



Actividad 1

- **Detección de las tecnologías existentes para explotación de la energía Eólica Offshore, especialmente en aguas profundas.**
- **Detección de las tecnologías existentes para explotación de la energía Undimotriz.**

ENTREGABLE I: “Informe de estado de la técnica relativo a la eólica offshore y undimotriz”

RESUMEN EJECUTIVO / EXECUTIVE SUMMARY

El Entregable I, “*Informe de estado de la técnica relativo a la eólica offshore y undimotriz*” tiene como objetivo ofrecer una revisión tanto de las tecnologías empleadas actualmente como de aquellas que están en desarrollo en los sectores de la eólica offshore y undimotriz.

Por una parte, se han revisado las tecnologías actuales implicadas en la generación eólica offshore, a través de la descripción de los componentes inherentes a una instalación eólica marina como son los aerogeneradores, torres meteorológicas, sistemas de evacuación eléctrica (líneas de conexión y transporte eléctrico y subestaciones transformadoras) y las cimentaciones. Asimismo, se han puesto de relieve las tendencias tecnológicas que afectan a los anteriores elementos en el desarrollo de la eólica offshore en aguas profundas.

Una de las mayores tendencias tecnológicas para poder acometer proyectos eólicos en aguas profundas, es el desarrollo de estructuras flotantes. De la treintena de proyectos de eólica flotante que se están desarrollando hoy día en diferentes localizaciones del planeta, únicamente tres instalaciones están conectadas a red, y sólo dos, Windfloat e Hywind se encuentran en una fase pre-comercial/comercial. Éstos y otros 10 sistemas más, considerados en la literatura consultada como los de mayor potencial en el mercado, fueron revisados de forma detallada. Para finalizar, se ha incluido la descripción técnica de 6 proyectos españoles en el ámbito de la tecnología flotante.

En relación con la energía Undimotriz, se han desarrollado numerosos dispositivos para el aprovechamiento de la energía de las olas, más de 1000 patentes de las cuales escasamente 30 están en fase de ensayos en mar o están más desarrolladas. Entre los numerosos países que se han embarcado en el reto del desarrollo de la energía de origen Undimotriz, destacan Estados Unidos como líder del escenario mundial y Reino Unido en segundo lugar. Le siguen Noruega, Dinamarca, España, Irlanda y Australia.

A lo largo del informe, además de tratar en profundidad las diferentes tecnológicas de conversión y su clasificación, se ha recogido la descripción detallada e individualizada de los 30 dispositivos más maduros.

The Deliverable I, "*State of art on offshore wind and wave power*" is aimed to provide a review of current and emerging technologies in offshore wind and wave energies.

First, it has been reviewed the current technologies involved in offshore wind generation, through the description of the inherent components belonging to a offshore wind facility such as offshore wind turbines, meteorological towers, electric systems and foundations. It has also been highlighted the technological trends affecting the items mentioned above for the development of deepwater offshore wind power.

One of the biggest technology trends to undertake deepwater projects is the development of floating structures. About thirty floating offshore wind projects are being developed today in different locations, but only three are grid-connected, and only two, WindFloat and Hywind are considered at a commercial/pre-commercial phase. These two and other 10 additional systems (considered in the literature with the greatest potential), have been reviewed in detail. The technical description of 6 Spanish floating projects is also included.

Regarding wave energy, there are many conversion devices with more than 1,000 patents, but barely 30 are undergoing sea trials or are considered more developed. Among the countries that have embarked on wave energy development, United States stands as the worldwide leader, meanwhile the UK holds the second place, followed by Norway, Denmark, Spain, Ireland and Australia.

Additionally to the description and classification of the different technological conversion systems, an individual detailed description of the 30 most mature devices previous mentioned has been provided.

Índice de Contenidos

1. DETECCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EXISTENTES PARA EXPLOTACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE	9
1.2. AEROGENERADORES MARINOS	10
1.2.1 FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR	10
1.2.2 AEROGENERADOR MARINO VS TERRESTRE	11
1.2.3 TIPOS DE AEROGENERADORES.....	14
1.2.4 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR MARINO	16
1.3. TORRES METEOROLÓGICAS	20
1.4. CIMENTACIONES	22
1.4.1 CIMENTACIONES FIJAS (AGUAS POCO PROFUNDAS E INTERMEDIAS)	23
1.4.2 CIMENTACIONES FLOTANTES (AGUAS PROFUNDAS).....	27
1.4.2.1 Conceptos de soportes flotantes	27
1.4.2.2 Sistemas de amarre y anclaje.....	31
1.5. EVACUACIÓN ELÉCTRICA	34
1.5.1 SISTEMA DE CONEXIÓN Y TRANSPORTE ELÉCTRICO.....	34
1.5.2 CONFIGURACIONES DEL CLÚSTER	38
1.5.3 ARQUITECTURAS DE INTERCONEXIÓN.....	40
1.5.4 SUBESTACIÓN OFFSHORE	42
1.6. DESARROLLO FUTURO DE LOS AEROGENERADORES OFFSHORE	44
1.7. EJEMPLOS SISTEMAS FLOTANTES.....	49
1.7.1 Proyecto SWAY (SPAR).....	52
1.7.2 Proyecto HyWind (SPAR).....	54
1.7.3 Proyecto Blue H (TLP).....	55
1.7.4 Proyecto Windfloat.....	56
1.7.5 Proyecto Windflo.....	57
1.7.6 Proyecto Vertiwind.....	58
1.7.7 Proyecto Windsea.....	59
1.7.8 Proyecto Hexicon Energy	60
1.7.9 Otros proyectos	61
• Proyecto IDEOL	61
• Proyecto DEEPWIND.....	61
• Proyecto GICON	62
• Proyecto Advanced Floating Turbine (AFT).....	63
1.7.10 Proyectos Españoles sobre eólica en aguas profundas	64
• Proyecto IPRWIND.....	64
• Proyecto IDERMAR.....	65
• Proyecto TLP Iberdrola	66

• Proyecto EOLIA	67
• Proyecto AZIMUT	68
• Proyecto Floatgen	68
2. DETECCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EXISTENTES PARA EXPLOTACIÓN DE LA ENERGÍA UNDIMOTRIZ	69
2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN	70
2.2 PRINCIPALES PAISES Y PROYECTOS VINCULADOS AL DESARROLLO DE LA ENERGÍA UNDIMOTRIZ.....	77
2.3 PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA UNDIMOTRIZ	83
Dispositivo 1: WAVE DRAGON	86
Dispositivo 2: POWER BUOY.....	87
Dispositivo 3: PELAMIS.....	88
Dispositivo 4: AQUABUOY	89
Dispositivo 5: ARCHIMEDES WAVE SWING	90
Dispositivo 6: COLUMN OSCILANTE DE AGUA- OWC (LIMPET)	91
Dispositivo 7: OE BUOY	92
Dispositivo 8: WAVE PLANE	93
Dispositivo 9: OWES - OCEANLINX	94
Dispositivo 10: WAVEROLLER	95
Dispositivo 11: OYSTER.....	96
Dispositivo 12: CETO	97
Dispositivo 13: FO ³	98
Dispositivo 14: WAVEBOB	99
Dispositivo 15: SEAWAVE SLOT- CONE XENERATOR (SSG).....	100
Dispositivo 16: WAVESTAR	101
Dispositivo 17: SALTER DUCK	102
Dispositivo 18: MIGHTY WHALE & JAMSTEC	103
Dispositivo 19: TAPCHAN	104
Dispositivo 20: S.D.E ENERGY CONVERTER	105
Dispositivo 21: ANACONDA WAVE CONVERTER.....	106
Dispositivo 22: ECOFYS WAVE ROTOR.....	107
Dispositivo 23: MANCHESTER BOBBER	108
Dispositivo 24: ENERGEN WAVE GENERATOR	109
Dispositivo 25: MCCABE WAVE PUMP	110
Dispositivo 26: DCEM.....	111
Dispositivo 27: Water Pump WAVEBERG	112
Dispositivo 28: SEADOG wave-pump	113
Dispositivo 29: OWEL WEC	114
Dispositivo 30: SEABASED	115

Índice de Figuras

Figura 1: Distancia y profundidad de parques eólicos marinos	9
Figura 2: Sustentación aerodinámica.....	10
Figura 3: Comparación entre costes y competitividad offshore vs onshore	12
Figura 4: Principales diferencias con aerogeneradores onshore.....	13
Figura 5: Tipos de aerogeneradores	14
Figura 6: Componentes principales de un aerogenerador.....	16
Figura 7: Esquema de multiplicador.....	17
Figura 8: Esquema del sistema de orientación de un aerogenerador	18
Figura 9: Pieza de transición.....	19
Figura 10: (Izq.) Torre meteorológica FINO 1 en el mar del Norte. (Der.) Torre meteorológica IDERMAR	21
Figura 11: Tipos de cimentaciones y profundidades típicas	22
Figura 12: Esquema de las estructuras de soporte de aerogeneradores.....	23
Figura 13: Cimentación GBS.....	23
Figura 14: Subestructura tipo cámara de succión.....	24
Figura 15: Cimentación monopilote	25
Figura 16: Cimentación tipo trípode	25
Figura 17: Cimentación tipo tripilote.....	26
Figura 18: Cimentación tipo jacket.....	26
Figura 19: Principales conceptos de soportes flotantes atendiendo al sistema de estabilización estático empleado	28
Figura 20: Estructuras de soporte de aerogeneradores más utilizados en aguas profundas	28
Figura 21: Tipos de amarre para estructuras flotantes	31
Figura 22: Clasificación de los amarres	32
Figura 23: Esquema de la conexión eléctrica de un parque eólico offshore	34
Figura 24: Tecnologías disponibles para transferencia eléctrica en parques offshore.....	35
Figura 25: Salidas del cable de MT de los aerogeneradores	36
Figura 26: Composición del cable eléctrico submarino.....	36
Figura 27: Medios de protección del cableado (Izda.: mantos de hormigón, Dcha.: bolsas de arena)	37
Figura 28: Principales configuraciones para el agrupamiento de generadores en parques de energías marinas	38
Figura 29: Arquitecturas de interconexión típicas	40
Figura 30: Esquema de subestación offshore.....	42
Figura 31: Montaje de subestación offshore sobre su cimentación (Dcha.): monopilote, (Izd.) jacket	43
Figura 32: Subestación de transformación flotante en el parque Fukushima.....	43
Figura 33: Evolución futura eólica marina	44

Figura 34: Evolución de las cimentaciones	45
Figura 35: Evolución tamaño del rotor	46
Figura 36: Estado de desarrollo de los principales dispositivos flotantes semisumergibles, SPAR y TLP	51
Figura 37: Proyecto SWAY	52
Figura 38: Características del HyWind.....	54
Figura 39: Características del Blue H	55
Figura 40: Características del WindFloat	56
Figura 41: Turbina Windflo, versión bipala.....	57
Figura 42: Proyecto Vertiwind	58
Figura 43: Proyecto Windsea.....	59
Figura 44: Plataforma Hexicon y miembros del consorcio.....	60
Figura 45: Esquema del prototipo IDEOL	61
Figura 46: Esquema del prototipo DEEPWIND.....	61
Figura 47: Esquema del prototipo GICON	62
Figura 48: Esquema sistema AFT	63
Figura 49: Esquema del prototipo IPRWIND	64
Figura 50: Consorcio proyecto IPRWIND	64
Figura 51: Proyecto Idermar.....	65
Figura 52: Esquema del prototipo TLP Iberdrola	66
Figura 53: Consorcio EOLIA	67
Figura 54: Pruebas en canal de las soluciones desarrolladas en el proyecto EOLIA	67
Figura 55: Clasificación de dispositivos de conversión Undimotriz	70
Figura 56: Clasificación de dispositivos según su ubicación	71
Figura 57: Clasificación de dispositivos según su tamaño y orientación	72
Figura 58: Clasificación de dispositivos según su principio de captación.....	73
Figura 59: Equivalencia de dispositivos undimotrices según sistema PTO.....	76
Figura 60: Fotografías del sistema PowerBuoy	77
Figura 61: Fotografías de los dispositivos Oyster, AWS, OWC-Limpet y Pelamis.	78
Figura 62: Fotografías de los dispositivos FO3 y SSG.	78
Figura 63: Fotografías de los dispositivos Wave Dragon, WavePlane y Wavestar.....	79
Figura 64: Fotografías de los dispositivos Pysis, Oceantec, Wavecat e Hidroflot.....	80
Figura 65: Fotografías de los dispositivos OE Buoy y Wavebob.....	81
Figura 66: Fotografía de los dispositivos OWES y CETO.	82
Figura 67: Esquema del sistema AquaBuoy.	82
Figura 68: Fotografía del sistema Waveroller.	82

Índice de Tablas

Tabla 1: Resumen de las características de las turbinas eólicas terrestres y marinas y estimaciones futuras	12
Tabla 2: Comparativa de alternativas de conexión. Fuente: Fundación Asturiana de la Energía	41
Tabla 3: Sistemas flotantes a nivel mundial	50
Tabla 4: Tecnologías líderes en la captación de energía de las olas	84

1. DETECCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EXISTENTES PARA EXPLOTACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE

La eólica marina es un negocio en desarrollo (5,9 GW ya instalados) y con grandes expectativas de crecimiento en todo el mundo (100 GW en 2025) y sobre todo en Europa (40 GW en 2020)¹.

Las primeras instalaciones de turbinas en el mar se realizaron en aguas no profundas utilizando las tecnologías existentes para parques en tierra y las tecnologías desarrolladas por el sector de extracción de petróleo y gas en alta mar.

Conforme ha ido avanzando el desarrollo de la energía eólica marina, han surgido nuevas necesidades. Principalmente el hecho de que los mejores emplazamientos se encuentran ubicados a mayores distancias de la costa, donde las profundidades son superiores a los 40 m, dio lugar a que aflorasen los puntos débiles de la tecnología utilizada hasta ese momento y la necesidad de disponer de nuevas tecnologías específicas para la construcción de parques eólicos marinos en aguas profundas a un nivel competitivo en el mercado.

En estas profundidades ya no resulta posible la instalación de turbinas mediante las técnicas convencionales de cimentación, por lo que surge una nueva línea de investigación en materiales y estructuras para su aplicación en aguas de más de 40 m de calado.

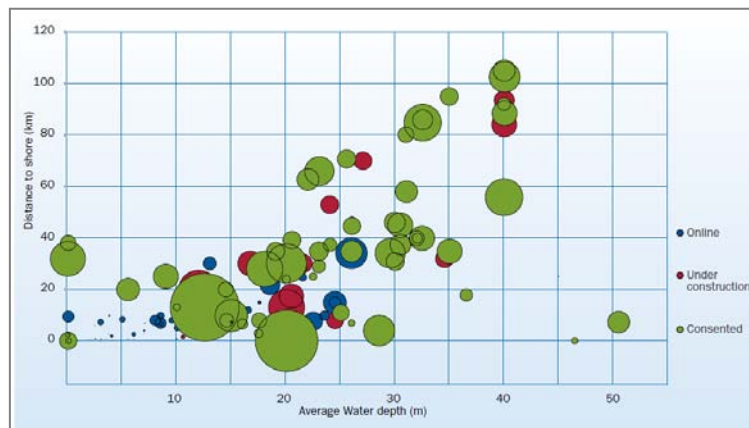


Figura 1: Distancia y profundidad de parques eólicos marinos. Fuente: EWEA

En este informe se pretenden revisar las tecnologías actuales implicadas en la generación eólica offshore, a través de la descripción de los componentes inherentes a una instalación eólica marina como son los aerogeneradores, torres meteorológicas, evacuación eléctrica (líneas de conexión y transporte eléctrico y subestaciones transformadoras) y las cimentaciones.

Asimismo, se pondrán de relieve las tendencias tecnológicas que afectan a los anteriores elementos en el camino del desarrollo de la eólica offshore en aguas profundas.

¹ EWEA - The European Wind Energy Association

1.2. AEROGENERADORES MARINOS

1.2.1 FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR

Un aerogenerador es un dispositivo que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica.

El funcionamiento de las antiguas turbinas eólicas, de modo similar a los molinos de viento, se basaba en el principio de la resistencia al arrastre que ofrecen las palas frente a la acción del viento. Este diseño, no aerodinámico, conducía a un rendimiento de conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje de la máquina muy pequeño.

Las turbinas modernas funcionan bajo el principio de la fuerza de sustentación que se desarrolla en la pala debido a su diseño aerodinámico, de modo similar al ala de un avión. El avance en el diseño aerodinámico y estructural de las palas, ha permitido incrementar el rendimiento de conversión a valores cercanos al límite teórico.

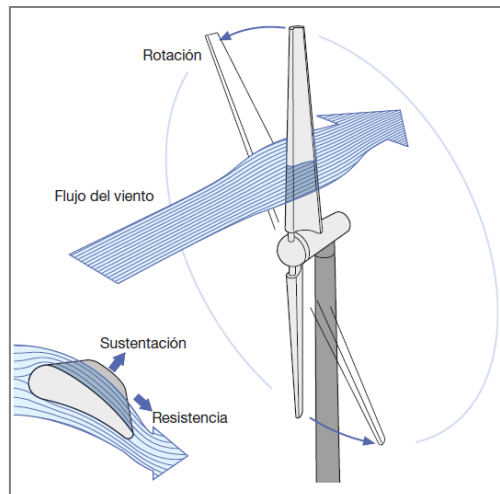


Figura 2: Sustentación aerodinámica. Fuente: Plantas eólicas | ABB Cuaderno técnico

La sustentación en las alas de un avión es capaz de levantarlo del suelo y mantenerlo volando, mientras que en un aerogenerador, dado que las palas son solidarias con la torre, provoca su rotación alrededor del eje del buje. Al mismo tiempo se genera una fuerza de resistencia que se opone al movimiento y es perpendicular a la sustentación.

1.2.2 AEROGENERADOR MARINO VS TERRESTRE

Las principales características de la eólica marina se pueden resumir en los siguientes puntos:

Factores dominantes en offshore: clima, viento y oleaje

↳ Los emplazamientos offshore están condicionados por la climatología, la velocidad del viento y la altura de las olas

Difícil acceso

↳ Emplazamientos lejos de costa y requieren de medios de acceso e instalación costosos (Barco Jack-Up ~ 150 k€/día)

Eólica marina no significa eólica terrestre en el mar

↳ Las turbinas requieren una adaptación al medio marino y una optimización para obtener la máxima producción

- Recurso eólico más elevado
- Necesidad de reducir O&M offshore

Las instalaciones eólicas marinas presentan **características diferenciadas y ventajosas frente a las instalaciones en tierra**, principalmente:

- Las instalaciones offshore permiten aprovechar vientos de mayor intensidad, se dispone de un potencial eólico muy superior a bajas cotas que en un emplazamiento tierra adentro, llegando incluso hasta ser un 25% mayor.
- Por su propia ubicación mar adentro, el impacto visual y acústico es menor que el de los parques eólicos en tierra, lo que permite un mayor aprovechamiento del recurso eólico existente, con máquinas más altas y la utilización de geometrías de pala más eficaces.
- Supone una mayor creación de empleo en las fases de construcción, montaje y mantenimiento, debido a la mayor complejidad durante la instalación y explotación.
- Posibilidad de integración en complejos marinos mixtos.

Sin embargo, estas instalaciones marinas tienen también **importantes desventajas** respecto a las terrestres. Los parques eólicos offshore suponen una inversión considerable en relación con las instalaciones onshore debido a los costes derivados de las cimentaciones submarinas y la instalación en el mar; la inversión es de 2800 - 3000 €/kW aproximadamente frente a los 1800 - 2000 €/kW de las instalaciones de gran tamaño en tierra².

² ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 12 Plantas eólicas

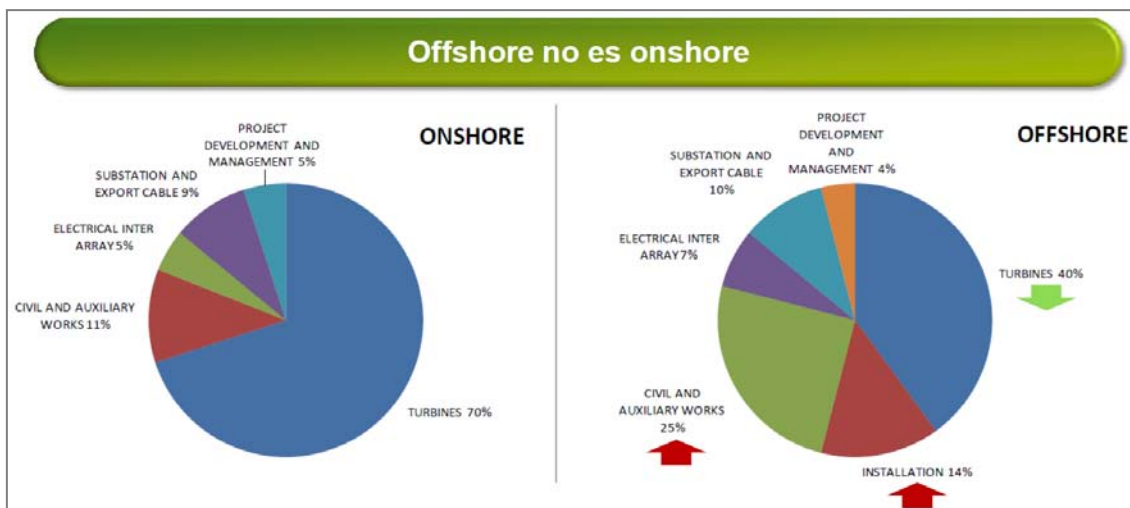


Figura 3: Comparación entre costes y competitividad offshore vs onshore. Fuente: Iberdrola Renewables³

Otros factores también están limitando su desarrollo: inexistencia de infraestructuras eléctricas, condiciones ambientales más severas, evaluación del recurso eólico más compleja y cara, y sobre todo, sus mayores ratios de inversión y gastos de explotación, necesitando tecnologías específicas para la construcción y cimentaciones, transporte y montaje en alta mar, tendidos de redes eléctricas submarinas y tareas de operación y mantenimiento.

Si bien en las instalaciones offshore los costes son más altos, se compensan con un incremento en la producción de no menos de un 25%. Además, los parques eólicos marinos requieren de un elevado número de aerogeneradores grandes, con potencias mayores (ver tabla 1) para compensar los costes de instalación, de conexión a la red de tierra y de monitorización remota.

Mientras la potencia unitaria en onshore no aumentará más de 2 MW, en offshore se prevé que aumente hasta los 10 MW en 2030.

Resumen de las características de las turbinas eólicas terrestres y marinas y estimaciones futuras						
	Onshore			Offshore		
	Media actual	Futuro		Media actual	Futuro	
		2020	2030		2020	2030
Potencia unitaria (MW)	1,5	2	2	2-6	8	10
Diámetro del rotor (m)	60-80	80	80	80-129	140	150
Altura del buje (m)	80	80	80	100	120	120

Tabla 1: Resumen de las características de las turbinas eólicas terrestres y marinas y estimaciones futuras. Fuente: EEA Technical report Europe's onshore and offshore wind energy potential No 6/2009

³ F. Caamaño Martínez (Iberdrola Negocio Renovable), Oportunidades de Negocio alrededor de las energías renovables marinas, Vigo, 12 junio 2013

La tecnología utilizada para las instalaciones marinas es similar a la de las terrestres, aunque en el diseño de los aerogeneradores marinos deben tenerse también en cuenta los siguientes aspectos:



Figura 4: Principales diferencias con aerogeneradores onshore. Fuente: Sodercan/Europraxis

1.2.3 TIPOS DE AEROGENERADORES

En la eólica offshore existen múltiples modelos de aerogeneradores. Aunque el aerogenerador de eje horizontal con rotor tripala a barlovento (rotor delante de la góndola) es hoy el modelo más utilizado para generar electricidad, existen, sin embargo, variaciones en las turbinas (ver figura 5):

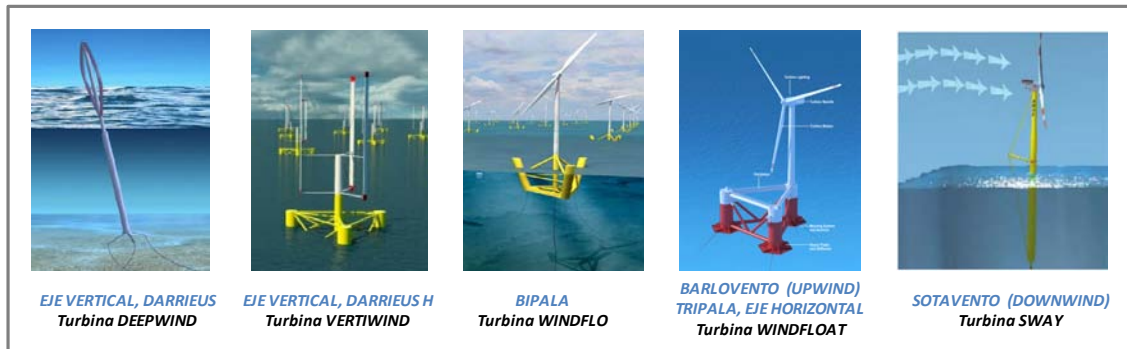


Figura 5: Tipos de aerogeneradores. Fuente: elaboración propia

- **Eje del rotor:** vertical y horizontal:

Si bien el rotor de los aerogeneradores más comunes gira sobre un eje horizontal, otros modelos lo hacen sobre un eje vertical, perpendicularmente al suelo. La máquina más conocida de este tipo es la turbina Darrieus, que fue patentada por el ingeniero francés George Darrieus en 1931 y comercializada por la empresa estadounidense Flowind hasta su quiebra en 1997. El aerogenerador está compuesto por un eje vertical, en el que giran varias palas con forma de C. Algo similar a un batidor de huevos. Su ventaja principal es que no necesita ningún sistema de orientación que lo dirija hacia el viento⁴.

- **Número de palas:** bipala y tripala:

Tres es el número de palas más habitual en eólica offshore, por herencia inmediata de la eólica terrestre. No obstante, en los últimos años han surgido trabajos de investigación orientados a ampliar el conocimiento sobre el funcionamiento y ventajas del uso de rotores bipala, que puedan atraer la atención hacia este concepto de turbinas.

El rotor de dos palas es más liviano, por lo que todas las estructuras de soporte pueden ser menos masivas, con la consiguiente reducción de costes. Además el impacto visual y el ruido son menos importantes en las instalaciones marinas u offshore, lo cual, junto al menor coste, hace que los aerogeneradores de dos palas sean más atractivos para estas aplicaciones. Otras ventajas que se suelen destacar son la mayor facilidad de instalación y menor mantenimiento. En contra está el uso de un diseño mucho más complejo, con un rotor basculante y amortiguadores para evitar el efecto desestabilizador.

⁴ IDAE, Manuales de energías renovables, energía eólica

Actualmente resulta incierta la reducción del coste que supone el bipala frente al tripala, lo que hace que se siga investigando al respecto⁵.

- **Orientación del rotor:** sotavento y barlovento

Normalmente, las turbinas tienen el rotor a barlovento, es decir, delante de la góndola, para que no haya ningún elemento del aerogenerador que pueda frenar el viento o crear turbulencias. Sin embargo, existen también turbinas con rotor a sotavento, en las que las palas se encuentran en la parte trasera de la góndola. En máquinas pequeñas, este sistema puede ser interesante para que la carcasa de la góndola haga de veleta y oriente el aerogenerador en dirección al viento sin necesidad de otros dispositivos.

⁵ Vera Schorbach, Peter Dalhoff, Two bladed wind turbines: antiquated or supposed to be resurrected?, EWEA proceedings, 2012 <http://proceedings.ewea.org/annual2012/allfiles2/1554_EWEA2012presentation.pdf>

1.2.4 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR MARINO

Antes de abordar las soluciones flotantes más desarrolladas hoy día, es necesario definir los componentes principales de un aerogenerador offshore.

El aerogenerador es el elemento principal de la instalación eólica. Con el fin de explotar la energía cinética del viento, convirtiéndola en energía eléctrica disponible para su inyección en la red o para alimentar cargas en paralelo, un aerogenerador incorpora diversos componentes, tanto mecánicos como eléctricos. Concretamente, el rotor (palas y buje) extrae la energía del viento y la convierte en energía mecánica de rotación, la cual constituye el "motor primario" del aerogenerador, mientras que la conversión de energía mecánica en eléctrica la efectuará un generador.

A continuación se describirán los principales componentes que constituyen un **aerogenerador de eje horizontal**:

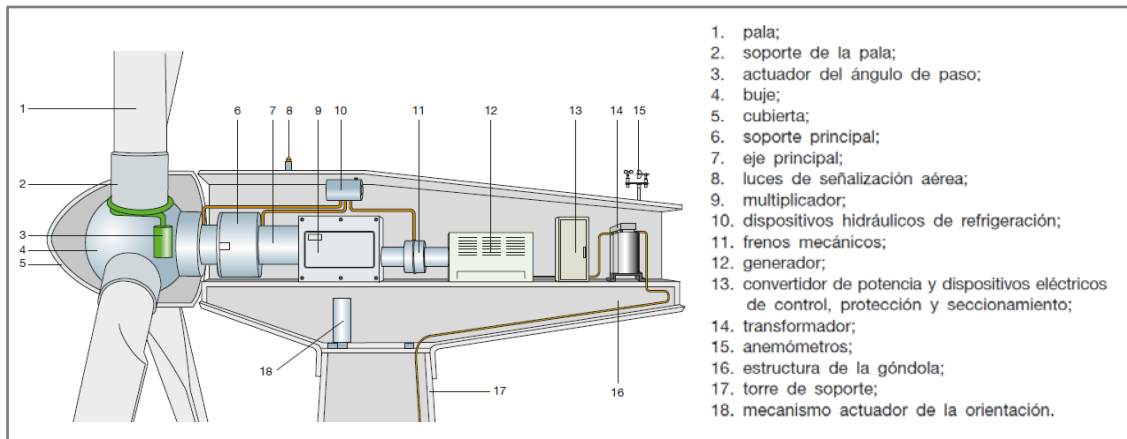


Figura 6: Componentes principales de un aerogenerador. Fuente: ABB

- **Rotor:**

El rotor es el elemento que permite el movimiento de rotación del aerogenerador. Está formado principalmente por las **palas** y un **buje** que es el componente que conecta las palas al eje principal, transmitiéndole la potencia extraída del viento, e incluye los mecanismos de regulación del ángulo de paso.

Las palas se fabrican con materiales ligeros, como son los plásticos reforzados con fibra, con buenas propiedades de resistencia al desgaste, dando lugar a estructuras ligeras y largas (50-60 m). El buje suele ser de acero o de fundición y se protege externamente con una funda ovalada denominada **cubierta**.

Las palas y el buje central (que conforman juntos el **rotor**) se ensamblan sobre la góndola mediante una brida de rodamientos.

- **Multiplicador:**

En el eje de transmisión se coloca a menudo un multiplicador de una o varias etapas entre el rotor que extrae la energía cinética del viento y la convierte en energía mecánica de rotación y el generador eléctrico que convierte la energía mecánica disponible en eléctrica. El multiplicador tiene como misión aumentar la velocidad de rotación del rotor, para adaptarla a los valores requeridos en los aerogeneradores convencionales.

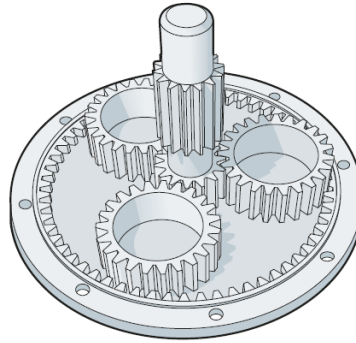


Figura 7: Esquema de multiplicador. Fuente: ABB

El desarrollo en los últimos años de alternadores con convertidor incorporado ha hecho posible la construcción de algunos modelos de aerogeneradores sin el multiplicador, que es una fuente de ruido y uno de los componentes que requiere mayor mantenimiento y puede causar pérdidas de eficiencia al aerogenerador.

