

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA
NAVAL Y OCEÁNICA



ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y PLANIFICACIÓN DEL
MANTENIMIENTO DE UNA TURBINA DE ENERGÍA
MAREOMOTRIZ



Máster Universitario en Ingeniería Naval y Oceánica

Trabajo Final de Master

Autor: D. Luis Avila Martinez

Director: D. Gregorio Munuera Saura

Cartagena, Agosto 2021

Agradecer a mis familiares, amigos y toda la gente que me ha estado apoyando durante estos meses difíciles.

Gracias al director del proyecto Gregorio, además de profesor durante esta etapa de master, por su tiempo y su paciencia que no ha sido poca.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Diversos dispositivos para la extracción de la energía del mar.

Figura 2.2. Sistema de captación de energía undimotriz de Santoña. Fuente: *IBERDROLA*.

Figura 2.3. Dispositivo de OWC para la captación de energía undimotriz.

Figura 2.4. Esquema de la central del río *Rance*, Francia. Fuente: *Universidad de Cantabria*

Figura 2.5. Turbina axial del proyecto *SeaGen*, 2008. Fuente: empresa *MTC*

Figura 2.6. Esquema de funcionamiento del proceso de osmosis para extracción de energía. Proceso PRO: *Pressure Retarded Osmosis*. Fuente: *empresa Statkraft*.

Figura 2.7. Dispositivo tipo OTEC de ciclo Rankine.

Figura 2.8. Principales corrientes planetarias o geostróficas. Fuente EMEC “Centro Europeo de Energía Marina”.

Figura 2.9. Esquema del paso de la columna de agua por la turbina. La figura es un análogo de las turbinas eólicas que explica muy bien el comportamiento. Fuente: plantas eólicas/ABB. Cuaderno técnico

Figura 2.10. Variaciones de velocidad y presión en la masa de agua que atraviesa el rotor. Fuente: plantas eólicas/ABB. Cuaderno técnico

Figura 2.11. Principio de funcionamiento de un aerogenerador, situación extrapolable a un sistemas de turbina marina. Fuente: plantas eólicas/ABB. Cuaderno técnico.

Figura 2.12. Perfil del ala de una avión (ejemplo extrapolable al perfil de la pala de una turbina marina). Fuente: <http://joyplanes.com/perfil-alar-aerodinamica-aviones/>.

Figura 2.13. Fenómeno de pérdida de sustentación con el aumento del ángulo de ataque. Fuente: <https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:StallFormation-es.svg> (Dominio público).

Figura 2.14. Imagen de la estructura *SeaFlow*. Fuente: empresa *MTC*.

Figura 2.15. Agrupación de dispositivos tipo *SeaGen* conformando una granja. Fuente: empresa *MTC*.

Figura 2.16. Dispositivo tidal stream turbin de *Hammerfest*. Fuente: empresa fabricante: *Andritz Hydro*.

Figura 2.17. Respectivamente, sistemas *Aquator* y *Nereus*. Fuente *ARC*.

Figura 2.18. *AK1000* y *AK1500*. Fuente: *ARC*.

Figura 2.18. Dispositivo *Turbine Generation Unit* de la empresa *Ocean Renewable Power*. Fuente: empresa *ORPC*.

Figura 2.18. Dispositivo *RivGen* de la empresa *Ocean Renewable Power*. Fuente: empresa *ORPC*.

Figura 2.20. Dispositivo *TiGen* de la empresa *Ocean Renewable Power*. Fuente: empresa *ORPC*.

Figura 2.21. Dispositivo *OcGen* de la empresa *Ocean Renewable Power*. Fuente: empresa *ORPC*.

Figura 2.22. Turbina *KHPS*. Fuente: empresa *Verdant Power*.

Figura 2.23. Turbinas modelo *KHPS* de 4ª y 5ª generación. Fuente: empresa *Verdant Power*.

Figura 2.24. Dispositivo *Kobold* a la izquierda, dispositivo con plataforma flotante acoplada, a la derecha. Fuente: empresa *Ponte di Archimede*.

Figura 2.25. Turbina helicoidal siendo probada en sus diferentes ubicaciones.

Figura 2.26. Planta de turbinas helicoidales en el estrecho de *Uldolmok* de *Korea*. Fuente: *Korean Ocean Reseach & Devitute*.

Figura 2.27. Dispositivo *Open-Centre Turbine*. Fuente: empresa *OpenHydro*.

Figura 2.28. Dispositivo *BlueTEC*. Fuente: empresa *TEC*

Figura 2.29. Turbina tipo *Tocardo*.

Figura 2.30. Turbina tipo *Schottel*

Figura 2.31. Dispositivo *SR250* de la empresa *STP*. Fuente: *Scott Renewables News*

Figura 2.32. Dispositivo de turbina de marea de la compañía *Alstom*. Fuente: empresa *Alstom*

Figura 2.33. Plataforma flotante de la empresa *Magallanes Renovables S.L.* Fuente: *National Geographic*

Figura 3.1. Góndola del dispositivo *HS1000* en maniobra de izada. Fuente: *ScottishPower*.

Figura 3.2. Localización del artefacto. Fuente: informe del proyecto *HS1000*.

Figura 3.3. Dibujo de la turbina mareomotriz. Fuente: *Proyecto HS1000*.

Figura 3.4. Buque *Skandi Seven*. Responsable de la operación de instalación. Fuente: *TrafficMarine*.

Figura 3.5. Imágenes de la instalación de la turbina *HS1000*. Fuente: *Proyecto HS1000*.

Figura 3.6. División del sistema principal en otros sistemas más sencillos. Elaboración propia a partir del *Proyecto HS1000*.

Figura 3.7. Principales sistemas de la tidal turbine *HS1000*. Fuente: *Proyecto HS1000*.

Figura 3.8. Estructura de pilas y brazings (refuerzos en cruz) de la plataforma tipo *Jacket*. Fuente: *DEME Offshore*.

Figura 3.9. Ánodos de sacrificio para evitar corrosión marina. Fuente: *Total Offshore*.

Figura 3.10. A la derecha, sistema de fondeo mediante catenaria. A la izquierda, sistema de fondeo con tirantes tensionados. Fuente: *Wikipedia*.

Figura 3.11. Góndola de la turbina de marea “*MeyGen*” de la empresa *Simec Atlantis Energy*. Fuente: empresa *SAE*.

Figura 3.12. Aislante térmico usando en el sector naval offshore. Fuente: fabricante *Union Foam*.

Figura 3.13. Elementos de unión usados en la construcción naval offshore. Fuente: empresa *Zineti S.A.U.*

Figura 3.14. Esquema simple del funcionamiento del sistema de una turbina. Fuente: “*Design and test of a 600-kW horizontal-axis tidal current turbine. Energy 182 (2019) 177-186.*”

Figura 3.15. Multiplicadora de turbina marina. Fuente: *Spares in Motion*

Figura 3.16. Planetario del interior de la caja reductora. Fuente: *Plantas eólicas / ABB Cuaderno técnico*.

Figura 3.17. Diferentes tipos de multiplicadoras usadas en la industria de las turbinas de marea. Fuente: “*Wikov Manufacturing Facility*”.

Figuras 3.18 y 3.19. A la izquierda, diferentes tipos de chumaceras con cojinete y absorbedores de cargas de la bancada. A la derecha, dos platos de acoplamiento unidos por un acoplamiento de tipo flexible. Fuente: *hvhindustrial*.

Figura 3.20. Elementos de amortiguación de las vibraciones a la bancada. Fuente: *RS Components*.

Figura 3.21. Freno mecánico de tipo disco. Fuente: *ABB Cuaderno técnico / Plantas eólicas*.

Figura 3.22. Freno de fricción. Fuente: *Edhardt Servicios S.A.*

Figura 3.23. Generador asíncrono de industria *offshore*. Fuente: “*NautixExpo*”.

Figura 3.24. Alternador de industria *offshore*. Fuente: “*NautixExpo*”.

Figura 3.25. Configuración de dos turbinas de marea conectadas a un punto medio antes de transporte a red- Fuente: Alegría, I.M. *Transmission Alternatives for Offshore Electrical Power*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2008.

Figura 3.26. Secciones de cables de alta intensidad. Fuente: *Wikipedia*.

Figura 3.27. Ejemplo de batería de iones de litio. Fuente: fabricante VARTA.

Figura 3.28. Desgaste en los dientes de una rueda como consecuencia de abrasión. Fuente: *Niernann. G Tratado teórico práctico de elementos de máquinas. Labor. Barcelona 1973*.

Figura 3.29. Ejemplo de cárter húmedo de una reductora. Fuente: empresa “*Fiat*”.

Figura 3.30. Ejemplo de una bomba de piñones. Fuente: *Wikipedia*.

Figura 3.31. Bomba de rotor excéntrico. Fuente: empresa “*Optimex Canned Motor Pumps*”.

Figura 3.32. Bomba de paletas. Fuente: empresa “*Blackmer*”.

Figura 3.33. Esquema de funcionamiento de una válvula de descarga. Fuente: *Wikipedia*.

Figura 3.34. Válvula de descarga comercial. Fuente: empresa *Jingyi*.

Figura 3.35. Esquema del funcionamiento de un filtro. Fuente: página web “*ingeniero marino*”.

Figura 3.36. Colador de succión de aceite de sistema de engrase. Fuente: página web “*ingeniero marino*”.

Figura 3.37. Ejemplo de unidad de refrigeración con agua de un motor diésel MAN. Fuente: *ingeniero marino*.

Figura 3.38. Carter con palas en su carcasa para disipar calor. Fuente “*ingeniero marino*”.

Figura 3.39. Esquema de un circuito de refrigeración para un motor. Funcionamiento similar al de la turbina de marea. Fuente: desconocida.

Figura 3.40. Válvula de expansión de sistemas de refrigeración. Fuente: *Wikipedia*, dominio público.

Figura 3.41. Intercambiador de placas. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Figura 3.42. Intercambiador de haz de tubos. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Figura 3.43. Intercambiador refrigerado por aire. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Figura 3.44. Intercambiador de tubos concéntricos. 1: prensaestopas; 2: conexión en T; 3: unión roscada; 4: codo en U; 5: prensaestopas interior; 6: tubo conector; 7: tubo interior; 8: entrada al tubo interno; 9: salida tubo interno; 10: prensaestopas de paso; 11: entrada tubo externo; 12: salida tubo externo. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Figura 3.45. Intercambiador de flujos paralelos. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Figura 3.46. Intercambiador de flujos cruzados. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Figura 3.47. Intercambiador de contra flujos. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Figura 3.48. Intercambiador de paso simple. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Figura 3.49. Intercambiador de doble paso. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Figura 3.50. Despiece de bomba oleo-hidráulica. Fuente: Oleo hidráulica. A. “*Serrano Nicolás. 1ª Ed. McGraw Hill 2002*”.

Figura 3.51. A la izquierda: válvula de descarga. A la derecha: válvula de seguridad convencional. Fuente: fabricante *Caleffi*.

Figura 3.52. Servo válvula. Fuente: fabricante *Parker*.

Figura 3.53. Cilindro simple efecto. Fuente: Manuales de hidráulica y neumática. *FESTO*

Figura 3.54. Cilindro de doble efecto. Fuente: fabricante *Brand*.

Figura 3.55. Acumulador para sistemas hidráulicos de pequeño tamaño. Fuente: fabricante *Bosch*.

Figura 3.56. Depósitos de CO₂ como agente extintor. Fuente: empresa *SERCOIN*.

Figura 3.57. Válvulas del sistema de protección contra incendios.

Figura 3.58. Esquema de un sistema de protección contra incendios con sistema de CO₂. Fuente: empresa: *SitecIntelligence*.

Figura 3.59. A la izquierda: dispositivo sonar de detección de mamíferos. A la derecha: sistema AIS de localización del artefacto. Ambos sistemas ubicados en el centro del control.

Figura 3.60. A la izquierda: sensor de vibración ubicado en distintos puntos del dispositivo. En el centro: sensor batimétrico con ultrasonido. A la derecha: sensor de medición de ruido al exterior y de las palas.

Figura 3.61. Bomba de lastre para buques. Fuente: *NauticExpo*.

Figura 3.62. Tubería de latón que experimenta corrosión microbiológica o *fouling*. Fuente: *Wikipedia*.

Figura 3.63. Servovalvula a la izquierda, a la derecha válvula eléctrica. Fuente: *RS PRO*.

Figura 3.63. Caudalímetro. Fuente: *Iberomed*.

Figura 3.64. Componentes del rotor. 1: palas; 2: soporte de palas; 3: sistema pitch; 4: buje; 5: nariz o carcasa de protección. Fuente: *Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico*

Figura 3.65. Secciones de la pala de una turbina. Fuente: *Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico*.

Figura 3.66. Fabricación de las palas de la turbina HS1000. Fuente: empresa *Gurit*.

Figura 3.67. Características geométricas de las palas de la turbina HS1000. Fuente: *Andritz Hydro Hamerfest*.

Figura 3.68. Rotor de la turbina HS1000. Fuente: *Hamerfest Strom UK*.

Figura 3.69. Modelización 3D de un buje. Fuente: modelo *EZGUBA*

Figura 3.70. Diferentes tipos de buje. Fuente: *Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico*

Figura 3.71. Carcasa o nariz de una turbina convencional de pequeñas dimensiones. Fuente: *Amazon*.

Figura 4.1. Clasificación del ciclo de vida de un equipo. Fuente: *Wikipedia*.

Figura 4.2. Objetivos que cumplir con una herramienta de mantenimiento. Fuente: *Renovetec. "Ingeniería del mantenimiento"*.

Figura 5.1. Estructura del método de evaluación mediante FMEA. Fuente:

Figura 5.2. Relación entre los modos de fallo en la jerarquía de un sistema. Fuente: *UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 "Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos"*.

Figura 5.3. Proceso de desarrollo de una herramienta basada en confiabilidad. Elaboración propia a partir del proyecto "*TIPTORS*".

Figura 5.2. Flujoograma de acciones a tomar y comparación de un FMEA con un FMECA. Fuente: *UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 "Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos"*.

Figura 5.3. Posición de las cámaras de vigilancia exterior para inspección visual. Fuente: Proyecto *HS1000*.

Figura 5.4. Dirección focal de las cámaras para inspección visual de ciertas zonas de la turbina. Fuente: Proyecto *HS1000*.

Figura 5.4. Visión de las cámaras para inspección visual de ciertas zonas de la turbina. Fuente: Proyecto *HS1000*.

Figura 5.5. Buque Skandi Seven de la empresa Skandi. Fuente: "*TrafficMarine*".

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Comparación de algunas características entre las turbinas eólicas y de marea. Fuente: *Wind Energy Handbook*.

Tabla 2.2. Características de las turbinas de marea de la empresa Atlantis Resource. Fuente: *ARC*.

Tabla 2.3. Características de los proyectos vigentes de la empresa *OpenHydro*. Fuente: *OpenHydro*.

Tabla 3.1. Detalles del proyecto *HS1000*.

Tabla 3.2. Característica del dispositivo de marea. Fuente: *Proyecto HS1000*.

Tabla 3.3. División de la turbina *HS1000*: Fuente propia.

Tabla 3.4. Componentes del subsistema de anclaje y fondeo. Fuente: creación propia.

Tabla 3.5. Sistemas que conforman la góndola del sistema *HS1000*. Fuente propia.

Tabla 3.6. Elementos que conforman la góndola de la turbina. Elaboración propia a través del proyecto *HS1000*.

Tabla 3.7. Elementos del sistema mecánico de la góndola. Fuente propia a partir del informe de la turbina *HS1000*.

Tabla 3.8. Componentes que conforman el sistema eléctrico. Fuente propia a partir del proyecto *HS1000*.

Tabla 3.9. Elementos del sistema de lubricación de la turbina. Fuente: Proyecto *HS1000*.

Tabla 3.10. Elementos que conforman el sistema de refrigeración de la turbina. Fuente: proyecto *HS1000*.

Tabla 3.11. Elementos que conforman el sistema hidráulico. Fuente: proyecto *HS1000*.

Tabla 3.12. Clasificación simple de válvulas de un sistema hidráulico. Fuente: Manuales de hidráulica y neumática. *FESTO*

Tabla 3.13. Clasificación de cilindros según su modo de actuación. Fuente: Manuales de hidráulica y neumática. *FESTO*.

Tabla 3.14. Elementos que conforman el sistema de protección de incendios. Fuente: proyecto *HS1000*.

Tabla 3.15. Dispositivos que conforman el sistema de monitoreo y sensorización. Fuente: proyecto *HS1000*.

Tabla 3.16. Dispositivos que conforman el sistema de lastre de la turbina. Fuente: Proyecto *HS1000*

Tabla 3.17. Subsistemas que conforman el rotor de turbina. Fuente: elaboración propia a partir del proyecto *HS1000*.

Tabla 3.18. Elementos de las palas. Fuente: proyecto *HS1000*

Tabla 3.19. Sistemas de división del buje. Proyecto *HS1000*.

Tabla 3.20. Elementos que conforman la nariz de la turbina. Fuente: proyecto *HS1000*

Tabla 5.1. Ejemplo de un conjunto de modos de fallo generales

Tabla 5.2. Ejemplo de clasificación de los niveles de severidad. Fuente: *UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 “Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos”*.

Tabla 5.3. Ejemplo de clasificación de los niveles de probabilidad de ocurrencia. Fuente: *UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 “Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos”*.

Tabla 5.4. Ejemplo de clasificación de los niveles de capacidad de detección. Fuente: *UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 “Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos”*.

Tabla 5.5. Tabla de índice de riesgo. Elaboración propia.

Tabla 5.6. Características principales del buque “*Skandi Seven*”. Fuente: empresa *Skandi*.

Tabla 5.7. Gama de mantenimiento establecida para la turbina. Elaboración propia a partir del proyecto HS1000.

Tabla 5.8. Ejemplo de la gama de mantenimiento L2 de la estructura de la góndola. Elaboración propia.

