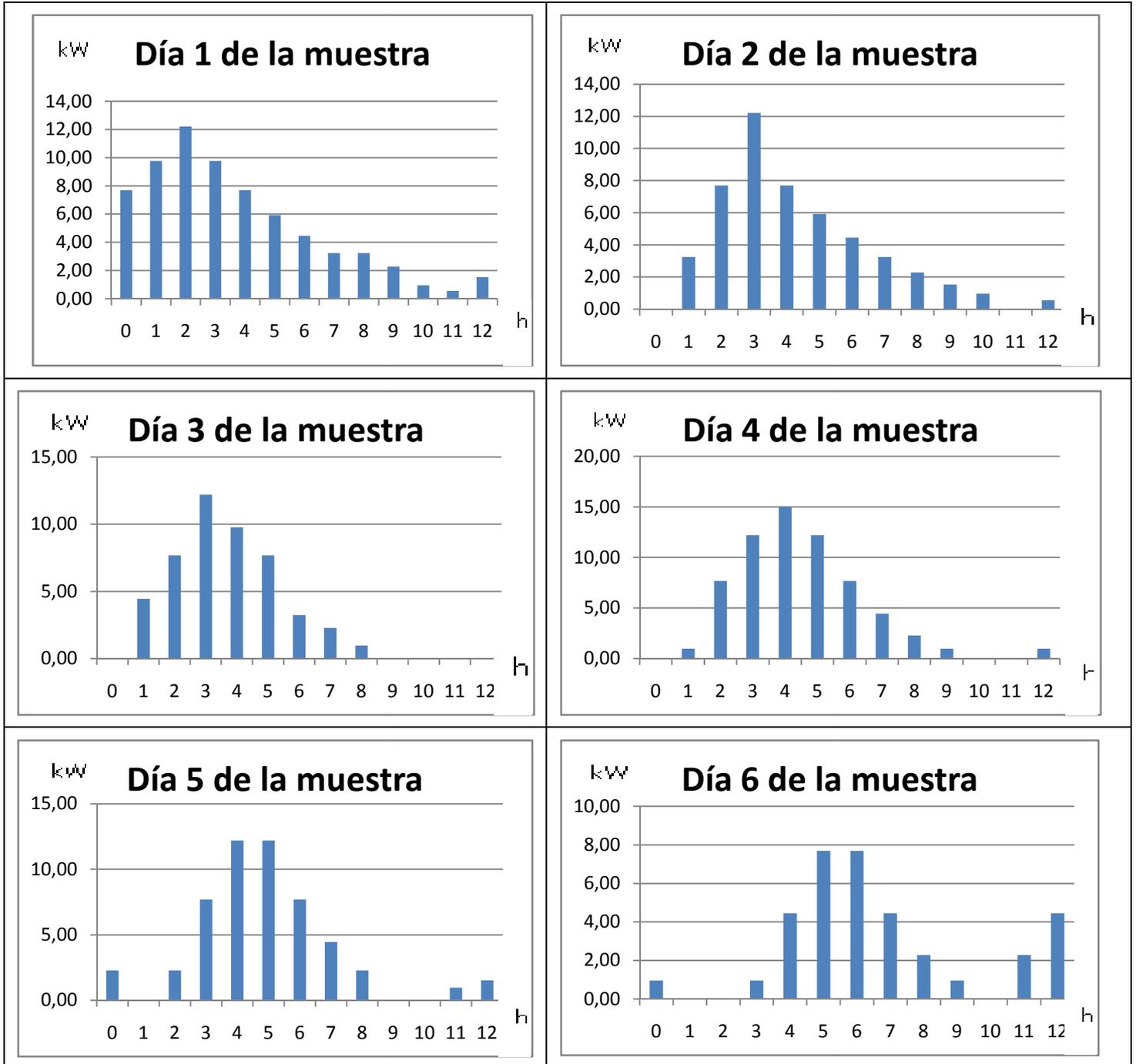


Ilustración 105: Potencias instantáneas por horas días 1 a 6.