En definitiva, la ausencia del multiplicador conlleva una simplificación notable de la parte mecánica y permite una reducción del tamaño y peso de la góndola.

- **Frenos:**

Casi todos los aerogeneradores incorporan frenos mecánicos a lo largo del eje de transmisión como complemento al freno aerodinámico.

- **Generador eléctrico:**

El generador es el encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Transforma la energía de rotación que transmiten las palas de la turbina generando así una corriente alterna trifásica.

- **Transformador:**

La potencia eléctrica a la salida del generador generalmente es de baja tensión y debe convertirse a media tensión a través de un transformador para reducir las pérdidas de transmisión mediante la conexión a la red de distribución de media tensión.

El transformador se instala en la góndola o en la base de la torre.

- **Sistema de orientación:**

Debido a que el viento no tiene siempre una misma dirección, el aerogenerador dispone de un sistema de orientación que coloca el rotor perpendicular a la dirección del viento para aprovechar su máxima energía. En función del aerogenerador, el sistema de orientación estará

diseñado para que el aerogenerador esté de cara al viento o de espalda al viento, aunque la primera opción es la más utilizada.

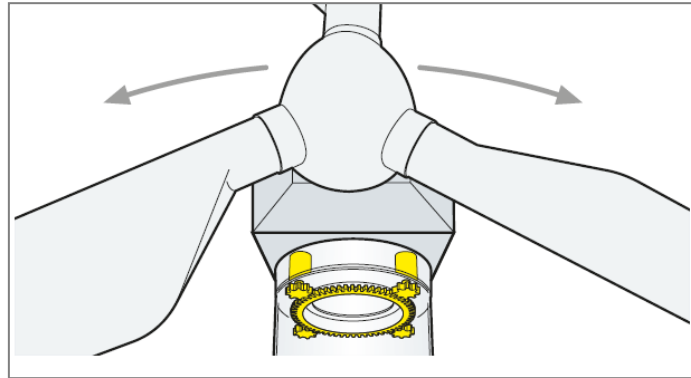


Figura 8: Esquema del sistema de orientación de un aerogenerador. Fuente: ABB

- **Sistemas de control y protección:**

Estos sistemas constituyen el "cerebro" del aerogenerador y proporcionan la lógica de control para regular los procedimientos de arranque y parada de la turbina y para garantizar su funcionamiento dentro de determinados parámetros preestablecidos, protegiendo de esta forma al rotor contra velocidades excesivas y a las distintas partes del circuito eléctrico contra sobretensiones.

- **Sistemas auxiliares:**

Los principales sistemas auxiliares que se instalan en el interior de la góndola incluyen un dispositivo hidráulico para la lubricación del multiplicador o de los demás componentes mecánicos, e intercambiadores de calor para la refrigeración del aceite y del generador, que incluyen bombas y ventiladores.

En la parte superior de la góndola se instalan anemómetros y veletas para el control del aerogenerador, luces de señalización para los aviones y en muchos casos, las turbinas offshore incorporan una plataforma para el aterrizaje de helicópteros. Especialmente conveniente en las instalaciones eólicas marinas, a las que no es fácil acceder, es el uso de sensores que monitorizan el estado de distintos componentes y avisan de posibles fallos que exijan operaciones de mantenimiento.

- **Sistema de soporte:**

- **Torre.** Soporta la góndola y el rotor. La torre es el elemento encargado de sostener la turbina. Ésta debe ser capaz de soportar las fuerzas provocadas por el viento, así como vibraciones y otros fenómenos como pueden ser rayos, corrosión por agua de mar, formación de hielo, etc.
- **Cimentación.** Es la parte que permite mantener la verticalidad de la estructura. Su misión es absorber las tensiones del resto de la estructura y transmitirlos al terreno. Estas subestructuras se detallarán en el apartado 4.

- **Pieza de transición:** la unión entre cimentación y torre es un punto clave de la instalación y se lleva a cabo mediante una pieza de transición (figura 9) que comunicará todos los esfuerzos del aerogenerador a la cimentación, además de facilitar los trabajos de mantenimiento que sean necesarios durante la vida útil de la instalación estando dotada de barandillas de seguridad, puntos de atraque para embarcaciones, etc.



Figura 9: Pieza de transición. Fuente: Foundocean

La estructura de soporte tendrá que tener protección contra la corrosión, destaca la aplicación de protección catódica mediante ánodos de sacrificio, el recubrimiento de la superficie con pinturas o recubrimientos anticorrosión y el sellado de la góndola (nacelle), un mayor cuidado con las uniones para evitar el acceso del aire procedente del exterior, y en su caso, la instalación de filtros para evitar que el aire exterior genere efectos corrosivos.

1.3. TORRES METEOROLÓGICAS

Las torres meteorológicas o de medición son otro de los componentes habituales de un parque eólico marino y tienen como función principal caracterizar el recurso eólico a distintas alturas en el punto donde está instalada, con el fin de gestionar correctamente la instalación eólica.

Existe la posibilidad de instalar una torre meteorológica con anterioridad a la construcción del parque. La caracterización del viento, apoyada en los datos de estas torres, disminuiría la incertidumbre de los resultados de los estudios de recurso y por tanto, de la producción de la instalación.

Además de monitorizar el viento, las torres de medición pueden llevar a lo largo de su estructura distintos sensores que permiten medir y determinar otras características del emplazamiento tales como son la salinidad, la turbidez, el contenido de oxígeno disuelto en el agua, oleaje, mareas, corrientes marinas, etc.

En general, se recomienda instalar al menos una torre meteorológica para poder conocer mediante medidas in situ la caracterización del viento en la zona u otros parámetros y poder gestionar mejor la instalación a través de un determinado centro de control, aunque cabe la opción de no instalar ninguna.

La altura de estas torres está entre 80-120 m, de manera que se puedan extraer datos lo más cercanos posible a la realidad.

Las siguientes figuras muestran dos torres meteorológicas, la primera (Izquierda) es la plataforma FINO 1, con 101 m de altura, instalada en el Mar del Norte. La segunda (Derecha) es la torre meteorológica flotante instalada en Cantabria para el estudio de la potencia eólica de la zona y otras variables meteorológicas. Tiene una altura de 90 m sobre el nivel del mar y está instalada a 16 km de la costa a una profundidad de 50 m. Este mástil prototipo es el tercero para el proyecto IDERMAR (SODERCAN, GRUPO APIA XXI, IH Cantabria y HELIUM) y presenta una geometría de base triangular realizada con tubos de acero soldados en forma de celosía. En su conjunto presenta una longitud de aproximadamente 130 metros, con un diámetro máximo de 4.800 milímetros y un peso cercano a 130 toneladas⁶.

⁶ M. J. Kaiser and B. F. Snyder, Offshore wind energy cost modeling, Green Energy and Technology, 2012



Figura 10: (Izq.) Torre meteorológica FINO 1 en el mar del Norte. (Der.) Torre meteorológica IDERMAR. Fuente: RWE, proyecto IDERMAR

Por último comentar que también tendrá enorme influencia durante las fases de operación, ya que predice el viento y por tanto la energía que se generará y se podrá vender; y de mantenimiento, porque al pronosticar las condiciones de viento y oleaje determinará el momento más adecuado para acercarse a la instalación para ciertas tareas de mantenimiento o reparación.

1.4. CIMENTACIONES

Las cimentaciones en la tecnología eólica marina son considerablemente más grandes que las utilizadas en tierra debido a las grandes dimensiones de la turbina y a las diferentes cargas ambientales a las que se ven sometidas, sobre todo las procedentes del oleaje.

A continuación, se expondrán las características fundamentales de los diferentes tipos de cimentaciones que se suelen instalar en alta mar.



Figura 11: Tipos de cimentaciones y profundidades típicas. Fuente: elaboración propia

1.4.1 CIMENTACIONES FIJAS (AGUAS POCO PROFUNDAS E INTERMEDIAS)

De forma particular se verán las características de las cimentaciones fijas, entre las que se encuentran cimentaciones de gravedad, monopilotes, tripode, tripilote o de tipo celosía⁷.

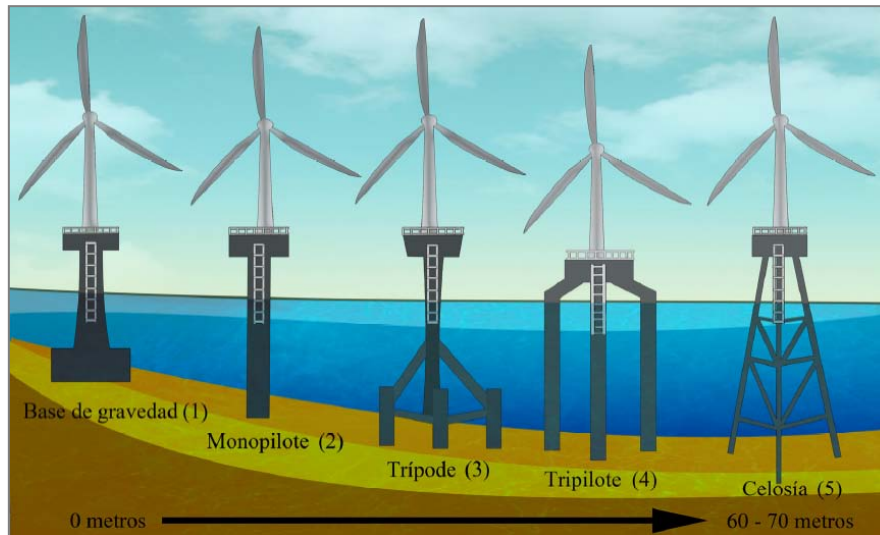


Figura 12: Esquema de las estructuras de soporte de aerogeneradores utilizados habitualmente en aguas someras o intermedias. Fuente: Universidad de Cantabria

- **Sub-estructuras formadas por base de gravedad “Gravity Base Structures (GBS)”**

Son grandes cimentaciones de hormigón o acero que aseguran las turbinas al fondo marino por su propio peso. Se emplean habitualmente en tierra, construidas fundamentalmente en hormigón y acero y cuya efectividad, en cuanto a estabilidad se refiere, se ve reducida debido a las fuerzas hidrostáticas. Este tipo de estructuras se emplea usualmente a bajas cotas batimétricas.

Típicamente, tienen un diámetro de 12-15 metros y un peso de entre 500 y 1.000 Tm, su instalación requiere una preparación previa del suelo marino y un barco especial para su transporte. Las GBS se emplean en aguas costeras y su coste es inferior al de los monopilotes, encareciéndose enormemente para profundidades mayores de 10m.

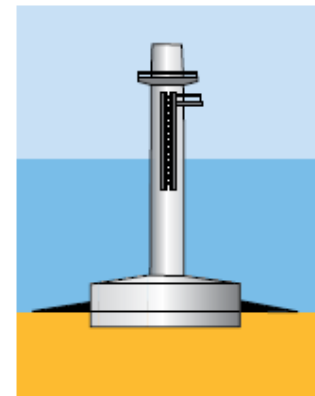


Figura 13: Cimentación GBS. Fuente: EWEA

⁷ Iñigo J. Losada (Instituto de Hidráulica Ambiental, Universidad de Cantabria), La Energía Eólica Marina: Conceptos y Retos Tecnológicos, Seminario de Gestión Ambiental, 2010

- **Sub-estructuras de tipo cámara de succión**

Las cimentaciones tipo "suction buckets" son una alternativa a los sistemas tradicionales de cimentación. El sistema se fija al suelo marino mediante un sistema de succión a presión, y su apariencia es similar a las GBS.

Este tipo de construcción permite un ahorro en materiales, además ofrece la posibilidad de ser construida de un modo sencillo. El fundamento de la instalación se basa en una cámara de succión en el extremo de la cimentación, formada por un cilindro de gran diámetro con la parte superior cerrada, que también es conocido como falda. El diámetro de este cilindro puede llegar a ser de hasta 16m.

En el extremo cerrado del cilindro, por medio de unos refuerzos se extiende un pilote que va reduciendo su diámetro a medida que se aleja de la cámara de succión, y que termina en una brida situada por encima de la superficie del mar. El diámetro del pilote en este extremo se corresponde con el de la torre de la turbina.

Presenta la ventaja de que su instalación es sencilla, rápida y más económica que el resto de sistemas, al no tener que realizar ningún tipo de perforación. Se instalan depositando en el fondo la cimentación de acero y aplicando succión a la base. Es necesario bombear el agua de la cámara para crear una diferencia de presión. La presión interior será menor que la exterior y ello producirá una presión negativa en el interior, por lo que se producirá la succión. Ello servirá para extraer el agua y así enfrentar la base de la cimentación con el fondo.

El esquema inferior representa este tipo de cimentación.

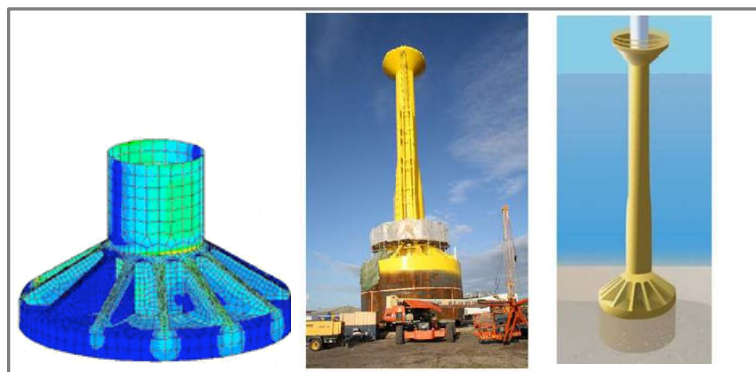


Figura 14: Subestructura tipo cámara de succión. Fuente: www.lorc.dk

Este tipo de cimentación se ha implementado únicamente en parques offshore en el Mar del Norte y Báltico a profundidades inferiores a los 10 m. Se espera desarrollar esta subestructura y alcanzar los 25-30 m⁸.

⁸⁸ Khalid Abdel-Rahman, Martin Achmus, Behaviour of Monopile and Suction Bucket Foundation Systems for Offshore Wind Energy Plants, 2006

- **Sub-estructuras de tipo monopilote**

Están compuestas por un gran cilindro de acero clavado sobre el fondo marino. Requieren una preparación mínima del fondo marino y resisten bien la erosión

Estas cimentaciones consisten típicamente en tres componentes:

- Un pilote de acero, de entre 3,5 y 5m de diámetro que se clava en el suelo marino mediante perforación hasta 30m de profundidad.
- Una pieza de transición compuesta por un cilindro de mayor diámetro que la estructura principal que se asienta en el extremo superior del pilote (de acero) y que sirve de sujeción a la torre.
- Una plataforma de atraque para el acceso a la torre.

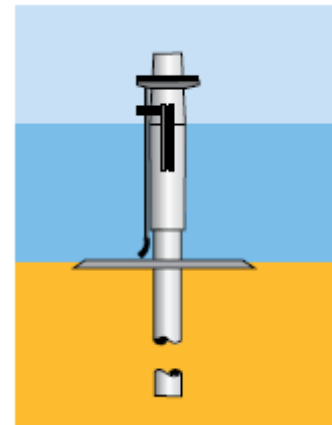


Figura 15: Cimentación monopilote. Fuente: EWEA

En general, la experiencia demuestra que los monopilotes ofrecen buenos resultados a pocas profundidades de mar, 10 – 30 m, con turbinas de entre 2 y 3MW de potencia. Su construcción es sencilla y el coste de acero empleado varía entre 2-3€ el kg. Para profundidades menores las cimentaciones por gravedad son más económicas.

- **Sub-estructuras de tipo trípode**

Adapta el diseño monopilote ampliando su base. Las tres patas que forman parte de la estructura se sitúan sobre el fondo marino y soportan un cilindro central donde se conecta la turbina eólica. Las estructuras trípode son relativamente complejas. Su diseño se ha concebido con la pretensión de reducir la cantidad de material necesario mediante la ampliación de la base cuando las profundidades son relativamente grandes.

Las cimentaciones en "trípode" han sido diseñadas para su uso en aguas de 30 m o mayores (hasta 50m).

Las cimentaciones trípode son más caras que las GBS, pero son más apropiadas para el soporte de turbinas de 4-5 MW.

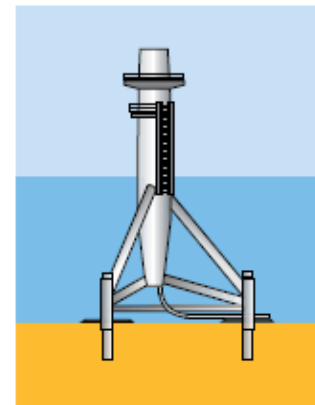


Figura 16: Cimentación tipo trípode. Fuente: EWEA

- **Sub-estructuras de tipo tripilote**

Se considera como una variación sobre las estructuras de tipo monopilote, En lugar de un solo cilindro, tres pilotes se apoyan sobre el fondo del mar y se conectan a una pieza de transición en la que se dispone la base de la torre de la turbina.

Permite la instalación de aerogeneradores hasta 50 metros de profundidad, facilitando además su emplazamiento sobre fondos irregulares variando la longitud de los cilindros.

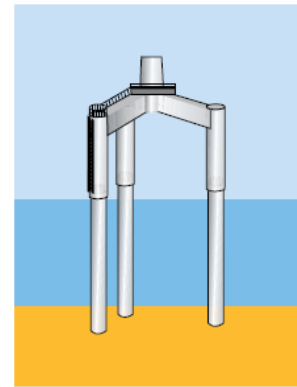


Figura 17: Cimentación tipo tripilote. Fuente: EWEA

- **Sub-estructuras de tipo celosía (en inglés jacket)**

Se erigen habitualmente como la alternativa más liviana para altas profundidades, en comparación con alguna de las estructuras anteriormente mencionadas. Este tipo de estructuras procede de la experiencia ganada en la industria del petróleo y está conformada por cilindros esbeltos formando estructuras en celosía y cuya base de soporte puede estar formada por pilotes o bases de gravedad. El sistema Jacket se ancla mediante sistemas de pilotaje. El comportamiento a fatiga de este tipo de estructuras se reduce considerablemente debido a que el área expuesta a cargas es menor que en otro tipo de disposiciones. Presenta la desventaja de la complejidad constructiva, que penaliza el coste y resulta frecuente la aparición de zonas de alta concentración de tensiones.

Se emplean en aguas con profundidades hasta los 60 m.

La jacket se transporta e instala de una sola pieza, por lo que son necesarios barcos especiales.

El producto estrella en los próximos años será la jacket. Se estima que el mercado necesitará entre 7.600 -9.200 jackets en período 2012-2017, lo cual supone una demanda de 1.520 – 1.840 jackets por año. El precio de una jacket y sus pilotes ronda los 4 millones de euros. El peso medio de la jacket es de 700 toneladas y el de los pilotes 500 toneladas.

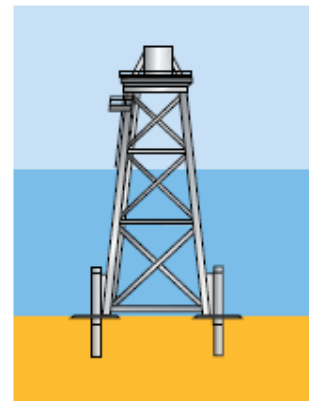


Figura 18: Cimentación tipo jacket. Fuente: EWEA

1.4.2 CIMENTACIONES FLOTANTES (AGUAS PROFUNDAS)

Puede decirse que los sistemas para altas profundidades constituyen el futuro de la industria eólica offshore, pues permiten el emplazamiento de turbinas eólicas a cualquier profundidad y distancia de la costa. Sin embargo, el principal inconveniente es el coste y la inmadurez tecnológica de este campo.

1.4.2.1 Conceptos de soportes flotantes

La configuración del soporte flotante del aerogenerador contribuirá en gran medida a lograr la estabilidad del sistema flotador-torre-turbina. La estructura debe, por un lado, proporcionar suficiente flotabilidad para soportar el peso de la turbina y por otro, restringir los movimientos de pitch, roll y heave⁹ a unos límites aceptables.

Existen numerosas configuraciones de plataformas flotantes de apoyo a turbinas eólicas en el mar. En realidad todas ellas se basan en la variedad de los sistemas de amarre existentes, tanques y las opciones de lastre que se utilizan en el sector offshore del petróleo y gas.

El Massachusetts Institute of Technology (MIT) clasifica las estructuras flotantes soporte de aerogeneradores en 3 tipos principales, **atendiendo al sistema de estabilización** que emplean¹⁰:

- Sistemas estabilizados por lastre “Ballast Stabilized”
- Sistemas estabilizados mediante líneas de amarre o cables en tensión “Mooring line stabilized”
- Sistemas estabilizados debido al momento restaurador proporcionado por la inercia del área de la flotación, también llamados sistemas de estabilidad de forma “Bouyancy Stabilized”

⁹ Cabeceo (*Pitch*), Balanceo (*Roll*), Altura de ola (*Heave*)

¹⁰ Carlos Guedes Soares, Fernando López Peña, Developments in Maritime Transportation and Exploitation of Sea Resources: IMAM 2013, CRC Press, 7 Octubre 2013

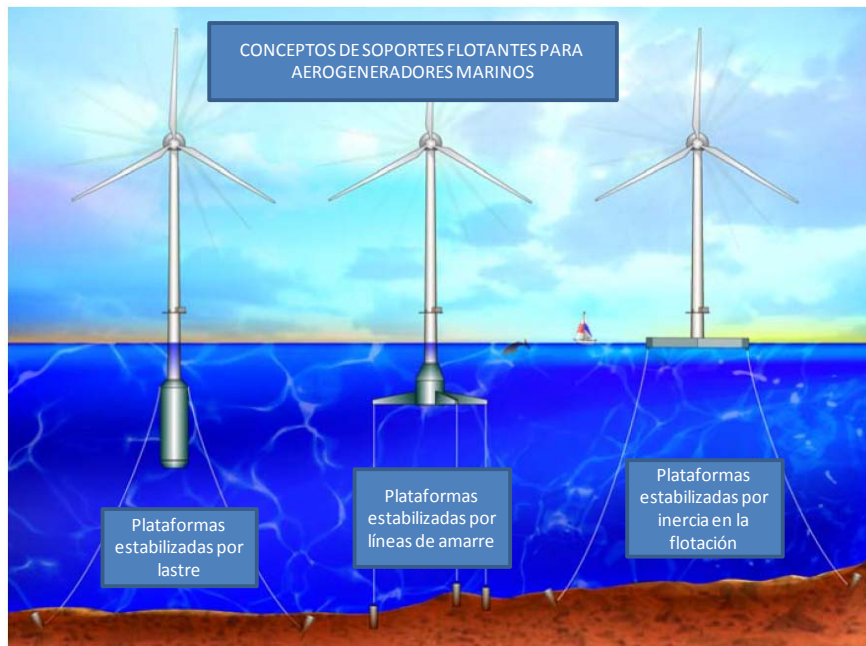


Figura 19: Principales conceptos de soportes flotantes atendiendo al sistema de estabilización estático empleado. Fuente: NREL - National Renewable Energy Laboratory (<http://www.nrel.gov/>)

Algunas de tipologías con mayor proyección son: barcaza (en inglés, barge), triflotador (tri-floater), boya spar (en inglés, buoy spar), o de tipo de amarres tensionados (en inglés, Tension Leg Platform, TLP), las cuales se describirán a continuación:

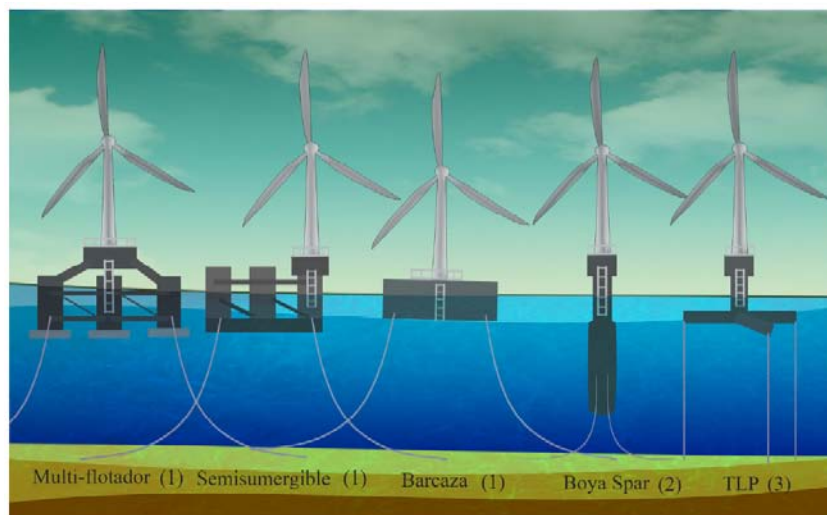


Figura 20: Estructuras de soporte de aerogeneradores más utilizadas en aguas profundas. Fuente: Tecnalia

(1) Plataformas estabilizadas mediante flotabilidad

Estas plataformas logran la estabilidad a través de la flotabilidad, aprovechándose de la inercia de la flotación para corregir el momento escorante.

Este principio se desarrolla en varios conceptos:

- **Barcaza o boya flotante:**

Son estructuras flotantes con poco calado. Los sistemas de fondeo en este tipo de estructuras aseguran el mantenimiento de su posición en alta mar. Además, los momentos adrizantes o de recuperación se consiguen por el gran área de flotación de la que disponen.

- **Estructura semi-sumergible y estructura multi-flotador.**

El concepto semi-sumergible está compuesto habitualmente por tres o cuatro cilindros unidos entre sí. En este caso, los sistemas de fondeo además de conferirles mayor estabilidad, debido a un aumento del par restaurador, también aseguran el emplazamiento de la estructura en alta mar. La recuperación hidrostática de estos sistemas frente a la acción del mar vendrá dada por la distribución radial del área de flotación de los cilindros.

Ejemplos de plataformas semisumergibles son los siguientes: Tri-floater, Windfloat, WINDFLO, Quadruple floater, Pillbox floater, ITI Energy Barge, Vertiwind o WindSea.

(2) Plataformas estabilizadas mediante lastre

Como se puede observar en la ilustración anterior, las boyas de tipo “spar”, están formadas básicamente por un cuerpo cilíndrico, con una relación entre su altura y su diámetro considerablemente grande.

Son plataformas que logran la estabilidad mediante el uso de lastre en la parte baja de la boya, consiguiendo que el centro de masas se desplace lo más abajo posible. Este lastre crea un momento adrizante y también una alta resistencia inercial al cabeceo y balanceo. La forma alargada sirve para minimizar el movimiento de oscilación vertical debido a la acción de las olas.

Una boya “spar” tiene la forma más simple de todas las plataformas flotantes, pero debido a que el centro de gravedad de una turbina eólica de eje horizontal es bastante alto, será necesario que la estructura para soportar la turbina (y su torre) sea muy grande.

Estas boyas podrán estar amarradas y fijadas al fondo marino **mediante líneas de catenaria o bien por líneas tensionadas**, si bien generalmente se emplean líneas de catenaria y anclas de arrastre.

Ejemplos de este tipo de sistemas son los siguientes: Hywind, Njord, Deep Wind, Sway, SFV, FVAWT o SeaTwirl, algunas de ellas serán analizadas en el apartado 7.

(3) Plataformas estabilizadas mediante líneas de amarre o sistemas tensionados

Plataformas que logran la estabilidad a través de amarres tensionados. La tensión de los amarres proporciona una interacción de la estructura con la ola relativamente baja con respecto a los amarres con catenaria, dando lugar a que la plataforma tenga unos desplazamientos

mínimos. Sin embargo será necesaria una mayor complejidad en el diseño de la estructura para que ésta pueda soportar las cargas de las líneas de amarre.

Suele presentar habitualmente un mejor comportamiento frente a movimientos angulares, con menores amplitudes en las rotaciones y estaría enmarcado en el grupo de los estabilizados por sistemas de fondeo.

Algunos ejemplos son: Blue H, MIT TLP, Diwet, TLB, SOF, TLP – Spar híbrida, TLB. Algunas de ellas serán analizadas en el apartado 7.

En la práctica, los sistemas flotantes son una combinación de los tres tipos principales, un equilibrio entre las diferentes plataformas que pueda ofrecer un comportamiento dinámico que minimice las cargas y deflexiones, y al mismo tiempo minimice las dificultades de instalación, carga para su transporte, logística, mantenimiento y operación.

1.4.2.2 Sistemas de amarre y anclaje

- **Amarres:**

Las plataformas offshore flotantes presentan una importante característica diferenciadora frente a las plataformas fijas, que es la necesidad de dotarlas de una serie de líneas de fondeo. El diseño de los amarres (número, disposición, tipo, etc.) es una parte esencial en el proyecto de diseño de una plataforma y viene condicionado por las características de la propia estructura o la profundidad de su emplazamiento.

El amarre permite mantener la posición de la plataforma flotante con respecto al lecho marino, así, las plataformas offshore anteriores, según el tipo de amarre, también se diferencian entre sistemas tensionados y no tensionados. Dentro de las tensionadas se diferencia entre las que tienen los amarres a 90° (TLP) y las que los tienen a 45° (TLB).^{11 12}

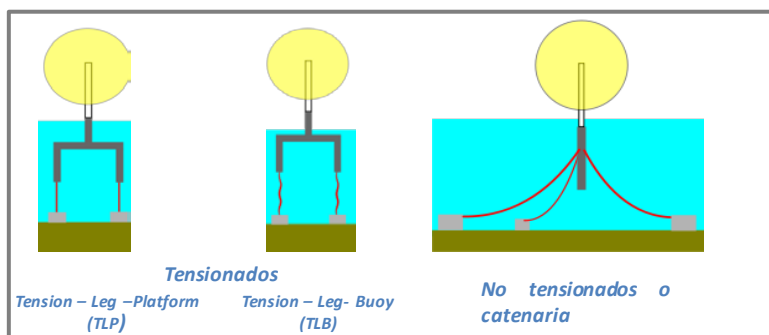


Figura 21: Tipos de amarre para estructuras flotantes. Fuente: Bernardino Couñago, 2010

a. Amarres sin tensión o por catenaria

Es el más habitual. Se suele emplear para amarrar buques, plataformas semisumergibles y spar. Las líneas suelen ser completas de cadena hasta unos 200-300 m. A partir de ahí se suelen emplear soluciones mixtas, con cadena y cable con el objetivo de evitar un peso excesivo de la línea que pueda comprometer el diseño de la estructura o su coste. Las catenarias son fondeos poco resistivos, es decir, permiten el movimiento de la estructura en los seis grados de libertad.

b. Amarres mediante tirantes o sistemas tensionados

La principal diferencia con el sistema por catenaria es que el segundo tiene un tramo horizontal desde el ancla hasta que se comienza a elevar, mientras que el sistema tensionado permite el tiro con ángulo directamente desde el anclaje. Es decir, en dicho punto de anclaje, un sistema tensionado es capaz de soportar cargas horizontales y oblicuas, mientras que el sistema de catenaria sólo admite cargas horizontales. Las fuerzas de restauración las genera el peso de la

¹¹ Bernardino Couñago et al. , Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español, 2010

¹² Alicia Munín Doce, et. Al., Análisis de los equipos de amarres para diferentes configuraciones de plataformas offshore flotantes, Libro de Ponencias y Conferencias del XXIII Congreso Panamericano de Ingeniería Naval, Costa Afuera e Ingeniería Portuaria COPINAVAL 2013

cadena, mientras que en el sistema tensionado la restauración la genera la rigidez de la línea de fondeo.