Tabla 5.9. Tareas de mantenimiento correspondientes al rotor de la turbina

Tabla 5.6. Eventos accidentales que pueden comprometer las maniobras de la góndola. Fuente: Proyecto *HS1000*.

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1. Evolución del consumo energético de 1990-2010. Fuente: REE, “*el sistema eléctrico español*”. Avance 2015.

Gráfico 2.2. Variación típica del C_p en función de la velocidad específica para un rotor axial. Fuente: Universidad de Cantabria.

Gráfico 2.3. Evolución de los coeficientes de sustentación y arrastre frente al ángulo de ataque. Fuente: *Wind Energy Handbook* (Wiley), página 94.

Gráfico 3.1. Relación del límite elástico de un acero aleado con aluminio y manganeso (inoxidable) con la temperatura. Vemos que en la franja cercana a 0°C, temperaturas similares a las de la ubicación del *HS1000*, la ductilidad se resiente debido a la transición dúctil-frágil. Fuente: “*Ductility, Papers presented at a seminar of the American Society for Metals*”.

Gráfico 5.1. Tiempo de inactividad normalizado de subsistemas y ensamblajes para turbinas eólicas. Fuente: “*ReliaWind*”.

Gráfico 5.2. Costes a lo largo de la vida útil del sistema. Fuente: Proyecto “*TiPTORS*”.

ÍNDICE

1.	Introducción.....	18
1.1	Objetivos.....	18
1.2	Estructura y metodología del proyecto	19
2.	Energías renovables	22
2.1.	Energías renovables marinas.....	22
2.1.1.	Energía del oleaje o undimotriz.....	24
2.1.2.	Energía mareomotriz	25
2.1.3.	Energía de las corrientes.....	25
2.1.4.	Energía azul u osmótica.....	26
2.1.5.	Energía maremotérmica.....	27
2.2.	Energía de las corrientes marinas	27
2.2.1.	Potencial de las corrientes marinas.....	28
2.3.	Fundamentos teóricos	30
2.3.1.	Funcionamiento de las turbinas de marea. Principios de operación	31
2.3.2.	Tipología de turbina de marea	34
2.3.2.1.	Marine Current Turbines, MCT	35
2.3.2.2.	Hammerfest Strom AS	36
2.3.2.3.	Atlantis Resource Corporation	37
2.3.2.4.	Ocean Renewable Power Company	38
2.3.2.5.	Verdant Power.....	39
2.3.2.6.	Ponte di Archimedes	40
2.3.2.7.	GCK Technology. Gorlov Helical Turbine.....	41
2.3.2.8.	OpenHydro Group Ltd	42
2.3.2.9.	Blue TEC Bluewater	42
2.3.2.10.	Scotrenewables Tidal Power	44
2.3.2.11.	ALSTOM	44
2.3.2.12.	Proyecto Magallanes	45
3.	Descripción de sistemas de una turbina de marea	48
3.1.	Tecnología y maniobra de instalación del dispositivo	50
3.1.1.	Instalación del dispositivo.....	52
3.2.	Sistemas que conforman la turbina	53
3.2.1.	Elementos de anclaje y fondeo.....	55
3.2.1.1.	Soporte de la góndola.....	56
3.2.1.2.	Sistema de lastre y de fondeo	57

3.2.2.	Góndola.....	58
3.2.2.1.	Carcasa o forro	58
3.2.2.2.	Sistema mecánico.....	61
3.2.2.3.	Sistema eléctrico	66
3.2.2.4.	Sistema de lubricación.....	70
3.2.2.5.	Sistema de refrigeración.....	76
3.2.2.6.	Sistema hidráulico	82
3.2.2.7.	Sistemas de protección contra incendios.....	86
3.2.2.8.	Sistema de monitoreo y sensorización	89
3.2.2.9.	Sistema de lastre.....	92
3.2.3.	Rotor.....	94
3.2.3.1.	Palas	94
3.2.3.2.	Buje	97
3.2.3.3.	Carcasa o nariz	98
4.	Mantenimiento industrial.....	102
4.1	Tipos de mantenimiento.....	103
4.1.1	Mantenimiento correctivo.....	103
4.1.2	Mantenimiento preventivo.....	103
4.1.3	Mantenimiento predictivo.....	104
4.1.4	Mantenimiento productivo total	104
4.1.5	Mantenimiento centrado en confiabilidad	105
5.	Análisis de los equipos de la turbina mediante FMECA.....	108
5.1.	Análisis de modos de fallo, sus efectos y criticidad, <i>FMECA</i>	109
5.1.1	Consideraciones generales.....	110
5.1.2	Estructura del sistema.....	110
5.1.3	Determinación del modo de fallo	112
5.1.4	Causas de fallo.....	112
5.1.5	Efectos de los fallos.....	113
5.1.6	Severidad	113
5.1.7	Probabilidad de ocurrencia	114
5.1.8	Detectabilidad del fallo.....	114
5.1.9	Numero de prioridad de riesgo RPN	115
5.2	Gama y plan de mantenimiento de la turbina de marea.....	119
5.2.1	Monitorización del sistema.....	122
5.2.2	Logística del sistema	124
5.2.3	Gama y plan de mantenimiento	125

5.3 Posibles eventos accidentales	129
6. Conclusiones	132
7. Bibliografía	134
ANEXO I	136

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIERIA
NAVAL Y OCEÁNICA

Máster Universitario en Ingeniería Naval y Oceánica



CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN

1. Introducción

La energía marina es una de las fuentes de energía renovable que, según todas las previsiones, seguirá creciendo de forma exponencial en las próximas décadas. Actualmente se está investigando en distintos sistemas de generación: desde sistemas sujetos al fondo marino, pasando por diversos sistemas flotantes submarinos.

Los sistemas actuales están fijados al fondo marino mediante una estructura y tienen un aspecto similar a los aerogeneradores marinos de superficie, pero es posible que el futuro (ya se está investigando al respecto), se fondeen mediante cables al fondo marino, siendo dispositivos flotantes. Las turbinas submarinas son una realidad y su implantación crece a pasos agigantados. Con ellas se aprovechan las corrientes marinas para generar electricidad.

La compañía energética escocesa *Scottish Power*, empresa filial de la empresa eléctrica española *Iberdrola*, ha desarrollado y construido una granja submarina compuesta por turbinas de 30 metros fondeadas al suelo marino concretamente en la bahía de *Eday*, en las islas de *Orkney*, al norte de Escocia. El modelo instalado en este caso es el *HS1000*, desarrollado por la empresa Noruega *Andritz Hydro Hammerfest*, debido al triunfo de su gemela de 300 kW probada en las costas Noruegas.

En este proyecto el que también ha participado la empresa española *Iberdrola*, se ha conseguido proyectar una turbina con una capacidad de 1 MW. Dado que la planta mencionada anteriormente se encuentra operativa es necesario desarrollar la planificación de su mantenimiento, así como la infraestructura necesaria para el mismo. El objeto del presente TFM es analizar los componentes de estos hidro-generadores submarinos, sus modos de fallo y la criticidad de estos, con la finalidad de elaborar la planificación del mantenimiento del parque de generación de energía.

1.1 Objetivos

Así pues, el presente documento tiene como objetivo principal la elaboración de un plan de mantenimiento, del que se precisara un análisis de criticidad y una serie de gamas de mantenimiento para llevar a cabo la realización del informe, cumpliendo así los siguientes objetivos propuestos:

- 1) Describir el funcionamiento de una planta de generación de energía eólica, creando una estructura jerárquica entre los elementos que la conforman.
- 2) Establecer las relaciones funcionales de los componentes.
- 3) Analizar los diferentes modos de fallo de un hidro-generador submarino.
- 4) Realizar un estudio de criticidad (FMECA).
- 5) Planificar el mantenimiento.

1.2 Estructura y metodología del proyecto

La estructura del proyecto puede clasificarse en los siguientes apartados

- 1) Introducción a las energías renovables marinas.
- 2) Tecnología aplicada a las energías de las corrientes y mareas.
- 3) Descripción general de los equipos que componen las turbinas de marea.
- 4) Elaboración mediante una hoja de cálculo tipo *Excel* de un Análisis de Modos de Fallo, sus Efectos y la Criticidad, *FMECA*.
- 5) Elaboración del plan de mantenimiento del sistema de turbina de marea en función de gamas horarias.

Al final del informe se ha anexo una breve descripción de los inconvenientes de la turbina a la hora de funcionar debido a la fauna y flora, principalmente a los primeros, que abunda en el lugar. Puesto que se ha ubicado en un espacio natural, lugar de migración y cría de ciertas especies, la mayoría en peligro de extinción y protegidas bajo el amparo de Europa. Por tanto, una violación de su comportamiento puede suponer grandes sanciones económicas.

La recopilación de los equipos se ha llevado a cabo mediante los informes de construcción del proyecto *HS1000* ya que su gemelo, el *HS300*, fue todo un éxito. El hermano mayor en Escocia ha sido proyectado con un sistema de soporte y distribución de energía eléctrica similar a su homólogo. Aludiendo a su equipo conversor y auxiliar, la mayoría de las turbinas son similares en cuanto a estos sistemas de rotor, eje, GearBox y generador eléctrico. Si es verdad que pueden encontrarse variaciones, pero eso depende de las condiciones de contorno como es el estado y las características del mar y las corrientes.

En segundo lugar, se llevará a cabo un análisis en una hoja Excel siguiendo la norma de modos de fallo, para la realización de un análisis tipo FMECA, es decir, detallando modos de fallo y sus efectos asociados a los mismos, así como su criticidad.

En tercer lugar, se han establecido acciones preventivas proporcionando una extensa base de datos de acciones preventivas a realizar a los elementos de la turbina. La elaboración de este informe se ha realizado tomando los modos de fallo y las acciones preventivas de sistemas similares de carácter terrestre y algunos sistemas marinos.

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIERIA
NAVAL Y OCEÁNICA

Máster Universitario en Ingeniería Naval y Oceánica



CAPÍTULO 2
ENERGÍAS RENOVABLES

2. Energías renovables

Para satisfacer las necesidades energéticas de la población mundial actual y poder llevar paralelamente un crecimiento económico sostenible son necesarias cada vez más fuentes de energía diversificadas y caracterizadas por su capacidad de abastecimiento a grupos de población, respeto con el medio ambiente y que sean económicamente asequibles.

El interés de llevar a cabo este desarrollo, caracterizado por el bien común de conseguir menos emisiones de gases nocivos como el CO₂, conlleva la búsqueda de equipos con mayor eficiencia energética reduciendo, como se ha comentado, el uso de combustibles fósiles, petróleo, carbón y gas natural.

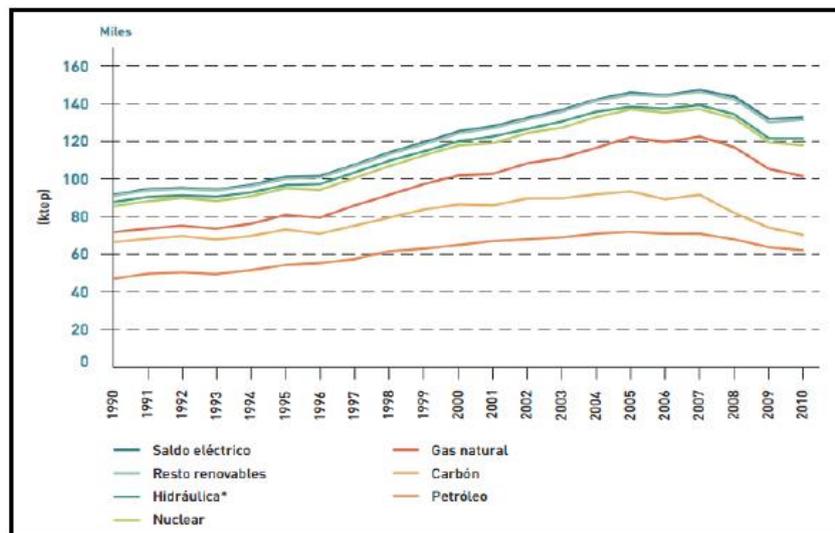


Gráfico 2.1. Evolución del consumo energético de 1990-2010. Fuente: REE, “*el sistema eléctrico español*”. Avance 2015.

Alcanzar las metas de la sostenibilidad del planeta y el ser humano es posible siempre y cuando se proceda a actuar siguiendo varias pautas y directrices como la generación eléctrica mediante dispositivos de energías renovables: eólica, hidráulica o solar.

Otra condición asociada a la primera es invertir en proyectos de investigación de otras fuentes similares a las principales, menos desarrolladas, pero igual de beneficiosas como son, por ejemplo, las diversas formas de energía contenidas en mares y océanos, así como la necesaria concienciación social de un consumo responsable, obviamente.

2.1. Energías renovables marinas

La denominada Energía del Mar, aunque tiene unos inicios hidráulicos, suele separarse de la energía hidráulica convencional y tradicional. En 1945 ya se realizaban los primeros intentos, en Japón, para capturar la energía procedente del oleaje. La primera central hidráulica de aprovechamiento de las mareas entró en funcionamiento en el estuario de La Rance (Francia) en 1966, puede decirse que el gran empuje en el aprovechamiento de los diferentes modos de la energía marina está teniendo lugar actualmente.

A nivel mundial muchos son los países que llevan a cabo investigaciones y la creación de diferentes prototipos. Los avances más punteros de esta tecnología se llevan a cabo en países europeos cercanos al Mar del Norte, localización muy importante debido a las características marinas que posee, en Estados Unidos y países asiáticos como Japón, China además de Australia.



Figura 2.1. Diversos dispositivos para la extracción de la energía del mar.

En España, el “*Plan de Energías Renovables*”, del que ya se ha hablado, 2011-2020 intenta promocionar este tipo de energía renovable en nuestro país. Hasta el momento, se han construido prototipos que han funcionado por ejemplo en Santoña, Santander, para aprovechamiento de la energía de las olas mediante boyas oscilatorias, y en Mutriku Guipúzcoa, mediante una turbina axial tipo *Wells*, accionada por el aire empujado por el oleaje. Existen también estudios para el aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas en el Estrecho de Gibraltar, por ejemplo.



Figura 2.2. Sistema de captación de energía undimotriz de Santoña. Fuente: *IBERDROLA*.

En términos de tecnología de los dispositivos se puede establecer una clasificación atendiendo al modo de energía que se intenta extraer del mar, esto abre una serie de grupos donde entran una serie de elementos o artefactos con distintos tipos de funcionamiento, pero muy similares entre ellos.

2.1.1. Energía del oleaje o undimotriz

Este tipo de energía tiene su principal funcionamiento en el movimiento que se transmite en el agua, es decir, el oleaje. La energía captada de la ola por el dispositivo como el de la figura anterior depende de:

- Empuje de la ola
- Variación de altura de ola
- Diferencia de presión bajo el oleaje

Existen varios tipos de dispositivos para tal efecto como la boya oscilante o el dispositivo *Pelamis*, denominado serpiente marina. Otro dispositivo, más usado y sobre el que se está llevando a cabo una investigación más exhaustiva, que los anteriores es el de tipo columna de agua oscilante (OWC, *Ocean Water Column*), creando un flujo de aire en dos sentidos gracias a la oscilación del oleaje. Este flujo es usado a su vez por una turbina que puede trabajar en dirección de estos dos flujos, ver Figura 2.4.

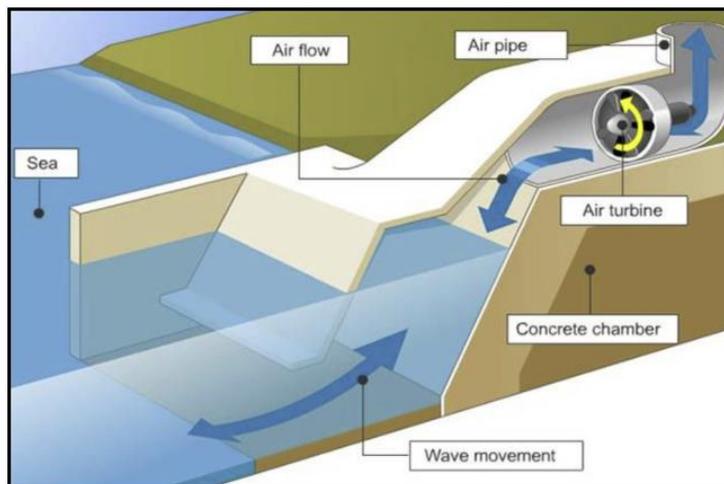


Figura 2.3. Dispositivo de OWC para la captación de energía undimotriz.

La mayor parte de este tipo de energía se encuentra ubicada en los océanos Atlántico y Pacífico con potencias de 50 a 100 kW por metro de ola. En el mundo, países tales como Estados Unidos, Australia, India, China o Japón son punteros en este tipo de energía, mientras en Europa, se están desarrollando prototipos y estudios en Reino Unido, sobre todo en Escocia, Noruega, Portugal y España. Puede decirse que uno de sus inconvenientes principales consiste en el transporte de la energía eléctrica desde el punto de producción desde algunos kilómetros mar adentro hasta la costa.

2.1.2. Energía mareomotriz

Este tipo de energía es la más desarrollada tecnológicamente de todas las maneras de explotación de la energía del mar. Consiste en aprovechar la altura de la marea a partir de sus cotas de pleamar y bajamar. En un recinto o estuario creado de manera artificial se interpone una presa o embalse con dispositivos del tipo turbina Kaplan dentro de un conducto orientado en dirección de la corriente, que al circular, moverá los alabes produciendo energía.

Este tipo de central es muy parecida a una central hidroeléctrica convencional. Se deben de construir embalses o estuarios artificiales para retener el agua y poder turbinar en consonancia con los ciclos de mareas, por este motivo, uno de sus principales inconvenientes es el importante impacto ambiental que acarrearán.