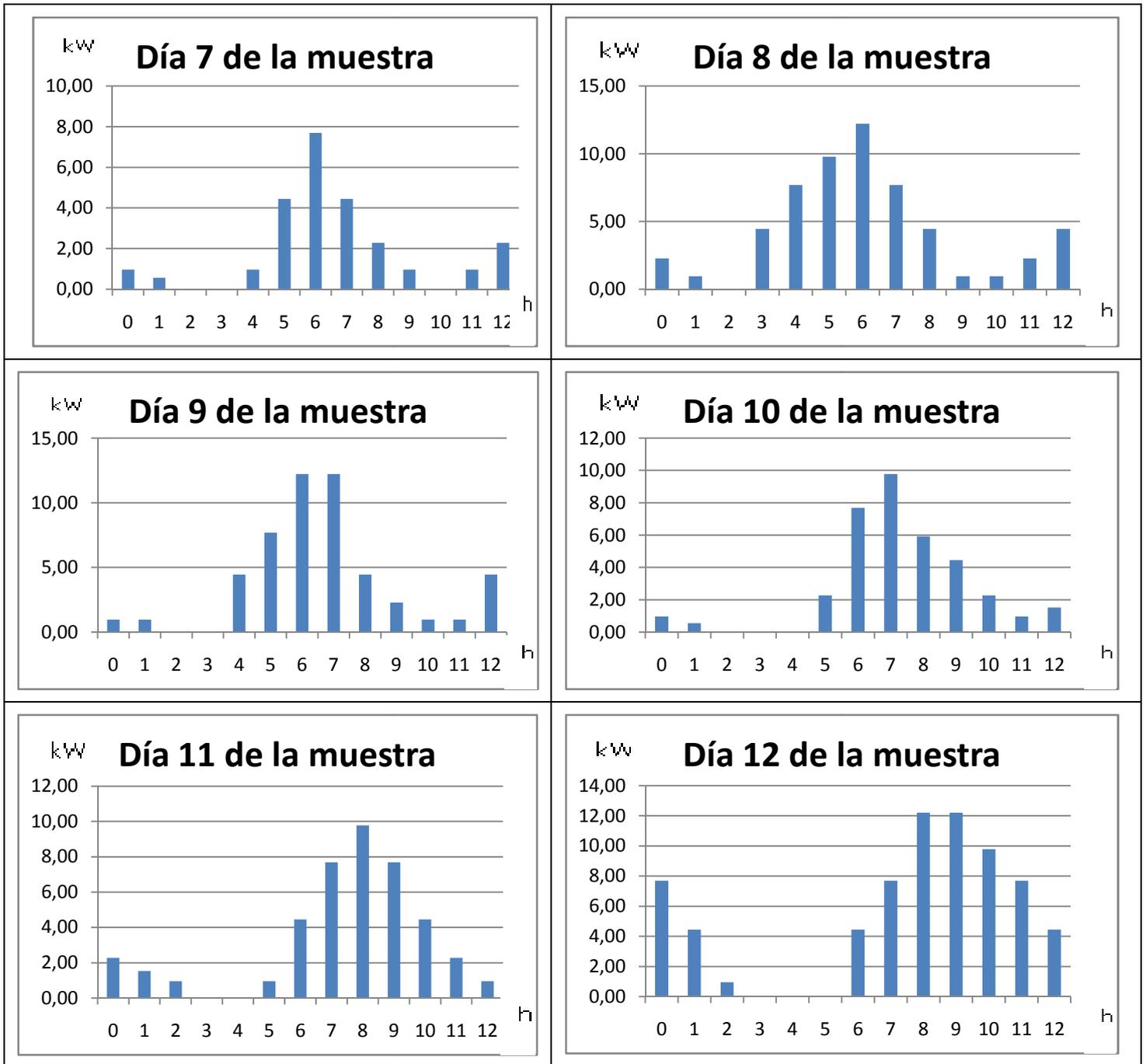


Ilustración 106: Potencias instantáneas por horas días 7 a 12.