En consecuencia, el radio que abarca un sistema tenso es menor que el que ocupa el sistema con catenaria. Este tipo de fondeo se restringe prácticamente a líneas de cable o de fibras sintéticas, ya que si se pusiesen cadenas, éstas tenderían a adoptar una forma de catenaria, siendo más difícil conseguir configuraciones rectas¹³.

El sistema más utilizado con este tipo de amarres es el sistema TLP, posiblemente el más complejo y costoso. Consiste en líneas de fondeo verticales que logran la tensión necesaria gracias al exceso de flotabilidad de la estructura flotante. Las líneas pueden ser cables, tubos, barras de acero, etc.

Por otra parte, **atendiendo al material del amarre**, existen tres tipos fundamentales: cadena, cable y fibra sintética. En lo relativo a las cadenas, éstas proporcionan una buena rigidez y tienen buenas propiedades de flexión, sin embargo son muy pesadas. Son adecuadas para amarres a largo plazo, pero requieren inspecciones periódicas (Harris et al., 2004; Woodhouse, 2012). La zona inicial de la línea de fondeo, donde se une a la plataforma puede sufrir enroscamientos y es una zona muy expuesta a la corrosión. Por otro lado, el problema principal del cuerpo central de la línea son las cargas por fatiga. Por último, la zona cercana al anclaje y que va apoyada sobre el fondo marino puede sufrir abrasión por fricción, corrosión e impactos con el fondo marino.

En segundo lugar, el cable, formado por fibras de acero empaquetadas en línea o en espiral, reduce el peso de la línea y es una solución muy utilizada para grandes profundidades (Harris et al., 2004).

Por último, la cuerda sintética poco a poco va ganando protagonismo, pues presenta muchas ventajas, sin embargo, de momento, se puede decir que todavía está en fase de desarrollo. Sus ventajas principales son el bajo peso y la elasticidad. Las cuerdas típicas son de poliéster, aramida, HMPE o de nylon (Harris et al., 2004).

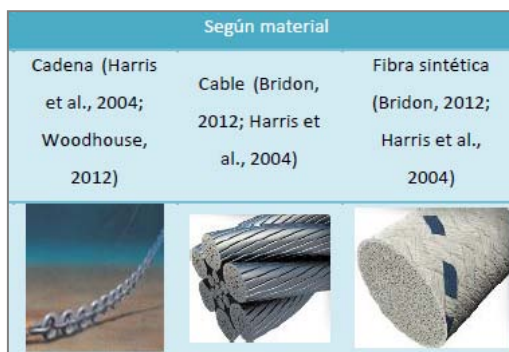


Figura 22: Clasificación de los amarres. Fuente: Castro Santos, 2013¹⁴

¹³ J.Fernández. Reliability of mooring chains. Vicinay Cadenas, TEKNA conference on DP and mooring of floating offshore units (2008)

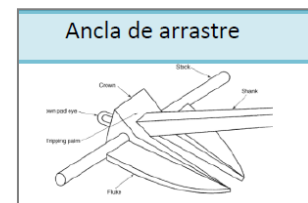
¹⁴ Laura Castro Santos (2013), Methodology related to the development of the economic evaluation of floating offshore wind farms in terms of the analysis of the cost of their life-cycle phases, Tesis Doctoral. Escola Politècnica Sup. Ferrol

Además, también se puede recurrir a soluciones mixtas que incluyen cadena en los tramos inicial y final de la línea y cable en el tramo central, cuando el tipo de fondeo es con catenaria.

- **Anclajes:**

En cuanto a los elementos de fijación de las líneas al fondo también existen distintas alternativas. Las tecnologías más comunes en el mercado se exponen a continuación:

- **Anclas de arrastre:** las anclas de arrastre o garreo son los anclajes más habituales. Dentro de este tipo existen múltiples variantes, según factores como el área de las uñas de las anclas, la forma de la caña del ancla, tipos de suelos, tipo de sistema de fondeo para las que se diseñan, etc.



Este tipo de anclas resiste muy bien las fuerzas horizontales, pero no así las verticales, por lo que no está indicado para emplear en estructuras tensionadas (Rocker, 1985). Otra desventaja es que dependen del tipo de fondo y no posibilitan una buena precisión.

- **Pilotes:** existen múltiples tipos, dependiendo de la forma de instalación de los mismos. Así, la penetración en el lecho marino puede ser realizada mediante impacto, oscilación vibratoria, empuje hidráulico o métodos jacking (los llamados pilotes incrustados o hincados que se depositan verticalmente al suelo y que son hincados a presión con grandes martillos hidráulicos), rotación, chorreado (jetting) o succión (los llamados pilotes de succión).



De manera particular, los pilotes de succión son cilindros de acero que se depositan verticalmente al suelo y en su parte superior disponen de un sistema de bombas que extrae el agua atrapada en la medida en la que el pilote se va introduciendo en el fondo.

En lo relativo a los materiales que componen los pilotes, existen pilotes: por moldeo in situ, tubo, de acero sólido, premoldeados de hormigón, de polímeros, etc. Los pilotes suelen proporcionar gran capacidad de retención vertical y lateral.

- **Anclaje de gravedad o muerto,** consiste en un peso muerto para abastecer las fuerzas verticales u horizontales. Depende directamente de la masa para resistir las fuerzas de elevación, de la fricción del suelo y de la resistencia al corte para resistir las fuerzas laterales. Los anclajes de gravedad pueden ser usados para pequeños sistemas de fondeo, pero no son usados típicamente para grandes sistemas de fondeo en aguas profundas.



1.5. EVACUACIÓN ELÉCTRICA

1.5.1 SISTEMA DE CONEXIÓN Y TRANSPORTE ELÉCTRICO

Los dos esquemas más utilizados para la conexión eléctrica de un parque offshore son los siguientes¹⁵:

- Una línea eléctrica transporta la energía generada por los aerogeneradores hacia una subestación transformadora ubicada en el mar (subestación offshore). Esta subestación constituye el origen de otra línea eléctrica que transporta energía hasta una subestación situada en tierra (subestación onshore) que suele formar parte de la infraestructura eléctrica existente.



Figura 23: Esquema de la conexión eléctrica de un parque eólico offshore. Fuente: Stendius, 2007

- Una línea eléctrica que transporta la energía directamente desde los aerogeneradores hasta una subestación onshore.

La selección del esquema más adecuado depende esencialmente de la potencia total de la instalación y de la distancia al punto de evacuación, ya que las pérdidas de energía eléctrica asociadas a su transporte son directamente proporcionales a ambos parámetros.

Tradicionalmente, la transmisión de energía desde los parques offshore se ha hecho en corriente alterna mediante cables de alta tensión. Sin embargo, a medida que los parques se alejan de la costa, la longitud de los cables de transmisión aumenta. Esto acarrea diversos problemas técnicos entre los que cabe destacar el mayor consumo de energía reactiva debido a la mayor capacidad parásita del cable, las mayores pérdidas energéticas del cable, su mayor coste, etc. Todo ello contribuye a que, para una determinada configuración de parque, a partir de una determinada distancia mínima de transmisión (alrededor de 80 km) resulte técnica y

¹⁵ Esteban Pérez, M. D., Propuesta de una metodología para implantación de parques eólicos offshore, tesis UPM, 2009

económicamente ventajosa la transmisión de energía mediante corriente continua en alta tensión¹⁶.

A modo de resumen, en la siguiente figura se muestran las tecnologías disponibles para transmisión eléctrica en parques offshore:

Corriente Alterna (CA)	Corriente alterna de alta tensión (HVAC)	Corriente continua de alta tensión (HVDC)
<ul style="list-style-type: none"> • Solución más barata para parques pequeños y distancia a la costa de hasta 20 km. Turbinas de potencia AC de 33kV conectadas con cable AC de la misma potencia lo más simple. Un solo cable hasta 300 MW de potencia. Evacuación directa a tierra sin subestación offshore. Importantes caídas de tensión provocadas por altas pérdidas de transmisión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para proyectos > 100 MW, la potencia eléctrica generada puede transmitirse mediante cables de mayor capacidad, 132 kV o superiores. Subestación offshore necesaria. Esta solución es óptima para proyectos de tamaño medio y hasta 20 km de distancia a costa. Un cable de 132kV puede evacuar una potencia de 250 MW. Según los parques van aumentando de tamaño o aumentan las distancias offshore, los cables HVAC presentan limitaciones provocadas por las excesivas pérdidas sufridas. A partir de una cierta longitud de cable, las pérdidas de transmisión (junto con otros aspectos de costes) hacen inviables los cables AC. 	<ul style="list-style-type: none"> • La alternativa a los cables HVAC es el empleo de cables HVDC. No hay experiencia en parques offshore. Las pérdidas de transmisión son del orden del 20% menores que en los cables AC, si bien, debido al coste y a las pérdidas en los convertidores sólo son rentables a partir de 100 km de distancia offshore.

Figura 24: Tecnologías disponibles para transferencia eléctrica en parques offshore. Fuente: Tecnalia

El primero de los esquemas de evacuación presentados (subestación offshore) se prevé que sea el más utilizado en instalaciones de eólica marina y en él se distinguen dos líneas de cableado:

- **Línea interna o cableado interno** de parque (de media tensión) a aquella que une los aerogeneradores con la subestación offshore.
- **Línea de evacuación** (de alta tensión) a aquella que une la subestación offshore con la onshore.

Generalmente existe un transformador incluido en el propio aerogenerador que convierte a media tensión la energía eléctrica producida a partir de la energía mecánica del viento. Ésta es conducida hacia la subestación transformadora offshore mediante el cableado interno del parque (véase figura 25), que sale de los aerogeneradores mediante lo que se conoce como J-tubes. Este cableado interno se distribuye por circuitos, cada uno de los cuales transporta la energía producida por un determinado número de aerogeneradores hasta la subestación transformadora offshore. La interconexión o redundancia entre todos estos circuitos, aunque implicaría un aumento de coste, lograría una mayor confianza en la operación de instalación ya que ante un fallo de uno de los circuitos, se podría evacuar la energía generada a través de otro.

¹⁶ P. Bresesti, W. L. Kling, R. L. Hendriks, R. Vailatic, “HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, nº 1, pág 37-43, 2007.



Figura 25: Salidas del cable de MT de los aerogeneradores. Fuente: Esteban Pérez, M. D., 2009



Figura 26: Composición del cable eléctrico submarino. Fuente: proyecto EquiMar¹⁷

La línea eléctrica de evacuación que suele ser de alta tensión conecta mediante uno o varios cables, la subestación transformadora offshore con la subestación onshore. El número de cables necesarios depende fundamentalmente de la potencia a evacuar y del riesgo que esté dispuesto a asumir el promotor en caso de que se produzca una avería en alguno de ellos.

Para lograr tener un control remoto desde tierra de todos y cada uno de los componentes del parque eólico offshore, y por tanto facilitar las tareas de operación y mantenimiento es conveniente instalar una red de fibra óptica que suele ir alojada en el interior de los cables de las líneas eléctricas, tanto en el cableado interno del parque como en la línea eléctrica de evacuación (figura 26). Además de controlar cada uno de los componentes de la instalación (aerogeneradores, torre meteorológica y subestación offshore), permiten el transporte de la señal de cámaras de video-vigilancia que se pueden instalar en puntos estratégicos de la instalación, inclusive bajo el mar, para poder hacer un seguimiento completo.

La protección del cable submarino (para evitar daños por pesca arrastre o fondeos) puede ser realizada mediante varios métodos. En el caso de que la composición del lecho marino sea mayoritariamente de arena o fino, el método empleado normalmente es tender el cable directamente sobre el lecho marino. Una vez se haya posado el cable en el fondo, éste se irá enterrado progresivamente por sí mismo debido a su propio movimiento.

En los casos en los que se estime conveniente, a la vez que se va tendiendo el cable también se procede a la apertura de una zanja por medio de inyección de agua a presión o utilizando un arado. De este modo, el cable queda enterrando bajo el suelo marino a una cierta profundidad,

¹⁷ EquiMar, Deliverable D5.1 Guidance Protocols on Choosing of Electrical Connection Configurations. February, 2009

que dependerá del tipo de suelo¹⁸. Normalmente estará a una profundidad de 1 m y de manera excepcional hasta 10 m por debajo del lecho marino.

También existen algunos métodos de protección para cables submarinos, como por ejemplo la instalación de armazones de hierro de sección cilíndrica que envuelven el cable, por medio de mantos de hormigón o bolsas de arena (figura 27).



Figura 27: Medios de protección del cableado (izquierda: mantos de hormigón, derecha: bolsas de arena). Fuente: Department Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR), Review of Cabling Techniques and Environmental Effects Applicable to the Offshore Wind Farm Industry – Technical Report

¹⁸ <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4991/fichero/5+Sistemas+de+transmisi%F3n.pdf>

1.5.2 CONFIGURACIONES DEL CLÚSTER

Si en un parque de energía marina se optase por conectar de manera individual cada dispositivo generador a costa, se obtendría un sistema con alto grado de disponibilidad, pero en la mayoría de los casos esta solución llevaría a costes excesivos tanto en el cable como en su instalación, incluso para parques de pequeña potencia cercanos a costa. Por lo tanto, los generadores se suelen agrupar en sistemas colectores (clúster) dentro del parque.

Se pueden considerar las siguientes configuraciones para el agrupamiento de generadores o clústeres:

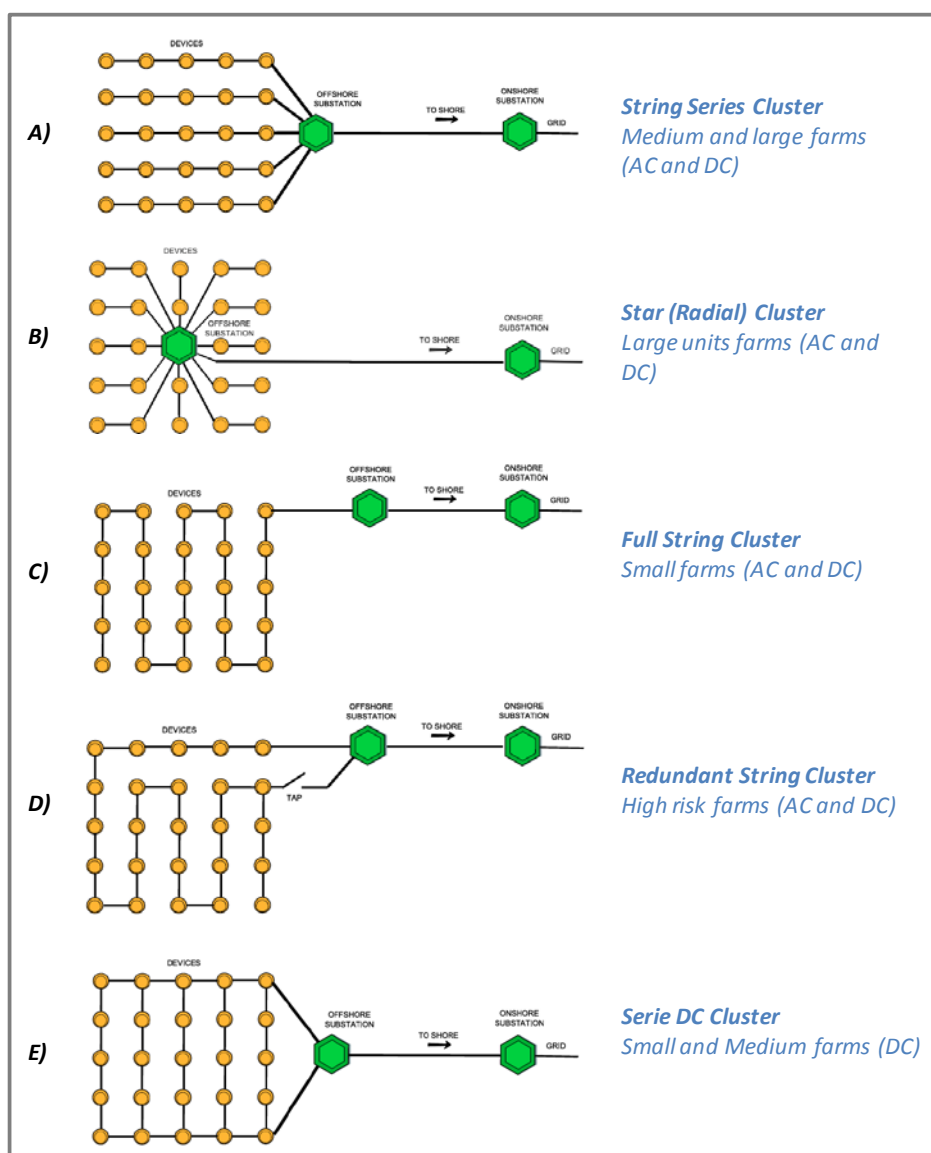


Figura 28: Principales configuraciones para el agrupamiento de generadores en parques de energías marinas. Fuente: R. Alcorn, et. al., 2013 ¹⁹

¹⁹ R. Alcorn and D. O'Sullivan, Electrical Design for Ocean Wave and Tidal Energy Systems, IET- Institution of Engineering and Technology, 2013

- **Configuración en serie** (String) sin redundancia (A y C): Los dispositivos se conectan entre sí con un único cable.
- **Configuración en Estrella** (B): Los dispositivos se conectan de forma individual a un nodo o clúster.
- **Configuración en String con redundancia** (D): Igual que el caso A y C, con la diferencia de que el cableado crea un lazo cerrado.
- **Configuración DC** (E): Varias ramas de dispositivos conectados en serie. Esta configuración sólo puede usarse en sistemas de conexión en corriente continua.

Número de Clústeres por parque

El número de clústeres determina el número de dispositivos que se van a conectar a cada uno de ellos y suele venir fijado por la potencia total a evacuar. Este número, aparte de determinar diferentes topologías de conexión, también tiene su reflejo en los costes, pérdidas de potencia y disponibilidad del parque.

Cuando la distancia al punto de conexión en costa es lo suficientemente corta y la potencia a transmitir no es muy elevada, se puede optar por una conexión directa de cada clúster y evitar el uso de una subestación offshore.

1.5.3 ARQUITECTURAS DE INTERCONEXIÓN

El nivel de tensión del sistema de evacuación (media o alta tensión) puede condicionar la necesidad de instalar una subestación offshore. Si es necesario el empleo de una plataforma offshore para ubicar transformadores o convertidores (en caso de conversión AC/DC), existen varias alternativas a considerar en la conexión de los dispositivos a la red de evacuación.

Se pueden considerar las siguientes alternativas:

- **Configuración a):** Los dispositivos se conectan directamente a la costa.
- **Configuración b):** La planta se compone de un único clúster, el cual a su vez se conecta con la costa.
- **Configuración c):** La planta se compone de varios clústeres y éstos se conectan de manera individual a costa.
- **Configuración d):** Los diferentes clústeres de la planta se conectan a un punto común y comparten cable de conexión a costa.

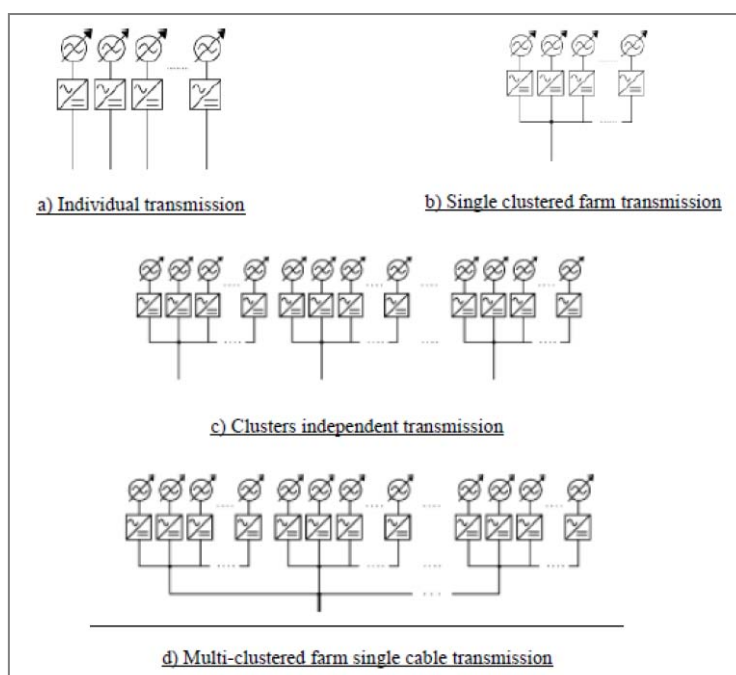


Figura 29: Arquitecturas de interconexión típicas. Fuente: M. Santos, 2011²⁰

Es posible recurrir a una combinación de estas cuatro arquitecturas cuando por ejemplo se deben cumplir unos requisitos de disponibilidad o redundancia.

²⁰ M. Santos, F. Salcedo, D. Ben Haim, J. Mendia Lopez, P. Ricci, J. L. Villate, J. Khan, D. Leon, S. Arabi, A. Moshref, G. Bhuyan, A. Blavette, D. O'Sullivan and R. Alcorn, "Integrating wave and tidal current power : Case Studies Through Modelling and Simulation," IEA-OES, 2011.

Alternativas de conexión				
	Configuración a)	Configuración b)	Configuración c)	Configuración d)
PROS	<ul style="list-style-type: none"> - Muy alta disponibilidad - Bajas pérdidas - Configuración simple 	<ul style="list-style-type: none"> - Reducidos costes de instalación - Mantenimiento sencillo 	<ul style="list-style-type: none"> - Alta disponibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> - Bajos costes de instalación
CONTRAS	<ul style="list-style-type: none"> - Altos costes de instalación - Interconexión necesaria en costa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja disponibilidad - Pueden darse grandes pérdidas 	<ul style="list-style-type: none"> - Interconexión necesaria en costa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Dificultad para localizar faltas. - Complejidad
APLICACION	Plantas pequeñas y cercanas a costa.	Plantas pequeñas y con requerimiento de disponibilidad bajo.	Plantas grandes y con requerimiento de disponibilidad alto.	Plantas grandes y con requerimiento de disponibilidad bajo.

Tabla 2: Comparativa de alternativas de conexión. Fuente: Fundación Asturiana de la Energía

1.5.4 SUBESTACIÓN OFFSHORE

Estos componentes del parque se incluyen en lo que se denomina conexión eléctrica. Para minimizar pérdidas en el transporte hasta la costa de la energía eléctrica generada en el parque se eleva la tensión en una subestación situada en el mar dentro del propio parque.

Los componentes principales de una subestación marina se muestran en la siguiente figura:

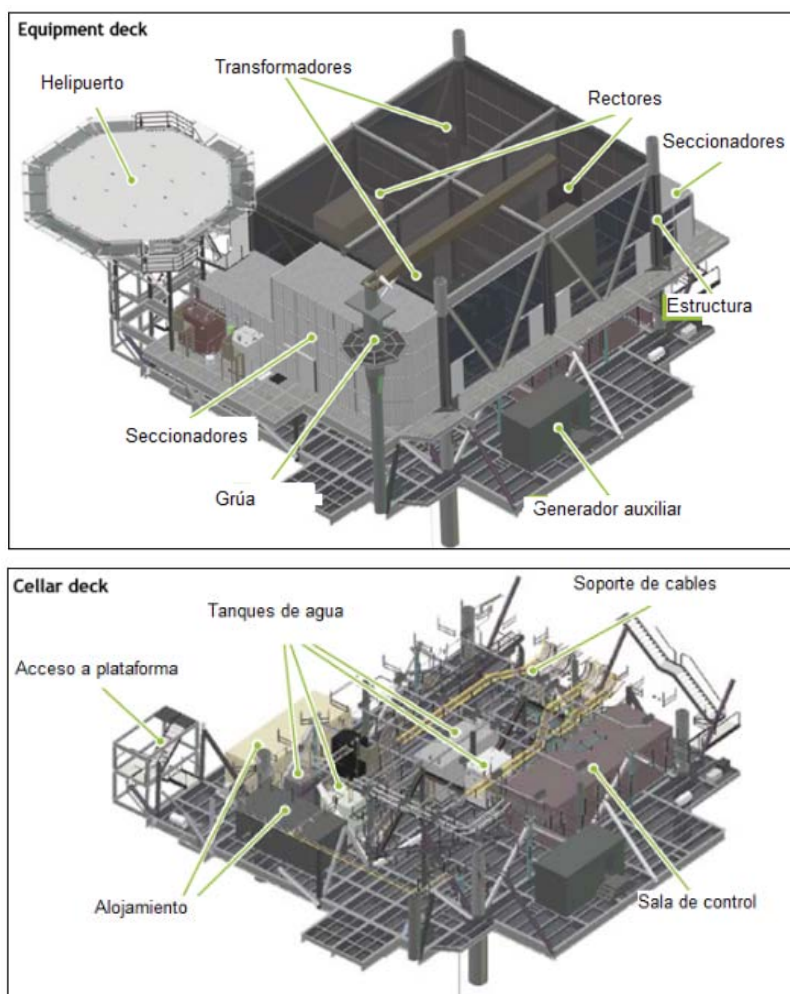


Figura 30: Esquema de subestación offshore. Fuente: The Crown Estate²¹

La subestación offshore consistirá en un edificio principal dividido en compartimentos o habitaciones destinadas a distintos fines, como la sala de control y mando, el núcleo central de la subestación y las habitaciones destinadas a las necesidades de personal.

La subestación se monta en tierra firme y posteriormente se lleva a su ubicación en el mar, colocándola sobre la cimentación. Los tipos de cimentación de la subestación son similares a los de los aerogeneradores. Los dos más utilizados son el monopilote, el tipo trípode y jacket. (Ver figura 31).

²¹ The Crown Estate, A Guide to an Offshore Wind Farm < <http://www.thecrownestate.co.uk/media/5408/ei-a-guide-to-an-offshore-wind-farm.pdf>>



Figura 31: Montaje de subestación offshore sobre su cimentación (Derecha): monopilote, (Izquierda) jacket. Fuente: www.offshore-energy.co

Las subestaciones submarinas son fijadas al fondo marino y debido a que no son tecnologías bien establecidas, las dimensiones alcanzadas no son muy grandes y las instalaciones no son tan complejas en comparación con los otros tipos de subestaciones²².

Actualmente se encuentran en fase de desarrollo las subestaciones flotantes como en el caso de “Fukushima Floating Offshore Wind Farm Demonstration project” (figura 32), donde la empresa Hitachi instalará una subestación flotante con una capacidad de 25 MW. Este parque albergará además aerogeneradores flotantes, símbolo de la apuesta de Japón por las energías renovables después de la tragedia de la central nuclear de Fukushima.

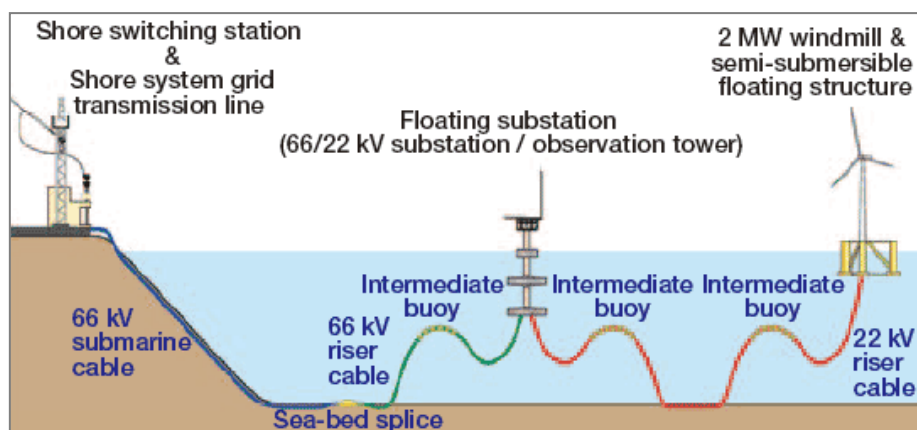


Figura 32: Subestación de transformación flotante en el parque Fukushima. Fuente: Fukushima Offshore Wind Consortium

Asimismo están bajo estudio las subestaciones submarinas. Entre las entidades que están diseñando tales subestaciones se encuentra la Universidad de Uppsala, que ha instalado un prototipo de subestación submarina en la zona de pruebas Lysekil, Suecia. Esta universidad ha trabajado en colaboración con la empresa tecnológica Seabased.

²² <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4991/fichero/5+Sistemas+de+transmisi%F3n.pdf>

1.6. DESARROLLO FUTURO DE LOS AEROGENERADORES OFFSHORE

La energía eólica marina representa una gran apuesta de futuro para la diversificación y sostenibilidad del sistema energético europeo y la lucha contra el cambio climático, con excepcional potencial para estimular el desarrollo de las regiones costeras mediante la revitalización de las industrias marítimas, tal como promulga la Estrategia Europea de Crecimiento Azul. Sin embargo, la industria eólica marina debe superar aún grandes retos como la reducción de costes de las tecnologías, para lograr ser plenamente competitiva en el complejo mercado energético.

La **reducción de costes pasa por maximizar el tamaño del aerogenerador**, aunque las mejoras en el rotor, las subestructuras, la logística e instalación y sobre todo las actividades de operación y mantenimiento juegan un papel de gran relevancia. La reducción de los costes offshore representa un gran reto ya que en gran medida dependen de la distancia a la costa de la instalación y de la profundidad del mar.

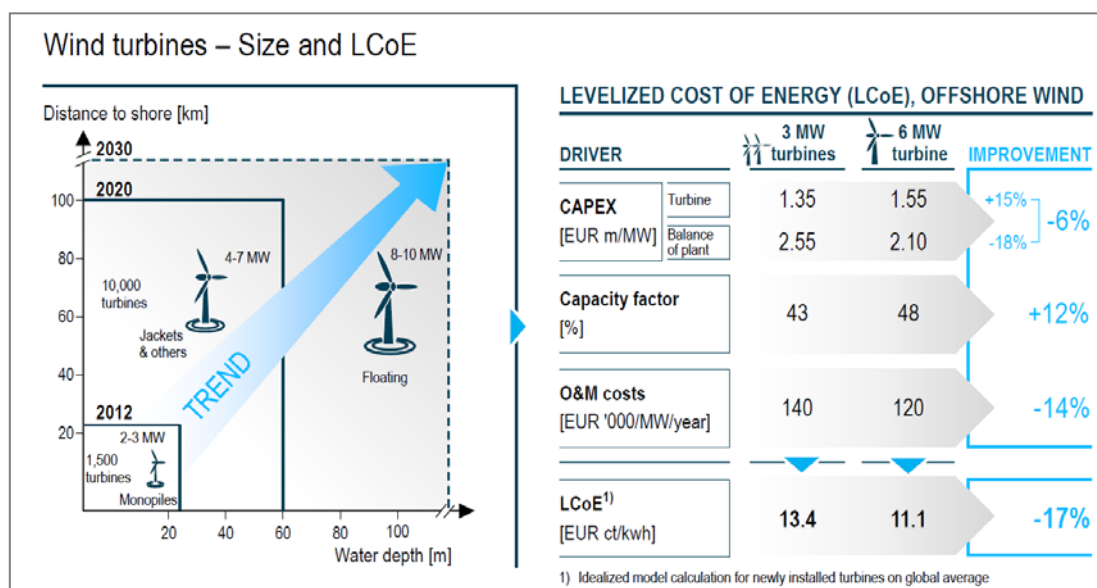


Figura 33: Evolución futura eólica marina. Fuente: Roland Berger Study 2013
Nota: coste normalizado de la energía (LCoE); gastos de capital (CAPEX)

El futuro de la eólica marina de muchos países del mundo pasa por aprovechar recursos eólicos en aguas con profundidades superiores a los cincuenta metros. Tal es el caso de España donde la profundidad de las aguas aumenta de manera muy rápida al alejarse de la costa. La instalación de fijaciones como son los monopilotes, a pesar de que continuará siendo el tipo de cimentación más empleado, resultará inviable en aguas profundas desde un punto de vista técnico y/o económico. Por lo que para poder aprovechar estos recursos de forma rentable, es necesario **desarrollar cimentaciones que posibiliten la ubicación de parques a mayores profundidades y turbinas de alta potencia y fiabilidad.**

Si bien las soluciones flotantes se perfilan como protagonistas del futuro en la eólica off-shore en el medio-largo plazo, todavía se encuentran en fase de pruebas y desarrollo²³. Por su parte, los sistemas de cimentación Jacket cuentan con una larga trayectoria de aplicación en la industria petrolera offshore, siendo considerado hoy día el tipo **de cimentación con mayor proyección en los próximos años**²⁴. Este tipo de subestructuras darían respuesta a la necesidad de trasladar las plataformas hacia aguas más profundas, donde el recurso eólico es más abundante y constante, y el impacto visual es menor, permitiendo el escalado de los aerogeneradores a mayores potencias.