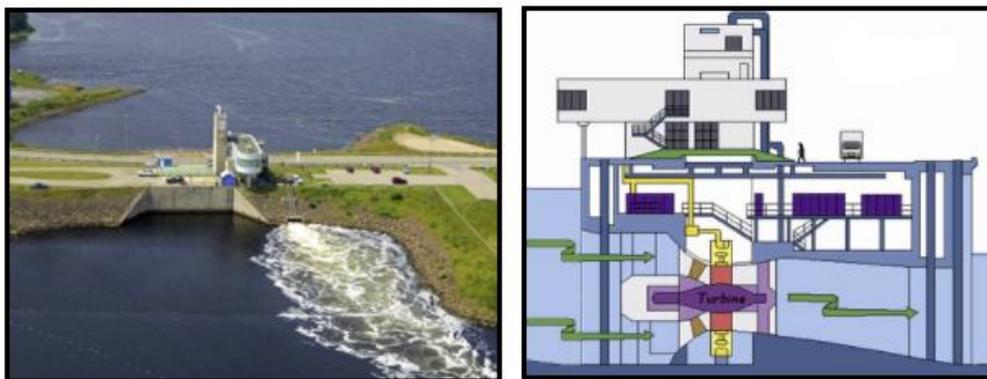


Figura 2.4. Esquema de la central del río Rance, Francia. Fuente: Universidad de Cantabria

La central de referencia es la construida en el estuario del río Rance en Francia, desde 1966, con una potencia instalada de 240 MW. Posteriormente se desarrollaron prototipos en Kislaya, Mar de Barents, en Rusia y en la Bahía de Fundy, Río Annapolis, en la frontera de Estados Unidos y Canadá. Actualmente, existen del orden de una decena de proyectos a nivel mundial. Sin embargo, en España no existen proyectos de este tipo debido a la inexistencia de una altura de marea notable, al menos 5 metros de diferencia, y una ubicación propensa.

2.1.3. Energía de las corrientes

Las corrientes marinas a escala localizada tienen su origen principalmente por:

- Diferencias de temperatura y salinidad entre masas de agua
- Mareas y sus efectos

Las corrientes marinas globales, o geostróficas se originan por una serie de fenómenos que interactúan entre sí como los fenómenos de translación y rotación de la Tierra, vientos, mareas y las aguas frías de los fondos oceánicos. Sea como sea, las corrientes más aprovechables son las superficiales y las cercanas a la costa.

La velocidad de la corriente puede ser entre 2 y 4 m/s, colocando una turbina axial puede conseguirse una determinada potencia mayor que la obtenida mediante un generador eólico debido a que la densidad del agua es mucho mayor que el aire.

Podría decirse que la energía de las corrientes marinas es uno de los campos de la energía mareomotriz con más desarrollo potencial, aunque la elección de emplazamientos es su principal inconveniente: pueden existir problemas serios con el tráfico marítimo y perturbar la armonía de ciertos organismos.

En Europa, existen países punteros en esta tecnología, tales como Reino Unido e Irlanda. En 2008, se desarrolló la primera instalación conectada a la red, el *Proyecto Seagen*, en el norte de Irlanda. Los países con mayor potencial son Reino Unido, Irlanda, Francia, España, Italia y Grecia. En España, se han realizado estudios en el Delta del Ebro y en el Estrecho de Gibraltar, y varias Comunidades Autónomas están desarrollando iniciativas importantes (Galicia, Andalucía...).

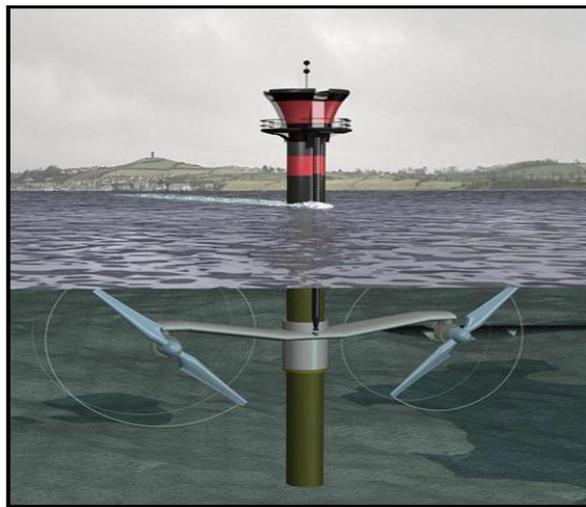


Figura 2.5. Turbina axial del proyecto *SeaGen*, 2008. Fuente: empresa *MTC*

2.1.4. Energía azul u osmótica

Este tipo de energía marina, junto con la siguiente, puede considerarse en un estadio muy inicial. Se trata de aprovechar la presión osmótica creada en el flujo de agua que se produce entre dos volúmenes de diferente salinidad. Como puede comprenderse fácilmente, se necesita entonces la presencia de masas de agua con una salinidad apreciable, lo que solo es posible en emplazamientos especiales como pueden ser las desembocaduras de los ríos, deltas, estuarios y demás accidentes geográficos de este tipo.

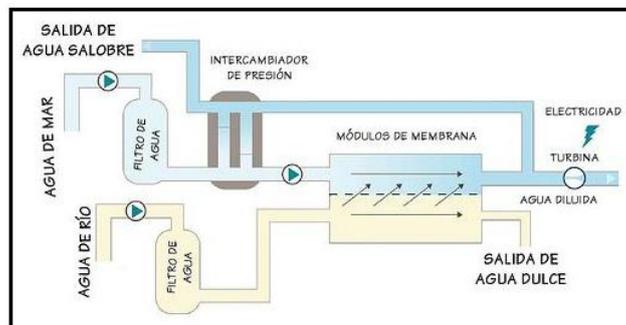


Figura 2.6. Esquema de funcionamiento del proceso de osmosis para extracción de energía. Proceso PRO: *Pressure Retarded Osmosis*. Fuente: empresa *Statkraft*.

La diferencia de presión creada se transfiere a una corriente de agua que puede mover una turbina, en donde se genera la potencia. Es la menos madura tecnológicamente, aunque se están realizando prototipos en Noruega.

2.1.5. Energía maremotérmica

En este apartado entran los dispositivos tipo OTEC “*Ocean Thermal Energy Conversion*”, estas centrales persiguen la manera de aprovechar las diferencias de temperatura entre diversas zonas del océano mediante ciclos termodinámicos como el de Rankine. Se requieren saltos de unos 20° C para que el ciclo funcione con una eficiencia moderada. Estas diferencias térmicas se consiguen entre el agua de las profundidades oceánicas y las de la superficie con una cota de diferencia de unos 1000 metros.



Figura 2.7. Dispositivo tipo OTEC de ciclo Rankine.

Este tipo de energía se asocia con *plataformas*, se piensa que la rentabilidad de este tipo de aprovechamiento del mar puede conseguirse instalando sobre la plataforma algún tipo de sistemas que pudieran autoabastecerse completamente con la energía conseguida. Esto eliminaría el problema del transporte de la energía a puerto y sus pérdidas.

2.2. Energía de las corrientes marinas

Principalmente y como se ha comentado anteriormente, las corrientes marinas pueden ser provocadas por las diferencias de cota ente pleamar y bajamar, la salinidad y la temperatura entre masas de agua a distinta temperatura, principalmente. También pueden verse influenciadas en cierta manera por la morfología y fisionomía del lecho marino y por la distancia a la costa, que motivan su aceleración, como ocurre en el Estrecho de Gibraltar.

Pero si se alude a la escala de las corrientes no debemos olvidar aquellas que surgen a niveles globales, denominadas *corrientes marinas planetarias o geostróficas*. Un ejemplo de este tipo de fenómenos es la llamada *Corriente del Niño*.

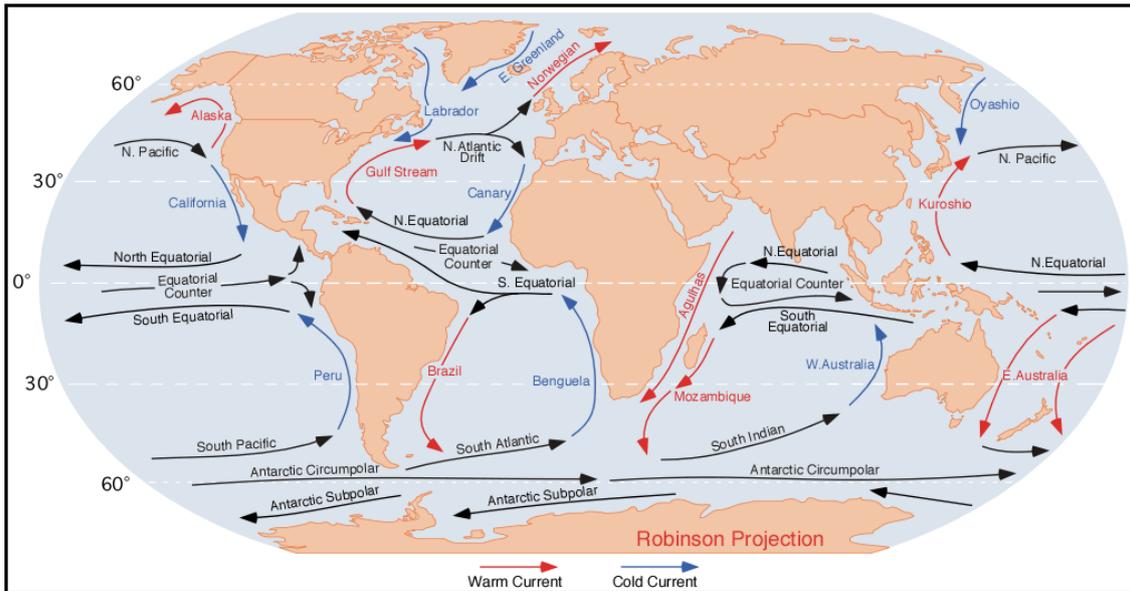


Figura 2.8. Principales corrientes planetarias o geostróficas. Fuente EMEC “Centro Europeo de Energía Marina”.

Entre las causas fundamentales que forman este tipo de corrientes a gran escala se encuentran:

- Movimiento de la Tierra, por tanto, variaciones estacionales de latitud, es decir, movimiento de translación.
- Movimiento de rotación y las fuerzas centrífugas y de Coriolis.
- Radiación solar, asociada al calentamiento de grandes masas de agua superficiales.
- Acción gravitacional del Sol y la Luna.
- Emersión y surgencia de aguas frías procedentes del fondo oceánico en zonas tropicales y subtropicales.

Los gradientes que surgen a raíz de las propiedades diferentes entre dos masas de agua, salinidad y temperatura, influyen en el movimiento de las corrientes. La estructura de este fenómeno a escala global se interpreta tridimensionalmente, con movimientos horizontales a la superficie en los que el viento y la inercia de la rotación terrestre son muy importantes.

Las corrientes geostróficas pueden clasificarse según su origen y características:

- Superficiales: corresponden a un 10% del volumen oceánico y a profundidades de entre 0 y 400 metros, donde su aprovechamiento energético es viable.
- Termohalinas: supone el 90% con cotas mayores a los 400 metros y cuyo aprovechamiento es más complicado.

2.2.1. Potencial de las corrientes marinas

Dependiendo el tipo de corriente y su naturaleza, se ha podido observar que su aprovechamiento es más complicado a la hora de llevar a cabo la instalación de elementos que transformen la energía cinética y potencial en energía eléctrica y se lleve a cabo su transporte.

Haciendo influencia en las corrientes marinas que se pueden aprovechar, el potencial energético para Europa es de unos 12.5 GW, a nivel mundial corresponde a unos 30 GW según *EMEC*. La energía mareomotriz y de las corrientes marinas que surgen como resultado de la primera dispone de un buen desarrollo potencial, pero, como se ha comprobado, la ubicación de los dispositivos energéticos es muy complicada, por no decir su principal inconveniente.

Aunque se apuntan algunos inconvenientes, se ha de defender que las ventajas son considerables: tienen un impacto ambiental mínimo y presentan inmunidad contra agentes tales como el viento y fuertes temporales, como un viento o un oleaje de grandes proporciones. Además, debido al medio en el que trabajan, la potencia extraída es mayor al ser agua de mar con mayor densidad, por lo que el tamaño de los rotores y las palas de los dispositivos marinos son de un tamaño más reducido que los eólicos.

Tabla 2.1. Comparación de algunas características entre las turbinas eólicas y de marea. Fuente: *Wind Energy Handbook*.

Ítem	Turbina eólica	Turbina de marea
Diámetro del rotor (m)	0,5-170	15-30
Velocidad de rotación (rpm)	7-2000	7-20
Coefficiente de potencia	0,24-0,44	
Numero de palas	3	2-5
Potencia extraída (kW)	5-10.000	1.000
Velocidad de operación* (m/s)	12	2-5

Una vez que se obtiene una manera de generar energía sostenible en una ubicación favorable se lleva a cabo la instalación de un dispositivo denominado turbina de marea o *tidal turbine*. Básicamente se trata de una estructura similar a una turbina axial eólica. Puede demostrarse además que la potencia aprovechable, por un disco actuador de área barrida A , de una masa de agua de densidad ρ y una velocidad v corresponde a:

$$W = Cp \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right)$$

Expresión que es similar a la de la potencia generada por una turbina eólica a la que atraviesa una vena fluida de aire.

El coeficiente que aparece delante de la expresión corresponde al coeficiente de potencia. Este coeficiente, menor que la unidad, representa la totalidad de la potencia que se puede extraer de una masa de agua fluida que atraviesa la turbina a este concepto hay que añadir que el fluido de trabajo no es ideal, es decir que tiene viscosidad, pérdidas y rendimientos de los elementos mecánicos de la turbina y más características que elevan la pérdida de potencia. El límite teórico de potencia queda marcado por el límite de Betz que aproxima el coeficiente de potencia a un valor de $Cp=16/27$ (aproximadamente un 59%). El valor de este coeficiente se encuentra, en conceptos de diseño de turbinas, entre 0,35 y 0,45.

El valor del coeficiente de potencia puede obtenerse en función del coeficiente adimensional λ , que relaciona la velocidad de la punta de la pala del aerogenerador con la velocidad incidente de la corriente.

$$\lambda = \frac{V_{\text{Punta de pala}}}{V_{\text{corriente}}} = \frac{nD\pi}{60v}$$

Este tipo de velocidad específica caracteriza el funcionamiento del rodete de la turbina,

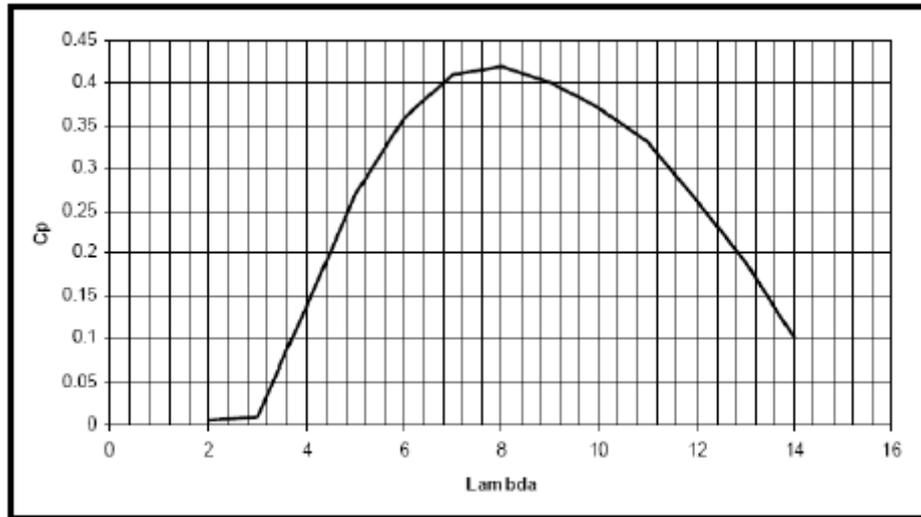


Gráfico 2.2. Variación típica del C_p en función de la velocidad específica para un rotor axial. Fuente: Universidad de Cantabria.

Mas adelante se explicará este fenómeno del límite de Betz.

2.3. Fundamentos teóricos

Las corrientes marinas o mareomotrices, poseen flujos de entre 2 y 5 m/s, generados por una topografía limitada, ofrecen una ruta para la extracción de energía sostenible. Hoy en día se están estudiando una amplia variedad de diseños, cada uno de tipología y de forma diferente, pero en esencia se trata del concepto de la turbina axial bajo el agua.

Otros conceptos en diversas etapas de desarrollo, incluyen: máquinas de ejes verticales similares a los aerogeneradores propuestos por *Gorlov* y *Darrieus*, cuyo eje, aunque horizontal, está orientado transversalmente a la dirección del flujo y por lo tanto puede aumentar significativamente el área de captura para una profundidad de agua fija; y varios tipos de máquinas de lámina oscilatoria, una vez más, que permiten unas dimensiones de área de captura mayor que el diámetro fijo de una turbina de eje horizontal pero cambian esto por un intervalo mucho mayor de fuerzas de carácter oscilatorio que actúan sobre la sección de la pala.

Fundamentalmente, todos estos dispositivos extraen energía cinética del flujo de las mareas moviendo una superficie de elevación conectada a un generador de energía eléctrica. Es tentador usar aerogeneradores modernos como modelos para supuestos ya que las turbinas eólicas de tamaño mediano operan rutinariamente a niveles de potencia y/o torsión similares al dispositivo mareomotriz genérico, por lo que podría esperarse que ciertos componentes o subsistemas principales (como la GearBox) repercuta en corriente

de marea con una modificación nula o muy breve. Este enfoque, sin embargo, es de uso limitado.

Como se ha podido ver en anteriores apartados, las turbinas de marea se colocan en grandes áreas con elevados movimientos de marea en lo que se denomina parque marino, una serie de turbinas dispuestas de manera que se evite los efectos negativo de apantallamiento, es decir, que el flujo se vea alterado como consecuencia de la presencia de un objeto aguas arriba de la turbina.