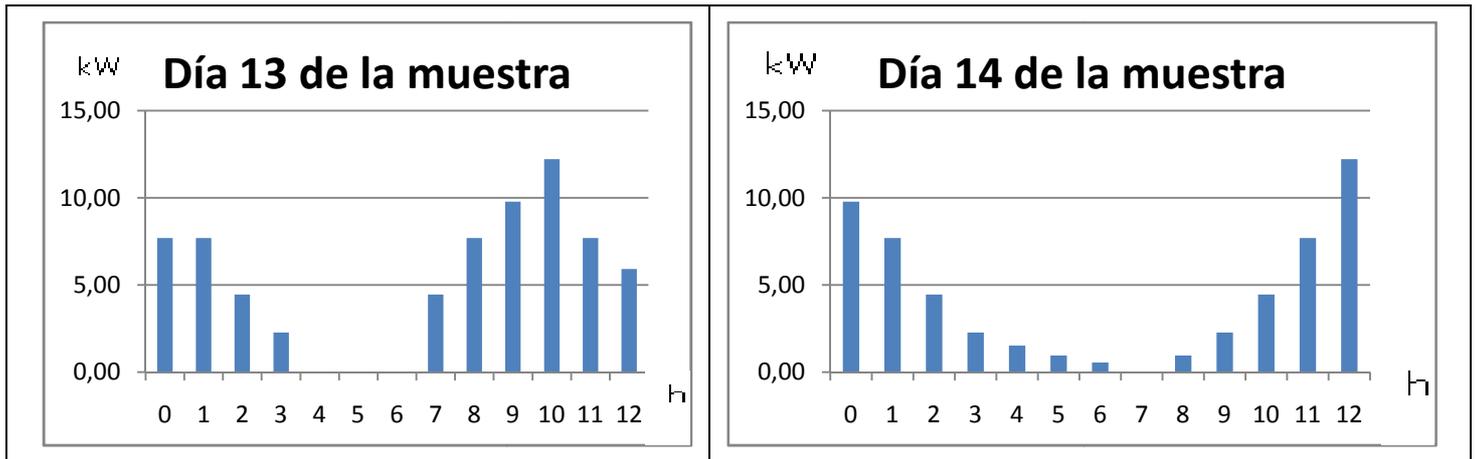


Ilustración 107: Potencias instantáneas por horas días 13 y 14.

Como se puede observar en las gráficas, en algunos casos la Potencia es cero, debido a que la velocidad (con el factor corrector añadido) es inferior a 0,5 m/s (velocidad de corte como se vio anteriormente).

Para llegar a una media por día de Potencia absorbida, es necesario hacer la media a su vez de cada día. Por lo que la media de cada día es la que se observa a continuación:

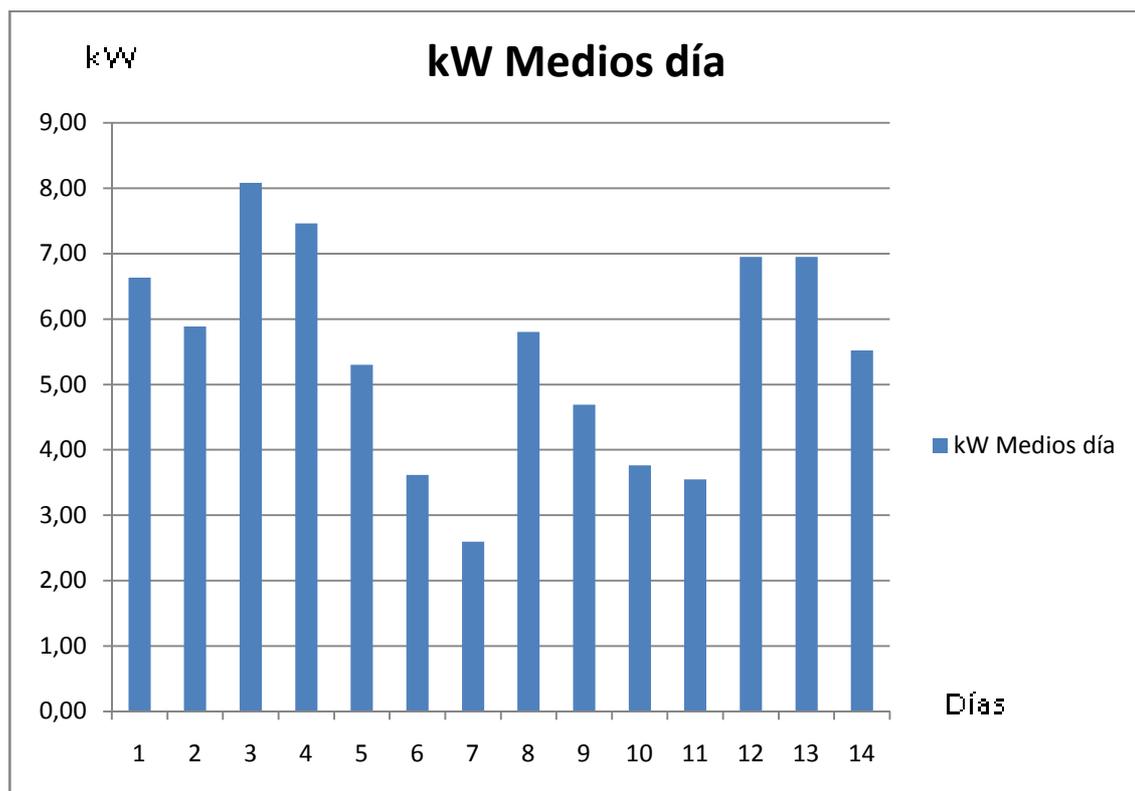


Ilustración 108: Potencia media absorbida por cada día de este estudio.

Cuya media ponderada es 5,49 kW, el cual podemos considerar como valor medio por día de la Turbina Kobold en el Estrecho de Gibraltar, para la zona elegida.

6.4 Elección de número de turbinas Kobold en el parque marino

La zona elegida para la instalación del parque de turbinas, tiene una extensión aproximada de 6 kilómetros cuadrados, y según un estudio realizado por la Universidad de Napoles, el número de turbinas por kilómetro cuadrado es (Sannino G., Artale V. 2012):

Sistema	Densidad Instalación
SeaGen	40 unidades/km ²
Kobold	23 unidades/km ²
GEM	36 unidades/km ²
Fri-el	2,5 unidades/km ²
Verdant Power	16 unidades/km ²

Tabla 7: Número de turbinas por km².

Y tal y como se conoce de la energía eólica, la disposición óptima de las turbinas es en forma de rombo, como se muestra en la figura

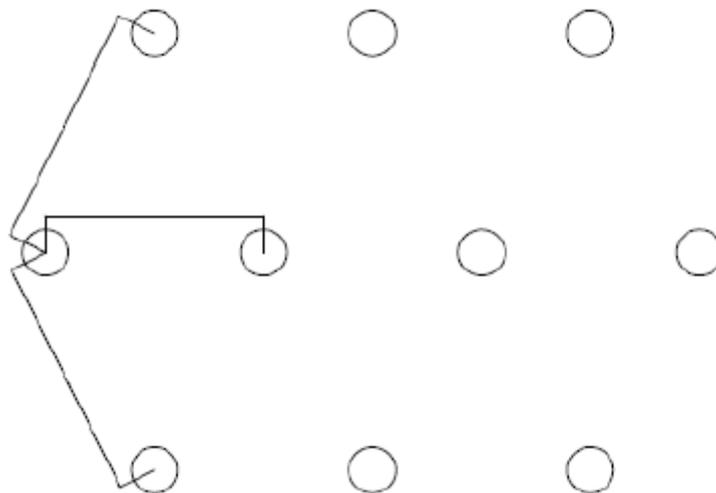


Ilustración 109: Distribución de turbinas en un parque.

Gracias a esta disposición, se reduce el efecto estela (por el cual, se reduce el rendimiento de cada turbina al recibir menor velocidad de corriente, debido a la absorción de las turbinas que están situadas delante). Para este estudio se han tenido en cuenta las siguientes hipótesis:

- 23 turbinas por kilómetro cuadrado son muy pocas, en comparación con la energía eólica.
- Por la densidad del agua, el efecto estela afecta de manera muy inferior de una turbina a otra, con respecto a la corriente de aire.

Apoyándonos en el estudio “Simulated electrical power potential harnessed by marine current turbines arrays in the Alderney Race” (Myers, L., & Bahaj, A. S. 2005), aquí podemos ver casos con diferente; profundidad de operación, diámetro de rotor y espacio entre turbinas.