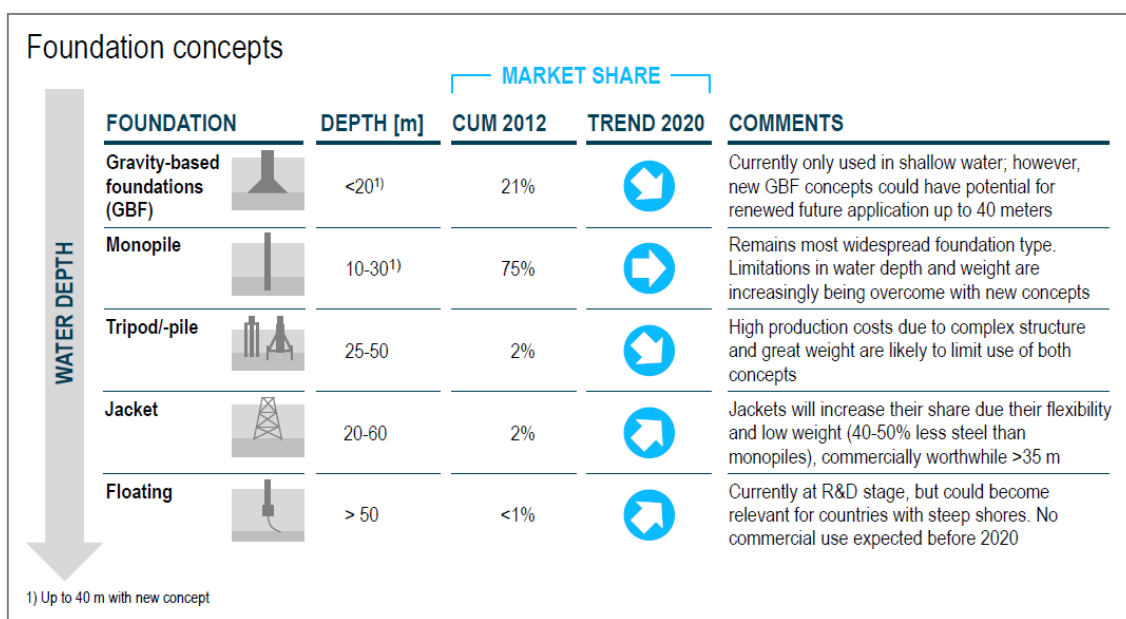


Figura 34: Evolución de las cimentaciones. Fuente: Roland Berger Study 2013

No deberían existir limitaciones en la instalación de parques en cuanto a la profundidad de las aguas se refiere y en cuanto a poder alcanzar un aprovechamiento de energía óptimo, por lo que deberán desarrollarse nuevos materiales y tecnologías de construcción de **estructuras flotantes para los aerogeneradores**, subestaciones y demás sistemas e instalaciones que posean los parques eólicos.

Las cimentaciones flotantes no sólo eliminan la limitación de construir parques eólicos marinos en aguas profundas y lejos de la costa, sino que aumenta significativamente en número de emplazamientos posibles para la construcción de parques eólicos marinos. Con este objetivo, muchas empresas están invirtiendo en la investigación de subestructuras flotantes. Algunos proyectos ya están en fase de pruebas o en fases avanzadas de desarrollo, asimismo existen otros proyectos en el ámbito europeo y nacional como EOLIA, HYPRWIND, FLOTTEK y

²³ Esteban, M.D et. Al. Foundations for offshore wind farms, Proceedings of the 12th International Conference on Environmental Science and Technology Rhodes, Greece, 8 - 10 September 2011

²⁴ Raul Rico (Navantia), Los astilleros y la eólica marina. Productos y oportunidades, Presentación, Junio 2014

OCEAN LIDER que han trabajado y están trabajando en soluciones flotantes para aerogeneradores.

Para poder desarrollar el sector eólico marino y que llegue a ser un sector competitivo en Europa, además de la evolución necesaria en la estructura de fijación, se deberá tener en cuenta el desarrollo en los distintos campos que se citan a continuación²⁵²⁶:

- Uno de los primeros pasos que se debe dar en el futuro es el salto de los parques experimentales a los parques comerciales marinos. Para ello se deberán desarrollar y certificar las actuales subestructuras fijas utilizadas en aguas medias y profundas (trípode y jacket) en los distintos parques europeos experimentales como Alfa Ventus (Alemania).
- Como se ha argumentado anteriormente, evacuar grandes cantidades de energía de parques situados a gran distancia de la costa es una necesidad creciente que implica oportunidades relacionadas con los sistemas de alta tensión en corriente continua HVDC (High Voltage Direct Current) incluyendo convertidores AC/DC para la interconexión con la red.
- La tecnología y conocimientos en el campo de los aerogeneradores offshore seguirán evolucionando. En tierra, la evolución más evidente en las últimas dos décadas de los aerogeneradores ha sido la ampliación del diámetro de rotor. Ahora que se han alcanzado y superado los 100 metros de diámetro, la carrera de la escala está frenada para los aerogeneradores onshore. Sin embargo, para los offshore la evolución de escala es probable que continúe.

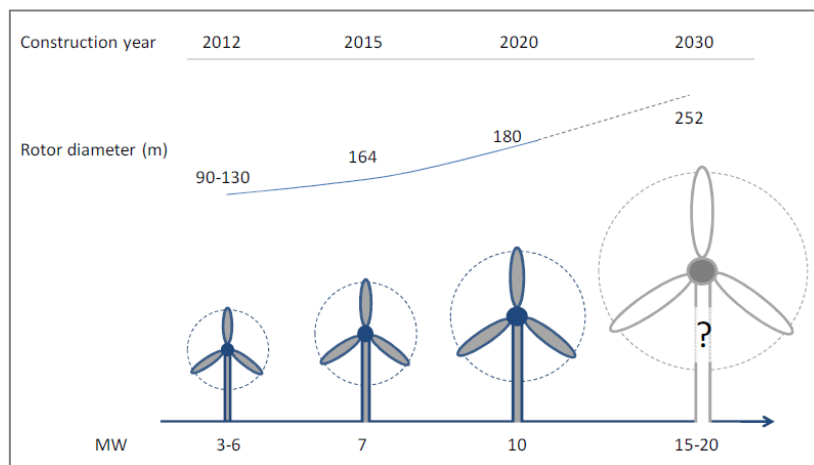


Figura 35: Evolución tamaño del rotor. Fuente: UpWind EU project, 2008

- Los aerogeneradores offshore están dramáticamente condicionados por su peso. Un mayor peso en la parte alta (palas, turbina...) hace que se agrande la estructura total hasta su

²⁵ Iñigo J. Losada (Instituto de Hidráulica Ambiental Universidad de Cantabria), La Energía Eólica Marina: Conceptos y Retos Tecnológicos

²⁶ Multiconsult, Technological and Cost Development Trends of Renewable Offshore Energy Production, 2012 <http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2012/rapport2012_50.pdf>

cimentación, pues las cargas estáticas y dinámicas se incrementan. Esta circunstancia encarece en gran medida los costes.

Los rotores serán más ligeros y más flexibles y minimizarán las cargas dinámicas, lo cual reducirá la estructura de soporte requerida. Para que sea posible el desarrollo de aerogeneradores de mayor potencia, es necesaria una investigación paralela de nuevos materiales que den una mayor resistencia y sean más ligeros para no aumentar exageradamente el tamaño de los aerogeneradores, ya que si no sería muy difícil su manipulación.

En este sentido, algunas investigaciones han sugerido que las turbinas en alta mar se beneficiarían del menor peso en diseños de aerogeneradores de dos palas (Proyecto Advanced Floating Turbine – AFT, que será tratado más adelante).

Algunos proyectos apoyados por el 7º Programa Marco (FP7) están en línea con la *reducción de peso y mejora de las palas*:

- WALID (<http://www.eu-walid.com/the-project/>) combina avances en los materiales, diseño y procesos utilizando materiales termoplásticos reciclables para reemplazar los actuales materiales termoestables en diferentes partes de la pala de aerogenerador con el objetivo de reducir su coste y peso.
- HIPPOCAMP (<http://www.hippocamp.eu/>) desarrolla un proceso para generar un nanocompuesto ligero y basado en carbono con alta rigidez estática y propiedades de amortiguación en un amplio rango de temperatura y frecuencia, aplicable a las palas.
- INNWIND.EU (<http://www.innwind.eu/>) es un proyecto destinado a desarrollar las innovaciones necesarias para una turbina de 10-20 MW. En cuanto a las palas, el proyecto tiene como objetivo desarrollar conceptos aerodinámicos para alta velocidad, definición y evaluación de conceptos estructurales innovadores para lograr palas de rotor ligeras y con la rigidez adecuada y la mejora de la tecnología de control de carga distribuida mediante el desarrollo de palas con sensores, actuadores, dispositivos de control y fuente de alimentación, con el apoyo de experimentos de laboratorio.

Respecto a las *cajas de cambio de aerogeneradores*, dentro del proyecto INNWIND.EU, la tarea de conversión electromecánica tiene como objetivo principal el diseño y análisis de generadores magnéticos consistentes en la integración mecánica y magnética de un imán multipolar permanente y una caja de cambios magnética. Se espera que esta combinación resulte en una caja más pequeña y fiable que un generador convencional, dado que no hay contacto mecánico ni por consiguiente desgaste entre dientes.

- Otro componente objetivo de los ingenieros para reducción de peso es el *generador eléctrico*. Tal es el caso del proyecto SUPRAPOWER (<http://www.suprapower-fp7.eu/>) apoyado por el 7º Programa Marco, cuyo objetivo es el desarrollo de un nuevo generador compacto basado en superconductores, lo que permitirá crear aerogeneradores de gran potencia, sin por ello necesitar elementos de grandes dimensiones.
- Es probable que en un futuro próximo sean más habituales los aerogeneradores offshore con rotores a sotavento (down-wind). Algunos grupos de investigación están realizando estudios sobre su aplicación por sus ventajas a la hora de aliviar la carga sobre el aerogenerador. Este tipo de aerogeneradores habían sido olvidados hace casi tres décadas para su aplicación terrestre debido al ruido que generaban en zonas habitadas. En alta mar el ruido deja de ser un factor condicionante.
- Con relación a la corrosión de superficies en ambiente marino, existen en la actualidad diversos desarrollos tecnológicos, los más prometedores están relacionados con micro y nanotecnología, tales como los siguientes^{27, 28}:
 - Recubrimientos que incorporan nanomateriales, micro/nanopartículas y microcápsulas para la mejora de la protección contra la corrosión y el fouling.
 - Autocuración basada en microcápsulas con agentes curativos (self-healing)
 - Recubrimientos de grafeno, que generan una barrera energética al átomo del oxígeno para prevenir la corrosión.
 - Recubrimientos con nanopartículas cerámicas, de CNT (nanotubos de carbono), ZnO, TiO₂, ZrO₂, Al₂O₃ ó CeO₂.
 - Palas fabricadas a partir de composites con nanomateriales que mejoran la protección frente a la corrosión.
- Las tres principales innovaciones respecto a operación y mantenimiento serán la implantación de estrategias de mantenimiento integrales basadas en la condición del equipo, permitiendo reducir la frecuencia de los grandes recambios; la mejora de los sistemas de acceso para el personal técnico y la optimización del control del parque eólico.
- Las mejoras en la instalación de los parques eólicos pasa por el desarrollo de nuevas tecnologías de buques para las labores de montaje, mantenimiento, estudio y medición de los parques eólicos.

²⁷ Ignacio Cruz (CIEMAT), Avances Tecnológicos y Perspectivas de la Energía Eólica, presentación Valladolid 19 de septiembre de 2012

²⁸ NANOBASQUE, Hoja de ruta de aplicaciones de micro/nanotecnología en energías marinas
<http://www.nanobasque.eu/wNS/docs/noticias/NB_25042013_01/nanoBasque_Hoja_de_ruta_para_micro-nanotecnolog%C3%ADas_ES.pdf>

1.7. EJEMPLOS SISTEMAS FLOTANTES

Actualmente hay una treintena de proyectos en distintas fases de desarrollo a nivel mundial relacionados con eólica flotante, algunos ya conectados a red como es el caso del Hywind (spar), Windfloat (semisumergible) y DeepCWind (semisumergible). De ellos, únicamente Windfloat e Hywind se encuentran en la fase pre-comercial / comercial.

A continuación se exponen 35 proyectos identificados, en orden alfabético:

Nombre	Empresa	País	Tecnología	Estado
Sistemas conectados a red				
DeepCWind Floating Wind	Proyecto consorciado, lider universidad de Maine	USA	Semisumergible	Fase de pruebas
Hywind	Statoil	Noruega	SPAR	Prototipo 1:1 en pruebas desde 2009
WindFloat	Principle Power	USA/ Portugal	Semisumergible	Fase precomercial, Prototipo 1:1 en pruebas desde 2011
Diseños / proyectos en desarrollo				
Advanced Floating Turbine (AFT)	Nautica	USA	SPAR	En fase de simulación, fase de pruebas
Azimut	Proyecto coordinado por Gamesa, 11 empresas y 22 centros de investigación	España	TLP, SPAR y Semisumergible	Desarrollo de concepto
Blue H TLP	Blue H	Holanda	TLP	Fase 2 prototipo a escala 1:1 en pruebas
Deepwind	Proyecto Europeo, liderado por la Univ. Tec. De Dinamarca	Dinamarca	Otra	Prototipo 1 kw probado
Diwet	Pole Mer	Francia	Semisumergible	En fase de diseño, desarrollo de concepto
Eolia	Acciona Energy	España	SPAR, TLP, Semisumergible	Desarrollo de concepto
Floatgen	Gamesa, Acciona, IDEOL	UE	Semisumergible	Se lanzó el demostrador 1, 2 MW realizando pruebas en mar, cancelado el demostrador 2 en 2014
Gicon tlp	Gicon et.al	Alemania	TLP	Modelo 1:25, fase de pruebas completada
Haliade	Alstom, DCNS	Francia	Semisumergible	Fase pruebas, se espera poder fabricar la primera turbina de 6MW en 2017
Hexicon	Hexicon	Suecia	Otra	En fase de diseño
HiPRwind	Proyecto EU liderado por Fraunhofer, colabora Acciona (ES)	Alemania, España, ...	Semisumergible	Fase inicial de diseño
Hitachi Semisub	Hitachi	Japón	Semisumergible	Fase final de diseño
Idemar	Sociedad publico privada (Sodercan, APIA XXI...)	España	Torre meteorológica, SPAR	Pruebas en mar

Nombre	Empresa	País	Tecnología	Estado
Ideol	Ideol	Holanda	Otra	Prototipo terminado en 2013, 5 MW
IHI Advanced spar	IHI Marine United Inc	Japón	SPAR	Prototipo 1:50, Fase de pruebas completada
Kabashima Hybrid Spar	Toda Construction, Fuji Heavy Industries...	Japón	SPAR	Prototipo escala 1:2 de 100 KW, turbina lanzada en junio 2012
Mitsubishi	Mitsubishi	Japón	Semisumergible	Prototipo a escala completa
Mitsui Semisub	Mitsui Engineering & Shipbuilding Co	Japón	Semisumergible	Fase de diseño en proceso de turbina de 5MW
MITSUI TLP	Mitsui Engineering & Shipbuilding Co	Japón	TLP	Desarrollo de concepto
Ocean breeze	Xanthus Energy	Reino Unido	TLB	Pruebas en tanque finalizadas
Pelagic power	W2power	Noruega	Otra	Pruebas en tanque finalizadas
Pelastar	Glosten Associates	USA	TLP	Diseño completo, pruebas en tanque completadas
Poseidon floating power	Floating Power	Dinamarca	Semisumergible	Planta piloto a escala
Sea swirl	Sea Swirl	Suecia	SPAR	planta piloto probada
Shimizu semisub	Shimizu Corporation	Japón	Semisumergible	Fase de simulación completa
Sway	Sway	Noruega	SPAR	En fase de pruebas
Tlp iberdrola	Iberdrola	España	TLP	Desarrollo de concepto
Trifloater semisub	Gusto	Holanda	Semisumergible	Pruebas en tanque completadas
Vertiwind	Technip / Nenuphar	Francia	Semisumergible	Escala 1:2, 35 kW, Turbina lista para fase de pruebas
Wind lens floater	Kyushu University	Japón	Semisumergible	Planta piloto en pruebas desde diciembre 2011
WindFlo	Nass and Wind/DCNS	Francia	Semisumergible	En fase de pruebas
Windsea Floater	Force Technology NLI	Noruega	Semisumergible, con tres columnas	Pruebas en tanque y simulaciones completadas

Tabla 3: Sistemas flotantes a nivel mundial. Fuente: EWEA, Maine International Consulting LLC, Celso Martini, The Windfloat project, Lisboa abril 2014

De manera visual se muestra el estado de desarrollo de 29 de los proyectos anteriores:

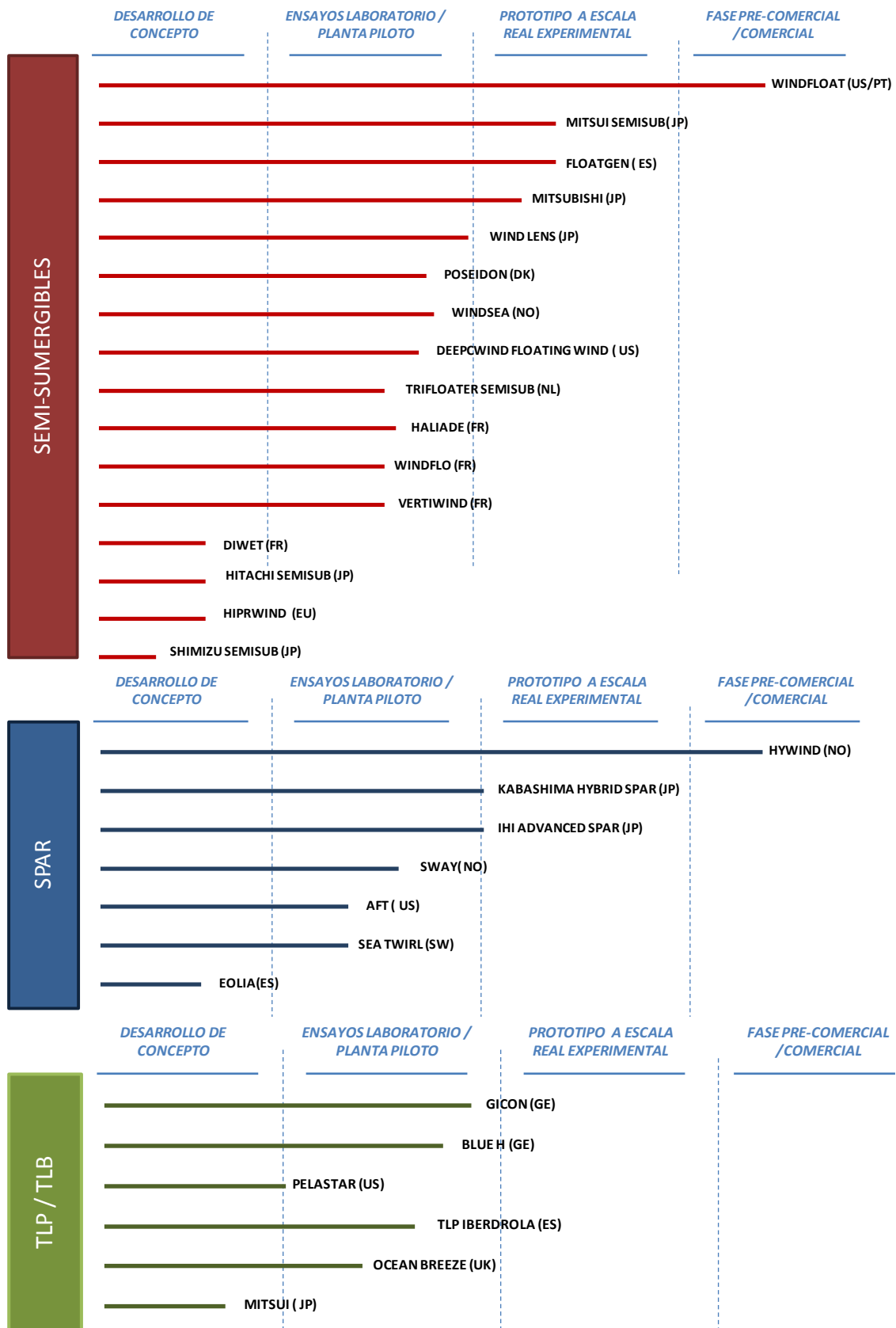


Figura 36: Estado de desarrollo de los principales dispositivos flotantes semisumergibles, SPAR y TLP. Fuente: elaboración propia a partir de datos de EWEA, Maine International Consulting LLC, Windfloat Project.

Con el objetivo de dar una visión detallada de las tecnologías empleadas en aguas profundas, en los siguientes apartados se pretende hacer una revisión de los sistemas considerados más relevantes en la actualidad por the European Wind Energy Association (EWEA), incorporando a esta revisión los proyectos liderados por empresas españolas como Abengoa, Gamesa o Iberdrola.

1.7.1 Proyecto SWAY (SPAR)

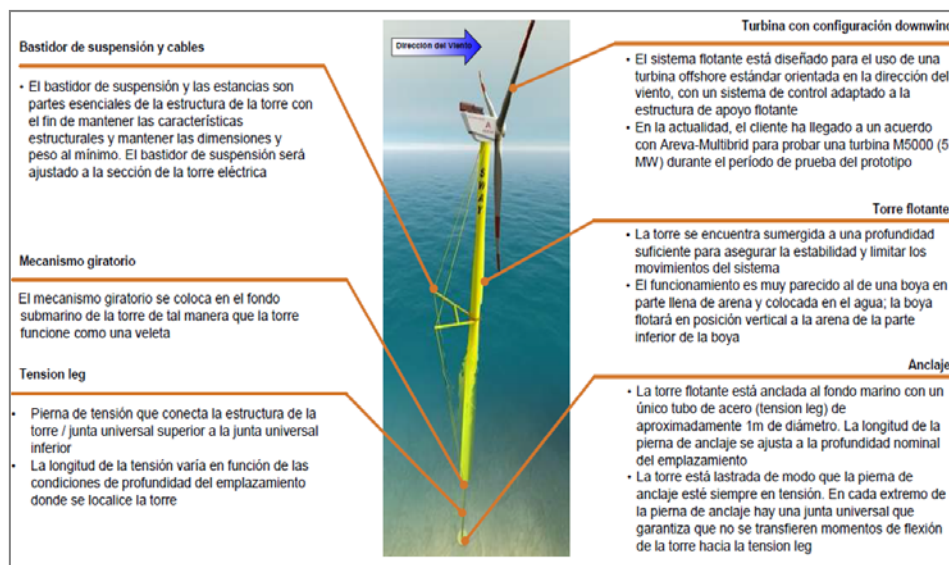


Figura 37: Proyecto SWAY. Fuente: Idom Consulting, Energía eólica marina en Canarias, 2010

La plataforma SWAY, desarrollada por la noruega SWAY AS, consiste en una torre flotante semi-sumergida estabilizada por lastre, está anclada al lecho marino con una línea de amarre tensionada equipada con una rótula, lo que permite virar la estructura cuando el viento cambia de dirección.

Es compatible con las turbinas comerciales disponibles en el mercado de entre 2,5 y 12 MW²⁹, y se puede utilizar a profundidades desde 55 a 300 m y distancias a costa de 50-60 Km.

Esta plataforma se coloca a sotavento y la torre es sujeta por un sistema patentado de varillas, similar al mástil de un barco, que permite reducir el peso de acero de la torre en casi un 50%.

Además, el sistema de anclaje supone un gran coste en las plataformas flotantes actuales, pero este sistema de una sola línea de amarre permite ahorrar entre un 60% y un 70% respecto a las que utilizan un sistema de anclaje en catenaria.

Debido a la pequeña cantidad de acero utilizado y la simplificación de su sistema de anclaje, el coste total de la torre, cimentación y anclaje se estima en menos de la mitad del coste de otras

²⁹ SWAY <<http://www.sway.no/?page=206&show=198&news=785%3E>>

plataformas flotantes del mercado, y es comparable al coste de una cimentación jacket a una profundidad de 30 m.

La viabilidad del sistema ha sido verificada con un gran número de simulaciones dinámicas durante más de ocho años y con un prototipo escala 1/6 ensayado en condiciones reales en Noruega, aunque finalmente se hundió en 2011 debido a una ola severa.

Ahora se ha hecho una nueva versión con una torre de mayor sección y más corta adaptada a profundidades de 55 m. Para profundidades mayores, se ha desarrollado un sistema de patas tensionadas (TLP) ancladas entre la torre y el fondo del mar.

Por último comentar que este proyecto está apoyado por Statoil, Statkraft, Shell technology, Lyse, Inoceen, NREL.

1.7.2 Proyecto HyWind (SPAR)

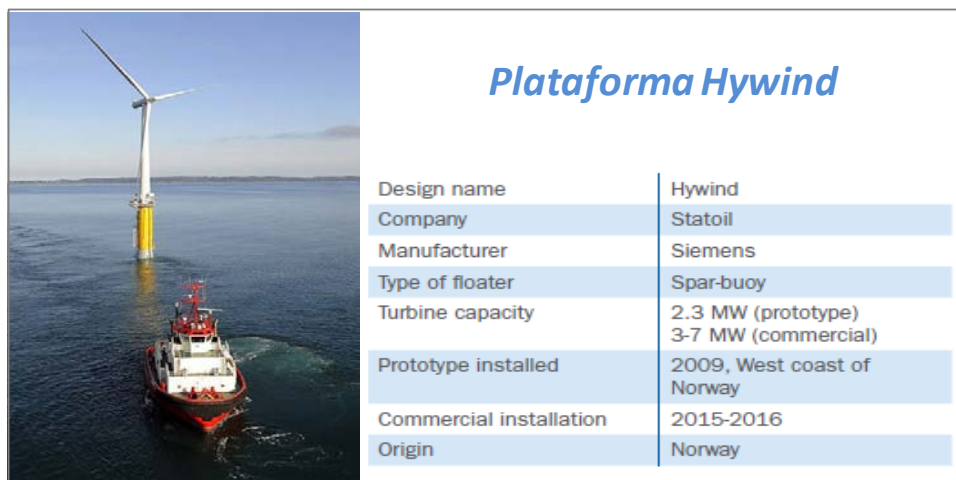


Figura 38: Características del HyWind. Fuente: EWEA, Deep water. The next step for offshore wind energy, 2013

El diseño Hywind consiste en una estructura cilíndrica delgada estabilizada por lastre. El flotador tipo 'spar' presenta poca área frente a las olas, minimizando las cargas inducidas por éstas y una estructura simple que minimiza los costes de producción y además puede ser utilizado con cualquier turbina eólica marina cualificada. El sistema de fondeo se compone de tres líneas de amarre conectadas a la estructura por medio de bridas que impiden una excesiva rotación alrededor del eje vertical (movimiento de guiñada). El sistema de fondeo tiene redundancia, de manera que tiene una capacidad resistente de reserva en caso de un fallo en alguna línea de amarre.

El demostrador Hywind de 2,3 MW se instaló en Noruega en 2009, siendo la primera turbina eólica marina flotante instalada en el mundo. Se encuentra a una profundidad de agua de 200 metros y a 10 km de la costa oeste de Noruega. Se ha examinado a fondo después del primer y segundo año de servicio y no hay signos de deterioro, daño o desgaste debidos al hecho de estar sobre un flotador, por lo que Statoil considera el diseño técnicamente verificado. El diseño ha sido optimizado para el uso de turbinas en el rango de 3 a 7 MW. El siguiente paso será probar el diseño en un parque piloto con cuatro a cinco unidades³⁰.

³⁰ Fundación Asturiana de la Energía, Estudio de las oportunidades tecnológicas que presentan las energías renovables marinas para la industria, 2015

1.7.3 Proyecto Blue H (TLP)

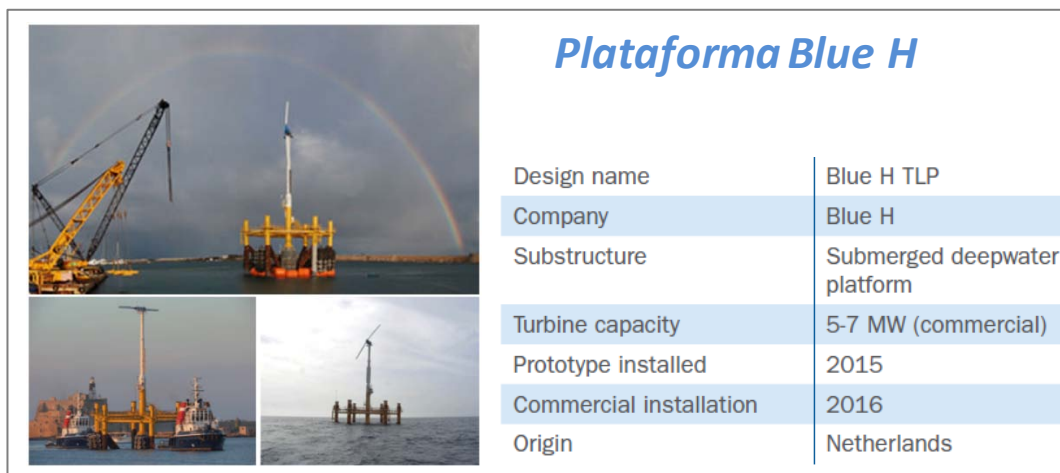


Figura 39: Características del Blue H. Fuente: EWEA, Deep water. The next step for offshore wind energy, 2013

Blue H Technologies es una compañía holandesa que construyó su primera plataforma experimental en el 2007 en la costa del sur de Italia con un aerogenerador de 80 kW. Tras un año de pruebas fue retirada.

La plataforma propuesta consiste en una plataforma "Tension-Leg" sobre la que se instalan aerogeneradores bipala. Las ventajas que proporciona son numerosas, aunque hace más ruido al ser instalaciones destinadas a estar en alta mar esto no supondrá un problema y por otra parte, hace que gire más rápido, también se logra que pese menos y se mantiene más estable. Además, se consigue un considerable abaratamiento.

El proyecto ejecutado hasta el momento se puede resumir en las siguientes tres fases:

- Fase 1: Prototipo ensayado en Diciembre 2007 en la costa de Italia. Modelo a escala 75% (Aerogenerador de 11 kW) en aguas profundas (113 m) a 21.3 Km de la costa. Después de un año de pruebas y tratamiento de datos, fue desmantelado.
- Fase 2: Plataforma TLP con aerogenerador de 2 MW (2012 en Italia).
- Fase 3: Prototipo final 2 MW (2014)

Se trata de la cimentación flotante más estable comercialmente disponible para turbinas de 5-7 MW. El demostrador está previsto para el 2015 y el modelo comercial para el 2016.