Están diseñadas para capturar el movimiento cinético del reflujos y el oleaje de las mareas oceánicas produciendo corrientes bidireccionales que se convierten en energía eléctrica, a diferencia de los sistemas tipo presa, como la central francesa de Rance, esta tecnología no requiere las construcciones de obra civil y, por tanto, no tienen ninguno de los efectos ambientales adversos asociados con tales operativos.

2.3.1. Funcionamiento de las turbinas de marea. Principios de operación

La turbina extrae energía cinética de la masa de agua: la vena fluida que atraviesa la turbina decelera, para ser exacto la velocidad decrece instantes antes de que la vena fluida atraviese el disco, como ocurre con los perfiles hidrodinámicos de las hélices debido a la contracción del fluido Figura 2.10. Aguas abajo del proceso la masa de agua se expande y la velocidad disminuye.

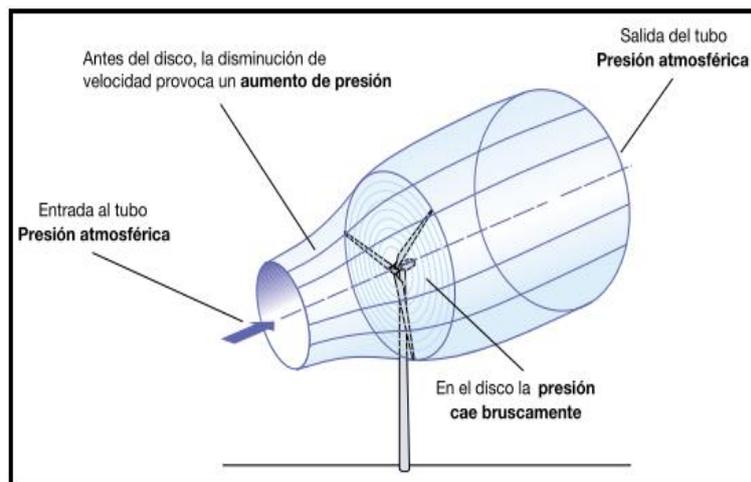


Figura 2.9. Esquema del paso de la columna de agua por la turbina. La figura es un análogo de las turbinas eólicas que explica muy bien el comportamiento. Fuente: plantas eólicas/ABB. Cuaderno técnico.

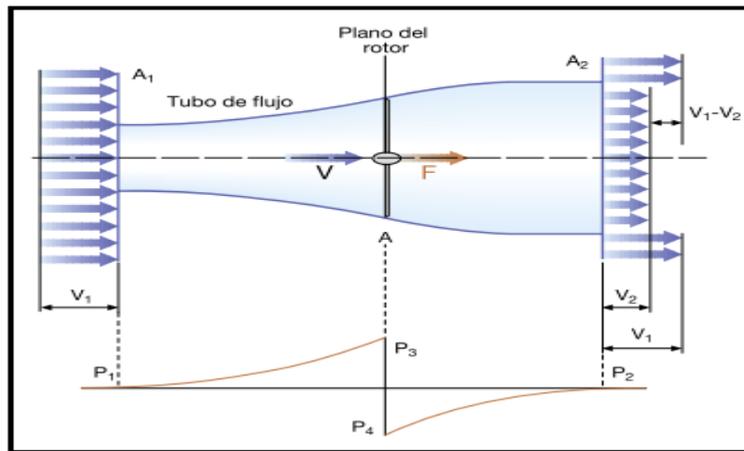


Figura 2.10. Variaciones de velocidad y presión en la masa de agua que atraviesa el rotor. Fuente: plantas eólicas/ABB. Cuaderno técnico.

A través de un breve razonamiento matemático se puede deducir la expresión que relaciona la velocidad del agua en el plano del rotor v con v_1 y v_2 .

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \quad (2)$$

Y llegando al denominado factor de inducción axial a , que representa la disminución de velocidad de la vena fluida en el rotor.

$$a = \frac{v_1 - v}{v_1} = 1 - \frac{v}{v_1} \quad (3)$$

La ecuación que explica la potencia transferida al rotor por la vena fluida que lo atraviesa puede describirse como:

$$P = \frac{1}{2} \text{masa} * v^2 = \frac{1}{2} (\text{volumen} * \rho) v^2 = \frac{1}{2} (R^2 v \pi \rho) v^2 = \frac{\pi}{8} \rho D^2 v^3 \quad (4)$$

Sustituyendo en (4) las ecuaciones (2) y (3) obtenemos:

$$P = 2A\rho v_1^3 a * (1 - a) \quad (5)$$

La eficiencia que puede alcanzar un aerogenerador, entendida como el cociente entre la potencia mecánica en el eje y la disponible en el viento, se suele expresar mediante el coeficiente de potencia C_p :

$$C_p(a) = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{2A\rho v_1^3 a * (1 - a)}{\frac{1}{2} A \rho v_1^3} = 4a(1 - a)^2 \quad (6)$$

El valor de $a=1/3$ nos da un máximo teórico de $C_p=0,59$. Este valor es conocido como *límite de Betz* que indica que la potencia teórica extraíble no podrá superar el 59%.

Si ahora observamos la Figura 2.11 podemos apreciar que la fuerza de la corriente que incide sobre la pala puede descomponerse en dos componentes hidrodinámicas: fuerza de sustentación y de resistencia o arrastre. Una eficiencia mayor de la pala se traduce que la relación entre sustentación y arrastre, concepto asociado a la resistencia hidrodinámica, sea lo más elevada posible.

Como se ha comentado, el perfil de la pala para que se genere una diferencia de presión que favorezca la sustentación que provocara el giro del rotor al intentar igualarse en ambas caras de la pala. La Figura 2. 12 explica la composición de un perfil hidrodinámico.

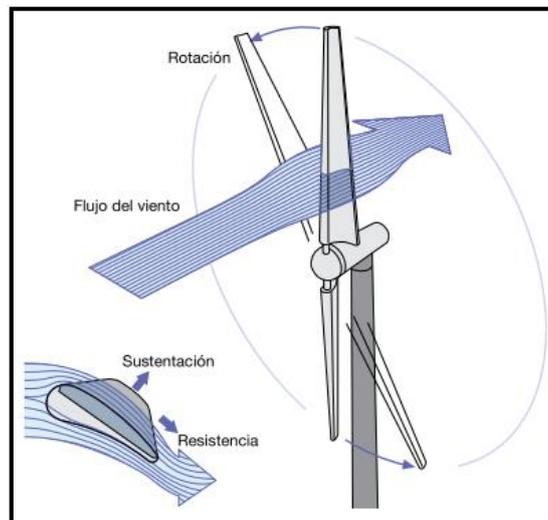


Figura 2.11. Principio de funcionamiento de un aerogenerador, situación extrapolable a un sistemas de turbina marina. Fuente: plantas eólicas/ABB. Cuaderno técnico.

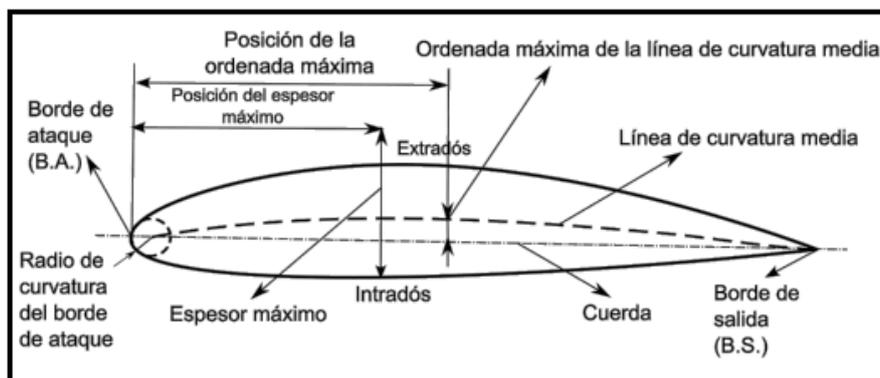


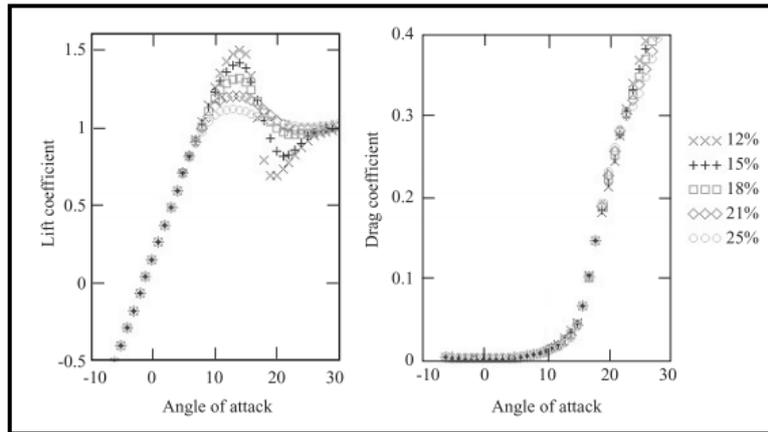
Figura 2.12. Perfil del ala de una avión (ejemplo extrapolable al perfil de la pala de una turbina marina). Fuente: <http://joyplanes.com/perfil-alar-aerodinamica-aviones/>.

Si evaluamos estas fuerzas de arrastre y sustentación en función de coeficientes adimensionales C_s y C_a tenemos:

$$F_s = \frac{1}{2} (C_s A \rho v^2) \quad (7)$$

$$F_a = \frac{1}{2} (C_a A \rho v^2) \quad (8)$$

En la gráfica siguiente, aplicada para un modelo *NACA632XX*, puede comprobarse como a medida que el ángulo de incidencia, o de ataque de la vena fluida a la pala, aumenta, manteniendo el arrastre, la sustentación aumenta. A su vez, esta situación se da hasta un cierto Angulo de ataque, aproximadamente 10° , donde la sustentación disminuye y el arrastre aumenta considerablemente.



Grafica 2.3. Evolución de los coeficientes de sustentación y arrastre frente al ángulo de ataque. Fuente: *Wind Energy Handbook* (Wiley), pagina 94.

Esta situación como debe suponerse, ha de evitar se ya que implica una caída en el rendimiento de la pala denominada “*entrada en perdida*”.

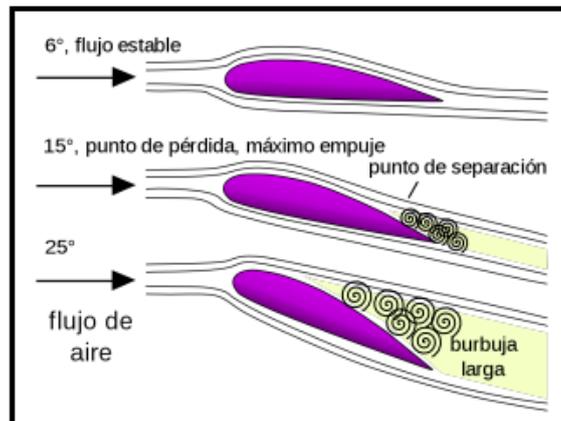


Figura 2.13. Fenómeno de pérdida de sustentación con el aumento del ángulo de ataque. Fuente: <https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:StallFormation-es.svg> (Dominio público).

Así la potencia eléctrica que se suministra se da como:

$$P_{electrica} = \eta_m \eta_e C_p \frac{1}{2} A \rho v_1^3 \quad (9)$$

Donde η_m y η_e son los rendimientos mecánico y eléctrico globales de la turbina, referentes a la parte de la línea de ejes y la multiplicadora y a la parte generadora de electricidad.

2.3.2. Tipología de turbina de marea

No es precipitado afirmar que la industria y el desarrollo de dispositivos de corrientes marinas aún se encuentran en una temprana etapa. Hasta ahora, relativamente pocas instalaciones han conseguido eficientemente generar la cantidad de electricidad suficiente para suministro de poblaciones cercanas. A esta problemática se suma el reto del transporte de la electricidad ya que a mayor distancia mayor es la caída de tensión.

En el mercado mundial se encuentran alrededor de 80 proyectos de “tidal turbines” aunque la muy pocos han visto la luz y la mayoría son de pequeña escala y en periodo de prueba, como es el caso de la turbina HS1000 a desarrollar en este documento.

En el sentido de la viabilidad de estos proyectos, parece que Reino Unido se ha posicionado como líder en investigación del citado sector. No sería raro afirmar que su situación geográfica le permite disponer de una gran cantidad de recursos marinos, entre ellos, las corrientes marinas.

A continuación, se van a detallar una serie de proyectos que, como se ha comentado en anteriores apartados, han visto la luz, así como una tabla orientativa de las empresas que están desarrollando estos proyectos.

2.3.2.1. Marine Current Turbines, MCT

Empresa ubicada en el reino unido fundada en el año 2000 y adquirida por Siemens en 2012. Su principal, o principales creaciones son:

Un prototipo de rotor de 11 metros de diámetro y potencia de 300kW con velocidades de corriente de 2,5 m/s denominado “SeaFlow”.

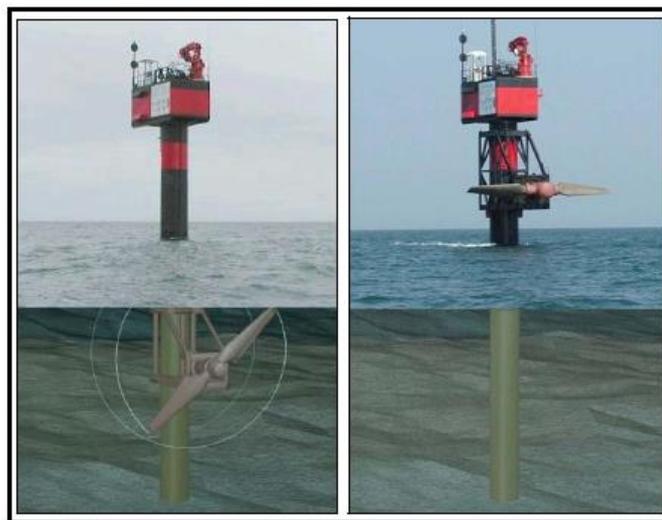


Figura 2.14. Imagen de la estructura SeaFlow. Fuente: empresa MTC.

Visto el éxito que alcanzo su predecesor, el *SeaFlow*, la empresa se aventuró a fabricar la turbina *SeaGen*, líder actual en el desarrollo de estos sistemas. Concebida en el 2008 que trabaja con corrientes superiores a su predecesora y genera una potencia de 1,2 MW. El reto al que ahora se enfrenta la compañía es la agrupación de estas turbinas conformando una granja de dispositivos marinos en las costas de EEUU y Reino Unido.

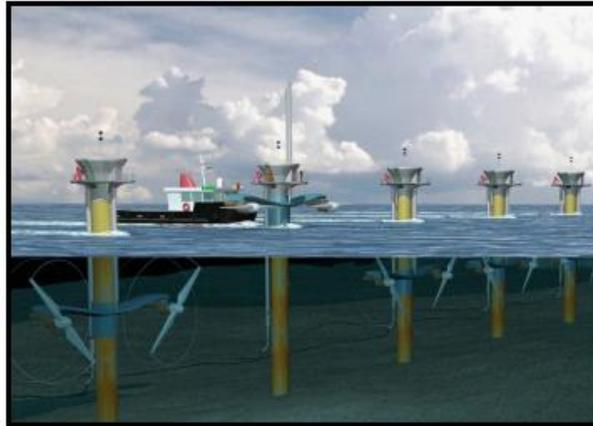


Figura 2.15. Agrupación de dispositivos tipo SeaGen conformando una granja. Fuente: empresa MTC.

Hoy en día, la empresa se enfrenta a una serie de proyectos en colaboración con una serie de compañías interesadas en este sector como el proyecto “*Anglesey Skerries Array, ASTA*” de 5 dispositivos SeaGen de 2MW.

2.3.2.2. Hammerfest Strom AS

Empresa propia de Noruega que desarrollo en el año 2003 un prototipo llamado *Tidal Stream Turbine* capaz de dar 300kW. Mas conocido como *HS300*, dispone de un rotor de 20 metros de diámetro y tres palas tales como se ve en la figura a continuación. Esta instalado a una profundidad de 50 metros y tiene una altura de 30 metros.

A raíz de este exitoso proyecto con creces en conceptos de fiabilidad la empresa se aventuró a sacar otro prototipo, el HS1000 que será objeto de este proyecto, en las aguas del EMEC. Asu vez el prototipo fue seleccionado por la empresa *ScottishPower Renewables* para ser la base de sus dos proyectos (a día de hoy en fases tempranas).

Estos proyectos se colocarán en el estrecho de Islay, Escocia, contando con una potencia de 10 MW. El segundo en Durcansby Head con una fase de operación de 30 MW, ampliada a 95 MW.



Figura 2.16. Dispositivo tidal stream turbin de Hammerfest. Fuente: empresa fabricante: Andritz Hydro.

2.3.2.3. Atlantis Resource Corporation

Empresa natal de Australia que se encuentra en pleno desarrollo con base establecida en Singapur, en el año 2006. Su actual trabajo se centra en las aguas de Reino Unido y cuenta con más de una década de proyectos.

Entre los dispositivos desarrollados se encuentran el *Aquanator* de 100 kW y su sucesor, el *Nereus* de 150 kW. Ambos con buenos resultados cuando se probaron en Australia.



Figura 2.17. Respectivamente, sistemas *Aquanator* y *Nereus*. Fuente ARC.

A raíz de estos proyectos la empresa decidió implementar una serie de modelos con características reflejadas en la siguiente tabla:

Tabla 2.3. Características de las turbinas de marea de la empresa Atlantis Resource. Fuente: ARC.

Nombre	Potencia (kW)	Año de testeo
Solón	500	2008
AK1000	1000	2010
AR1000	1000	2010
AR1500	1500	2010-2011



Figura 2.18. *AK1000* y *AK1500*. Fuente: ARC.