Nominal operating depth (m)	Rotor diameter (m)	Hub height above seabed (m)	Lateral spacing between MCTs—3D (m)	Subarray dimensions (m)	
				Width	Longitudinal spacing between rows—15D
28	14	14	42	518	210
36	20	19	60	740	300
40	25	20.5	75	925	375

Ilustración 110: Parámetros de profundidad, diámetro rotor y distancia entre turbinas.

Para estas tres situaciones expuestas anteriormente, podemos ver cómo actúa el efecto estela para 10 filas de turbinas.

MCT row number	Normalised reduction in inflow velocity		
	Depth=28 m, $D=14$ m, blockage=10.6%	Depth=36, $D=20$, blockage=11.8%	Depth=40, $D=25$, blockage=13.3%
1	1.00	1.00	1.00
2	0.95	0.94	0.93
3	0.90	0.89	0.87
4	0.85	0.83	0.81
5	0.80	0.78	0.76
6	0.76	0.74	0.71
7	0.72	0.69	0.66
8	0.68	0.65	0.62
9	0.65	0.61	0.58
10	0.61	0.58	0.54

Ilustración 111: Reducción de la velocidad para los tres casos citados.

Por tanto, el efecto estela se ve afectado por:

- A mayor profundidad.
- Con grandes diámetros de rotor.
- Distancia corta entre turbinas.

Ahora se comparará la situación anterior más cercana a la superficie, con el parque de turbinas Kobold.

Como se vio anteriormente, la distribución óptima es de 23 turbinas por kilómetro cuadrado. Para esta turbina, la superficie en contacto directo con el flujo de agua es de 30 m^2 , pero si analizamos linealmente (horizontalmente) el parque marino, vemos que las turbinas ocuparían $k \cdot D$ metros. La distribución elegida para el parque de 23 turbinas por kilómetro cuadrado es:

- Fila 1: 5 turbinas.
- Fila 2: 4 turbinas.
- Fila 3: 5 turbinas.
- Fila 4: 4 turbinas.
- Fila 5: 5 turbinas.

Por tanto analizaremos el caso más desfavorable (5 turbinas en una misma fila). La distancia ocupada por las

turbinas sería $5 \cdot D = 30$ metros. Por tanto de 1 km, el flujo de agua correría libre por 970 metros, o lo que es equivalente, 242,5 m de distancia entre turbina y turbina. Por lo que, la distancia entre turbinas equivaldría a $40D$.

Comparando el caso anterior descrito de 28 m profundidad y 14 m de diámetro, con la turbina Kobold, la cual opera en la superficie, con un diámetro muy inferior al anterior y con distancia entre turbina y turbina muy superior, se toma como supuesto que el efecto estela es despreciable.

Para decidir el número final de turbinas a implantar en el parque, se ha tomado un criterio económico.

Las premisas a los cálculos son las siguientes:

- Se han realizado cálculos para superficies del parque de 1 a 6 kilómetros cuadrados, para obtener un rango amplio de posibilidades.
- Se ha supuesto una ganancia por kWh de 0,10€/kWh (Coiro D.P, 2007).
- El coste de la instalación de una turbina Kobold es del 125.000€ aproximadamente (Coiro D.P, 2007).
- El coste de mantenimiento anual de una turbina Kobold es de 3.000€ (se incluye en el cálculo del coste de electricidad €/kWh) (Coiro D.P, 2007).

Con lo que los cálculos, sabiendo que la Potencia absorbida por una turbina Kobold diariamente es de 5,49 kW según se vio con anterioridad, quedan así:

Kilómetros cuadrados	1	2	3	4	5	6
Nº Turbinas	23	46	69	92	115	138
Potencia obtenida kW	126,18	252,35	378,53	504,71	630,88	757,06
kWh/año	1.105.307	2.210.614	3.315.922	4.421.229	5.526.536	6.631.844
Ganancia electricidad (0,10 €/kWh)	110.530€	221.061€	331.592€	442.122€	552.653€	663.184€
Coste Instalación (125.000€/turbina)	2,875M€	5,750 M€	8,625 M€	11,500M€	14,375 M€	17,250 M€
PayBack (años)	26,01	26,01	26,01	26,01	26,01	26,01
Coste de Energía €/kWh	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

Tabla 8: Costes del parque marino según superficie

Como se puede ver, el PayBack (años para que sea rentable), es muy alto. Dado el carácter lineal de la obtención de potencia con respecto al número de turbinas (pues se ha obviado el efecto estela), las conclusiones a sacar deben englobar todas las posibilidades.