1.7.4 Proyecto Windfloat

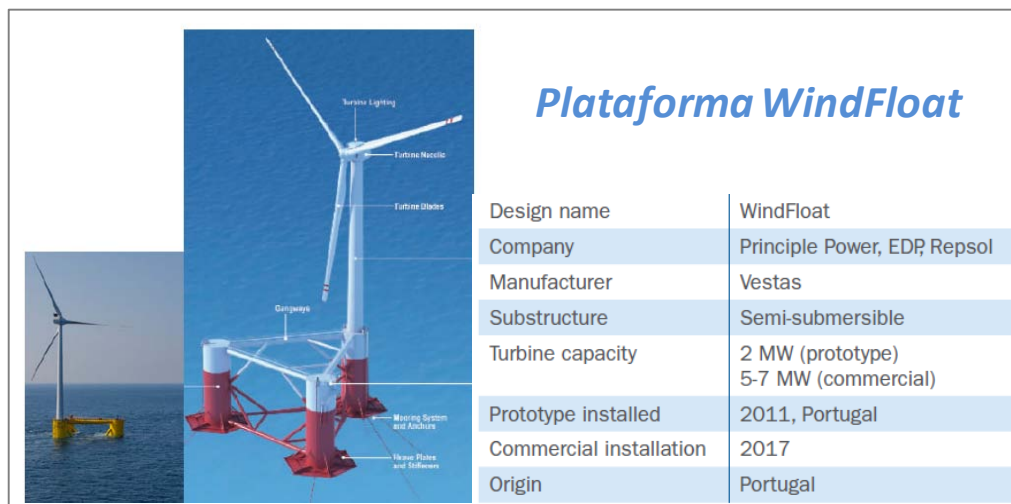


Figura 40: Características del WindFloat. Fuente: EWEA, Deep water. The next step for offshore wind energy, 2013


El diseño WindFloat consiste en un flotador semi-sumergible equipado con un sistema patentado de placas de arrastre de agua en la base de cada columna. Estas placas mejoran el movimiento del sistema de manera significativa debido a efectos de amortiguación y arrastre de agua, lo cual aporta una estabilidad que permite el uso de los aerogeneradores comerciales existentes. Además, el sistema de control de bucle cerrado de la posición angular del WindFloat mitiga el promedio de las fuerzas de empuje inducidas por el viento. Este sistema asegura la óptima conversión de energía pese a los cambios en la velocidad y dirección del viento. El sistema de fondeo emplea componentes convencionales, tales como cadenas y líneas de poliéster para minimizar el coste y la complejidad del mismo.

En 2011 se instaló WindFloat en la costa portuguesa equipado con una turbina Vestas de 2MW y comenzó a producir energía en 2012. El siguiente paso será la construcción de un parque de 27 MW de Portugal, con el apoyo financiero del programa europeo NER300.

También está previsto otro proyecto de demostración de 30 MW en las costas del Pacífico en Oregon³¹.

³¹ EDP, Projeto WindFloat, XIX Congresso da Ordem dos Engenheiros, Lisboa, 20 de Outubro de 2012

1.7.5 Proyecto Windflo



Proyecto Windflo

Design name	Wind turbine with INnovative design for Floating Lightweight Offshore
Company	Nass & Wind, DCNS and Vergnet
Type of floater	Semi-submersible
Turbine capacity	1 MW (prototype) 2.5 MW (commercial)
Prototype installed	2013
Commercial installation	2016
Origin	France

Figura 41: Turbina Windflo, versión bipala. Fuente: EWEA, Deep water. The next step for offshore wind energy, 2013

Se trata de una plataforma flotante, basada en un concepto semisumergible. Cuenta con aerogenerador diseñado específicamente para condiciones de sistemas flotantes en alta mar y un sistema de anclaje con pocas restricciones, adecuado para todos los tipos de fondos marinos.

Se ensayó dos veces con éxito en tanque en 2010 y 2011, para después probar el demostrador Winflo durante el período de un año en mar en 2013. Le seguirá la construcción de un parque piloto proyectado para 2016. El sistema será fabricado en pre-serie y comercializado a partir de 2016.

El programa está coordinado por Nass & Wind Industrie, un importante agente en el sector de la energía eólica marina, en estrecha colaboración con DCNS, un constructor internacional de buques y dispositivos marinos y Vergnet, con experiencia en ingeniería y fabricación de turbinas para ambientes hostiles. El consorcio también incluye dos socios científicos experimentados: IFREMER (Instituto de Investigación del Mar) y la universidad ENSTA-Bretagne.

WINFLO cuenta con el apoyo financiero de la ADEME, la Agencia Francesa de Energía y Gestión del Medio Ambiente en virtud de un programa de inversión estatal.

1.7.6 Proyecto Vertiwind



Figura 42: Proyecto Vertiwind. Fuente: EWEA

Se trata de un dispositivo semisumergible, estructura triangular con trífotador. Esta solución consiste en un aerogenerador de eje vertical sencillo, que no requiere actuadores de yaw, pitch de palas ni caja de cambios. No requerirá el uso de grúas en alta mar, de manera que se espera que resulte menos complejo y caro en su instalación y mantenimiento. La plataforma se podrá ensamblar enteramente en puerto y se espera que su producción sea similar a las de eje horizontal con un menor índice de fallos.

Algunas de las características principales de este sistema son:

- No requiere de transmisión. Accionamiento directo con PMG
- Rotor de 90 m de alto
- Geometría de las palas simple.
- Fabricación de palas con bajo coste
- No requiere de sistema de cambio de paso, ni de orientación.
- El centro de gravedad tan bajo hace que sea muy estable y se minimizan los efectos giroscópicos

El sistema ha sido desarrollado por Nénuphar-Vertiwind (Francia) y los flotadores están contruidos por Technip. El consorcio ha contratado a dos empresas para el diseño básico de las sub-estructuras flotantes, los sistemas “station keeping”, los cables inter-array, incluyendo el estudio de ubicación y la adaptación del proyecto a un aerogenerador prototipo y a un parque eólico piloto experimental en la costa de Fos sur Mer (Sur de Francia). Si se cumplen las siguientes previsiones, Vertiwind se convertiría en la primera turbina eólica flotante instalada en el Mar Mediterráneo:

- Proyecto piloto (2 MW) desarrollado por Technip, Converteam y EDF Technologies (2013)
- Fase 1 del parque eólico piloto que comprende 13 turbinas de 2 MW a finales de 2016.

1.7.8 Proyecto Hexicon Energy

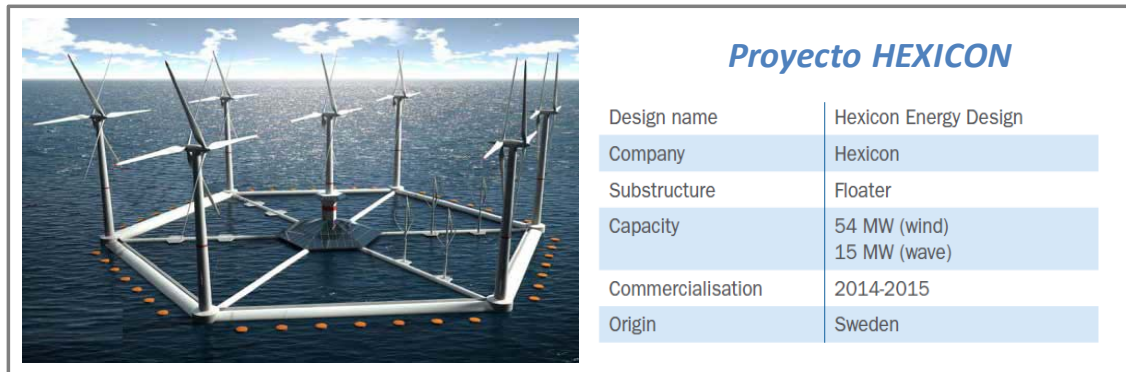


Figura 44: Plataforma Hexicon y miembros del consorcio. Fuente: EWEA

El proyecto está formado por una plataforma flotante con forma hexagonal proyectada por la empresa sueca Hexicon, capaz de integrar hasta 6 aerogeneradores de gran tamaño, fijada al lecho marino mediante amarres tensionados. Asimismo la estructura permite combinar dispositivos undimotrices y aerogeneradores tanto horizontales como verticales. De manera que el efecto total podría llegar a sumar 69 Mw (la energía eólica 54 Mw y la energía undimotriz 15 Mw)³³.

- Turbinas horizontales: 6 x 6,5 Mw
- Turbinas verticales: 30 x 0,5 Mw

Las dimensiones generales para el Modelo A480 (turbinas horizontales 6,5 MW):

- Diámetro del hexágono: 480 m
- Mínima profundidad requerida: 26 m

El diseño está subvencionado por los gobiernos de Suecia, Malta y Chipre bajo el programa europeo de energías renovables NER300. En el proyecto participan 32 empresas:



Aunque todavía no se ha publicado la planificación del proyecto, el prototipo estará instalado en costas maltesas.

³³ Main(e) International Consulting LLC, Floating Offshore wind foundations: Industry Consortia and projects in the United States, Europe and Japan, 2012
EWEA, Deep Water - The next step for offshore wind energy, 2013: www.ewea.org/report/deep-water

1.7.9 Otros proyectos

También comienzan a tomar forma otros diseños e ideas de plataformas flotantes como las siguientes:

- **Proyecto IDEOL**

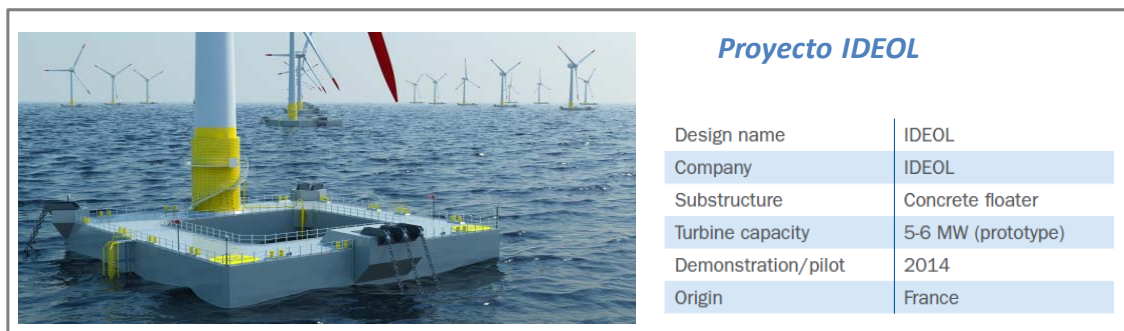


Figura 45: Esquema del prototipo IDEOL. Fuente: <http://www.ideal-offshore.com/en>

IDEOL ha desarrollado y patentado el sistema Ideol Damping Pool®, cuyo fundamento está basado en una piscina flotante de hormigón con poco calado diseñada en función de las frecuencias naturales de oleaje. El agua atrapada en su interior actúa como un amortiguador de los movimientos flotantes generados en el mar. Esto permite al sistema un buen comportamiento hidrodinámico y de movimiento en comparación con otros sistemas flotantes superficiales.

Esta plataforma semisumergida está diseñada para poder utilizar cualquier aerogenerador marino comercial, sin modificación.

Se está trabajando en la construcción e instalación de dos demostradores a escala comercial.

- **Proyecto DEEPWIND**

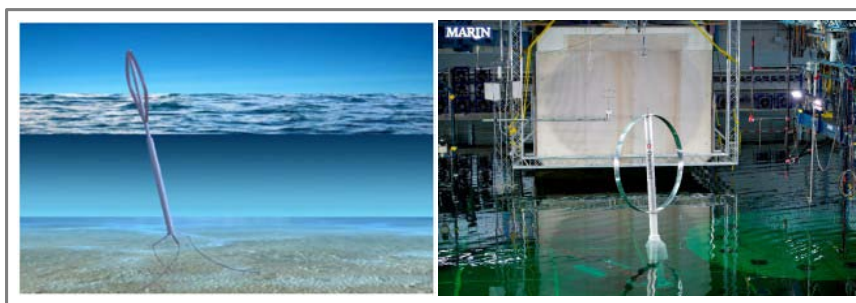


Figura 46: Esquema del prototipo DEEPWIND. Fuente: <http://www.deepwind.eu/>

«Future deep sea wind turbine technologies» (DEEPWIND) es un proyecto de cuatro años que ha recibido financiación del Séptimo Programa Marco (7PM) de la Unión Europea.³⁴ El consorcio está formado por: la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) como entidad líder y

³⁴ http://cordis.europa.eu/result/rcn/90342_es.html

otros socios como Vestas Wind Systems A/S, Norsk Marinteknisk Forskningsinstitut AS, Technische Universiteit Delft, Aalborg Universitet, Sintef Energi AS.

Para las pruebas de concepto en condiciones operativas cuasi-reales, DEEPWIND desarrolló un prototipo de turbina eólica flotante de 1 kW. Gracias a un sistema de control, el equipo recabó datos sobre los movimientos de los componentes giratorios y las partes sumergidas. Los científicos han comenzado a analizar los componentes de transmisión de energía eléctrica, anclaje y absorción de par en distintas condiciones de viento, oleaje y corrientes.

Paralelamente, el equipo diseñó un demostrador de valores de referencia de 20 MW y trabajó en la integración de nuevas tecnologías y en la reproducción a mayor escala del diseño.

Sus características principales se pueden resumir en:

- Aerogenerador de eje vertical simple (sistema Darrieus), con alta capacidad de aumento de escala y útil para emplazamientos marinos de gran profundidad.
- Palas GRP de geometría constante fabricadas por pultrusión ligeras y baratas. (11m, cuerda, 100m longitud)
- Se pueden fabricar in situ. Se pueden hacer modulares.
- Autoinstalable con control del lastre.
- Gira todo el rotor y el eje sobre un rodamiento de agua mediante eje dentro de un tubo.
- Sistema de absorción de par.
- El generador eléctrico está al final del tubo (varias configuraciones)
- Sistema de amarrado.

• Proyecto GICON



Figura 47: Esquema del prototipo GICON. Fuente: www.gicon-sof.de

GICON está desarrollando una estructura flotante para eólica marina para profundidades entre 20 y 500 metros, permitiendo así el acceso a nuevas áreas de mar para la eólica marina. Su diseño pretende reducir costes mediante una construcción modular, pudiéndose ensamblar enteramente en puerto y remolcarse a alta mar incluso con el aerogenerador instalado. Se espera instalar un prototipo a escala real en el mar Báltico en 2014-2015.

- **Proyecto Advanced Floating Turbine (AFT)**



Figura 48: Esquema sistema AFT. Fuente: Nautica Windpower.

La empresa estadounidense Nautica Windpower emplea una tecnología patentada con la que consigue reducir el peso, complejidad y coste, obteniendo un sistema específico para aguas profundas. Ya ha sido ensayado con modelos en aguas abiertas mientras que el modelo dinámico estructural está todavía en fase de desarrollo para un concepto multi-megavatios. La turbina flotante AFT utiliza una sola línea de amarre y una configuración del rotor bipala que funciona a sotavento. La empresa asegura que con este diseño se responde bien a la deflexión a la vez que se alinea bien con el viento de manera natural sin necesidad de un sistema de orientación activo, consigue flexibilidad en los álabes, una mayor vida útil, disminuye la carga estructural del sistema y reduce las necesidades de mantenimiento en alta mar, produciendo menores costos de ciclo de vida. Se espera instalar un prototipo 1:2 en 2016.

1.7.10 Proyectos Españoles sobre eólica en aguas profundas

España se está posicionando para aprovechar las oportunidades de la eólica flotante en el Mediterráneo y otras áreas costeras, con compañías españolas involucradas en proyectos eólicos offshore en aguas profundas. Los fabricantes, especialmente Gamesa y Acciona se encuentran entre las empresas más activas, participando en un buen número de los proyectos que se están desarrollando en nuestro país, pero también promotores como Iberdrola están desarrollando un activo programa de I+D. Junto a estas empresas participan algunos de los principales centros de investigación españoles como CENER y CIEMAT y otras muchas empresas suministradoras de equipos y servicios, como se verá a lo largo de este apartado:

- **Proyecto IPRWIND**

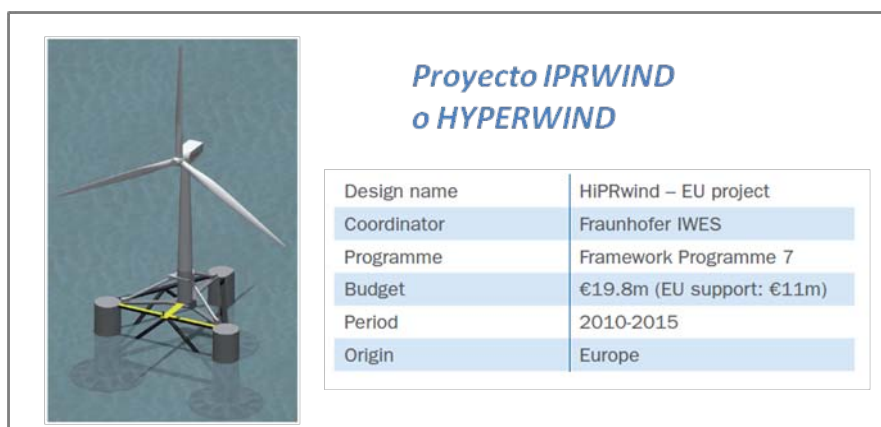


Figura 49: Esquema del prototipo IPRWIND. Fuente: Acciona

El proyecto HiPRWind, cuyo consorcio está formado por 19 socios de 8 países europeos diferentes, está cofinanciado por la Comisión Europea dentro del 7º Programa Marco de I+D y movilizará 19,8 millones de euros hasta finales del 2015, de los cuales 11 millones son aportados por la Comisión Europea.

En él participan las siguientes entidades:

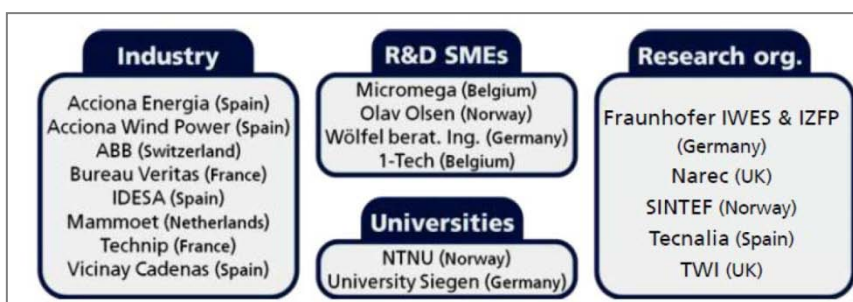


Figura 50: Consorcio proyecto IPRWIND. Fuente: Acciona

El promotor del proyecto es Acciona Energía S.A., la cual solicitó al Ente Vasco de Energía, la inclusión de este nuevo equipo en el BIMEP (infraestructura Biscay Marine Energy Platform) para el ensayo de tecnologías de generación eólica marina flotante.

El proyecto abarca la construcción, transporte e instalación de dos estructuras flotantes en la zona, el aerogenerador propiamente dicho y una torre meteorológica, además de la conexión de los mismos a los sistemas de control y del generador a la infraestructura de evacuación de la energía. A continuación se describen las principales características de estos equipos:

El aerogenerador. Está constituido por una estructura flotante semisumergible en forma de triángulo que soportará el aerogenerador. La turbina seleccionada tiene una potencia de 1,5 MW y estará soportada por una torre de tal manera que el centro de giro del rotor se encuentre a 60 metros sobre el mar, siendo el diámetro del mismo de 77 metros. El anclaje al fondo se realizará mediante tres anclas de arrastre, de aproximadamente 8 toneladas cada una. Los tres puntos de fondeo estarán en el interior de la poligonal que delimita el BIMEP. La estructura semisumergida junto con el generador eólico se construirá y ensamblará en el puerto de Avilés, desde donde se remolcará hasta la ubicación final.

Torre meteorológica. Está constituido con una estructura de celosía de 45 metros, que permitirá la ubicación de sensores a diferentes alturas, la cual estará soportada en una subestructura de tipo spar, que garantiza la flotabilidad, en la posición adecuada, de todo el sistema. La subestructura tendrá un calado de 40 metros y un francobordo de 15. El anclaje al fondo se realizará mediante un sistema similar al del aerogenerador³⁵.

- **Proyecto IDERMAR**

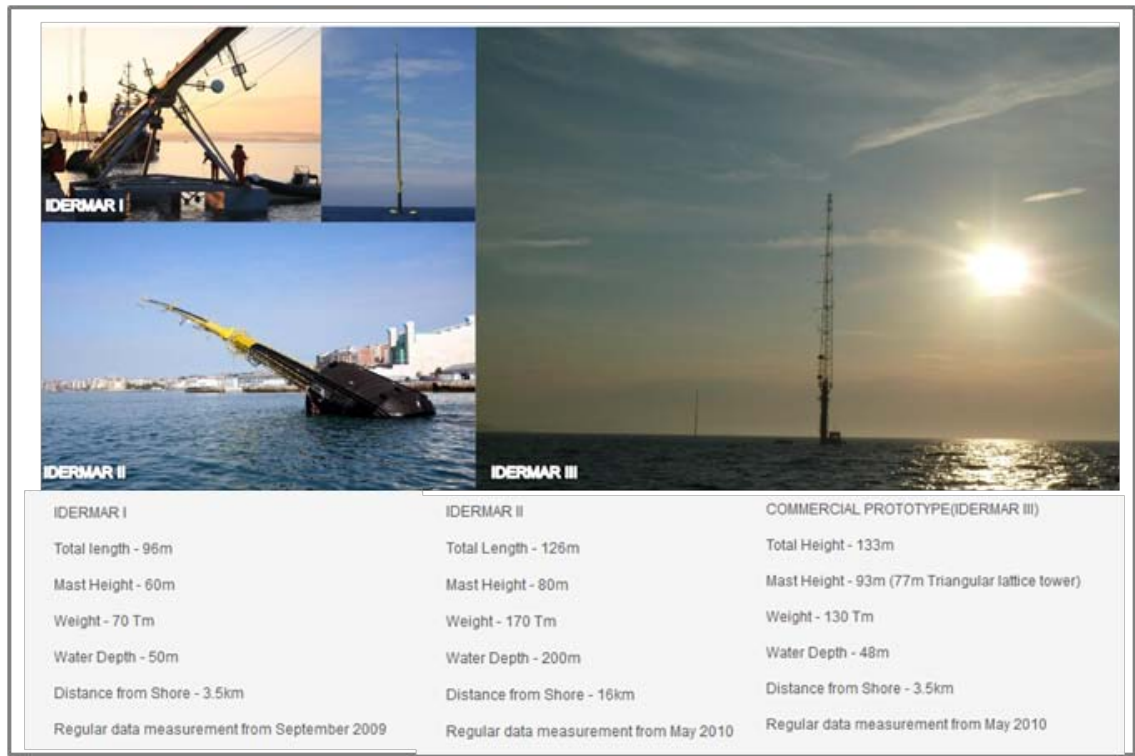


Figura 51: Proyecto Idermar. Fuente: Wind Power R&D Seminar – Deep Sea offshore Wind Power, 2011

³⁵ http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-11365

IDERMAR -Investigación y Desarrollo de Energías Renovables Marinas, es una sociedad mixta público-privada constituida por el Gobierno de Cantabria a través de SODERCAN, ACTIUM, empresa de inversiones del Grupo APIA XXI, el Instituto de Hidráulica (IH) de la Universidad de Cantabria (UC) y la empresa Helium. Esta sociedad tiene dos líneas de productos:

- Torre meteorológica flotante: sistema de monitorización del recurso eólico marino
- Soporte para aerogeneradores marinos flotantes: puede ser adaptado a cualquier modelo de aerogenerador.

Ambos sistemas están basados en la misma estructura de tipo spar buoy, constituido por un nivel sumergido (par estabilizador mediante un mecanismo de flotación y lastre) y un nivel emergido (tramo inicial cilíndrico que se continúa con una torre de celosía sobre la que se montan los brazos soporte de la instrumentación). El conjunto mide 125 m de longitud, de los cuáles, 35 m están sumergidos y 90 m se encuentran por encima del nivel del mar. Está diseñada para ser fondeada en profundidades iguales o superiores a los 45 metros.

Actualmente han sido fabricadas por esta empresa tres torres flotantes y testadas en el mar Cantábrico con el objetivo de poder desarrollar posteriormente una torre eólica marina.

• Proyecto TLP Iberdrola

IEC TLP 2MW Características	
Profundidad(m) / H_s / $H_{máx 50}$	100 / 10,3 / 19
Aerogenerador	G-8X 2MW
Nº de pontonas	4
Nº de líneas de fondeo por pontona	2
Calado de operación (m)	24
Envergadura (m)	35
Dersplazamiento(ton)	2.534
Masa acero TLP (ton)	750
Líneas de fondeo	Cables de acero
Cimentación líneas de fondeo	Succión / pilotado
Surge medio (oper./supervivencia) [m]	(<3/<5)
Setdown medio (oper./superv.) [m]	(0,8/4,2)
Aceleraciones máximas en	(5,5/8,4) (m/s ²)

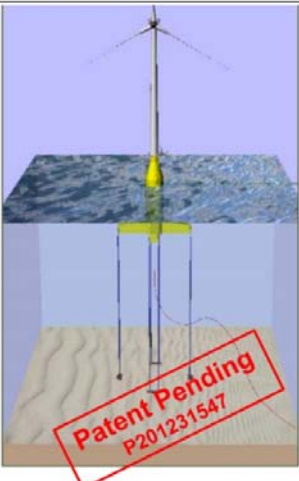


Figura 52: Esquema del prototipo TLP Iberdrola. Fuente: Iberdrola Soluciones Flotantes para Offshore Wind, 2012

El modelo por el que ha optado Iberdrola es la cimentación flotante tipo TLP (Tension Leg Platform). Sus ventajas sobre las otras dos tecnologías existentes (flotantes semisumergibles y Spar) son una mejor respuesta dinámica, menor nivel de fatiga en cables, seguridad en la mar en operación y mantenimiento, mejor respuesta en condiciones más severas, si bien necesita líneas de fondeo tensionadas que requieren una mayor precisión de instalación. Será posible realizar su ensamblaje en astilleros ya existentes, mientras que su transporte e instalación se puede efectuar en buques estándar con ventanas climáticas pequeñas. Por otro lado resulta también beneficiosa su baja dependencia de cargas aerodinámicas y pesos: 2 MW (750 toneladas) y 5 MW (1.050 Tm).

- **Proyecto EOLIA**

Se trata de un proyecto (CENIT-E) - Convocatoria 2007 liderado por ACCIONA Energía que contó con un presupuesto de algo menos de 39 millones de euros. En él participan empresas de reconocido prestigio e implica la contratación de 25 Centros Tecnológicos.



Figura 53: Consorcio EOLIA. Fuente: Acciona

Este proyecto consistió en el desarrollo durante el periodo de 2007 – 2010 de la tecnología, metodología, equipos y sistemas constructivos, necesarios para implantar con garantías técnicas y económicas parques eólicos en el mar en aguas profundas, es decir, en profundidades superiores a los 40 m.

Acciona Ingeniería, junto con Acciona Infraestructuras, fue responsable de la investigación y desarrollo del conocimiento de las Tecnologías de Cimentaciones para Aguas Profundas.

Tres soluciones desarrolladas a escala 1:40 fueron ensayadas en el canal de experiencias hidrodinámicas CEHIPAR (Madrid), a las que corresponde las siguientes fotografías.

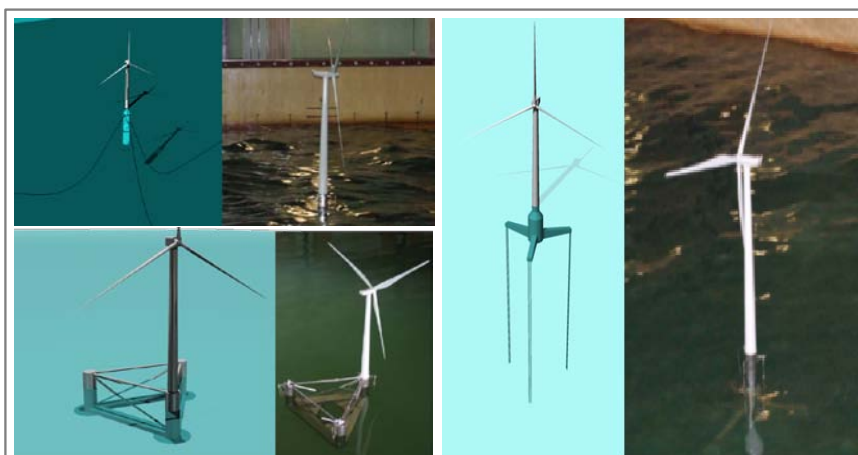


Figura 54: Pruebas en canal de las soluciones desarrolladas en el proyecto EOLIA. Fuente: Acciona.

- **Proyecto AZIMUT**

Al igual que el caso anterior el proyecto AZIMUT fue subvencionado por el CDTI a través del Programa CENIT. Contó para su ejecución con un presupuesto de 30,3 millones de euros.

En el proyecto AZIMUT coordinado por Gamesa, participó de manera destacada, Acciona Windpower, Alstom Wind, Acciona Energía, Iberdrola Renovables, Ingeteam, Imatia, Ingeciber, Digsilent Iberica, Técnicas Reunidas y Tecnitest, donde el objetivo era establecer las bases tecnológicas para poder desarrollar un aerogenerador marino de 15 MW en 2020. Durante el desarrollo del mismo se valoraron las tecnologías TLP spar y semisumergible

El proyecto finalizó en 2013 después de 4 años, dando como resultado importantes progresos tanto tecnológicos, como de nuevos materiales y herramientas de simulación. Además las empresas participantes obtuvieron importantes resultados en áreas clave de desarrollo, principalmente en la captura de energía eólica marina, en las tecnologías de conversión de la energía eléctrica, en los procesos de prueba y modelos, así como en la creación de una nueva aplicación web.

- **Proyecto Floatgen**

FLOATGEN (2013-2017) es un proyecto co-financiado por la Comisión Europea dentro del Séptimo Programa Marco y es coordinado por Gamesa. El objetivo de este proyecto es la demostración de la operación de prototipos de escala real (2 MW) de eólica flotante marina, en condiciones reales y comparar su comportamiento.

Durante el proyecto de 5 años, GAMESA integrará una de sus turbinas de 2 MW en la plataforma flotante diseñada por IDEOL (ver figura 45). En el verano de 2015, el sistema flotante se instalará en SEM-REV, un área de experimentación situada a 12 millas náuticas de la ciudad de Le Croisic en la costa atlántica francesa. Bouygues Travaux Publics será responsable de la construcción de la base flotante mientras la Universidad de Stuttgart contribuirá realizando las simulaciones necesarias. RSK Group analizará el impacto ambiental del sistema flotante y ZABALA contribuirá al proyecto en las tareas de gestión y difusión. Fraunhofer IWES llevará a cabo un análisis comparativo entre el sistema propuesto FLOATGEN y otras soluciones comparables flotantes.

2. DETECCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EXISTENTES PARA EXPLOTACIÓN DE LA ENERGÍA UNDIMOTRIZ

La energía procedente de las olas es una de las fuentes renovables de mayor interés, tanto en el terreno de la investigación como de la industria, en cuanto al aprovechamiento energético. Hasta el momento están desarrollándose distintos prototipos, para los cuales se les pretende una total funcionalidad a corto plazo y una completa fiabilidad a medio plazo.