Uno de sus proyectos más destacados es el que la empresa colabora es el llamado proyecto *MeyGen*, en Escocia, cuya fase preparatoria se inició en enero de 2015, teniendo previsto convertirse en la mayor planta mareomotriz del mundo que suministrara luz a 3.000 hogares en Escocia.

El siguiente reto al que se enfrentará el proyecto consistirá en la instalación de 61 nuevas turbinas alcanzando un total de 86 MW de capacidad. Finalmente llegará a tener un total de 269 turbinas instaladas, las cuales se prevé que estén en funcionamiento en el 2021.

2.3.2.4. Ocean Renewable Power Company

Fundada en 2004 en América del Norte. Esta empresa se dedica a la construcción de dispositivos de marea que extraen energía de ríos y en océanos.

La empresa posee una serie de sistemas, todos sucesores de su primer prototipo y patente, “*Turbine Generation Unit, TGU*”. Estos sistemas son *TidGen*, *RibGen* y *Oc Gen*.

Esta turbina fabricada en fibra y materiales compuestos hacen que los fenómenos de corrosión por trabajar en un medio muy agresivo como es el agua no sean un problema.

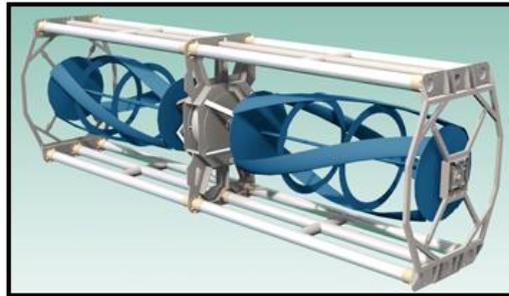


Figura 2.18. Dispositivo *Turbine Generation Unit* de la empresa Ocean Renewable Power. Fuente: empresa *ORPC*.

El dispositivo *RivGen*, está diseñado para generar corriente eléctrica en ubicaciones como pequeños ríos, lo cual es toda una ventaja para aquellas localidades lejanas a las grandes redes eléctricas. Los rotores de los que dispone suministran unos 25 kW por rotor está diseñado para velocidades de corriente alrededor de 2.25 m/s.

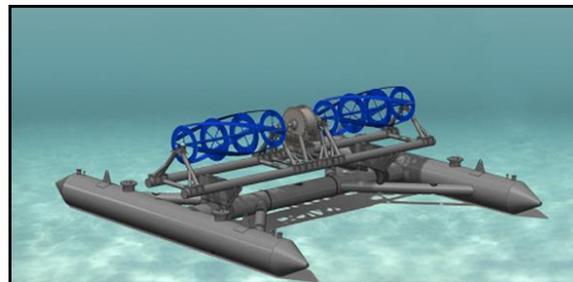


Figura 2.18. Dispositivo *RivGen* de la empresa Ocean Renewable Power. Fuente: empresa *ORPC*.

Por otra parte, el *TidGen* es de mayor tamaño y por rotor aporta unos 150 kW. Proyectado para aguas de 45 m se instaló el primero en Maine (EEUU).



Figura 2.20. Dispositivo *TiGen* de la empresa Ocean Renewable Power. Fuente: empresa *ORPC*.

El último diseño de la empresa corresponde al *OcGen* que es el más grande y más potente que a día de hoy posee la empresa. Con una cota de 80 metros, se fondea al lecho marino. Diseñado para una potencia de 500kW con velocidades de corriente de 3 m/s.

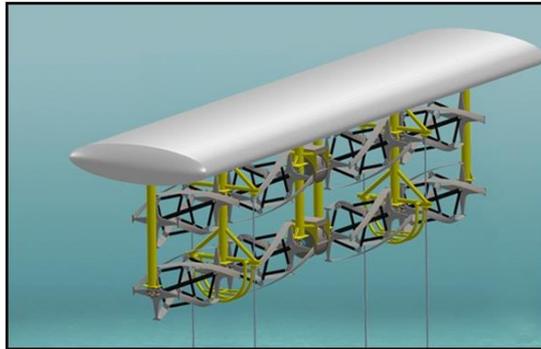


Figura 2.21. Dispositivo *OcGen* de la empresa Ocean Renewable Power. Fuente: empresa *ORPC*.

2.3.2.5. Verdant Power

Fundada en el año 2000 con base en Nueva York, se dedica a la fabricación e instalación de sistemas hidroeléctricos y de aprovechamiento de energía de las mareas.

Su diseño es el *KHPS*, “*Kinetic HydroPower System*”, es una turbina de eje horizontal con un rotor compuesto por tres palas que la corriente predominante es aprovechada.



Figura 2.22. Turbina *KHPS*. Fuente: empresa *Verdant Power*.

Su principal proyecto se denomina *RITE*, “*Roosevelt Island Tidal Energy*”, localizada en Nueva York donde las corrientes tienen una velocidad de 2,7 m/s y se instaló en el año 2002. Entre los años 2006 y 2009, tras la eficiencia del primer prototipo se desarrollan 6 modelos, correspondiente a la cuarta generación, para la generación de electricidad de zonas localizadas. En enero de 2012 se le concedió a la compañía llevar a cabo un proyecto con la nueva gama de quinta generación.

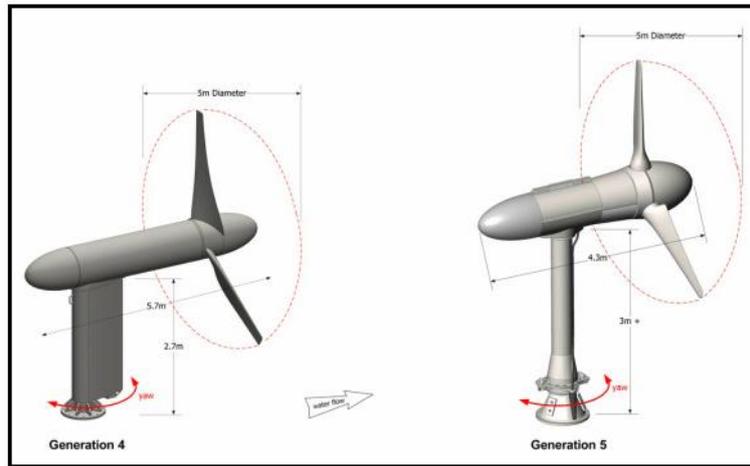


Figura 2.23. Turbinas modelo *KHPS* de 4ª y 5ª generación. Fuente: empresa *Verdant Power*.

2.3.2.6. Ponte di Archimedes

Compañía italiana propietaria de la patente de la turbina de eje vertical denominada Kobold, Figura 2.24. Instalada bajo una plataforma flotante que realiza la función de soportar al sistema y de estabilizarlo, además de albergar al resto del equipo generador de energía eléctrica.

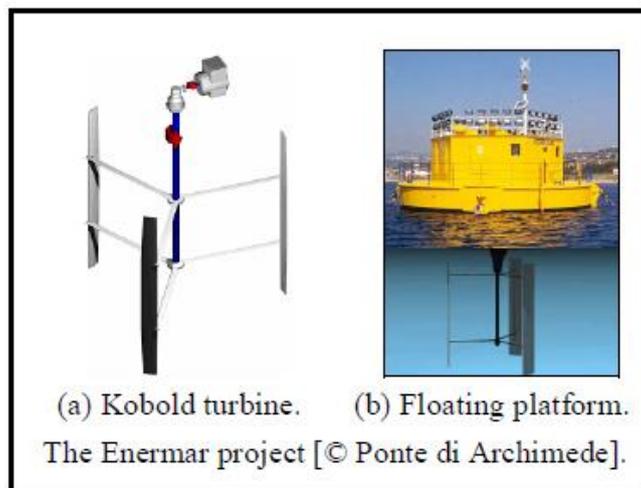


Figura 2.24. Dispositivo Kobold a la izquierda, dispositivo con plataforma flotante acoplada, a la derecha. Fuente: empresa Ponte di Archimede.

Esta turbina fue testada en Mesina (Italia) en el 2001. Posteriormente se llevó a cabo la instalación de un prototipo de 50kW en 2011, proyecto Enermar.

2.3.2.7. GCK Technology. Gorlov Helical Turbine

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

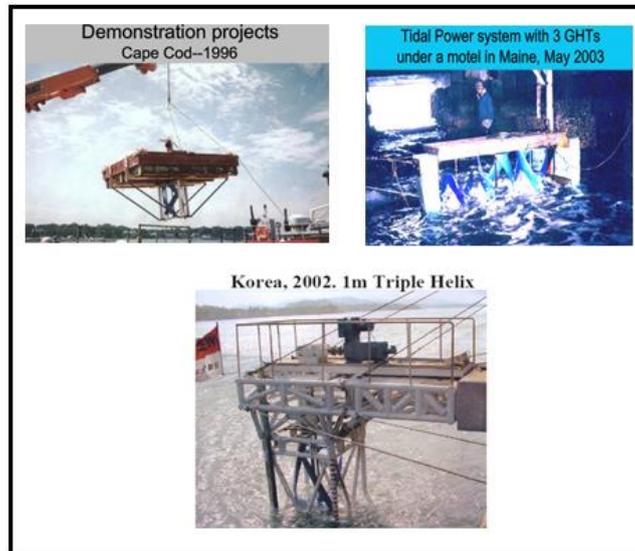


Figura 2.25. Turbina helicoidal siendo probada en sus diferentes ubicaciones.

En el último de sus emplazamientos para ser testada el dispositivo de 1 metros de diámetros y 2.5 metros de altura consiguió generar 10kW de potencia con velocidades de corriente de aproximadamente 2 m/s.

Posteriormente en 2004, una turbina de 2,2 metros de diámetro y 2,5 metros de altura fue testada en el estrecho de Uldolmok y en 2009 se instaló una planta de este tipo de dispositivos generando así 1MW



Figura 2.26. Planta de turbinas helicoidales en el estrecho de Uldolmok de Korea. Fuente: *Korean Ocean Research & Development Institute*.

2.3.2.8. OpenHydro Group Ltd

Empresa que tiene origen en 2005 con sede en Irlanda dedicada al diseño y producción de dispositivos de marea.

La empresa ha estado continuamente diseñando y desarrollando y su tipo de turbina *Open Center Turbine*, tal y como se ve en la siguiente figura.



Figura 2.27. Dispositivo *Open-Centre Turbine*. Fuente: empresa *OpenHydro*.

Este primer prototipo se probó en el EMEC en 2006, siendo en 2008 la primera turbina de Reino Unido que suministro electricidad a la red eléctrica escocesa.

Además de este tipo de turbina empresa cuenta con una serie de proyectos relacionados y reflejados en la siguiente tabla.

Tabla 2.4. Características de los proyectos vigentes de la empresa *OpenHydro*. Fuente: *OpenHydro*.

Nombre del proyecto	Potencia (MW)	Ubicación
EDF (prototipo)	2,2	Paimpol-Bréhar, Francia
Brims Head	200	Orkney Island, Escocia
ARE	300	Channel Islands, UK
Tidal Ventures Project	100	Costa de Antrim, Irlanda del Norte
FORCE	4	Nueva Escocia, Canada

2.3.2.9. Blue TEC Bluewater

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

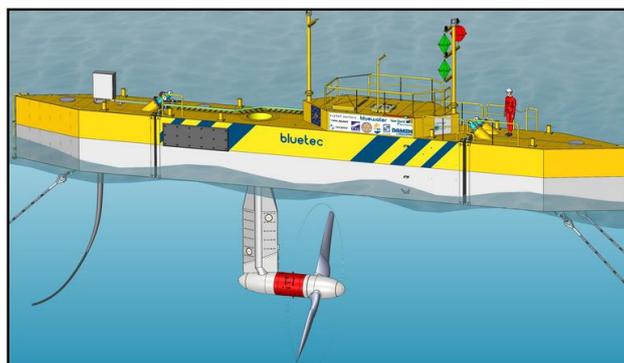


Figura 2.28. Dispositivo *BlueTEC*. Fuente: empresa *TEC*

Las turbinas fabricadas por la empresa *Tocado Tidal Turbines*, clase R, están originalmente pensadas para ríos, mientras que las clase T están diseñadas para corrientes del tipo off-shore produciendo 1kWh.

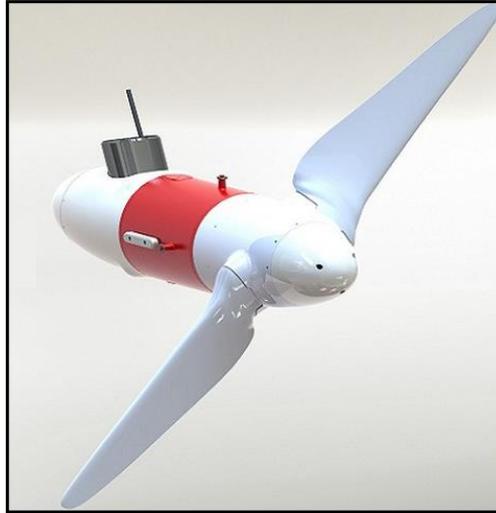


Figura 2.29. Turbina tipo *Tocado*.

Por su parte, el diseño de la empresa *Schottel*, “*Sit Instream Turbine, SIT*”, puede producir entre 54 y 70 kW. Al igual que la *Tocado*, también puede usarse en ríos según la velocidad de corriente, además de aplicaciones off-shore



Figura 2.30. Turbina tipo *Schottel*

2.3.2.10. Scotrenewables Tidal Power

Con base en Orkney, esta empresa fue fundada en 2002 y se dedica al desarrollo de turbinas que aprovechan las corrientes de ríos como las de tipo off-shore con filosofía de optimizar los costes de fabricación, instalación y mantenimiento.

Esta empresa llegó a desarrollar un prototipo de 250 kW después de 10 años, probado en 2013 en el EMEC, el SR250. Posteriormente la compañía consiguió un prototipo más grande unos 2000 kW, el SR2000.

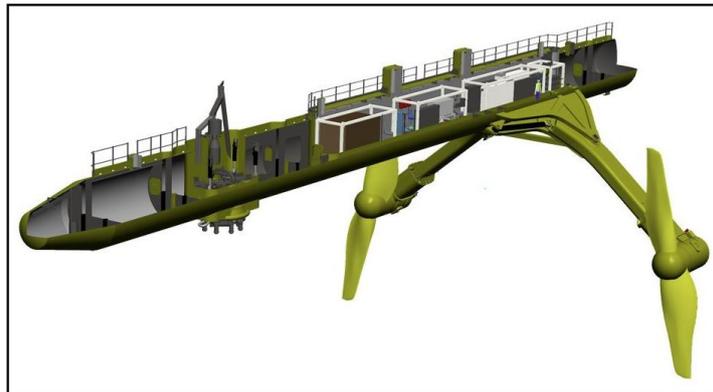


Figura 2.31. Dispositivo SR250 de la empresa STP. Fuente: *Scott Renewables News*

2.3.2.11. ALSTOM

Esta empresa lleva vigente desde el año 2009 en lugares como Francia y Reino Unido. Dedicados a la construcción de turbinas marinas ha desarrollado la “*Alstom Turbine*” que puede verse en la siguiente figura.



Figura 2.32. Dispositivo de turbina de marea de la compañía *Alstom*. Fuente: empresa *Alstom*.

La turbina cuenta con un rotor de tres palas de 18 metros de diámetros y 22 metros de altura. Cuenta además con un mecanismo de giro de rotor, denominado pitch, para optimizar la extracción de energía de las corrientes dando una potencia de 500 kW.

La segunda generación ofrece una potencia de 1MW y el proyecto fue bautizado como *ReDAPT*, *Reliable Data Acquisition Platform for Tidal* ya que el principal objetivo fue disparar la popularidad e influencia de estos sistemas de marea.

2.3.2.12. Proyecto Magallanes

Propio de la empresa *Magallanes Renovables S.L.*, nacida en Galicia en 2007. Sistema llevado a cabo por una empresa española que desarrolló de una plataforma flotante capaz de generar energía eléctrica a partir de corrientes marinas con unos datos de potencia de 2 MW de electricidad.

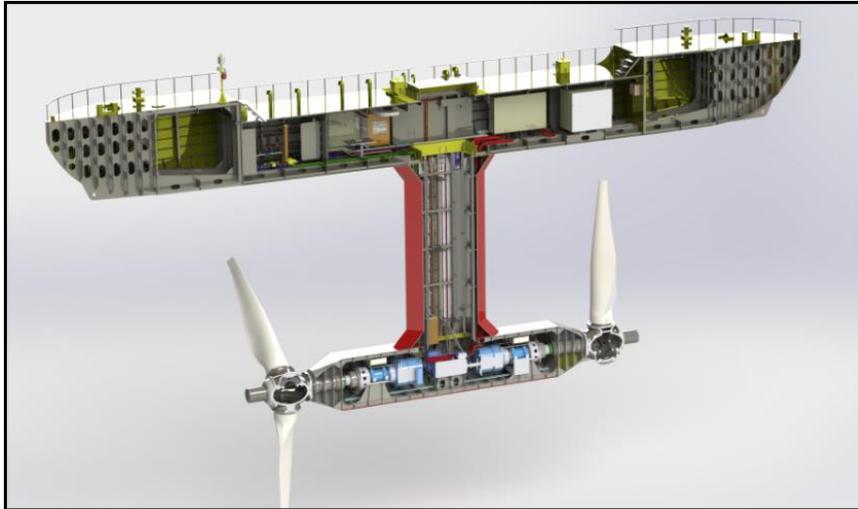


Figura 2.33. Plataforma flotante de la empresa Magallanes Renovables S.L. Fuente: *National Geographic*.

Tras más de cuatro años de diseño y desarrollo la empresa, a finales de 2011, terminó su prototipo comenzando a ser probado en el mar. El futuro de esta empresa está centrado en construir una plataforma de 40 metros de eslora, 25 metros de manga y 2MW de potencia.