Por tanto, para mejorar el rendimiento económico, se podrían dar los siguientes supuestos:

- Supuesto que se ubicara en una zona con velocidad de corriente media de 2,5 m/s, la Potencia Hidroeléctrica absorbida por cada turbina sería en torno a 70 kW, lo que daría los siguientes resultados:

Kilómetros cuadrados	1	2	3	4	5	6
Nº Turbinas	23	46	69	92	115	138
Potencia obtenida kW	1.610,00	3.220,00	4.830,00	6.440,00	8.050,00	9.660,00
kWh/s	0,45	0,89	1,34	1,79	2,24	2,68
kWh/año	14.103.600	28.207.200	42.310.800	56.414.400	70.518.000	84.621.600
Ganancia electricidad (0,10 €/kWh)	1.410.360€	2.820.720€	4.231.080€	5.641.440 €	7.051.800€	8.462.160 €
Coste Instalación (125.000€/turbina)	2,875M€	5,750M€	8,625M€	11,500M€	14,375 M€	17,250 M€
PayBack (años)	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
Coste de Energía €/kWh	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005

Tabla 9: Costes del parque marino según superficie, para velocidad media de corriente de 2,5 m/s

Por lo que sería muy rentable, y en dos años se habría amortizado, quedando por delante 18 años de funcionamiento antes del fin de la vida útil de las turbinas.

- Un segundo supuesto en el que se mejoraran las prestaciones de la turbina Kobold, se va a suponer que el rendimiento incrementa de 0,25 a 0,45 (valor típico en turbinas axiales). Rehaciendo los cálculos para este rendimiento obtenemos una obtención de Potencia Hidroeléctrica de 9,87 kW, que da a lugar a los siguientes cálculos de viabilidad:

Kilómetros cuadrados	1	2	3	4	5	6
Nº Turbinas	23	46	69	92	115	138
Potencia obtenida kW	227,12	454,24	681,35	908,47	1.135,59	1.362,71
kWh/s	0,06	0,13	0,19	0,25	0,32	0,38
kWh/año	1.989.553	3.979.106	5.968.659	7.958.212	9.947.766	11.937.319
Ganancia electricidad (0,10 €/kWh)	198.955€	397.910€	596.865€	795.821€	994.776€	1.193.731€
Coste Instalación (125.000€/turbina)	2,875M€	5,750M€	8,625M€	11,500M€	14,375M€	17,250M€
PayBack (años)	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45
Coste de Energía €/kWh	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Tabla 10: Costes del parque marino según superficie, para un rendimiento de 0,4

Por lo que sí sería rentable, pero con poco beneficio económico ya que se obtendría beneficio durante los últimos 4 años y medio de vida del parque marino.

7 CONCLUSIONES

De los cálculos del apartado anterior se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- La viabilidad de este proyecto se ve condicionada a los 20 años de vida útil de la turbina Kobold, por lo que no es rentable un parque de turbinas Kobold en el Estrecho de Gibraltar a día de hoy.
- A pesar de obtener poca potencia hidroeléctrica, la gran ventaja de la turbina Kobold es que es capaz de trabajar durante muchas horas. Es por ello que un parque de 5 metros cuadrados, y conociendo que la turbina Kobold trabaja en torno al 76% del tiempo (dato obtenido de la muestra del Anexo A), la obtención de Potencia anual es de 4,2 GW.

Vista la baja rentabilidad económica del parque de turbinas, se propone como líneas de mejora para el futuro: encontrar una ubicación con mayor velocidad de corriente o mejorar el rendimiento para la turbina Kobold.

Visto que desde el punto de vista energético, es un proyecto muy beneficioso, pero no lo es desde el punto de vista económico, como complemento a las propuestas anteriores, se señala que lo ideal sería trabajar en un escenario de múltiples métodos de obtención de energía mediante energías renovables, para bajar los costes de inversión aprovechando unos la instalación de otros.