La energía undimotriz se considera aún una industria emergente, en un estado incipiente de desarrollo tecnológico precomercial marcado por grandes oportunidades, pero también muchos retos tecnológicos y sociales a superar, hasta alcanzar un horizonte comercial en competitividad con otras fuentes.

El camino hacia la competitividad se ve marcado por la disparidad de tecnologías y los elevados costes que elevan el riesgo de los proyectos. A pesar de que existen multitud de diseños de prototipos, algunos de los cuales se han llegado a reproducir a escala reducida y otros más avanzados a escala real, ninguna tecnología ha logrado de forma indiscutible imponerse al resto³⁶.

Para arrojar algo de luz sobre las tendencias de este campo, en este apartado se pretende realizar una revisión sobre las tecnologías actuales más maduras según la literatura consultada, su clasificación, los países más estrechamente vinculados con su desarrollo y en mayor detalle, caracterizar la treintena de dispositivos más relevantes a nivel mundial de manera individual.

³⁶ Losada, I.J. y del Río, G., Estado del arte de las energías marinas, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, 2010
IRENA - International Renewable Energy Agency, 2014

2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN

Dentro del sector de energía de las olas existe una gran variedad de diseños (más de 1.000 patentes a nivel mundial de convertidores) por lo que resulta complicado realizar una clasificación unívoca que permita identificar todas las características que definen los dispositivos.

Por este motivo, existen distintos criterios de clasificación, siendo los más comunes los que clasifican los dispositivos en función de su ubicación respecto de la costa, principio de captación y tamaño-orientación:

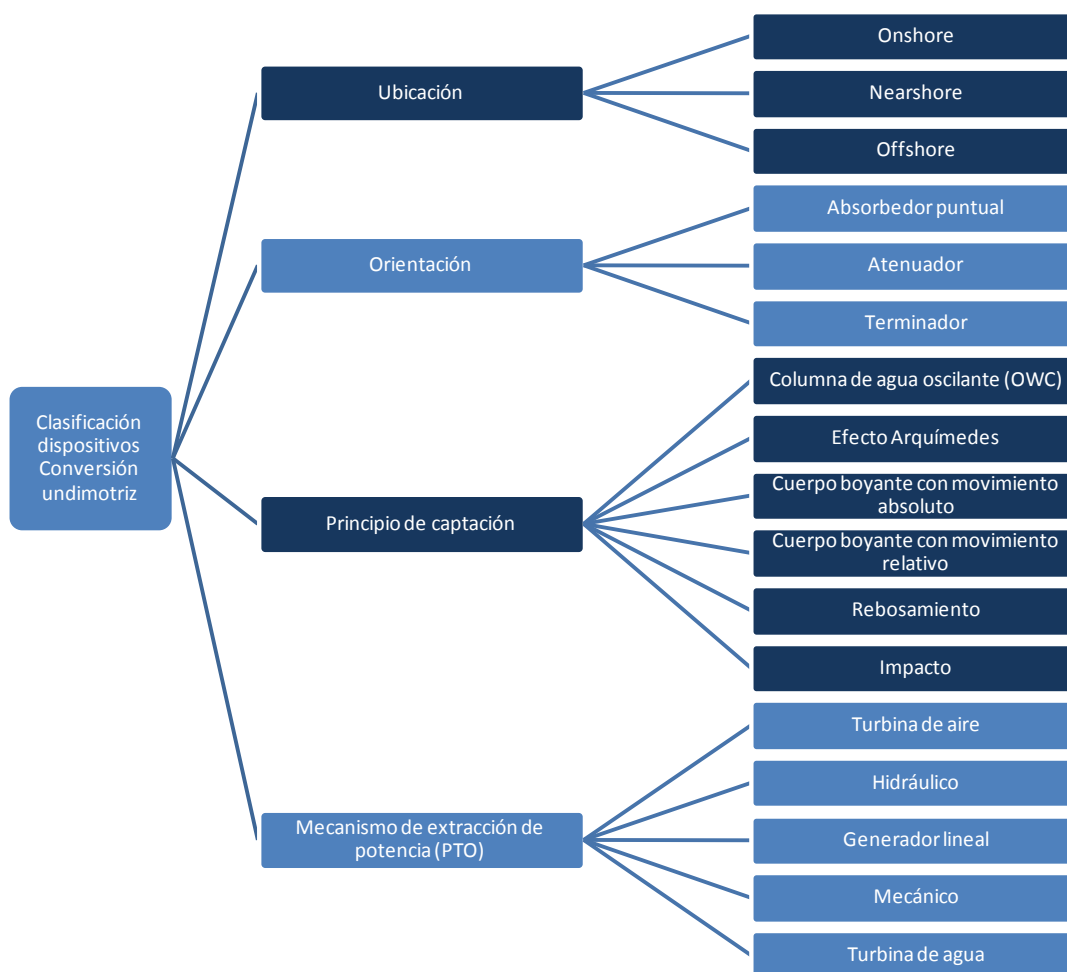


Figura 55: Clasificación de dispositivos de conversión Undimotriz

A fecha de hoy no es posible predecir cuál de estas tecnologías tendrá mayor éxito, siendo probable que existan varias soluciones adaptadas a las condiciones del campo de explotación, pudiendo apreciarse una **cierta ventaja de los absorbedores puntuales, basados en PTO hidráulico y para parques offshore en aguas profundas**³⁷.

³⁷ Amable López et al. / Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial 11 (2014) 224–235
IRENA Innovation and Technology Centre, Ocean Energy, Technology Readiness, Patents, Deployment Status and Outlook, August 2014
<http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Ocean_Energy_report_2014.pdf>

A continuación se detallarán las características correspondientes a las tecnologías de conversión clasificadas en la figura 56.

- **Atendiendo a la ubicación** de la instalación:

Se trata del criterio de clasificación adoptado en el proyecto europeo Wavenet. Clasifica los convertidores undimotrices en dispositivos en la costa (onshore), cerca de la costa (nearshore) y lejos de la costa (offshore), como se muestra en la siguiente figura:

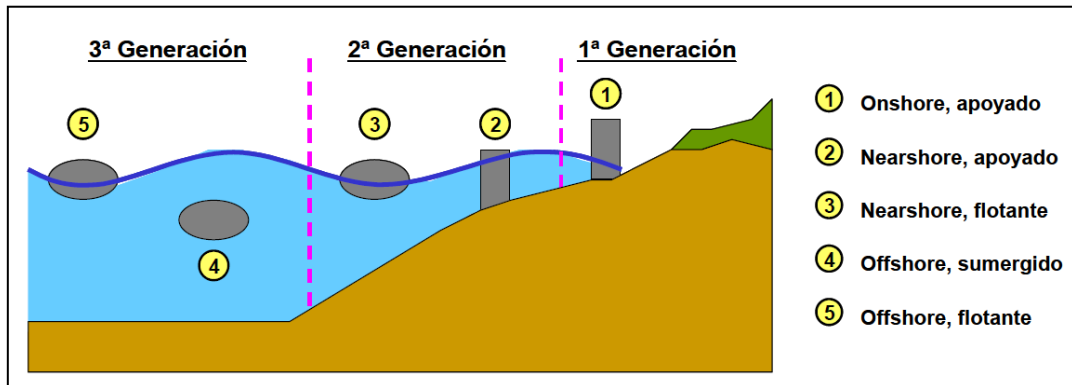


Figura 56: Clasificación de dispositivos según su ubicación. Fuente: Wavenet project.

- **Dispositivos en costa u onshore:** se trata de dispositivos apoyados sobre el fondo en aguas poco profundas, integrados en estructuras fijas como diques rompeolas o acantilados rocosos.

Los dispositivos onshore presentan unas ventajas importantes en términos de facilidad de instalación, inexistencia de amarres, bajos costes de mantenimiento, mayor supervivencia y menor distancia a tierra para el transporte e integración de energía producida. Sin embargo, su desarrollo está limitado por el reducido número de ubicaciones potenciales, menor nivel energético y su impacto medioambiental y visual.

- **Dispositivos cercanos a la costa o nearshore (10-40 m):**

Se trata de dispositivos ubicados en aguas poco profundas y distanciados de la costa entre unos cientos de metros y unos pocos kilómetros. Estas profundidades moderadas son apropiadas para dispositivos de gran tamaño apoyados por gravedad sobre el fondo o flotantes.

La elección de una ubicación nearshore se realiza en primera instancia para superar los problemas asociados a los dispositivos en costa y evitar la necesidad de sistemas de amarre costosos. Los convertidores con una estructura fija al fondo pueden aprovechar el movimiento de la ola al completo, un aspecto que no es posible en los dispositivos flotantes.

Los dispositivos nearshore representan un compromiso interesante. Sus mayores problemas consisten en las cargas extremas que las olas ejercen en una gran estructura fija al fondo y su elevado coste unitario.

- **Offshore** (>50m): se trata de dispositivos flotantes o sumergidos ubicados en aguas profundas. Disponen de altos potenciales de energía, pues a medida que aumenta la distancia a la costa la densidad energética aumenta. Por otro lado, su accesibilidad es más difícil, la supervivencia está más comprometida y el transporte de energía es más complicado. Aparecen problemas de instalación, de mantenimiento, de anclaje, de interferencia con el tráfico marítimo, etc. Sin embargo, son los proyectos más numerosos. A estos dispositivos también se les llama convertidores de tercera generación.
- **Atendiendo a la orientación respecto al tamaño y al frente de ola:**

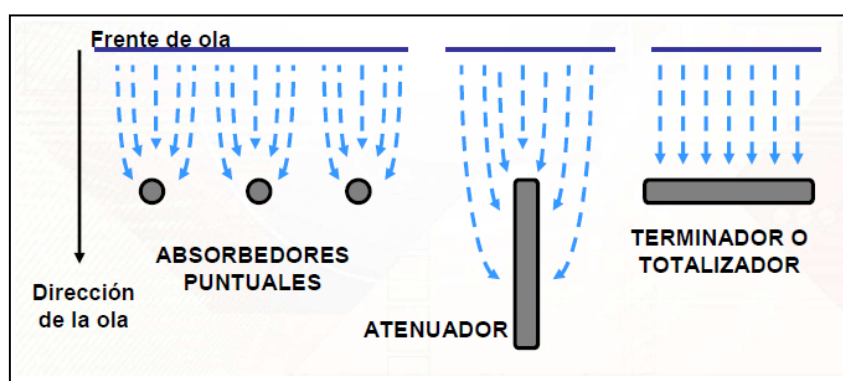


Figura 57: Clasificación de dispositivos según su tamaño y orientación. Fuente: Tecnalia³⁸

- **Absorbedores puntuales:** Se trata de estructuras pequeñas en comparación con la longitud de la ola incidente. Suelen ser cilíndricas (simetría axial) y, por tanto, independientes de la dirección de la ola. Generalmente se colocan varios absorbedores puntuales agrupados formando una línea o array. Un aspecto característico de los absorbedores puntuales es su capacidad de concentrar la energía sobre sí mismos. Es decir, un dispositivo de este tipo puede captar energía de un ancho de ola mayor que el propio ancho que ellos oponen. Los absorbedores puntuales suelen basarse en sistemas tipo boya.
- **Atenuadores:** También se denominan absorbedores lineales. Consisten en estructuras alargadas, colocadas en paralelo a la dirección de avance de las olas, de forma que van extrayendo energía de modo progresivo y direccional. En los dispositivos atenuadores el ancho eficaz de captación se amplifica considerablemente ya que, debido a su geometría, extraen la energía de la ola progresivamente. Además están menos expuestos a daños y requieren menores esfuerzos de anclaje que los terminadores, ya que las fuerzas se compensan a ambos lados de la estructura, siendo capaces de captar energía por ambos lados de la misma.

³⁸ Pedro Ibañez Ereño (TECNALIA), Xornada sobre Enerxía que Vén do Mar A Coruña 1.07.08

- **Totalizadores o terminadores:** Se trata de dispositivos alargados situados perpendicularmente a la dirección del avance de la ola y que pretenden captar la energía de una sola vez. Un dispositivo ideal de este tipo no reflejaría ninguna energía, aprovechando el 100% de la misma.

Su anchura eficaz de captación es igual a su longitud. En la práctica, los terminadores tienen una longitud finita y por lo tanto, cuanto más cortos sean más se comportarán como un absorbedor puntual.

- **En términos del principio de captación³⁹:**

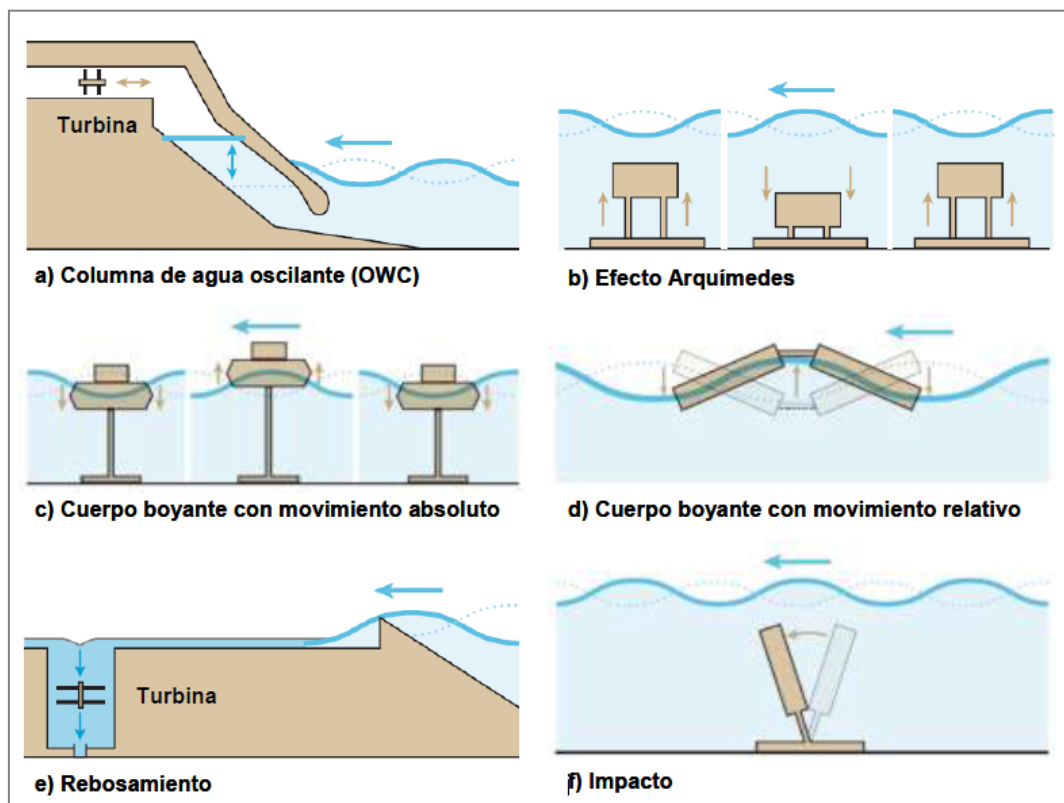


Figura 58: Clasificación de dispositivos según su principio de captación. Fuente: Tecnalia

- **Diferencias de presión en un fluido:**

Se trata de dispositivos basados en el aprovechamiento de la diferencia de presión creada por el oleaje en un fluido, normalmente aire, que opera como medio de transferencia. Son dispositivos nearshore y offshore sumergidos unos pocos metros bajo el agua o directamente apoyados sobre el fondo, lo que les permite ser menos vulnerables a temporales. No obstante, al no ser visibles directamente pueden causar interferencias con la navegación. Cabe destacar dos tipos principales:

³⁹ Raúl Rodríguez Arias, et. Al., XLVII Congreso de Ingeniería Naval e Industria Marítima Palma de Mallorca, Octubre 2008

a) Columna de agua oscilante (Oscillating Water Column – OWC). Consiste en una cámara abierta por debajo del nivel del mar en la que el movimiento alternativo de las olas hace subir y bajar el nivel de agua, desplazando el volumen de aire interno. Cuando la ola incide en el convertidor, el aire se comprime dentro de la cámara y sale al exterior a través de una turbina. Del mismo modo, cuando la ola se retira el aire fluye hacia el interior de la cámara accionando nuevamente la turbina. Se requiere un diseño especial de la turbina para hacerla girar en la misma dirección con el flujo bidireccional por lo que su rendimiento es menor que en una turbina convencional. Principalmente se ubican en costa, bien en acantilados o integrados en diques. Por otra parte, sus dimensiones son grandes debido al tamaño necesario de la cámara de aire. En consecuencia, el coste de un único dispositivo es bastante elevado.

b) Efecto Arquímedes. Se basa en la fluctuación de la presión estática originada por la oscilación del nivel del agua al paso de la ola. Básicamente se trata de una cámara de aire cerrada que puede variar su volumen en función de la presión a la que es sometida. La parte inferior de la cámara se fija al fondo, mientras que la cubierta puede desplazarse verticalmente. El aire de la cámara se comporta como un muelle cuya rigidez puede modificarse bombeando agua hacia el interior o exterior de la misma (cambiando así el volumen de la cámara).

- **Cuerpos boyantes activados por las olas:**

Se trata de dispositivos constituidos por un flotador que es movido por las olas y por tanto principalmente de tipo offshore. La energía se extrae de diversas formas aprovechando el movimiento alternativo de este elemento. El movimiento oscilatorio que se aprovecha puede ser vertical, horizontal, en torno a un eje (cabeceo) o una combinación de los anteriores. Este movimiento inducido por las olas puede tratarse de un movimiento absoluto entre el cuerpo boyante y una referencia fija externa (anclaje al fondo o lastre) o un movimiento relativo entre dos o más cuerpos. Este criterio permite dividir este tipo de dispositivos en dos categorías:

c) Cuerpos boyantes con movimiento absoluto. Los dispositivos que utilizan una referencia fija son los más abundantes. Generalmente se colocan varios dispositivos agrupados en línea. Los esfuerzos a los que se ven sometidos los amarres son importantes. Además, estos dispositivos son sensibles a las mareas y su instalación y mantenimiento resultan complejos.

d) Cuerpos boyantes con movimiento relativo. Los dispositivos basados en el movimiento relativo no presentan estos inconvenientes. La dificultad reside en cómo conseguir una referencia fija interna sin pérdida apreciable de rendimiento. Hasta la fecha se han propuesto varias posibilidades: cuerpos boyantes articulados, cuerpos boyantes unidos a plataformas flotantes estables y cuerpos flotantes con masa inercial interna (p.ej. péndulo, masa deslizante sobre guía, volante de inercia).

- **Sistemas de rebosamiento y/o impacto:**

Se trata de dispositivos en los que las olas inciden en una estructura, lo cual consigue aumentar su energía potencial, su energía cinética o ambas. Existen dos principios diferenciados de este tipo de dispositivos, tanto nearshore como offshore, en función del modo en que se aprovecha la energía de la ola incidente:

e) Sistemas de rebosamiento. Fuerzan a que el agua pase por encima de la estructura, pudiendo incluir o no un depósito que almacene agua. Los dispositivos que acumulan agua de las olas en un depósito en altura utilizan algún tipo de concentrador (canal en cuña o parábola) para incrementar la altura de las olas. En estos casos se aprovecha la diferencia de nivel entre el depósito y la superficie del mar. Normalmente se hace pasar el agua por una turbina hidráulica de baja presión para producir energía. Se conocen sistemas de rebosamiento onshore y offshore. Los primeros no son muy frecuentes ya que requieren la conjunción de una serie de características naturales en el emplazamiento y el coste de la obra civil es elevado.

f) Sistemas de impacto. Los sistemas de impacto inciden en una estructura articulada (pala) o flexible (bolsa) que actúa de medio de transferencia. Estos sistemas desaprovechan parte de la energía debido a la irregularidad del empuje horizontal al que se somete el dispositivo.

- Atendiendo al **mecanismo de extracción de potencia (PTO)**

La conversión de la energía puede hacerse de varias maneras, en algunos casos se aprovecha la oscilación para mover un generador lineal y generar corriente directamente, en otros se usan sistemas mecánicos e hidráulicos para generar corriente alterna, y otros aprovechan la oscilación para bombear agua a presión hasta la costa. Una primera aproximación al mecanismo de extracción de potencia, conocido como PTO (Power Take-Off mechanism) se cruza con los anteriores conceptos en el siguiente esquema:

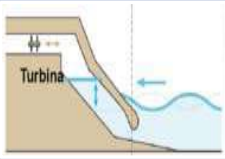
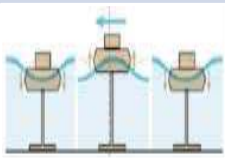
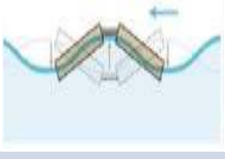
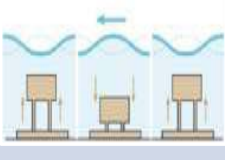

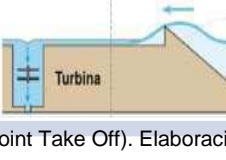
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DISPOSITIVO		SISTEMA PTO EQUIVALENTE	DESCRIPCIÓN
Las olas mueven una columna de agua que desplaza el aire en una cámara cerrada a través de una turbina de aire que funciona en ambos sentidos.	Columna de agua oscilante (OWC)		Turbina de aire	<ul style="list-style-type: none"> ➤ El conjunto de turbina de aire y generador transforman el flujo de aire en electricidad. ➤ La turbina suele funcionar en ambos sentidos y requiere del uso de electrónica de potencia para su control.
La energía se origina por el movimiento relativo de un cuerpo boyante respecto de otro fijo (anclado o sumergido)	Cuerpo boyante con referencia fija		Hidráulico	<ul style="list-style-type: none"> ➤ El sistema más habitual en cuerpos oscilantes. ➤ Mediante un pistón o una bomba de ariete, se incrementa la presión de un fluido que alimenta un motor hidráulico o una turbina Pelton (agua de mar). ➤ El convertidor suele incorporar un generador para la producción de electricidad, aunque en ocasiones se transporta el fluido a alta presión hasta la superficie.
La energía se origina por el movimiento de un cuerpo boyante en superficie, generalmente el relativo entre dos cuerpos.	Cuerpo boyante con referencia móvil			
El cuerpo oscilante se desplaza por la presión de la columna de agua situada sobre el mismo.	Efecto Arquímedes		Generador lineal	<ul style="list-style-type: none"> ➤ El movimiento lineal es directamente transformado en electricidad mediante un generador lineal. ➤ Generalmente se acompaña de un inversor
El cuerpo oscilante se desplaza según un movimiento pendular inverso generado por el impacto de la ola contra su superficie.	Impacto		Mecánico	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pueden adoptar diversas formas como cremalleras o engranajes helicoidales para transformar un movimiento vertical en rotacional. ➤ Otros componentes típicos son volantes de inercia, embragues o sistemas de rectificación. ➤ También utilizan un generador y un inversor
El convertidor aprovecha la energía potencial de las olas, almacenando el agua tras rebosar un determinado obstáculo y haciéndola pasar por	Rebosamiento		Turbina de agua	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Un conjunto de turbina hidráulica y generador transforman el flujo de agua en electricidad.

Figura 59: Equivalencia de dispositivos undimotrices según sistema PTO (Point Take Off). Elaboración propia

2.2 PRINCIPALES PAISES Y PROYECTOS VINCULADOS AL DESARROLLO DE LA ENERGÍA UNDIMOTRIZ

Entre los numerosos países que se han embarcado en el reto del desarrollo de la energía de origen Undimotriz y concentran las tecnologías de mayor madurez, destacan Estados Unidos como líder del escenario mundial y Reino Unido en segundo lugar. Como se verá en la tabla 1 del presente documento y se ampliará en el entregable de la Actividad 2, le siguen Noruega, Dinamarca, España, Irlanda y Australia. En las siguientes líneas se describirán las actividades más destacadas en estas regiones.

- **ESTADOS UNIDOS**

Empezó su programa de investigación y desarrollo en los años 50, pero su interés por esta energía ocupa un papel secundario. Ocean Power Technologies desarrolla actualmente el sistema **PowerBuoy** 150. Un sistema hidráulico que aprovecha el movimiento relativo entre el flotador y el mástil de la boya. El sistema bombea aceite a alta presión que a su vez acciona un generador eléctrico. Las pruebas avanzan sobre el dispositivo de 150 kW instalado en EMEC en 2009.



Figura 60: Fotografías del sistema PowerBuoy

- **REINO UNIDO**

Se considera uno de los países líderes a nivel mundial de esta tecnología desde el año 2004. En sus aguas prevalece el viento del oeste, por lo que se puede entender que el mayor potencial se encuentra en la costa occidental. Destacamos los siguientes:

- El dispositivo **Oyster** de *Aquamarine Power Ltd.* Trabaja con un módulo anclado al fondo marino que con el movimiento oscilatorio mueve unos pistones, que a su vez entregan agua a presión a una unidad de transformación hidroeléctrica ubicada en la costa. En 2009 se instaló un dispositivo de 0,3 MW en EMEC, Escocia.
- La empresa *AWS Ocean Energy* ha desarrollado el **Arquimedes Wave Swing**. Se trata de un sistema de inercia sumergido totalmente. El movimiento relativo entre el flotador y la parte inferior fija se transforma en electricidad mediante un sistema hidráulico y un conjunto motor – generador. En el 2010 se instaló una unidad de 0,25 MW en EMEC, Escocia.

- La británica *Pelamis Wave Power* desarrolló el sistema **Pelamis**. El movimiento relativo entre las partes articuladas acciona un sistema hidráulico de 4 pistones que alimenta un depósito a presión que, a su vez, actúa sobre un generador. En 2009 se puso en funcionamiento una planta comercial de 2,25 MW en Aguaçadoura, Portugal.
- El convertidor **Limpet** de la empresa WaveGen Ltd. Consta de dos turbinas Wells. Se clasifica como un sistema OWC en la costa con conversión mediante turbina de aire. (En 2008 se instalaron en Mutriku, España, 16 turbinas de 18,5 kW).

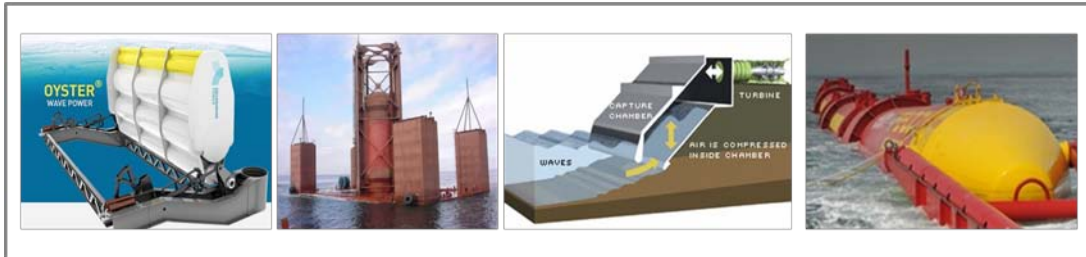


Figura 61: Fotografías de los dispositivos Oyster, AWS, OWC - Limpet y Pelamis.

• NORUEGA

En su larga costa que da a la cara oeste del Océano Atlántico se dispone de una potencia anual de 400 TWh.

- Fred Olsen Renewables desarrollo el sistema **FO³** que consiste en una plataforma flotante de fibra de vidrio reforzado que aloja varias boyas que trabajan en dos direcciones. La extracción de energía se hace mediante cilindros, imanes permanentes y un motor hidráulico. El objetivo de 20 módulos de 400 kW, 7MW totales, pasa por la evolución de sistema de 20 kW colocado en Nissum Bredning, Dinamarca, en 2008.
- La empresa WAVEnergy por su parte desarrolla el sistema **SSG** que consta de un convertidor multiturbina colocado en la costa. En 2006 se instaló una unidad de 20 MW en NTNU, Noruega.

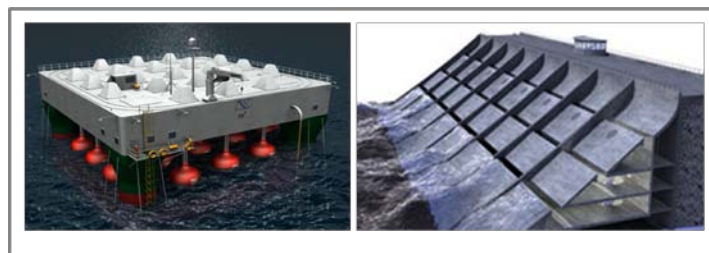


Figura 62: Fotografías de los dispositivos FO3 y SSG.

- **DINAMARCA**

El potencial energético en el noreste del Mar del Norte es muy grande, se estima una potencia anual de 30 TWh. En esta región destacan 3 desarrollos actualmente en fases avanzadas:

- La compañía danesa **Wave Dragon** ApS desarrolló el sistema del mismo nombre. Se trata de un dispositivo elevado a 2-3 metros sobre el nivel del mar que concentra el oleaje hacia un desagüe con un equipo de turbinas Kaplan de baja presión. El objetivo es el desarrollo de un sistema de 20 turbinas de 400 kW, 7 MW en total. En 2008 se colocó un prototipo de 20 kW en Nissum Bredning, Dinamarca.
- El convertidor **WavePlane** que da nombre a la empresa desarrolladora se trata de un sistema similar al Wave Dragon. Se instaló en 2008 en Hanstholm un prototipo de 100kW.
- Por último, el sistema **Wavestar** que también da nombre a la empresa Wavestar Ltd. es un sistema hidráulico fundamentado en el movimiento de sus partes. Se colocaron en 2007 en Nissum Bredning, Dinamarca, 40 turbinas de 150 kW (6MW totales).

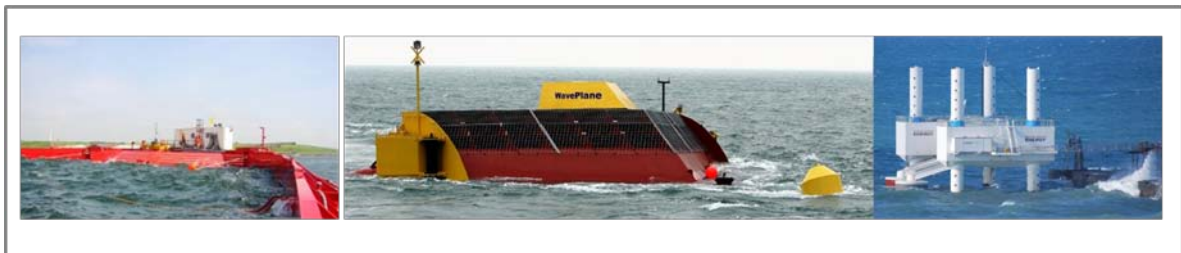


Figura 63: Fotografías de los dispositivos Wave Dragon, WavePlane y Wavestar.

- **ESPAÑA**

Las regiones españolas donde el potencial energético es mayor son la costa Cantábrica, Atlántica y las Islas Canarias, donde la potencia media anual supera los 44 kW/m. En el actual Plan de Energías Renovables (PER 2011-2020) se establece el objetivo a alcanzar en 2020 de al menos 200 GWh de energía generada por toda la potencia acumulada instalada en España de energía undimotriz, que se ha estimado en 100 MW.

El primer convertidor undimotriz que se instaló en España fue en la central térmica de Sabón (A Coruña). El proyecto **OWC**, llevado a cabo por Unión Fenosa en los años noventa, es un sistema de conversión primaria y secundaria por medios mecánicos, que aprovecha la instalación hidráulica del sistema de refrigeración de uno de los condensadores de la central térmica.