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIERIA
NAVAL Y OCEÁNICA

Máster Universitario en Ingeniería Naval y Oceánica



CAPÍTULO 3
EQUIPOS DE UNA TURBINA DE
MAREA

3. Descripción de sistemas de una turbina de marea

Ya se ha comentado en el anterior capítulo un breve funcionamiento de la tecnología que hay aplicada a todo este sistema de turbinas de marea, desde modelos flotantes, turbinas de eje vertical y las que se encuentran fijadas al lecho marino mediante fondeos o lastre.

La construcción de estos elementos supone un reto para la ingeniería ya que las probabilidades de siniestro de un aparato aumentan exponencialmente cuando no se puede ejercer un control “directo” sobre la misma por el hecho de estar trabajando de manera Offshore.

Aludiendo a la vida útil u operativa del sistema es imprescindible llevar un control riguroso sobre el estado de cualquiera de los elementos que la componen estructuralmente, auxiliariamente y aquellos elementos que hacen posible la generación de energía eléctrica. Mas adelante, y como propósito de este proyecto, se ha detallado el plan de mantenimiento, así como la realización de una FMECA para todos los elementos para los que, de manera incondicional, se han tenido que identificar debidamente.

Debido a la información que había sobre estos dispositivos, en muchos casos común, se ha seleccionado la turbina de marea tipo “*HS1000*” de la empresa *Hamerfest Strom UK*, ya vista. La elección se ha debido a que se ha encontrado en internet cierta información relevante y característica de sus componentes, diseño de palas y la descripción del proyecto, más o menos de manera detallada.

Como se ha comentado anteriormente, una de las compañías pioneras en el desarrollo de dispositivos de generación de energía eléctrica limpia es la empresa “*Hammerfest Strom UK limited*”. La gran organización propuso la instalación de una turbina de marea conocida como *HS1000*, en un muelle de pruebas del *Centro Europeo de Energía Marina, EMEC*. La localización de pruebas correspondía en la isla de *Eday*, archipiélago de *Orkney*.

Tabla 3.1. Detalles del proyecto *HS1000*.

Cliente	ScottishPower Renewables
Fabricante	Hamerfest Strom UK
Fecha del proyecto	Agosto 2010
Localización	Fallo f Warness, Orkney, Escocia
Elemento	Turbina de marea de 1MW

Basado en un prototipo de 300 kW que se ha sometido a pruebas de campo en Noruega, el diseño del *HS1000* ha pasado por una fase conceptual detallada con adaptación a las condiciones de las mareas del Reino Unido. El dispositivo tiene una potencia de salida nominal de 1 MW.

La instalación se llevó a cabo en mayo y junio de 2011. Funcionará durante cinco años con poca o ninguna interferencia. Las inspecciones visuales del dispositivo se llevarán a cabo durante su tiempo de operación, aunque es probable que se realicen más inspecciones durante el primer año. La góndola se llevará a tierra una vez para el mantenimiento rutinario.



Figura 3.1. Góndola del dispositivo *HS1000* en maniobra de izada. Fuente: *ScottishPower*.

Cabe destacar que la colocación de un elemento de estas dimensiones requiere un despliegue de recursos muy elevado y afrontar una serie de desafíos y retos para los que el equipo de HSUK se preparó a conciencia.

Con respecto al tráfico marítimo de la zona de acción del elemento, se encargó la evaluación de Riesgos de Seguridad de la Navegación (*NSRA*) a una consultora de riesgos establecida, para evaluar el riesgo para la navegación planteado por la instalación, operación, mantenimiento y el desmantelamiento del dispositivo. Esto, junto con la comunicación continua con *EMEC* y la consulta con las partes interesadas en la navegación, estableció las acciones necesarias para mitigar y monitorear cualquier impacto en la navegación que pudiera surgir debido al dispositivo. Se registró al sistema como un objeto submarino de tamaño y profundidad conocidos con ubicación dentro del recinto perteneciente al *EMEC*.

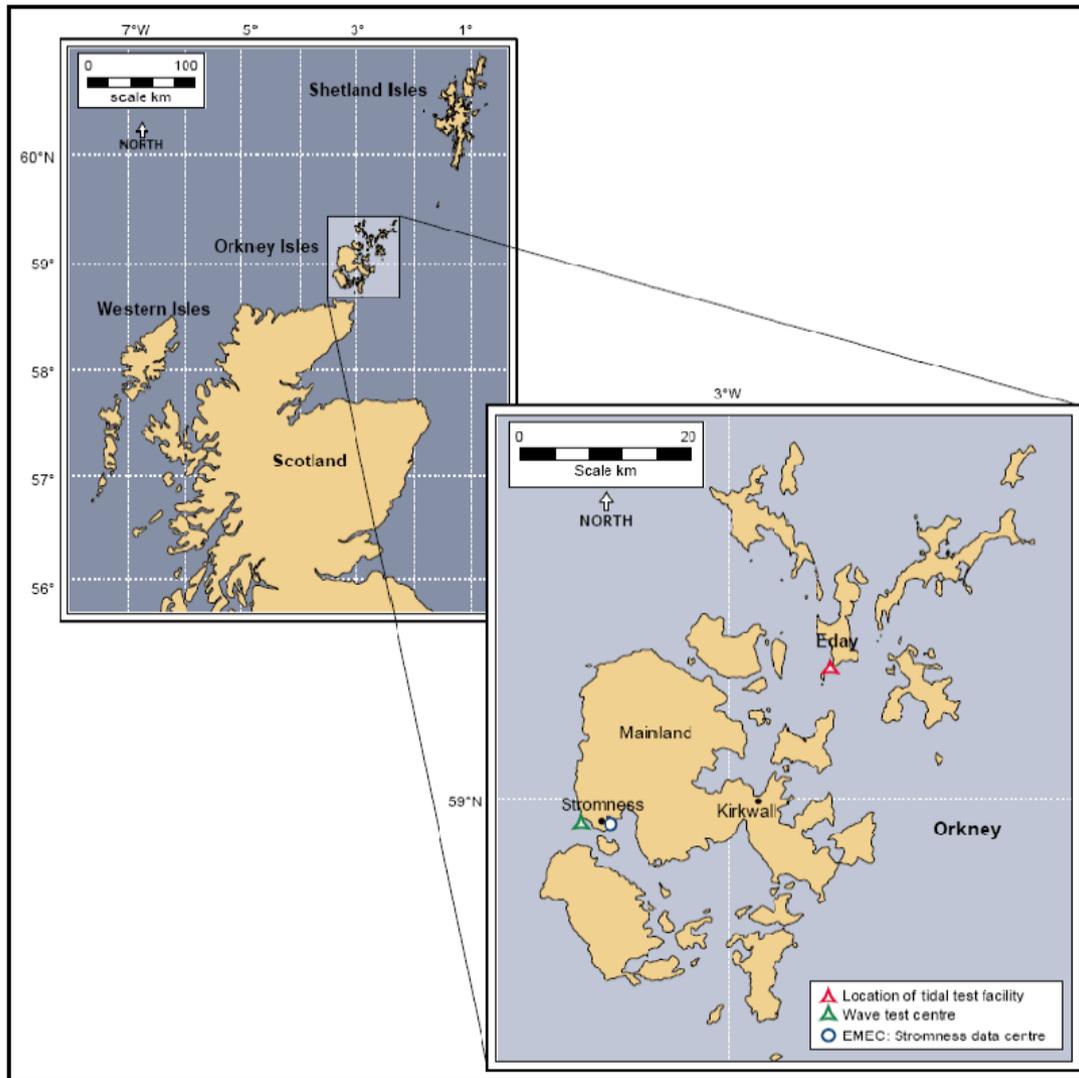


Figura 3.2. Localización del artefacto. Fuente: informe del proyecto *HS1000*.

Además del riesgo de navegación, el otro problema potencial se relaciona con el impacto en la vida autóctona de la zona de operación, particularmente con la posible colisión con focas, cetáceos y aves marinas. La tecnología de mareas es una industria nueva y, como se ha comentado en el anterior capítulo, la evaluación del impacto no era muy concluyente, por lo que la acción asociada con los dispositivos es, en gran parte, desconocida. La mitigación y el seguimiento se aplicarán teniendo esto en cuenta. *HSUK* desarrolló, cuando ha sido posible, tecnología y metodologías para mitigar los impactos potenciales.

3.1. Tecnología y maniobra de instalación del dispositivo

La tecnología es una evolución de una turbina eólica de eje horizontal, hay muchas similitudes en el diseño de la estructura y el tren de transmisión, así como en los equipos que lleva en su interior. Sin embargo, la densidad del agua en comparación con el aire significa que el diámetro del rotor es considerablemente menor que el requerido para una turbina eólica de potencia equivalente, como se explicaba en el capítulo anterior. Dentro de las características y el diseño de la turbina, también se incorporan una rotación y una velocidad de punta mucho más lentas.

La góndola no se inclina como las turbinas eólicas tradicionales. Las palas del dispositivo se disponen de manera que se maximice la energía extraída de las corrientes de marea y son capaces de captar la energía tanto en el refluo como en la marea. Las palas giran un eje de baja velocidad hacia la caja de cambios. Este último elemento, conocido como *GearBox*, aumenta la velocidad de rotación para permitir la generación a la frecuencia de la red.

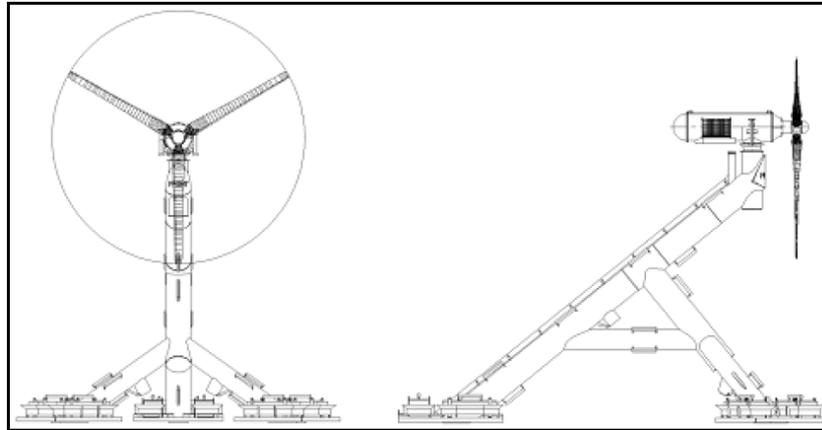


Figura 3.3. Dibujo de la turbina mareomotriz. Fuente: *Proyecto HS1000*.

Se ha estudiado el diseño del dispositivo para garantizar que pueda cumplir con las condiciones del entorno en el que está destinado a funcionar. El dispositivo de 300 kW funcionó con éxito en Noruega durante más de 4 años. El HS1000 se someterá a una certificación antes de su implementación en *EMEC*.

El elemento incorpora una subestructura, que incluirá un dispositivo de auto nivelación en la parte superior para permitir que el rotor de la turbina se enfrente directamente a la corriente. La subestructura estará montada en el lecho marino e incorporará cimientos basados en la gravedad utilizando tres paquetes de lastre con un peso combinado de aproximadamente 800 toneladas.

Los cimientos basados en la gravedad permiten una fácil operación en el desmantelamiento. La góndola se puede quitar de la subestructura para fines de mantenimiento. Aparte de la base de gravedad, el dispositivo no tiene otros requisitos para fondearse al lecho marino. La góndola se dispone apoyada en la subestructura, que comprende un rotor de 21 m de diámetro con una longitud de pala de 8,98 m. La góndola no girará, pero las palas de la turbina se inclinarán de acuerdo con la dirección y la velocidad del flujo de la marea.

Tabla 3.2. Característica del dispositivo de marea. Fuente: *Proyecto HS1000*.

Concepto	Dimensión
Altura de la subestructura (m)	22
Altura de la góndola sobre el lecho (m)	22
Longitud de las palas (m)	8,98
Diámetro del rotor (m)	21
Distancia del lecho al punto de pala (m)	32,5
Peso de la estructura (t)	160
Peso de la góndola (t)	160
Peso del lastre (t)	130

3.1.1. Instalación del dispositivo

El proceso de instalación se llevó a cabo en los meses de mayo y junio de 2011 y se dividió en dos operaciones bien diferenciadas:

- Instalación de subestructura y cableado
- Instalación de la góndola

Se va a describir a continuación, con más o menos detalle, el proceso de instalación, así como los actores que estuvieron involucrados.

Antes de la instalación del dispositivo no se requería una minuciosa preparación del lecho marino. Por supuesto, se usaron embarcaciones auxiliares con sistemas de posicionamiento dinámico, DP, que en todo momento permanecieron en su sitio durante la operación.



Figura 3.4. Buque *Skandi Seven*. Responsable de la operación de instalación. Fuente: *TrafficMarine*.

Los tres dispositivos de lastre se mantuvieron a flote para su posterior recogida y colocación. Esto asegura que, una vez colocada la subestructura, el tiempo que permanecía sin lastre in situ se reduce al mínimo.

La maniobra se realizó con una velocidad de marea aceptable evolucionando a aguas tranquilas, la subestructura se bajó al lecho marino desde el barco utilizando un dispositivo de izada del buque *Skandi Seven*. Después, la orientación y la capacidad de la estructura serían verificadas mediante posicionamiento acústico y examinadas con un ROV. Este último elemento soltaría las eslingas de sujeción del lastre.

Después de la instalación de la subestructura y los paquetes de lastre, se instaló el cable umbilical para conectar la subestructura al cable que une la turbina con el *EMEC*. Se levanta la terminación del cable y se conecta el cable umbilical principal. Luego, se realizan pruebas de cable antes de colocar el cable umbilical hacia la subestructura. Un ROV quita las tapas de protección del receptáculo de mate húmedo y conectará el cable de Media Tensión de la subestructura al sistema correspondiente en el extremo del umbilical. Los paquetes de instrumentación conectan el umbilical a la subestructura.



Figura 3.5. Imágenes de la instalación de la turbina HS1000. Fuente: Proyecto HS1000.

Antes de una marea, la góndola se levantó de una embarcación de carga pesada con dispositivo DP lista para su despliegue inmediato. La góndola se bajó utilizando líneas de guía para, una vez que se aterrizara, se bloquease mediante ROV. A continuación, el cable de media tensión se acopla a la góndola. Se realiza después un estudio de construcción utilizando un ROV, seguido de la desmovilización de la embarcación y el equipo. Se espera que el buque esté en el lugar durante un día durante la instalación de la góndola.

3.2. Sistemas que conforman la turbina

Llegado a este punto se disponen, a continuación, a definir los componentes de la tidal turbine *HS1000*. Para su división y organización se ha desglosado el sistema principal en una serie de subsistemas donde cada uno posee una serie de grupos relacionados, a modo de ejemplo, con servicios auxiliares.

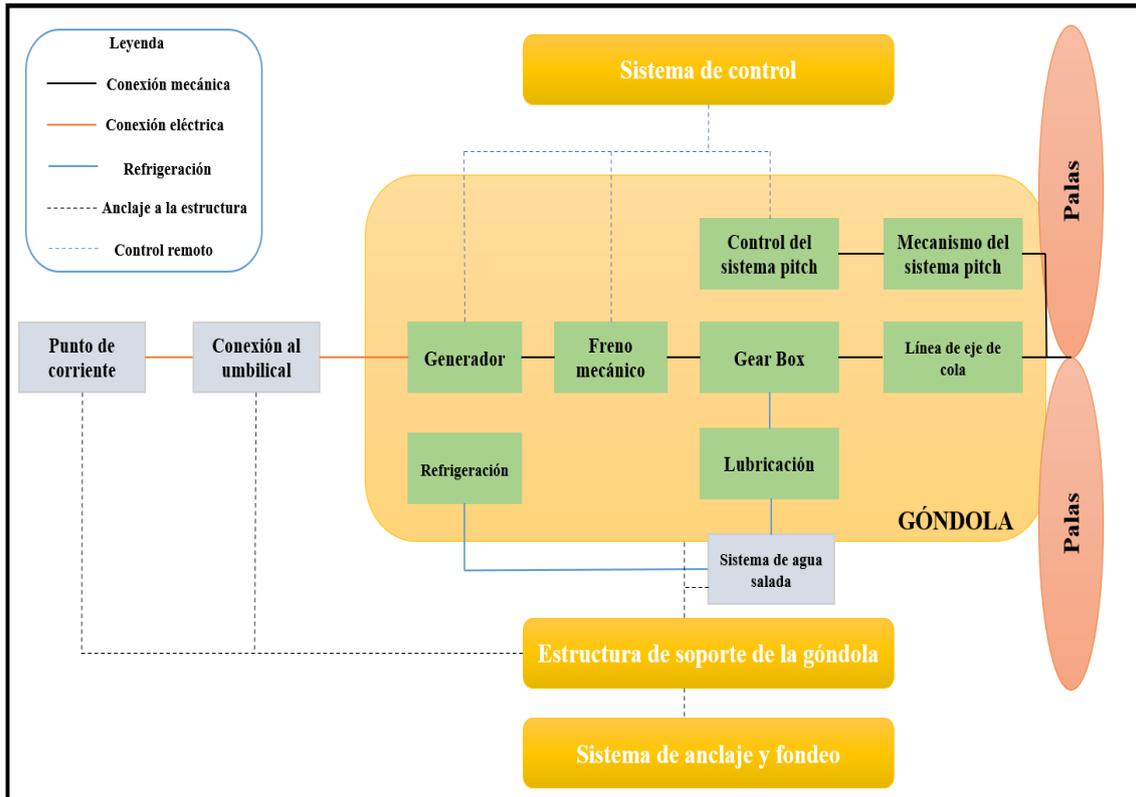


Figura 3.6. División del sistema principal en otros sistemas más sencillos. Elaboración propia a partir del Proyecto HS1000.

A modo de ayudar a la visualización más clara, en la siguiente tabla se refleja la división que se ha tomado para recopilar equipos.

En este documento se ha optado por no hacer un análisis demasiado exhaustivo, es decir, se sabe que un sistema tiene diferentes tipos de tornillos, arandelas y demás elementos, pero, en este caso, ese tipo de elementos se ha englobado en uno solo.