Por tanto de cara al futuro, se propone la combinación de los siguientes métodos de obtención de energía:

- Aprovechamiento de las corrientes marinas (visto en este estudio).
- Obtención de energía a través de las olas (Energía undimotriz).
- Obtener energía a través de los vientos oceánicos.
- Aprovechamiento del sol (Energía térmica oceánica).

Un dispositivo capaz de combinar los diferentes métodos de obtención de energía marina, será la posibilidad más rentable para obtener energía de los océanos.

A lo anterior, se le suma la previsible bajada de precio de fabricación de la turbina Kobold. Como ejemplo de dispositivos con una notable bajada de precio, vemos las placas solares. A continuación se observa la evolución del precio de un panel solar mediano de 140 Wp (<http://www.lamarea.com>):

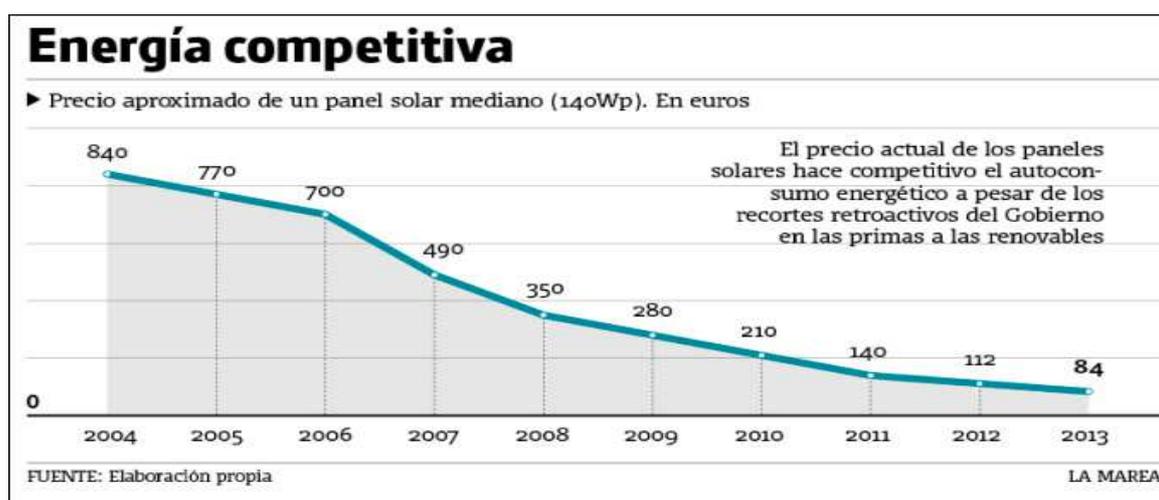


Ilustración 112: Evolución del precio de un panel solar mediano.

Podemos concluir que el problema de rentabilidad económica se podría solucionarse en un futuro con la adición de trabajar en un escenario de múltiples energías renovables y la esperada bajada de coste de adquisición de turbinas Kobold.

BIBLIOGRAFÍA

Alana E. S. Duerr, Manhar R. Dhanak (2012) “*An Assessment of the Hydrokinetic Energy Resource of the Florida Current*”, *Oceanic Engineering, IEEE Journal*. Vol. 37, p. 281-293.

Aircraft Design & AeroFlightDynamics Group (2010) “*GEM - the Ocean's Kite*”, Universidad de Napoles Federico II en colaboración con Eng. Nicola Giorgio Morrone.

Ayza José R. Wilhelmi (2000) “*Energías marinas*”, *Revista del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos*, pg 86-95.

Bedard, R., Previsic, M., Siddiqui, O., Hagerman, G., & Robinson, M. (2005). EPRI Survey and Characterisation “*Tidal Instream Energy Conversion (TISEC) Devices*”. Report EPRI-TP-004 NA.(available online: <http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/004TISECDeviceReportFinal111005.pdf>).

Calcagno, G., & Moroso, A. (2007). “*The Kobold marine turbine: from the testing model to the full scale prototype*”, Presentation slides Tidal Energy Summit, London.

Coiro, D. P., De Marco, A., Nicolosi, F., Melone, S., & Montella, F. (2005). “*Dynamic behaviour of the patented kobold tidal current turbine: numerical and experimental aspects*”. *Acta Polytechnica*, Vol. 45, no 3.