Actualmente se están llevando a cabo proyectos de gran importancia. Destacan la planta piloto de energía undimotriz de Santoña (Cantabria), desarrollado por Iberdrola Renovables que utiliza la tecnología **PowerBuoy** de OPT. El proyecto en el nuevo dique del puerto de Mutriku (Guipuzcoa), utiliza un sistema de “columna de agua oscilante” integrado en un dique rompeolas, desarrollado por la empresa escocesa Wavegen. Durante su primer año de funcionamiento, en 2011, consiguió generar 200 MWh. Además, en el País Vasco el Ente

Vasco de la Energía (EVE) desarrolla junto con Tecnalía el proyecto Biscay Marine Energy Platform (BMEP). Se trata de una infraestructura para la investigación, demostración y operatividad de disponibilidad de dispositivos de captación de la energía de las olas en aguas profundas. Está ubicado en la zona de Armintza-Lemóniz (Vizcaya).

Además de los proyectos anteriores, existen tecnologías españolas que se encuentran en diferentes fases de desarrollo. A continuación se citan algunas de ellas:

- **PYSIS:** de Pipo Systems, se trata de un cuerpo flotante que aprovecha efectos de la flotabilidad de una boya de superficie y de la variación de la columna de agua de una contraboya sumergida de volumen variable. Único sistema capaz de aprovechar los tres principios de captación de la energía de las olas: diferencias de presión, flotabilidad y rebase.
- **Oceantec:** atenuador flotante off-shore basado en el movimiento relativo inercial de un volante de inercia. La estructura flotante se somete a un movimiento de cabeceo periódico y dispone de un giróscopo que transforma dicho movimiento en un balanceo. El sistema de fondo permite la orientación del oleaje.
- **Hidroflot:** estructura flotante formada por un conjunto de 16 boyas. Aprovecha la energía vertical producida por las olas.
- **Wavecat:** catamarán de olas con cascos no paralelos, regulables en función de las olas. Hacen crecer la altura de la ola, que rebasa por encima de la parte interior de esos cascos. El agua es almacenada en depósitos a un nivel superior al mar, que desaguan por gravedad el fluido acumulado sobre unas turbinas y producen energía.



Figura 64: Fotografías de los dispositivos Pysis, Oceantec, Wavecat e Hidroflot.

- **IRLANDA**

Presenta unas condiciones de oleaje muy favorable, se estima una potencia anual de 180 Twh. Destacan:

- El sistema **OE Buoy** de la empresa Ocean Energy es un sistema OWC flotante que emplea turbinas de aire Wells para su conversión. En 2009 se instaló en la Bahía de Galway un dispositivo de 20 kW.
- El convertidor **Wavebob** está diseñado por la empresa Wavebob Ltd. Consiste en un sistema flotante de extracción hidráulico que absorbe los movimientos verticales. Está diseñado para colocar varios dispositivos en filas a una profundidad mayor de 70 metros y tener un coste operativo y de mantenimiento bajo. En 2008 se colocó un dispositivo de 15 kW en la Bahía de Galway.

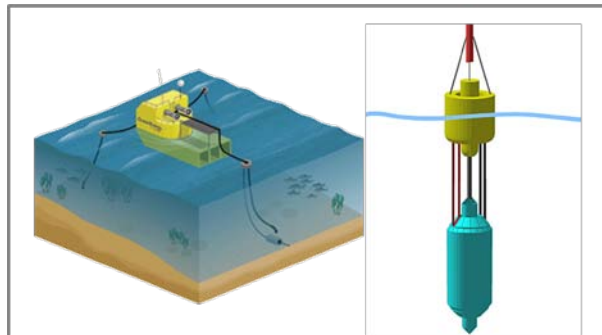


Figura 65: Fotografías de los dispositivos OE Buoy y Wavebob.

- **AUSTRALIA**

El país dispone de un potencial energético considerable y destacan dos sistemas de conversión undimotriz entre los más importantes a nivel mundial:

- La empresa Oceanlinx desarrolla el sistema OWC flotante llamado **OWES** que funciona mediante una turbina de aire de palas orientables, de manera que transforme el flujo ascendente y descendente en un giro unidireccional. El objetivo es alcanzar 1,5 MW. En 2006 se instaló un dispositivo a escala (1:1) en Port Kembla, Australia, de 50 kW pero fracasó y se abandonó la evolución del sistema. Luego se redirigió el proyecto y en 2008 se colocó un OWC a escala (1:40) HMRC, UCC, Irlanda.
- El sistema **CETO** desarrollado por Seapower Pacific PTy Ltd consiste en una manguera elástica que con el movimiento se estrecha y ensancha, situada entre un flotador en la parte superior y una estructura de anclaje. Con la subida y bajada del flotador la manguera se estrecha, proporcionando presión al agua que alimenta un sistema turbina-generador.



Figura 66: Fotografía de los dispositivos OWES y CETO.

- **CANADÁ**

Finavera Renewables desarrolló el sistema **AquaBuoy**. Consta de una boya flotante que transforma el movimiento de subida y bajada provocado por el oleaje para transmitirlo a un pistón. Éste está unido a dos mangueras flexibles que funcionan como bombas de agua, impulsando el agua a presión a través de un tubo hacia el acumulador que se encuentra en la parte superior del dispositivo. El interior de la boya aloja un sistema turbina-generador que produce la electricidad. Se instaló en 2007 un módulo de 250 kW en NEL, Glasgow, Escocia.

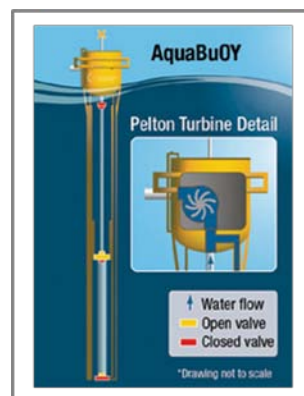


Figura 67: Esquema del sistema AquaBuoy.

- **FINLANDIA**

No es el país que más avances haya mostrado en la conversión de energía de las olas, pero la empresa AW Energy Oy desarrolladora del sistema **WaveRoller** en 2005 construyó un prototipo a escala (1:3) que probó la viabilidad del dispositivo. En la actualidad existe un prototipo de 2x15kW a escala real instalado en Peniche (Portugal).

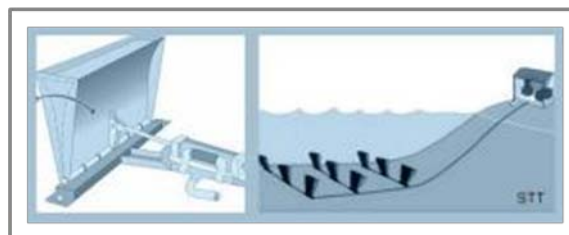


Figura 68: Fotografía del sistema Waveroller.

2.3 PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA UNDIMOTRIZ

Existen numerosos dispositivos para el aprovechamiento de la energía de las olas. Actualmente la Agencia Internacional de la Energía tiene contabilizados más de 70 dispositivos de aprovechamiento en diferentes fases de desarrollo, de los cuales 30 están en fase de ensayos en mar o más desarrollados (Tabla 4):

DISPOSITIVO	TIPO	EMPRESA	PAÍS	RATING PROTOTIPO	ESCALA PROTOTIPO	RATING TEST	PROFUNDIDAD
Wave Dragon	Dispositivo de rebalse	Wave Dragon	Dinamarca	7 MW	1:5,2	20 kW	>40m
PowerBuoy	Cuerpo boyante con referencia fija	OPT	EE.UU	150 kW	1:1,5	40 kW	1 km
Pelamis	Cuerpo boyante con referencia móvil	Wave Power	Reino Unido	750 kW	1:1	750 kW	50-70m
AquaBuOY	Dispositivo flotante	Finavera	Canadá	250 kW	1:2	25kW	50-75 m
Archimede s Wave Swing	Cuerpo oscilante, efecto Arquímedes.	AWS Ocean Energy	Reino Unido	2 MW	1:75	250 kW	40-100 m
Limpet (OWC)	Columna de agua oscilante	Wavegen	Reino Unido	500 kW	1:1	500 kW	onshore
OE Buoy	Dispositivo flotante OWC	Ocean Energy	Irlanda	2 MW	1:4	15 kW	50-75 m
Wave Plane	Dispositivo de rebalse.	Wave Plane	Dinamarca	500 kW	1:1-2	250 kW	>40m
Oceanlinx	Dispositivo flotante OWC	Oceanlinx	Australia	2 MW	1:3	45 kW	30 m
WaveRoller	Dispositivo sumergido	AW Energy Oy	Finlandia	5*15 kW	1:1	15 kW	10-20 m
Oyster	Cuerpo oscilante mediante mecanismo de impacto	Aquamarine Power	Reino Unido	500 kW	1:1	500 kW	10-15 m
CETO	Dispositivo sumergido	Seapower Pacific	Australia	180 kW	1:6 (1:3)	10 kW	25 m
FOB3	Dispositivo flotante	Fred Olsen	Noruega	2.5 MW	1:3	50 kW	-
Wavebob	Dispositivo flotante	Wavebob	Irlanda	2 MW	1:4	15 kW	75-100 m
SSG	Dispositivo fijo con base en tierra	Wave Energy	Noruega	150 kW	1:1	150 kW	onshore
Wavestar	Dispositivo flotante	Wavestar	Dinamarca	5 MW	1:10	5,5 kW	10m
Salter Duck	Dispositivo flotante	-	Reino Unido	-	-	-	-
Mighty Whale	Dispositivo flotante, tipo OWC	JAMSTEC	Japón	-	1:1	110 KW	> 40 m
Tapchan	Dispositivo onshore, de rebalse	Norwave AS	Noruega	-	1:1	350 - 450 kW	onshore
S.D.E Energy	Dispositivo flotante anclado a una pared.	S.D.E Energy Ltd	Israel	-	1:1	40kW	onshore
Anaconda	Dispositivo flotante, atenuador	Checkmate SeaEnergy Ltd.	Reino Unido	1 Mw	1:100-1:10	50 KW	> 30 m
Wave Rotor	Dispositivo sumergido	ECOFYS	Reino Unido	0.5 MW	1:2	30 kW	15-30 m.
Manchester Bobber	Dispositivo flotante. Absorbedor puntual múltiple	University of Manchester	Reino Unido	-	1:70	24 flotadores x 500 kW	20-60 m

DISPOSITIVO	TIPO	EMPRESA	PAÍS	RATING PROTOTIPO	ESCALA PROTOTIPO	RATING TEST	PROFUNDIDAD
Energen Wave Generator	Dispositivo flotante	Energen International	Estados Unidos	-	1:50	1-1.5M W	-
Mccabe Wave Pump	Dispositivo flotante con referencia fija	Hydam Technology	Alemania	-	-	250-500 kW	-
DCEM	Dispositivo flotante	Trident Energy	Reino Unido	20 kW	1:3	100 kW	-
Waveberg	Cuerpo flotante, bombeo de agua	Waverberg	Estados Unidos	-	1:25	100 kW.	50 m
Seadog	Dispositivo flotante	I-epe-ent	USA	-	1:4	33 kW	20-25 m
		Natural Resources Inc					
OWEL WEC	Dispositivo flotante OWC	OWEL	UK	-	1:10	12 MW	40 m
Seabased	Dispositivo flotante. Ref. fija	Seabased AB	Suecia	-	1:2	10 kW	20-100 m

Tabla 4: Tecnologías líderes en la captación de energía de las olas. Fuente: Elaboración propia.

Cada uno de los 30 dispositivos anteriores se detallarán a continuación, recogiendo a modo de ficha la descripción del sistema, clasificación, fabricante/inventor, especificaciones técnicas, adecuación del dispositivo, proyectos realizados para desarrollarlo, vídeos demostrativos, fuentes consultadas y factibilidad para su desarrollo.

Para valorar el grado de factibilidad de los dispositivos, se han tenido en cuenta tres factores limitantes:


- **Impacto Ambiental:**
 - o Alto: daño excesivo al medio ambiente y gran impacto visual.
 - o Medio: produce un impacto sobre el medio ambiente, pero la vida marina es capaz de coexistir con el dispositivo. El impacto visual es menor que para a categoría anterior.
 - o Bajo: impacto visual escaso.
- **Mantenimiento**
 - o Alto: estos dispositivos no sólo requieren un mantenimiento regular, sino que además el proceso para llevarlo a cabo es complejo, siendo el coste de mantenimiento elevado.
 - o Medio: mantenimiento programado y moderadamente accesible.
 - o Bajo: mantenimiento regular.
- **Grado de complejidad de la fabricación**
 - o Alto: empleo de materiales más complejos que en las categorías siguientes. Estos dispositivos requieren de una gran estructura, acompañado de un gran coste de instalación.
 - o Medio: los sistemas requieren para el proceso de fabricación el uso de componentes por encargo y materiales complejos. La instalación es más compleja que en la categoría siguiente.

- Bajo: el dispositivo es fabricado mediante un proceso relativamente sencillo y con materiales ampliamente empleados como por ejemplo acero y hormigón. Se requiere un mínimo de preparación del lugar de instalación.

A continuación en las siguientes tablas se muestran las fichas de cada uno de los dispositivos analizados⁴⁰:

⁴⁰ Si Ocean Project, Ocean Energy: State of the Art Report, 2013
http://si-ocean.eu/en/upload/docs/WP3/Technology%20Status%20Report_FV.pdf
Centre for Renewable and Sustainable Energy Studies, Wave Energy Converters (WECs), October 2013
http://www.crses.sun.ac.za/files/technologies/ocean/WECs_2013_list.pdf
EPRI, E2I EPRI - Assessment Offshore Wave Energy Conversion Devices, 2004
http://www.energy.ca.gov/oceanenergy/E2I_EPRI_REPORT_WAVE_ENERGY.PDF


Dispositivo 1: WAVE DRAGON

<p>Descripción</p> 	<p>Este dispositivo utiliza un diseño reflector que concentra las olas en dirección a una rampa para llenar un reservorio ubicado a un nivel más alto. La electricidad se produce cuando el agua del reservorio desciende por un conducto que mueve una turbina acoplada a un generador. La construcción del Wave Dragon es sencilla y sólo tiene como parte móvil las turbinas, lo que permite operar en zonas offshore bajo condiciones extremas.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo de rebosamiento, terminador. Se instala en aguas profundas (+40m) para aprovechar la energía de las olas antes de que se pierda cerca de la zona costera.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Wave Dragon ApS (Dinamarca)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad: 4-7 MW. Peso: 237 Tn. Brazo: 145 m de largo. Coste estimado: 13,5 millones de euros. Coste unitario: 0,11€/kWh.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. Se necesita un gran sistema de anclaje debido a su tamaño. - Mantenimiento: Nivel de medio a bajo. El tamaño del dispositivo hace que sea muy estable durante las tormentas. - Fabricación: Nivel medio. Es una gran estructura difícil de transportar e instalar.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dispositivo de 7 MW situado a 2-3 millas de la costa suroeste de Gales, de Milford Haven, y cubre un área aproximada de 0,25 km². - Un prototipo a escala 1:4,5 (58 x 33 m, con un reflector de 28 m y el depósito de 55 m³) fue desarrollado en 2003 en Nisum Bredning (Dinamarca). <p>Fuente:</p> <p>http://www.wavedragon.net/index.php?option=com_frontpage&Itemid=1</p> <p>Vídeo dispositivo: https://www.youtube.com/watch?v=c-gJFpby2w8 [8/5/2015]</p>

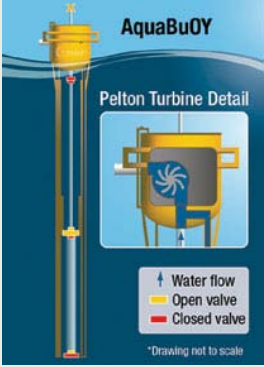
Dispositivo 2: POWER BUOY

<p>Descripción</p> 	<p>Las boyas obtienen energía a partir del movimiento relativo entre el flotador y el mástil mediante un sistema hidráulico que acciona un generador. La salida eléctrica se transforma de baja a media tensión en una subestación submarina desde donde se lleva mediante una línea eléctrica submarina hasta la subestación en tierra. Todo el dispositivo está fijado al fondo mediante un ancla de 100 toneladas.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo cuerpo boyante con referencia fija, absorbedor puntual. Se emplea en aguas profundas, incluso superando 1 km de profundidad.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Ocean Power Technologies (OPT) (USA)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Productos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - PB40 (40 kW); altura: 33,8 m; diámetro: 7,2 m; peso: 114 Tm; profundidad: 45 m a >1 km; capacidad: 170 kWh/día – 285 kWh/día - APB-350 (350 W) Altura: 12,8 m; diámetro: 2,7m; peso:10 tm; profundidad: 25 m a 1km; capacidad producción: 7200 Wh/día
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Impacto ambiental: Nivel bajo. El cableado no es excesivo y además carece de partes móviles abiertas. -Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos están protegidos, ya que se encuentran dentro de la boya. Debe ser reparado en puerto. -Fabricación: Nivel medio, debido a las dimensiones del dispositivo.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - En 2009 Degima construyó la primera boya de generación de Energía Undimotriz: Power Buoy 40. Proyecto desarrollado para el consorcio IBERMAR (Iberdrola, OPT, Total Fina, Sodercan, IDAE). Santoña, (Cantabria). 1 x 40kW; - Otros Proyectos: Atlantic City (USA) – 1 x 40kW; Oahu (Hawaii) – 1 x 40kW; Scotland, UK – 1 x 150kW <p>Fuente: http://www.oceanpowertechnologies.com/</p> <p>Vídeo dispositivo: https://www.youtube.com/watch?v=EsRzTI6Q24E [8/5/2015]</p>

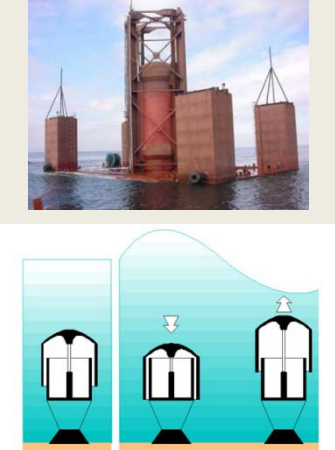
Dispositivo 3: PELAMIS

<p>Descripción</p> 	<p>Es un conjunto de cilindros semi-sumergidos y articulados compuesto por secciones unidas por juntas de bisagra. El movimiento de estas juntas es resistido por arietes hidráulicos, que bombean aceite a alta presión a través de los motores hidráulicos. Estos motores hacen que los generadores produzcan electricidad. Se puede conectar a varios dispositivos juntos y unidos a la costa a través de un único cable que discurre por el fondo marino. La estructura se mantiene en posición por un sistema de anclaje compuesto por una combinación de flotantes y pesas, que evitan que los cables de anclaje estén tirantes al mantener al Pelamis en su posición.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo atenuador, cuerpo boyante con referencia móvil. Diseñado para aguas de 50-70m de profundidad.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Ocean Power Delivery Ltd ahora llamado Pelamis Wave Power (PWP) (Escocia, UK)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>El prototipo, a escala completa, de 750 kW, tiene un largo de 120 m y un diámetro de 3.5 m y contienen tres módulos de conversión de energía, de 250 kW cada uno. Cada módulo contiene un sistema completo de generación de energía hidroeléctrica.</p> <p>Capacidad de generación: 30 MW parque. Capacidad de dispositivo: 750 MW. Dimensiones: 150 m longitud, 4,63 m diámetro. Coste estimado dispositivo (2004): 2-3 millones de euros. PTO: sistema hidráulico (aceite).</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. La unidad en si tendrá un efecto reducido, siendo su ancla de tamaño reducido. - Mantenimiento: Nivel bajo. El sistema emplea tecnología testada y todos los componentes críticos son fácilmente accesibles. Si es necesario, el dispositivo puede ser remolcado a un puerto más cerca. - Fabricación: Nivel bueno. La estructura es de acero y se puede construir en casi cualquier astillero con equipamiento convencional y luego ser remolcado hasta el emplazamiento deseado.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos: - El primer dispositivo (equipo P2, P2-001, 750kW), fue adquirido por E.ON UK en 2009, tratándose del primer convertidor undimotriz en ser vendido comercialmente a una empresa eléctrica. En julio de 2010, el sistema P2 fue instalado en Billia Croo (Orkney, Escocia) y testado en octubre de 2010. Después de 3 años de tests el P2-001 volvió a ser propiedad de Pelamis Wave Power para continuar con su optimización y demostración dando lugar al P2-002.</p> <p>Fuente:</p> <p>http://hydropower.inl.gov/hydrokinetic_wave/pdfs/day1/09_heavesurge_wave_devices.pdf [8/5/2015]</p> <p>Vídeo dispositivo: https://www.youtube.com/watch?v=5dZHUMEwA0Q</p>

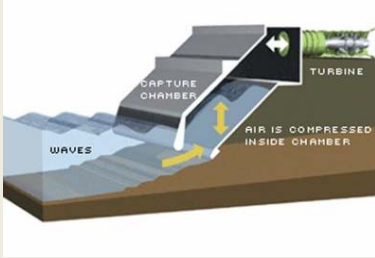
Dispositivo 4: AQUABUOY

<p>Descripción</p> 	<p>Dispositivo que aprovecha el movimiento ascendente descendente de una boya cilíndrica para bombear agua a una turbina que se sitúa en cabeza. El mecanismo consiste en que las boyas tienen un lastre interno que no oscila tanto con las olas y que se utiliza como pistón para comprimir el agua y hacerla pasar por una turbina Pelton, con la que se genera electricidad.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante, absorbedor puntual. Profundidad agua: 50-75 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Finavera Renewables (Canadá)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Dimensiones: 30 m x 6 (diámetro). Capacidad de generación por unidad: 250 kW. PTO: housepump.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. No representa una amenaza para el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos están protegidos en el interior de la boya y son de fácil acceso. El dispositivo puede ser remolcado hasta el puerto más cerca, si se requiere un mayor grado de mantenimiento. - Fabricación: Nivel bueno. La boya puede ser fabricada y después remolcada a la posición deseada. El dispositivo puede ser construido en un astillero, ya que emplea materiales de fácil disponibilidad, como el acero.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipos 1:2 con una capacidad de 20-50 kW, instalado en 2007 en Newport, Oregon, USA. - Prototipos 1:10 instalado en 2007 en Nissum Bredning, Dinamarca. <p>Fuente: http://www.finavera.com/ Vídeo: https://www.youtube.com/watch?v=A5AY71sFeUw [8/5/2015]</p>

Dispositivo 5: ARCHIMEDES WAVE SWING

<p>Descripción</p> 	<p>El oscilador de la ola de Arquímedes o Archimedes Wave Swing (AWS) consiste en una boya de forma cilíndrica anclada al lecho marino. Con el paso de las olas se mueve una carcasa superior llena de aire contra un cilindro inferior fijo, imprimiendo un movimiento vertical que se transforma en electricidad. Al acercarse la cresta de la ola se incrementa la presión del agua sobre el cilindro, y la parte superior (o flotador) comprime el gas que hay dentro del cilindro para equilibrar las presiones. Al pasar la ola y expandirse el cilindro ocurre exactamente lo contrario. El movimiento relativo entre el flotador y la parte inferior del silo se transforma en electricidad mediante un sistema hidráulico y un conjunto motor - generador.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Cuerpo oscilante, efecto Arquímedes. Fenómeno sobre el que actúa: variación de la presión baja de superficie. Dispositivo empleado en zonas alejadas de la costa. Profundidad agua: 40 y 100 m</p>
<p>Fabricante</p>	<p>AWS Ocean Energy Ltd (UK)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación: > 250 kW. Dimensiones: 9,5 m de diámetro. Coste estimado de fabricación: 2,75 – 4,25 millones €</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel medio. No emplea aceites hidráulicos, lo que reduce los riesgos de contaminación. - Mantenimiento: Nivel medio. Todo el sistema se sumerge haciendo el mantenimiento difícil, pero esto también lo protege durante las tormentas. El dispositivo tendrá que subirse a la superficie con el fin de realizar un exhaustivo mantenimiento. - Fabricación: Nivel medio. Se trata de una estructura grande y por lo tanto el transporte resulta complejo, pero el hecho de que esté hecho de acero facilita la construcción.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Planta piloto en la costa portuguesa. (2004). Aproximadamente instalado a 40 m de profundidad. Dimensiones: cilindro 9 m de ancho, 38 m de altura (max) con un recorrido de 7 m, la velocidad máxima flotante de 2,2 m / s. Potencia nominal de 2 MW. - En la actualidad se está desarrollando un proyecto de ingeniería detallado para crear un sistema de demostración precomercial optimizado de 250 kW. <p>Fuente: http://www.awsocan.com/PageProducer.aspx?Page=30&ln=4 [8/5/2015]</p>


Dispositivo 6: COLUMNA OSCILANTE DE AGUA- OWC (LIMPET)

<p>Descripción</p> 	<p>La Columna de Agua Oscilante (Oscillating Water Column ó OWC) genera electricidad en un proceso de dos pasos. Cuando la ola entra en la columna, fuerza al aire de la columna a pasar por la turbina e incrementa la presión dentro de la columna. Cuando la ola sale, el aire vuelve a pasar por la turbina, debido a la disminución de la presión de aire en el lado del océano de la turbina. Sin importar la dirección de la corriente de aire, la turbina (tipo Wells) gira hacia la misma dirección y hace que el generador produzca electricidad.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Columna de agua oscilante.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Wavegen (Escocia, UK) ahora Voith Hydro</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación: 500 kW Turbina (situada en el puerto de Mutriku): diámetro (D) 0,75 m, rango velocidades (rpm) 1.000 a 3.900</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel alto. El sistema completo ocupa espacio en la playa, por lo que su uso probablemente se limite a los rompeolas y otros lugares especiales. Sin embargo, el sistema tendrá un pequeño impacto ambiental si se encuentra alojado en un rompeolas. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos se encuentran fuera del agua y existe buena accesibilidad. - Fabricación: Nivel medio. El sistema requiere de una sólida estructura que aumentará los costes de instalación, pero el coste de la instalación puede reducirse si el sistema está diseñado como una parte integral de un rompeolas.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistema OWC que el EVE instaló en el puerto de Mutriku (300kW) - La tecnología OWC se está empleando en la isla de Islay en Escocia, donde hay un sistema instalado desde el año 2000 llamado LIMPET. Este sistema tiene una producción máxima de 500 kW. - Planta de generación Pico (Azores, Portugal, 1999) <p>Fuente: http://www.voith.com/en/markets-industries/industries/hydro-power/ocean-energies-539.html</p> <p>Vídeo dispositivo planta Azores: https://www.youtube.com/watch?v=MCeBc6mB2Ho [8/5/2015]</p>


Dispositivo 7: OE BUOY

<p>Descripción</p> 	<p>La boya emplea el sistema OWC (Oscillating Wave Column) para generar electricidad. El movimiento ascendente y descendente causado por las olas, provoca que el aire atrapado dentro de las cámaras impulse las turbinas. Las turbinas están conectadas a los generadores con fin de generar electricidad. La eficiencia del sistema es alta para olas normales, pero se reduce drásticamente para olas extremas.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante OWC. Profundidad del agua: 50-75 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Ocean Energy Limited (Irlanda)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Dimensiones: 30 x m 10 m x 10 m. Capacidad de generación: 2 MW. Peso: 400 Tm. PTO: turbina de aire.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. No representa una amenaza para el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos (turbinas 3 generadores) no están en contacto con el agua. Lo que permite un fácil acceso y reduce la corrosión. - Fabricación: Nivel medio. La estructura está fabricada de acero y se realizase en diferentes astilleros, pero las turbinas requieren un proceso más complejo.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipos 1:4 (HULL) con una Capacidad de 20 kW, instalado en 2008 en Galway (Irlanda). - Prototipos 1:4 (PTO) con una Capacidad de 20 kW, instalado en 2009 en Galway (Irlanda). <p>Fuente. http://oceanenergy.ie/ Vídeo: http://www.youtube.com/watch?v=adtyPfxq0tw [8/5/2015]</p>


Dispositivo 8: WAVE PLANE

<p>Descripción</p> 	<p>Se trata de un dispositivo flotante anclado al fondo para obtención de energía mediante un dispositivo flotante dotado de imbornales por donde entran las olas. En el interior se encuentra una turbina conectada a un generador que produce energía de forma similar a las centrales hidroeléctricas.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo de rebalse. Se instala en aguas profundas (+40m) para aprovechar la energía de las olas antes de que se pierda cerca de la zona costera.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>WavePlane Production A/S (Dinamarca)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad: 100 kW. Dimensiones: 22 m x 22 m. Peso: 90 Tm. PTO: Hidro-turbina. Coste de fabricación: 350.000 - 450.000 \$</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. No afectará a la costa y el cable de anclaje tendrá un impacto mínimo sobre la vida marina. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todas las piezas son de fácil acceso. - Fabricación: Nivel medio. Todo o sistema se puede prefabricar antes da instalación.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo a escala 1:2,5 de 4kW de Capacidad, realizado en Nissum Bredning, Dinamarca. (1999). - Prototipado a escala 1:2,5 de 4 kW de Capacidad desarrollado en Copenhagen, Dinamarca (2000). - Prototipado a escala 1:1 de 100 kW de Capacidad fabricado en Hanstholm, Dinamarca (2008). <p>Fuente: http://www.waveplane.com/</p> <p>Vídeos dispositivo:</p> <p>https://www.youtube.com/watch?v=6Cv5vXOgu5g</p> <p>https://www.youtube.com/watch?v=fl7r3iASrio</p> <p>https://www.youtube.com/watch?v=DL31XJqd734 [8/5/2015]</p>


Dispositivo 9: OWES - OCEANLINX

<p>Descripción</p> 	<p>El dispositivo OWES está basado en el sistema OWC. Se trata de un dispositivo flotante en el cual se emplea un muro con forma parabólica para conducir las olas hacia un punto. Una cámara situada por encima del punto focal de dicha parábola se llena con aire y reduce la parte superior donde se encuentra una turbina de aire de palas orientables, de manera que transforme el flujo ascendente y descendente en un giro unidireccional. La turbina emplea o aire oscilante que provocan las olas para impulsar un generador.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante OWC. Profundidad agua: 30 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Oceanlinx (Australia)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Dimensiones prototipo: 25 m x 35 m. Capacidad de generación: 1,5 MW. PTO: turbina de aire.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel medio, la estructura incrementa el impacto ambiental. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los elementos críticos se encuentran fuera del agua. La estructura facilita el amarre del barco que va a realizar el mantenimiento. - Fabricación: Nivel medio. El elemento de mayor dificultad a la hora de la fabricación es el muro.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos Oceanlinx:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo a escala 1:1 de 500kW, instalado en Port Kembla, Australia (2005-2006). - Prototipo a escala 1:40, HMRC, UCC, Irlanda (2008). - Prototipo a escala 1:3, instalado en Port Kembla, Australia (2005-2007). Se testó durante tres meses conectado a red en 2010 <p>Fuente: http://www.oceanlinx.com [8/5/2015]</p>


Dispositivo 10: WAVEROLLER

<p>Descripción</p> 	<p>El dispositivo WaveRoller es una placa amarrada al fondo marino por su parte inferior que pivota hacia atrás y hacia adelante con el movimiento de las olas (subacuáticas). La energía cinética creada por esta oscilación se almacena en una bomba a pistón, y luego puede ser convertida a electricidad usando un sistema hidráulico cerrado en combinación con un generador. Este sistema es un concepto modular, en la práctica esto significa que la capacidad de la planta está formada por la conexión de una cantidad determinada de módulos de producción a una planta WaveRoller.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo sumergido. Profundidad agua: 10-20 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>AW-Energy</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Producción de energía nominal 13 kW por placa WaveRoller. Dimensiones: 3,5 m x 4,5 m x 6 m. Peso: 20 Tm. PTO: Circuito hidráulico cerrado</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel medio, debido al espacio que ocupa en la zona de la costa. - Mantenimiento: Nivel medio. La bomba está sumergida, dificultando su acceso, sin embargo el sistema de generación de energía se encuentra en la costa. - Fabricación: Nivel bueno. El sistema emplea tecnología testada y las piezas de nuevos desarrollos son de fácil fabricación.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - AW-Energy, se realizaron pruebas marinas con el WaveRooller en European Marine Energy Centre (Centro de Europeo de Energía Marina) en Orkney, Escocia. - Prototipo escala 1:1 en Peniche (Portugal) con una Capacidad de 2x 15 kW en el 2008. <p>Fuente: http://aw-energy.com/ [8/5/2015]</p>