Tabla 3.3. División de la turbina HS1000: Fuente propia.

<i>Tidal Turbine HS1000</i>
ESTRUCTURA DE ANCLAJE Y FONDEO
Subestructura de sujeción
Tanques de lastre
Sistema de fondeo
GÓNDOLA
Carcasa o forro
Sistema mecánico
Sistema eléctrico
Sistema de lubricación
Sistema de lastre
Equipos de monitorización
Protección contra incendios
ROTOR
Palas
Nariz
Buje

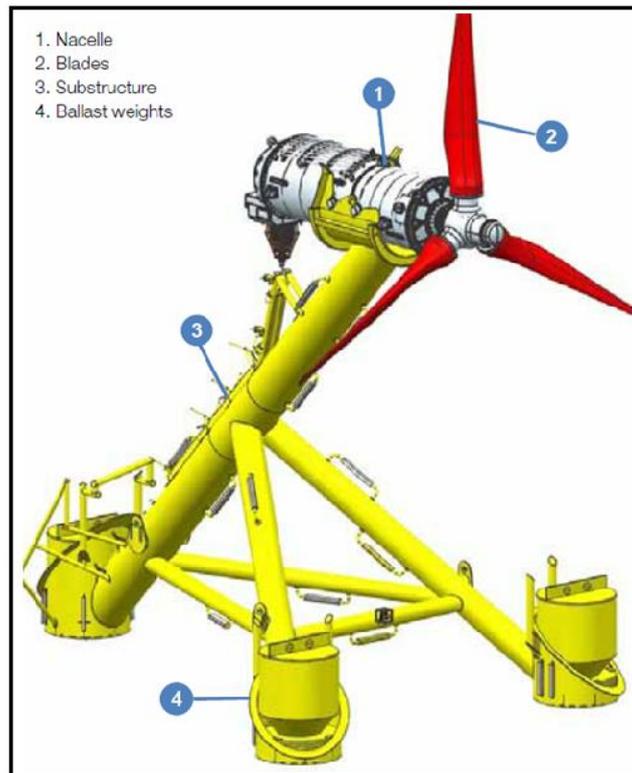


Figura 3.7. Principales sistemas de la tidal turbine HS1000. Fuente: Proyecto HS1000.

3.2.1. Elementos de anclaje y fondeo

Los sistemas que engloban este apartado son breves debido a que la estructura no tiene un sistema de soporte demasiado complicado. Sin embargo, la importancia de una buena constitución de la estructura hace que la turbina no se vea sometido a movimientos no deseados en caso de que las corrientes superen las condiciones de trabajo.

Tabla 3.4. Componentes del subsistema de anclaje y fondeo. Fuente: creación propia.

SUBESTRUCTURA DE SOPORTE DE LA GONDOLA
Brazings
Piles
Tornillería
Refuerzos primarios
Refuerzos secundarios
Eslingas de sujeción
Grilletes de los tensores
Tensores
Ánodos de sacrificio
Soporte metálico de la góndola
Protección del cable conductor principal
Orejetas de sujeción
Pasamanos para anclaje de ROVs
TANQUES DE LASTRE
Forro de los tanques
Lastre
Refuerzos interiores
SISTEMA DE FONDEO
Pilotes de fondeo

3.2.1.1. Soporte de la góndola

Este sistema, se ha dividido en una serie de elementos que la mayoría agrupan refuerzos principales y secundarios, como son los brazings, piles y demás.

Haciendo una breve descripción, podría decirse que el material del que se fabrican estos elementos debe de ser de acero de calidad, en la práctica hay diversos tipos de líneas de fondeo que se constituyen de materiales compuestos por motivos de diseño. La durabilidad es la principal importancia en el medio marino, como se verá más adelante en el desarrollo del mantenimiento, un fallo de alta severidad en la estructura puede colapsar el sistema de corrientes y desencadenar una situación fatal.



Figura 3.8. Estructura de piles y brazings (refuerzos en cruz) de la plataforma tipo Jacket. Fuente: *DEME Offshore*.

Otra característica importante de este sistema es la capacidad que debe de tener el acero para soportar climas fríos. Es bien sabido que en la ubicación seleccionada pertenece a un clima de bajas temperaturas, con masas de agua procedentes del mar del Norte que se juntan con masas del mar de Noruega, que son más frías. El acero, y su soldadura, deben de ser de unas características que aporten cierta ductilidad. Lo mismo se aplica para los elementos como pernos y tuercas.

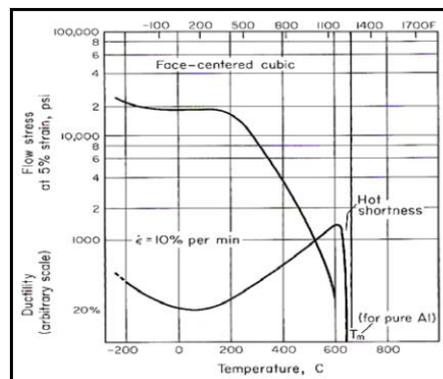


Gráfico 3.1. Relación del límite elástico de un acero aleado con aluminio y manganeso (inoxidable) con la temperatura. Vemos que en la franja cercana a 0°C, temperaturas similares a las de la ubicación del *HS1000*, la ductilidad se resiente debido a la transición dúctil-frágil. Fuente: “*Ductility, Papers presented at a seminar of the American Society for Metals*”.

El acero estructural está expuesto a la corrosión externa, tanto generales como picaduras, mientras que la corrosión interna puede ocurrir dentro de los tubos, por ello se disponen a lo largo de la zona metálica los denominados ánodos de sacrificio. De acuerdo con la normativa de contaminación que se aplica en el Mar del Norte, los ánodos de protección serán de aluminio.

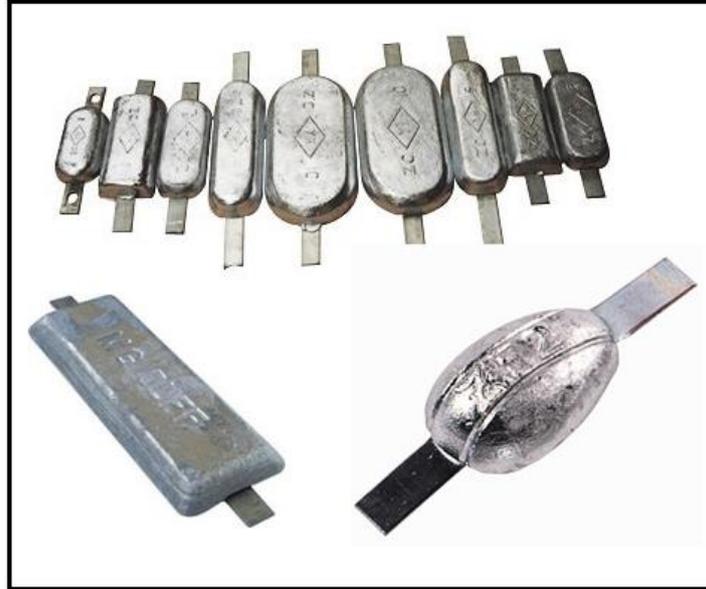


Figura 3.9. Ánodos de sacrificio para evitar corrosión marina. Fuente: Total Offshore.

Por otro lado, se encuentran los elementos referentes a las eslingas y tensores que sujetan por popa a la góndola. La razón de estos dispositivos es para evitar fuerzas de sustentación que pueden provocar las corrientes marinas en su paso por la parte superior de la góndola. En caso de un mal ajuste entre el soporte de la estructura y la base de la góndola puede generar ciertas tensiones innecesarias, es por ello por lo que los elementos sirven para apoyar y que la góndola quede fija.

3.2.1.2. Sistema de lastre y de fondeo

El sistema de lastre es bastante importante en este tipo de elementos que trabajan fijos al suelo. Constituye una parte importante del desplazamiento de la estructura en conjunto y son muy variados: desde arena, cemento, virutas de madera o de hierro hasta la propia agua salada del entorno, captada mediante las bombas pertinentes.

En la figura 3.6 puede apreciarse que la turbina, la zona estructural amarilla mas concretamente, posee unos elementos cilíndricos. Estos cilindros es donde se almacena el lastre para proporcionar fijación y rigidez.

Además de los elementos tanque para el peso de la estructura, se disponen en la base de estos unos pilotes de pequeño tamaño en relación con el tanque para aumentar la rigidez de la base. Estos pilotes van anclados al lecho marino. A diferencia de sus homologas que fondean mediante líneas de fondeo (ya sea mediante tirantes tensionados o de líneas catenaria) como el sistema “OcGen” o el “Nereus”, tratados en capítulo anterior, el *HS1000* fondea mediante peso, es decir lastre, y pilotes de anclaje.

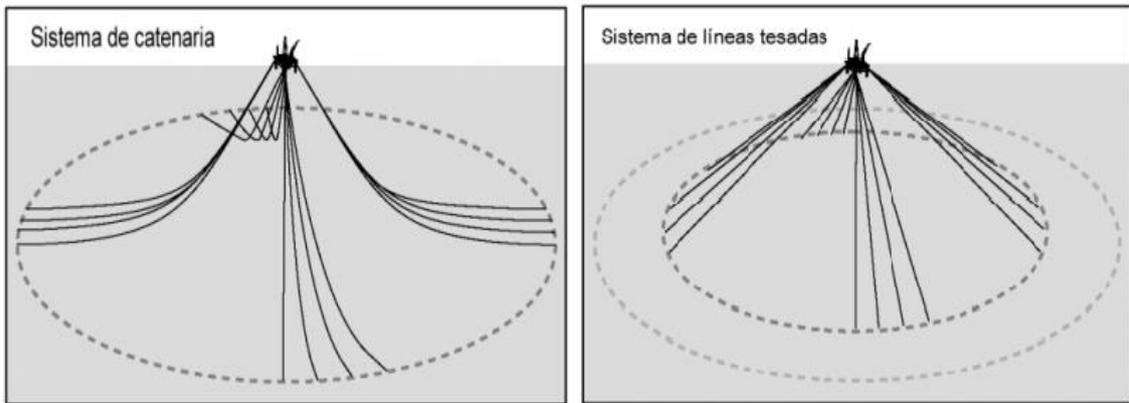


Figura 3.10. A la derecha, sistema de fondeo mediante catenaria. A la izquierda, sistema de fondeo con tirantes tensionados. Fuente: *Wikipedia*.

3.2.2. Góndola

El sistema de la góndola incluye, desde el forro metálico de la misma hasta los elementos que hacen posible que la actividad de la turbina se realice eficientemente. Hacemos referencia a los sistemas mecánicos de transmisión de energía, los sistema de generación eléctrica y los elementos encargados de tareas auxiliares. En la siguiente tabla se reflejan los elementos que componen cada sistema:

Tabla 3.5. Sistemas que conforman la góndola del sistema *HS1000*. Fuente propia.

GÓNDOLA
Carcasa o forro
Sistema mecánico
Sistema eléctrico
Sistema de lubricación
Sistema de hidráulico
Sistema de refrigeración
Sistema de lastre
Equipos de monitorización
Protección contra incendios

A continuación, se procede a realizar una descripción, no demasiado exhaustiva, de los elementos de cada sistema.

3.2.2.1. Carcasa o forro

Es el elemento que proporciona la primera barrera de defensa del medio marino, evitando en parte que se produzca una pequeña vía de agua o alguna humedad que pueda dañar de manera sustancial los elementos interiores de la turbina, de lo contrario se produciría un fallo fatal que podría suponer la pérdida total de los sistemas interiores de la góndola.

La división de elementos del forro metálico se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 3.6. Elementos que conforman la góndola de la turbina. Elaboración propia a través del proyecto *HS1000*.

CARCASA o FORRO
Forro de protección estanco
Pernos de unión de la estructura
Material de cierre estanco
Huelgo de estiba de las baterías de emergencia
Anillos de refuerzo de la góndola

El forro de protección de la góndola no es ni más ni menos que la carcasa metálica que delimita el volumen del espacio interior, donde se alojan los elementos que se verán posteriormente.

El forro, al igual que la estructura, debe de estar compuesto por metal cuyas características sean de calidad de cara al medio donde vaya a operar la turbina, en este caso un clima frío, por lo que las similitudes en cuanto a características de ductilidad, resiliencia y demás propiedades mecánicas y de comportamiento.



Figura 3.11. Góndola de la turbina de marea “*MeyGen*” de la empresa *Simec Atlantis Energy*. Fuente: empresa *SAE*.

Además del forro como elemento de protección, en el interior de la góndola se dispone una cobertura adicional a modo de aislante, ya sea térmico como barrera contra el agua. Como puede suponerse, las temperaturas en la góndola debido al calentamiento de los elementos como el generador eléctrico y demás componentes mecánicos que por fricción acaban desprendiendo calor es superior a la del medio marino exterior. Estas diferencias de temperatura entre focos frío y caliente pueden suponer que las propiedades del metal que conforma la carcasa acabe deteriorado y produciéndose alguna merma en su cometido.

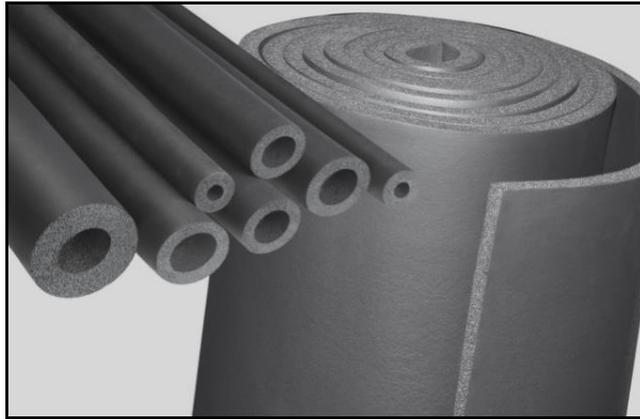


Figura 3.12. Aislante térmico usando en el sector naval offshore. Fuente: fabricante *Union Foam*.

Del sistema de unión referente a los pernos, que aparte engloba la soldadura por puntos de este tipo de disposiciones cilíndricas, tuercas, arandelas y demás uniones repetiremos una vez más lo referente a los materiales de la estructura: buenas características de operación en climas fríos y buenas propiedades mecánicas.



Figura 3.13. Elementos de unión usados en la construcción naval offshore. Fuente: empresa *Zineti S.A.U.*

Una de las peculiaridades de estos elementos de unión es el par de apriete que se le proporciona al elemento. Las corrientes marinas debido a su velocidad provocan que la turbina no sea apta para funcionar de manera óptima, al igual que ocurre con sus homólogos eólicos que se encuentran parados en determinadas ocasiones. Estas corrientes de velocidad superior a la operación, pueden generar vorticidad y turbulencia en la parte de popa de la góndola que puede traducirse en resonancias y vibraciones en la estructura que reducen el par de apriete de estos elementos de unión.

Los últimos componentes que conforman la estructura de la góndola son los anillos de refuerzo. Son similares a las cuadernas y constituyen el esqueleto resistente de la turbina, necesarios para soportar las presiones del fondo marino.

Existe un huelgo que suele estar ubicado en la parte delantera de la góndola cuyo uso es para estibar las baterías de emergencia de la turbina. En caso de que la alimentación eléctrica de la misma caiga por cualquier motivo, estas baterías se encargan de suministrar la energía necesaria para subsanar el problema.

3.2.2.2. Sistema mecánico

El sistema mecánico, junto con el sistema eléctrico, constituye la parte principal de esta turbina. El sistema mecánico en su estado más simple consiste en una línea de ejes acoplada al rotor del artefacto. El movimiento de rotación de las palas por acción de las corrientes transmite energía mecánica de rotación y al pasar por una caja de engranajes se eleva la velocidad de salida.

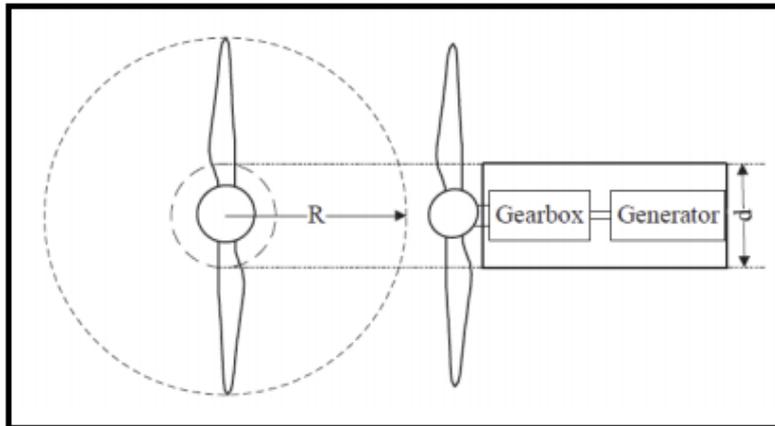


Figura 3.14. Esquema simple del funcionamiento del sistema de una turbina. Fuente: “*Design and test of a 600-kW horizontal-axis tidal current turbine. Energy 182 (2019) 177-186.*”

En la siguiente tabla se recogen los elementos que conforman el sistema mecánico de la góndola. En esencia, el sistema es muy similar al que puede tener una turbina eólica ya que el principio de generación es el mismo.

Tabla 3.7. Elementos del sistema mecánico de la góndola. Fuente propia a partir del informe de la turbina HS1000.

SISTEMA MECÁNICO
Bancada del conjunto
Eje de cola
Eje de alta velocidad
Eje de baja velocidad
Soportes del eje
Cojinetes
Cojinetes del sistema “Pitch”
Chumaceras
Acoplamiento rígidos
Acoplamiento flexibles
Elementos de unión
Absorbedores de carga
Platos de acoplamiento
GearBox
Engranajes de la multiplicadora
Carter de lubricación
Árbol inversor
Selector de eje
Pastilla de frenado mecánico
Sistema de actuadores de freno

En este apartado no se va a explicar el funcionamiento de, por ejemplo, los acoplamientos (tanto rígidos como flexibles) ya que son elementos secundarios cuya función es la de apoyar al sistema principal como es la unión de los tramos de eje.