Coiro, D., & Troise, G. (2012). “*Stima della produzione energetica da correnti marine dello Stretto di Messina*”.

Coiro D. P., G. Troise, F. Lioniello (2013) “*Misura del profilo di corrente marina nello Stretto di Messina ai fini della stima della produzione di energia*”.

Encomendero Yépez, Mg. Eleuterio Lucio “*Introducción a las mareas oceánicas*”.

García, R. E. R. (2010). “*Producción de energía eléctrica a partir de los mares*”. *Técnica industrial*, no 288, p. 44-51.

González, M., Liria, P., Amate, J., Domínguez, J., & Uyarra, M. C. (2012). “*Propuesta de clasificación del potencial de las corrientes, mareas y oleaje para su posible aprovechamiento energético*”.

Hagerman, G., Polagye, B., Bedard, R., & Previsic, M. (2006). “*Methodology for estimating tidal current energy resources and power production by tidal in-stream energy conversion devices*”. EPRI North American tidal in stream power feasibility demonstration project, Vol. 1.

Juanes González, J. M. (2007) “*El potencial energético útil de las corrientes marinas en el Estrecho de Gibraltar*”, Tesis doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales, Madrid.

Khan, M. J., Bhuyan, G., Iqbal, M. T., & Quaicoe, J. E. (2009). "Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review". *Applied Energy*, Vol. 86, no 10, p. 1823-1835.

Luján, M., Crespo-Blanc, A., & Comas, M. (2011). "Morphology and structure of the Camarinal Sill from high-resolution bathymetry: evidence of fault zones in the Gibraltar Strait". *Geo-Marine Letters*, Vol. 31, no 3, p. 163-174.

Mayorga, P. / Mayorga, A. I. (2013) "*Energías de las corrientes, potencial existente en España y tecnologías auxiliares: TidalSenseDemo*", Madrid.

Moroso Alberto "*Energia dalle correnti marina – l'esperienza della turbina Kobold*".

Myers, L., & Bahaj, A. S. (2005). "Simulated electrical power potential harnessed by marine current turbine arrays in the Alderney Race". *Renewable Energy*, Vol. 30, no 11, p. 1713-1731.

Niblick, A. L. (2012). "Experimental and analytical study of helical cross-flow turbines for a tidal micropower generation system" Doctoral dissertation, University of Washington.

Puertos del Estado, Portal web (<http://www.puertos.es>).

Portal web, evolución de precio de placas solares (<http://www.lamarea.com/2013/04/29/los-hogares-con-placas-solares-se-enfrentan-a-la-ruina-economica/>).

Pelc, R., & Fujita, R. M. (2002). "Renewable energy from the ocean". *Marine Policy*, Vol. 26, no 6, p. 471-479.

Periáñez, R., & Pascual-Granged, A. (2008). "Modelling surface radioactive, chemical and oil spills in the Strait of Gibraltar". *Computers & Geosciences*, Vol. 34, no 2, p. 163-180.

Quesada, M. C. C., Garrido, J. C. S., & Lafuente, J. G. "Mapa de los flujos de energía en el Estrecho de Gibraltar para su aprovechamiento como fuente de energía renovable", Málaga, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 34, p. 98-109.

Ramón Grünwald, A. (2012). "Estudio de la generación energética con turbinas hidráulicas en las corrientes marinas", Cartagena.

Sannino G., Artale V. (2012). "Studi e valutazioni sul potenziale energetico delle correnti marine". Roma.

Tablas de mareas, Portal web (<http://www.tablademareas.com/pe/ancash/chimbote>)

The Engineering Business Ltd (2005). "Stingray Tidal Stream Energy Device - Phase 3".

The Engineering Business Ltd (2005). "Stingray the Tidal Stream Generator".

Yaakob, O., Ismail, M. A., & Ahmed, Y. M. (2013). “*Parametric Study for Savonius Vertical Axis Marine Current Turbine using CFD Simulation*”, Malaysia.

Yaakob, O. B., Ahmed, Y. M., & Ismail, M. A. (2012). “*Validation study for savonius vertical axis marine current turbine using CFD simulation*”. In Asia-Pacific Workshop on Marine Hydrodynamics, APHydro , p. 3-4.