Dispositivo 11: OYSTER

<p>Descripción</p> 	<p>Dispositivo de oscilación similar al WaveRoller que se sitúa cerca de la costa. Trabaja con un módulo anclado al fondo marino que con el movimiento oscilatorio mueve unos pistones, que a su vez entregan agua a presión a una unidad de transformación hidroeléctrica ubicada en la costa.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Cuerpo oscilante mediante mecanismo de impacto. Profundidad agua: 10-15 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Aquamarine Power (Escocia, UK)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Potencia nominal: 300-600 kW por unidad. Dimensiones: 18 m x 12 m x 2m. PTO: Low Head Hydro-Turbine</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel medio. Ocupa un determinado espacio en el fondo marino, causando cierto impacto al ecosistema. - Mantenimiento: Nivel medio-bajo. La bomba está totalmente sumergida, dificultando el acceso, pero el sistema de generación de electricidad está en la costa. A las unidades se les puede realizar el mantenimiento por separado, permitiendo la generación de energía ininterrumpida. - Fabricación: Nivel bueno. El sistema emplea la tecnología probada y sobre todo las piezas de nuevos desarrollos son sencillas de fabricar. El sistema es más complicado que el WaveRoller.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos: - 2009 en escala real, EMEC, UK – 1 x 315kW, 1 x 800kW Fuente: http://www.oceanenergy.ie/ Vídeo: https://www.youtube.com/watch?v=v8NuWdp8LvM [8/5/2015]</p>

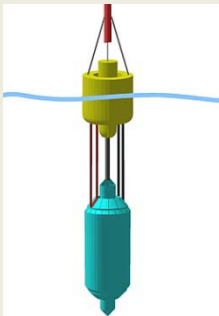
Dispositivo 12: CETO

<p>Descripción</p> 	<p>Las boyas se encuentran entre los 1 y 2 metros bajo la ola. CETO es un sistema totalmente sumergido, evitando así el impacto visual y donde cada boya va unida a un pistón o bomba mediante una línea de sujeción, la que a su vez está anclada al fondo del mar. A medida que la boya oscila en diferentes sentidos -siguiendo el vaivén de las olas- el movimiento mueve un pistón, pistón que cada vez que sube y baja comprime y desplaza el agua de mar a alta presión a través de una tubería submarina, para finalmente llevar esta presión de agua a la planta generadora en tierra, ya sea para producir energía eléctrica mediante el uso de turbinas y/o desalinizarla mediante el principio de osmosis inversa (desalinización mediante el uso de la presión de agua).</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo sumergido. Profundidad agua: 25 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Carnegie Wave Energy Limited (Australia)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación 100 kW. Dimensiones: 21 m x 7 m (diámetro). Peso: 100 Tm.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel medio-bajo. Estructura que ocupa espacio, pero carece de cables de anclaje, en los cuales los animales se puedan enredar. - Mantenimiento: Nivel medio. Todos los componentes críticos están protegidos. - Fabricación: Nivel bueno. Se emplea tecnología testada. Se puede prefabricar e ser remolcado hasta el sitio de ubicación.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo CETO I a escala 1:6 realizado en Fremantle, Australia (2003-2006). - Prototipo CETO II a escala 1:6 fabricado en Fremantle, Australia (2007-2008). <p>Fuente: http://www.carnegiewave.com/ceto-technology/what-is-ceto.html</p> <p>Video: https://www.youtube.com/watch?v=YbCUk4wx4tQ [8/5/2015]</p>

Dispositivo 13: FO³

<p>Descripción</p> 	<p>Consiste en una plataforma flotante de fibra de vidrio reforzado que aloja varias boyas que trabajan en dos direcciones. La extracción de energía se hace mediante cilindros, imanes permanentes y un motor hidráulico.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante, offshore, absorbedor puntual múltiple</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Fred Olsen Renewables (Noruega)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación: 2,52 MW (estimado para olas de 6 m). Dimensiones: 36 m x 36 m x 25 m. Coste unitario: 2,8 €/kWh. Coste estimado de fabricación: 3-4 millones €</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel medio. No contiene componentes que proporcionen una interferencia para el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos son accesibles. - Fabricación: Nivel medio. El sistema puede ser prefabricado y transportado a la zona de uso, el aspecto negativo es que la estructura alcanza grandes dimensiones.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo de plataforma completa de laboratorio a escala 1:3, construido en el astillero Brevik en Noruega y lanzado al mar en febrero de 2005 en la costa sur de Noruega. <p>Fuente: http://www.fredolsen-renewables.no/ Video: https://www.youtube.com/watch?v=inmt_MYOV3k [8/5/2015]</p>

Dispositivo 14: WAVEBOB

<p>Descripción</p> 	<p>Dispositivo flotante que emplea un sistema hidráulico para convertir la energía de las olas en energía eléctrica. El sistema hidráulico emplea fluidos biodegradables para evitar la contaminación en el caso de fuga. Dispone de un sistema de control integrado que cambia la frecuencia natural del dispositivo de acuerdo con la frecuencia de la ola predominante. También cuenta con un sistema de protección de sobrecarga que protege el dispositivo en condiciones climáticas extremas.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante. Profundidad agua: 75-100 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Wavebob (Irlanda) (empresa desaparecida).</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación: 2 MW. Dimensiones: 15-20 m (diámetro). Peso: 440 Tm. PTO: sistema hidráulico de aceite.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. El único impacto notable es el sistema de amarre, pero no supone una amenaza para el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos se encuentran protegidos y con accesibilidad sencilla. - Fabricación: Nivel bueno. La estructura es fabricada empleando como material el acero, lo que implica que se puede llevar a cabo en la mayoría de astilleros.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo 1:10 fabricado en Hamburgo (Alemania). - Prototipo 1:4 de 15kW realizado en Galway (Irlanda) en 2007. <p>Fuente:</p> <p>https://www.engineersireland.ie/EngineersIreland/media/SiteMedia/groups/Divisions/new-energy/Wavebob-Development_of_a_Wave_Energy_Converter.pdf?ext=.pdf</p> <p>Video: https://www.youtube.com/watch?v=Y5GtILAnsFA [8/5/2015]</p>

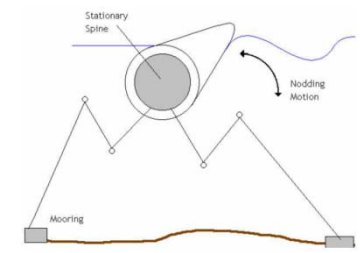
Dispositivo 15: SEAWAVE SLOT- CONE XENERATOR (SSG)

<p>Descripción</p> 	<p>El sistema emplea un total de tres depósitos colocados en la parte superior para captar la cresta de la ola entrante y una turbina multietapa especialmente diseñada para convertir la cabeza en energía mecánica (el sistema funciona muy similar a una central hidroeléctrica convencional). La turbina se conecta a un sistema de generación eléctrica.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo fijo con base en tierra.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Wave Energy (Noruega)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación: 20 MW. Dimensiones 10 m x 22 m x 9 m. PTO: Turbina multietapa.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel alto, si se construye en la costa, pero baja si se construye lejos de la costa. - Mantenimiento: Nivel bajo. La mayor parte de los componentes críticos del sistema son de fácil acceso. - Fabricación: Nivel medio. Requiere de una gran estructura y zonas con acantilados y aguas profundas.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo a escala 1:15 realizado en Aalborg University, Dinamarca (2003-2005). - Proyecto MST iniciado en enero de 2005 en cooperación con NTNU (Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología) y por el programa Renergi del Consejo Noruego de Investigación. <p>Fuente: http://www.waveenergy.no/WorkingPrinciple.htm [8/5/2015]</p>

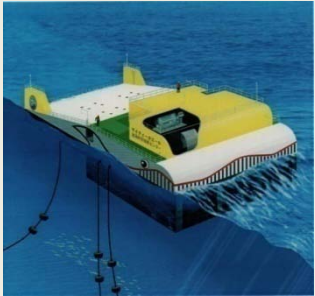
Dispositivo 16: WAVESTAR

<p>Descripción</p> 	<p>El sistema consta de 20 flotadores parcialmente sumergidos, accionando cada uno de ellos una bomba hidráulica. La ola se acerca y empuja los flotadores en orden secuencial. El aceite comprimido (a 200 bares) es recogido de cada bomba e introducido en un sistema de acumulación común. El acumulador alimenta a un motor hidráulico, que a su vez acciona un generador eléctrico.</p> <p>La plataforma está atornillada en dos apoyos de acero de tal manera que está orientada en ángulo recto para el máximo aprovechamiento de las olas. Esto hace que sea imposible que el sistema se alinee con las olas cuando cambian de dirección.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante. Puede operar en profundidades de 10- 30 m</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Wave Star Energy</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación: 6 MW (40 x 150 kW). Dimensiones: 10 m x 240 m. PTO: sistema hidráulico (aceite).</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. A estructura produce un pequeño impacto sobre el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos se encuentran por encima de la línea de flotación y dentro de una cubierta de protección. - Fabricación: Nivel medio. Todo el sistema (a excepción del soporte) se fabrica y es remolcado hasta el lugar, atornillando el dispositivo al soporte.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipos: 1:40, 1:10 instalado en 2005 en Helligsø Teglværk. - Prototipo: 1:10 realizado en Aalborg University, Dinamarca (2004). - Prototipo: 1:2 instalado en 2009 en Hanstholm (Dinamarca). <p>Fuente y video. http://wavestarenergy.com [8/5/2015]</p>

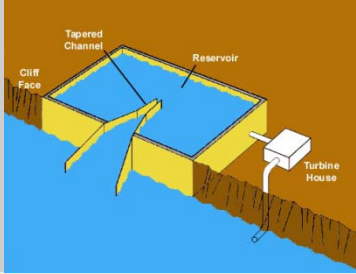
Dispositivo 17: SALTER DUCK

<p>Descripción</p> 	<p>Dispositivo flotante que genera electricidad a través del movimiento armónico de la parte flotante del dispositivo. El pato (duck) rota con un movimiento de cabeceo a medida en el que la ola avanza. Este movimiento bombea fluido hidráulico que activa el motor hidráulico, que a su vez, activa el generador eléctrico. La conversión del movimiento de flote en energía eléctrica se dificulta cuando las oscilaciones del mar son lentas. A pesar de ser el sistema más eficiente inventado hasta ahora, nunca ha sido implementado debido a su complejo sistema hidráulico que hace costosa y arriesgada la inversión para un sistema a plena escala.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante</p>
<p>Fabricante</p>	<p>No hay empresa fabricante. Inventor Stephen Salter Prof de la Edinburgh University.</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>- Peso: 300 Tm.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. Se trata de una estructura de lenta rotación que no representa una amenaza para la vida marina. - Mantenimiento: Nivel medio. Todos os componentes críticos están protegidos e son accesibles desde un barco, pero é un sistema complicado. - Fabricación: Nivel medio. Se emplea un sistema hidráulico complejo.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Desarrollado en los años 70 por un equipo dirigido por el profesor Stephen Salter de la Universidad de Edimburgo. <p>Fuente: http://www.oceanenergy.ie/ [8/5/2015]</p>


Dispositivo 18: MIGHTY WHALE & JAMSTEC

<p>Descripción</p> 	<p>Dispositivo flotante, en el cual el agua entra a tres cámaras de aire en la parte frontal del convertidor. La superficie del agua en el interior se mueve arriba y abajo generando una presión neumática que hace girar las 3 turbinas de aire. Esto hace que los generadores conectados a las turbinas generen electricidad a una razón máxima de 110 kW.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante, tipo OWC</p>
<p>Fabricante</p>	<p>JAMSTEC (Japan Agency for Marine-Earth Science Technology) (Japón)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Las dimensiones del prototipo son 50 m de largo, por 30 m de ancho y 12 m de profundidad. El Mighty Whale genera electricidad cuando a ola entra a las 3 cámaras de aire situadas en la parte delantera del dispositivo. Capacidad de generación: 110 kW.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. No se considera un obstáculo importante para el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel bajo. Las tareas de mantenimiento son sencillas, ya que todos los componentes críticos están por encima de la línea de flotación. Toda la estructura puede ser remolcada a un puerto cerca para realizar el consecuente mantenimiento. - Fabricación: Nivel medio. La estructura está hecha de acero y se puede construir en casi cualquier astillero.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - En los años '70 el grupo de energía de las olas de JAMSTEC desarrolló un prototipo flotante a gran escala, llamado Kaimei, probado en el mar de Japón (Prefectura Yamagata). En los '80, JAMSTEC desarrolló un dispositivo fijo en la costa para realizar pruebas cerca de Sanze, Prefectura Yamagata. Desde 1987, el foco está sobre otro dispositivo flotante conocido como Mighty Whale, con un prototipo que opera a 1,5 km de Nansei Town, Japón. Este sistema se encuentra operativo desde 1998. <p>Fuente: http://www.oceanenergy.ie/ [8/5/2015]</p>

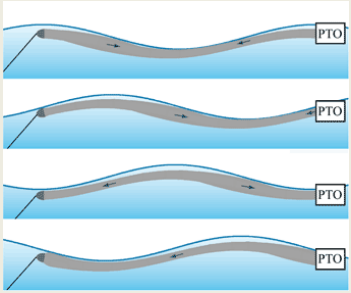
Dispositivo 19: TAPCHAN

<p>Descripción</p> 	<p>El sistema TAPCHAN, consiste en un canal estrechado que alimenta a un embalse construido en un acantilado. El estrechamiento del canal hace que las olas aumenten su amplitud (altura) cuando se acercan a la pared del acantilado. Las olas desbordan sobre las paredes del canal dentro del embalse, que está situado varios metros por debajo del nivel del mar. La energía cinética de la ola en movimiento se convierte en energía potencial cuando el agua se conserva en el embalse. La generación de electricidad es similar a la de una planta hidroeléctrica. El agua en depósito pasa por una turbina Kaplan.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo onshore, de rebalse. La localización debe tener olas continuas, con un buen promedio de energía y con un rango de mareas de menos de 1 m, además de algunas propiedades de costa como aguas profundas cerca de la misma y una situación apropiada para el embalse.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Norwave AS. (Noruega).</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación: 350 - 450 kW. Las paredes del canal son aproximadamente 100 a 200 m.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel medio. es una estructura de gran dimensión, pero no va tener un gran efecto en los lugares donde se pueda instalar. - Mantenimiento: Nivel bajo. Emplea tecnología testada, siendo de fácil acceso. Todos los componentes críticos están protegidos de las tormentas a los que se accede fácilmente. - Fabricación: Nivel medio. Se requiere una estructura relativamente grande, limitándose a lugares con las dimensiones adecuadas.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dispositivo construido en Noruega, Toftestallen, en 1985. <p>Fuente: http://www.oceanenergy.ie/oe-technology/platform.html Video: https://www.youtube.com/watch?v=ETI5OFZQ72s [8/5/2015]</p>

Dispositivo 20: S.D.E ENERGY CONVERTER

<p>Descripción</p> 	<p>Placas flotantes de metal que se fijan a una pared (por ejemplo unido a un rompeolas). Estas placas emplean el movimiento ascendente y descendente del oleaje para crear presión hidráulica y generar electricidad.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante anclado a una pared. Se trata de un sistema con base en tierra (onshore).</p>
<p>Fabricante</p>	<p>S.D.E Energy Ltd (Israel)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación: 1 MW a 200 MW (Coste estimado de \$ 130 millones). Coste unitario: \$ 0.02/kWh.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel alto. Requiere una gran estructura que ocupa un porcentaje elevado de costa. - Mantenimiento: Nivel bajo. La mayoría de sus componentes se encuentran fuera del agua; por lo tanto, el desgaste por corrosión es bajo. La mayor parte de los componentes críticos del sistema son de fácil acceso. - Fabricación: Nivel bueno. Estos sistemas pueden ser prefabricados e instalados posteriormente. El sistema emplea tecnología aprobada (hidráulica).
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo de dispositivo instalado en Israel, que genera 40ekW durante casi un año <p>Fuente: http://www.sdeglobal.com/works/sde-in-the-world/ Video: https://www.youtube.com/watch?v=Bf5fOr8XjpY [8/5/2015]</p>

Dispositivo 21: ANACONDA WAVE CONVERTER

<p>Descripción</p> 	<p>El funcionamiento de Anaconda consiste básicamente en un tubo de material plástico lleno de agua en su interior, sujeto en uno de los extremos y libre en el otro. Mediante las corrientes genera en el interior un bulbo de presiones que se transmite al otro extremo. En la cola tiene una turbina que convierte la energía en electricidad, que es transmitida a través del cable que parte del propio dispositivo.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante, atenuador</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Checkmate SeaEnergy Ltd. (empresa licenciataria) (UK)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Longitud: 150 m. Diámetro: 7 m. 200 Tm de plástico, estructura de material compuesto.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo, ya que no contiene componentes que supongan una amenaza para la marina vida. - Mantenimiento: Nivel medio-bajo. Se emplean materiales duraderos, el principal problema se encuentra en el mantenimiento de la turbina. - Fabricación: Nivel medio. Las técnicas de fabricación para algunos de sus componentes son comunes.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tests de rendimiento llevados a cabo en 2009 a escala 1:25 en la Universidad de Glasgow y Strathclyde. <p>Video: https://www.youtube.com/watch?v=2BOozAaYGDE [8/5/2015]</p>


Dispositivo 22: ECOFYS WAVE ROTOR

<p>Descripción</p> 	<p>Dispositivo que emplea dos tipos de rotores (Darius y Wells). El sistema emplea el mismo principio que las turbinas eólicas para generar electricidad. El dispositivo puede alcanzar eficiencias aceptables 30-40%, ya que emplea un sistema de transmisión directa. Válido para convertir energía de olas y marea, incluso se puede combinar undimotriz y eólica marina en el mismo dispositivo.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo hidrodinámico. Profundidad agua: 15-30 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>ECOFYS (UK)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad generación unidad: 0.5 MW Diámetro: 30 m. Altura: 15-20 m, número de álabes: 3 Peso (alabes y góndola): 50 Tm, Peso (con pie soporte): 100-200 Tm, Producción: 2.000 Mwh/año; Eficiencia: 30-40% Coste: 750.000 €/convertidor Coste producción: 1.500 €/kw; 0,03€/kwh</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel medio, ya que no contienen componentes que supongan una gran amenaza para el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel bajo. No tienen mucho mantenimiento, pero la mayoría de sus componentes críticos están sumergidos, lo que complica los servicios. - Fabricación: Nivel medio. Emplea tecnología testada pero la construcción de la base es compleja.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo a escala 1:2 (30 kW) instalado en Borssele, Holanda (2008). - Prototipo a escala 1:10 instalado en Francia (2007). - Prototipo a escala 1:10 instalado en UK (2004). - Este sistema se conectó a red en 2002 en Dinamarca. <p>Fuente: http://www.ecofys.com/ [8/5/2015]</p>

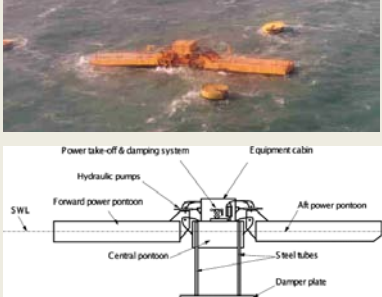
Dispositivo 23: MANCHESTER BOBBER

<p>Descripción</p> 	<p>El sistema consta de 25–50 flotadores individuales unidos por debajo de una plataforma. Los flotadores aprovechan el movimiento de las olas para generar electricidad. El equipo flota libremente, lo que le permite aprovechar olas desde cualquier dirección.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante. Absorbedor puntual múltiple. Profundidad agua: 20-60 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>University of Manchester (UK)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad generación: 12 MW (24 flotadores x 500 kW cada uno). Diámetro: 30 m. Peso: 200 Tm.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo, ya que flota en la superficie y tiene un impacto mínimo sobre el medioambiente. - Mantenimiento: Nivel bajo. Elementos accesibles y funcionan independientemente, lo que permite un mantenimiento más fácil. - Fabricación: Nivel medio. Emplea tecnología testada.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo a escala 1:100, Universidad de Manchester, Reino Unido (2004). - Prototipo a escala 1:70, Universidad de Manchester, Reino Unido (2008). - Prototipo a escala 1:70, Universidad de Manchester, Reino Unido (2005). <p>Fuente: http://www.manchesterbobber.com/ [8/5/2015]</p>


Dispositivo 24: ENERGEN WAVE GENERATOR

<p>Descripción</p> 	<p>Se trata de un dispositivo flotante que será anclado en una manera tal que se enfrentará a la dirección de la ola entrante. El dispositivo consiste en un marco rectangular y una serie de cilindros de giro horizontal semisumergidos. Estos cilindros se emplean para absorber la energía de las olas (las olas provocan un movimiento de giro) a fin de impulsar aceite a alta presión a un sistema hidráulico, el cual a su vez provoca el funcionamiento de un generador de energía.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante. No necesita de un gran sistema de anclaje. Para localizaciones nearshore</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Energen International (empresa liquidada)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad de generación: 1.4MW.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo, ya que no contiene componentes que supongan una amenaza para la vida marina. - Mantenimiento: Nivel bajo. Los componentes son de fácil acceso. - Fabricación: Nivel bueno. Sistema que puede ser prefabricado y levado a la zona de uso.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Modelo a escala 1:50 probado en el Consejo de Investigación Científica e Industrial (CSIR) de Stellenbosch en la costa de Sudáfrica. <p>Fuente:</p> <p>http://www.crses.sun.ac.za/files/technologies/ocean/WECs_2013_list.pdf [8/5/2015]</p>


Dispositivo 25: MCCABE WAVE PUMP

<p>Descripción</p> 	<p>El dispositivo consta de tres pontones de acero orientados en la dirección del oleaje. Posee un disco amortiguador debajo del pontón central con objetivo de obtener estabilidad. La energía de las olas es convertida por las bombas hidráulicas que están situadas en los puntos de articulación entre la parte central y los dos pontones laterales. El fluido hidráulico a alta presión es conducido a un motor hidráulico que está acoplado a un generador eléctrico con fin de producir electricidad.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante con referencia fija.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Hydam Technology (Alemania) (empresa liquidada)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Potencia nominal: 250-500 kW. Longitud prototipo: 40m.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. No contiene componentes que supongan una amenaza para el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos son accesibles desde la superficie y el dispositivo puede ser remolcado a un puerto si el mantenimiento lo requiere. - Fabricación: Nivel bueno. El dispositivo está compuesto por materiales de uso común. Puede ser construido en un astillero y luego ser remolcado hasta el lugar deseado.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo de 40 m de longitud desarrollado en 1996 en la costa de Kilbaha County Clare, Ireland. <p>Fuente: http://www.worldenergy.org/ Vídeo: http://www.youtube.com/watch?v=ZyvrTNYMbOY [8/5/2015]</p>

Dispositivo 26: DCEM

<p>Descripción</p> 	<p>El sistema emplea una boya para capturar la energía de las olas y un generador lineal para convertir el movimiento ascendente-descendente de la boya en electricidad. Este generador se encuentra en el interior de la estructura alejado del agua, protegido así de tormentas y de la corrosión. Los inventores señalan una alta eficiencia del sistema, alrededor del 80%, ya que sólo hay dos procesos de conversión (la boya es la primera etapa y el generador lineal es la segunda), en comparación con la mayoría de convertidores que disponen de más etapas de conversión.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante que emplea como PTO (Point Take Off) un generador lineal.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Trident Energy (UK)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Capacidad total de generación: 100 MW (estimado para un parque de 5 hectáreas). Capacidad generación por unidad: 100 kW. Coste unitario: 0,067 €/por unidad.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. El sistema flota en la superficie y no necesita base. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos se encuentran fuera del agua, lo que permite un fácil acceso. Se puede realizar el mantenimiento de las boyas por separado con lo cual el tiempo de inactividad será mínimo, ya que el resto de las boyas pueden seguir en funcionamiento. - Fabricación: Nivel medio. El sistema emplea un diseño simple. Se puede construir mediante procesos aprobados en todos los astilleros.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos: - Prototipo 1:3 realizado en Lowestoft, UK con un rating de 20 kW. Fuente: http://www.tridentenergy.co.uk/ [8/5/2015]</p>

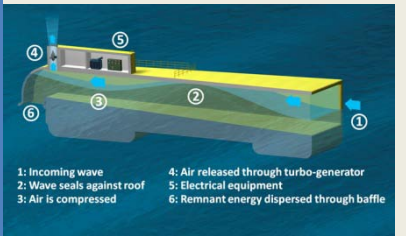
Dispositivo 27: Water Pump WAVEBERG

<p>Descripción</p> 	<p>Se trata de un flotador central conectado a 3 brazos articulados que poseen otro flotador en su externo y que flexionan con el paso de las olas por debajo de ellos. El movimiento de flexión se aprovecha para bombear agua de mar a alta presión hacia la costa a través de una tubería y es allí donde se emplea en generación hidroeléctrica.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Cuerpo flotante, bombeo de agua.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Waverberg (USA)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Dimensiones: 50 m x 50 m. Peso: 53 Tm Capacidad generación: 100 kW. Coste unitario: 0,014 €/por kWh. PTO: Sistema hidráulico (agua).</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. El dispositivo y la tubería tienen un impacto ambiental reducido. - Mantenimiento: Nivel bajo. Sistema simple y elementos accesibles. - Fabricación: Nivel bueno. Proceso de fabricación simple, que emplea materiales comunes (tuberías de plástico y fibra de vidrio).
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo a escala 1:25 realizado en The Hydraulics and Maritime Research Centre (HMRC) en Irlanda. - Prototipo a escala 1:50 realizado en HMRC en Irlanda. <p>Fuente: http://www.waveberg.com Vídeo: http://www.waveberg.com/wavenergy/video.htm [8/5/2015]</p>

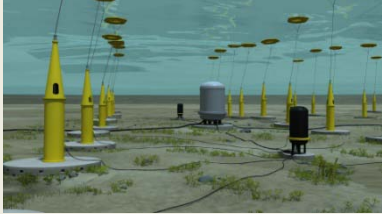
Dispositivo 28: SEADOG wave-pump

<p>Descripción</p> 	<p>Dispositivo que consta de una bomba que emplea la flotabilidad para convertir la energía de las olas en energía mecánica. Los principales componentes del sistema incluyen: cámara de flotación, bloque de flotación, conjunto del pistón, eje del pistón, cilindro de pistón y válvulas de admisión y de escape. El bloque de flotación está conectado al eje del pistón, que a su vez mueve el conjunto del pistón a través del cilindro del pistón. La bomba acciona un sistema hidroeléctrico para generar electricidad.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante. Profundidad agua: 20-25m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Independent Natural Resources Inc. (USA)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Dimensiones: 48 m x 10 m. Capacidad generación: 33 kW. Peso: 112Tm (mayor parte del peso es el hormigón) PTO: Sistema hidráulico (agua). Coste: \$2,997,000 para 750 KW (16 unidades Seadog).</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel medio-bajo. El fondo marino debe ser preparado con el fin de construir las estructuras base para las bombas. - Mantenimiento: Nivel bajo. Sistema con elementos accesibles. - Fabricación: Nivel medio. El dispositivo requiere de una adecuada base de hormigón en el lecho marino. Esto aumentará el coste de instalación.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototipo a escala 1:4 realizado en el Golfo de México en 2006. - Prototipo a escala 1:50 realizado en HMRC en Irlanda. <p>Fuente:</p> <p>http://www.energy.ca.gov/oceanenergy/E2I_EPRI_REPORT_WAVE_ENERGY.PDF</p> <p>Vídeo: https://www.youtube.com/watch?v=buVkCBZLRQ8 [8/5/2015]</p>

Dispositivo 29: OWEL WEC

<p>Descripción</p>  <p>1: Incoming wave 2: Wave seals against roof 3: Air is compressed 4: Air released through turbo-generator 5: Electrical equipment 6: Remnant energy dispersed through baffle</p>	<p>Dispositivo flotante OWC, en el cual la altura de la entrada es igual a la amplitud de la ola media y la longitud es determinada por la longitud de una ola media. El sistema de anclaje permite que el convertidor pueda alinearse con la dirección de las olas. Las olas entrantes conducen el aire existente en el interior del dispositivo hacia la parte superior a través de una serie de conductos. El aire se almacena en una cámara antes de que sea forzado a fluir a través de una turbina en la parte trasera, accionando posteriormente un generador.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Dispositivo flotante OWC. Profundidad agua: 40 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Offshore Wave Energy Ltd (UK)</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Dimensiones: 200 m x 200 m x 30 m. Capacidad generación: 12 MW. Coste unitario: 0,022 €/por kWh. Peso: 24.000 Tm. PTO: Turbina de aire.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. El sistema produce un impacto reducido sobre el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel bajo. Todos los componentes críticos son de fácil acceso. - Fabricación: Nivel medio. Se trata de una gran estructura para la cual es necesario realizar una elevada inversión, pero la proporción de generación de energía es mayor que en la mayoría de los sistemas.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - OWD 500. Capacidad de generación: 0,5 MW. Dimensiones: 42 m x 18 x 8 m. Peso: 550 Tm. (2011). - OWD 1000. Capacidad: 1 MW. Dimensiones: 52 m x 18 x 8 m. Peso: 850 Tm. <p>Fuente: http://www.owel.co.uk/ Vídeo: http://www.youtube.com/watch?v=U4CpdGodzPA [8/5/2015]</p>

Dispositivo 30: SEABASED

<p>Descripción</p> 	<p>El sistema emplea un generador trifásico de imanes permanentes para llevar a cabo la generación de electricidad. El generador lineal se fija al fondo marino y es impulsado por una boya flotante. El sistema posee una alta eficiencia, ya que emplea un sistema de transmisión de conversión directa.</p>
<p>Clasificación</p>	<p>Cuerpo boyante con referencia fija. Profundidad agua: 20-100 m.</p>
<p>Fabricante</p>	<p>Seabased AB (Suecia) en colaboración con Uppsala University Sweden y Vattenfall.</p>
<p>Especificaciones técnicas</p>	<p>Diámetro: 8 m x 3 m x 3 m. Peso: 45 Tm. Capacidad generación: 20-50 MW. PTO: Generador lineal de transmisión directa.</p>
<p>Factibilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto ambiental: Nivel bajo. La base supone un pequeño impacto para el ecosistema marino. - Mantenimiento: Nivel medio. Los componentes críticos se encuentran sumergidos, lo que implica una mayor dificultad a la hora de realizar el mantenimiento. - Fabricación: Nivel medio. La base es el elemento más complicado en el proceso de fabricación, ya que es necesario realizar tareas bajo el agua.
<p>Referencias</p>	<p>Proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Seabased 10 x 10 kW. Lysekil, Suecia. (2005). - Prototipo a escala 1:2 Seabased 10 x 10 kW. Lysekil, Suecia. (2005). - Prototipo a escala 1:2 Seabased 10 kW. Angstrom, Uppsala University Suecia. (2003-2004). <p>Fuente: http://www.seabased.com/ Vídeo: http://www.youtube.com/watch?v=eFiiAgJVOp4 [8/5/2015]</p>