Como principal elemento de la sección mecánica se encuentra la GearBox o caja de engranaje. En el eje de transmisión se dispone un dispositivo de multiplicación normalmente de varias etapas entre el royor que extrae la energía de las corrientes marinas y la convierte en energía mecánica de rotación y el generador eléctrico que convierte la energía mecánica disponible en eléctrica.



Figura 3.15. Multiplicadora de turbina marina. Fuente: *Spares in Motion*

El multiplicador posee la función de aumentar la velocidad de rotación, para adaptarla a los valores adecuados a los generadores convencionales. El multiplicador está constituido por una o varias parejas de engranajes de tipo epicicloidal o de ejes paralelos.

El desarrollo en los últimos años de alternadores con convertidor incorporado ha hecho posible la construcción de algunos modelos de prototipos de turbina 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 sistema.

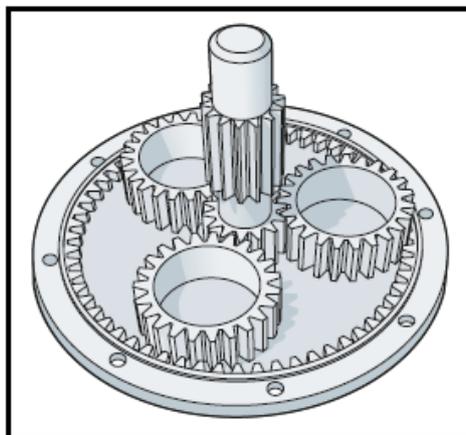


Figura 3.16. Planetario del interior de la caja reductora. Fuente: *Plantas eólicas / ABB Cuaderno técnico*.

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. En algunas turbinas,

el multiplicador incluye también cojinetes de apoyo al eje, como es este caso, debido a que la longitud del eje es bastante limitada.



Figura 3.17. Diferentes tipos de multiplicadoras usadas en la industria de las turbinas de marea. Fuente: “Wikov Manufacturing Facility”.

Los elementos de apoyo a la línea de ejes deben de ser dimensionados para soportar la transmisión y las cargas de flexión a las que se puede ver sometido debido a la velocidad de salida de la caja, es decir, acoplamientos rígidos y flexibles, absorbedores de carga, cojinetes, rodamientos, etc.



Figuras 3.18 y 3.19. A la izquierda, diferentes tipos de chumaceras con cojinete y absorbedores de cargas de la bancada. A la derecha, dos platos de acoplamiento unidos por un acoplamiento de tipo flexible.

Fuente: hvh industrial.

Una particularidad de estos sistemas mecánicos es que deben de actuar de manera que las vibraciones transmitidas a la bancada, ya sean de la multiplicadora o del eje en su rotación, tienen que ser lo más mínimo. Un estudio del proyecto *HS1000* determino que ciertas vibraciones en baja frecuencia transmitidas al medio marino puede fomentar el cambio de sexo de determinadas especies de moluscos de la zona de *Orkney*, así como alterar el estado de armonía de los mamíferos marinos como tiburones peregrinos y marsopas. En el Anexo I se adjunta cierta información sobre las especies y las consideraciones de estacionalidad para el funcionamiento de la turbina.



Figura 3.20. Elementos de amortiguación de las vibraciones a la bancada. Fuente: *RS Components*.

Casi todos los sistemas de este tipo incorporan frenos mecánicos, algunos como el *HS1000* frenos de tipo eléctrico, a lo largo de la línea de ejes de transmisión. En los sistemas eólicos este elemento de freno complementa a la frenada aerodinámica, pero en el homologado marino esta tecnología no está demasiado desarrollada o en el caso de este informe no se ha encontrado nada referente a la frenada hidrodinámica.

En numerosos casos los frenos sirven para cuando la turbina esta fuera de control o quiere dejarse en situación de stop debido a condiciones marinas adversas.

Los frenos mecánicos comúnmente usados son:

- Frenos de disco
- Frenos de fricción

Los primeros funcionan de manera similar a los de los automóviles: un disco metálico fijado al eje al que frenara en caso necesarios. Durante la fase de frenado, unas pinzas accionadas hidráulicamente aprietan las zapatas contra el disco, creándose un par de frenado opuesto al giro del eje.

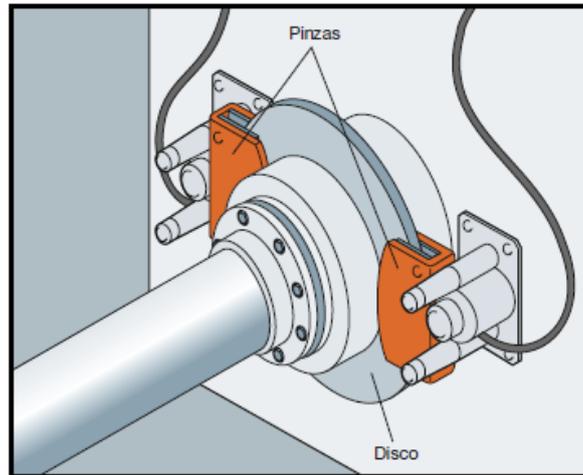


Figura 3.21. Freno mecánico de tipo disco. Fuente: *ABB Cuaderno técnico / Plantas eólicas*.

Los segundos consisten en, como mínimo, una placa de fricción y otra de presión. El accionamiento de estos es normalmente llevado a cabo por resortes que ejercen una presión adecuada y se descomprimen mediante aire a presión, pero en este caso es fluido hidráulico.

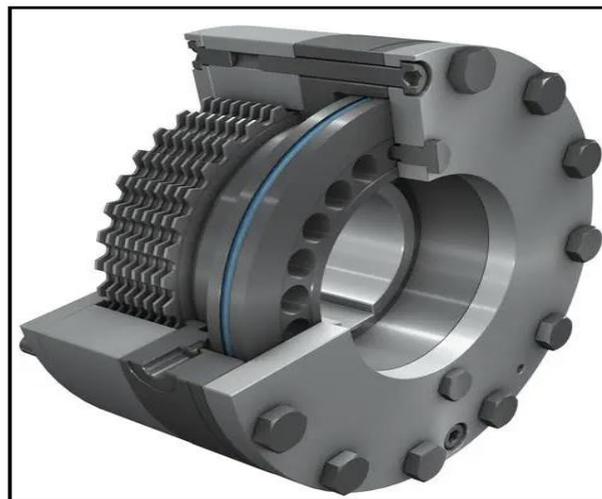


Figura 3.22. Freno de fricción. Fuente: *Edhardt Servicios S.A.*

Los frenos mecánicos suelen situarse tanto en el lado del eje entrante, el de baja velocidad, como en el de alta. No obstante, hay que tener en cuenta que, si se instalan en el lado de baja velocidad, el par que deben de ejercer deberá ser mucho mayor, mientras que si se instalan en el de alta van a trabajar a través del multiplicador acelerando, seguramente, su desgaste.

Por otro lado, si el multiplicador se avería, los frenos en el lado de alta velocidad pueden quedar inoperativos e incapacitados para frenar el rotor. Además, debido a las elevadas magnitudes de las fuerzas de carácter centrífugo que surgen, la calidad del material que conforma los discos de freno instalados en el eje de alta velocidad es crítica.

Los frenos diseñados para detener el rotor deben poder ejercer un par de frenado mayor que el par máximo previsto del rotor, hacerlo con unos tiempos de frenado muy escasos y ser capaces de funcionar en caso de fallo de la alimentación externa. También han de ser

capaces de mantener el rotor en la posición de parada total en las condiciones de velocidad de la corriente definidas, hasta al menos una hora tras su activación.

Si en caso de que la dirección de las corrientes sea opuesta a la orientación de las palas se dispone de un inversor de giro para aprovechar las corrientes, de la manera más eficiente posible ya que el efecto de apantallamiento impedirá en cierta manera obtener un rendimiento aceptable. Este sistema consta de un subconjunto mecánico conformado por un inversor de giro y un eje de un tamaño algo menor situados en un lateral de la caja de engranajes para su función de multiplicadora.

El cárter de aceite de donde se extrae el fluido para lubricar la caja de engranajes se encuentra justo debajo de la misma, las ruedas al llevar a cabo su giro se empapan del aceite dispersándolo por toda la *GearBox*. En el proyecto *HS1000* se estimó que el aceite de refrigeración necesario para el cárter era de unos 700 litros.

3.2.2.3. Sistema eléctrico

El otro sistema fundamental para el rendimiento de la turbina es el sistema eléctrico de la misma. Cabe destacar que la estructura debe de tener un sistema redundante para poder satisfacer las condiciones de emergencia en caso de que se preocupe una pérdida de conexión remota con los elementos desde el centro de control.

Además del sistema generador, la redundancia se consigue con un grupo de baterías de emergencia alojadas en un hueco en la góndola, como ya se ha mencionado, disponibles para alimentar los sistemas vitales y de emergencia de la turbina. Mas adelante se harán un breve resumen de los elementos fundamentales.

La clasificación de estos sistemas es la siguiente:

Tabla 3.8. Componentes que conforman el sistema eléctrico. Fuente propia a partir del proyecto *HS1000*.

SISTEMA ELÉCTRICO
Cable principal
Sistema de cableado
Cuadros eléctricos primarios
Cuadros eléctricos secundarios
Fusibles, diferenciales y relés de protección
Baterías principales
Baterías auxiliares o de emergencia
Generador principal
Rotor
Estator
Alternador
Convertidor de potencia
Escobillas
Bobinado
Inductores
Anillos rozantes
Componentes electrónicos pasivos
Componentes electrónicos activos
Consumidores de la turbina
Aislamiento de los cables

Al igual que se ha hecho con algunos componentes, no se van a definir a continuación todos los elementos debido a que hay determinados componentes asociados al generador o al alternador.

El generador, esencialmente, es un motor trifásico de inducción, caracterizado por una velocidad de sincronismo que depende del número de polos y de la frecuencia de red. Si el par mecánico que actúa sobre el eje del rotor es motor y no de resistencia el motor eléctrico asíncrono se convierte en un generador que inyecta electricidad a la red

La diferencia relativa entre la velocidad de sincronismo y la velocidad efectiva de rotación se conoce como deslizamiento, que funcionando en modo generador tiene un valor negativo. En los generadores asíncronos más comunes, los generadores en forma de rotor en jaula de ardilla, el deslizamiento es de aproximadamente el 1%, por lo que estos dispositivos se consideran de velocidad de rotación constante.



Figura 3.23 Generador asíncrono de industria *offshore*. Fuente: "NautixExpo".

Cuando una corriente golpea al sistema equipado con un generador de rotor de jaula de ardilla, dado que la velocidad de rotación es constante se produce una repentina variación del par y la consiguiente variación brusca de la potencia producida; si la potencia de cortocircuito de la red a la cual está conectado la turbina es baja, pueden producirse fluctuaciones de tensión en los dispositivos eléctricos conectados en entornos próximos, pudiendo ocasionar fallos.

También es posible observar variaciones rápidas en la intensidad luminosa de las bombillas eléctricas, generando el desagradable parpadeo conocido como "*flicker*".

Los sistemas de velocidad variable realizados con generadores de inducción se consiguen interponiendo un convertidor de frecuencia entre el estator y la red, o mediante un generador asíncrono de rotor bobinado, en el que el rotor se alimenta con una corriente alterna independiente que aporta un convertidor de frecuencia: en este caso, la velocidad de sincronismo es función de la diferencia entre la frecuencia de red y la frecuencia de la corriente del rotor, pudiendo conseguirse variaciones de velocidad del 30%.

En el alternador, el rotor está constituido por un electroimán de corriente continua o por imanes permanentes. La frecuencia de la tensión inducida sobre el estator (y, por

consiguiente, de la corriente producida) es directamente proporcional a la velocidad de rotación del rotor.

Para permitir un funcionamiento a velocidad variable, se interpone un convertidor de frecuencia entre el alternador y la red, el cual primero transforma la corriente de frecuencia variable (en función de la velocidad del rotor y, por tanto, del viento) a la salida del generador en corriente continua mediante un rectificador electrónico y a continuación reconvierte la corriente continua en alterna a la frecuencia de red por medio de un inversor.



Figura 3.24. Alternador de industria offshore. Fuente: “NauticExpo”.

De esta manera se independiza la frecuencia de la corriente generada de la frecuencia de red, lo que puede llevar también a la anulación del multiplicador. Gracias al motor síncrono y al convertidor de frecuencia, cuando la fuerza de las corrientes aumenta ligeramente se deja que el rotor acelere durante algunos segundos: el incremento de velocidad de rotación acumula energía cinética en el propio rotor y permite una distribución constante de la potencia. Por el contrario, cuando ocurre al contrario y las corrientes se suavizan, la energía almacenada en el rotor se libera mientras el propio rotor decelera.

Con respecto al cableado de la turbina podemos diferenciar dos grupos en relación a estos sistemas:

- Cable principal
- Cableado de alimentación de sistemas

El primero corresponde al cable externo, que conecta con el grupo eléctrico y se dirige a una estación en la costa donde se almacena la electricidad para poder repartirla o estudiar las lecturas que se muestra. También puede ocurrir que este cable vaya conectado a un subpunto eléctrico, con los demás cables de otras turbinas de marea, donde la electricidad viajara a la costa a través de otro cable con inicio en ese punto.

La sección del cable principal debe de ser de unas dimensiones proporcionadas debido al ataque del medio con se encuentra y a la acción de diversas especies marinas, por ejemplo, se sabe que los tiburones peregrinos muerden ciertos dispositivos por curiosidad, como

este tipo de cables y algunas líneas de fondeo de ciertos elementos como plataformas de alta mar extractoras de petróleo.

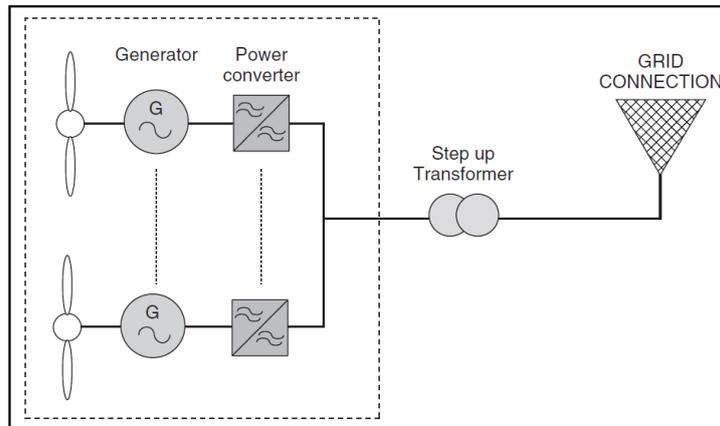


Figura 3.25. Configuración de dos turbinas de marea conectadas a un punto medio antes de transporte a red- Fuente: Alegría, I.M. *Transmission Alternatives for Offshore Electrical Power*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2008.

Otra particularidad de este tipo de cableado es que debe de hacerse con un material que, en caso de desprenderse partículas de este, no deben de ser contaminantes para el ecosistema presente en su trayecto. Este cable puede llegar a ser de una superficie considerable debido a la intensidad que transporta, de hasta 2000mm².

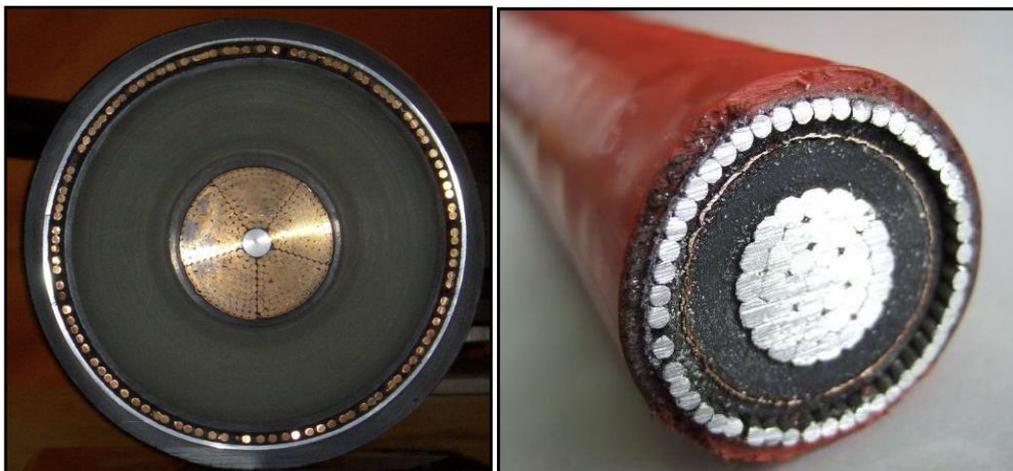


Figura 3.26. Secciones de cables de alta intensidad. Fuente: *Wikipedia*.

El otro subconjunto de cables que se hallan en la turbina son los de los sistemas auxiliares y los eléctricos que alimentan a los sistemas eléctricos y monitorización. Estos cables transportan electricidad a los sistemas mencionados que se extrae de la propia generación de la turbina. Se deriva una cantidad que no representa un gran porcentaje en la generación total para la alimentación de los sistemas y para las baterías de emergencia.

Con respecto al 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 estructura. Estos cables deben tener una longitud que permita al sistema efectuar hasta tres giros completos para la alineación.

Las baterías en cuestión no son muy similares a las de los sistemas eólicos y sistemas solares mediante paneles. En sistemas como la turbina de marea, las baterías tienen que dar la energía sobre un tiempo relativamente largo y frecuentemente se descargan a niveles más bajos. Por lo general las de plomo, o las de tipo UPS que se recargan ellas solas, no son aptas para este tipo de dispositivos debido a que mermaría mucho sus características de durabilidad. Otra problemática es que el ácido de una batería convencional no es apto para introducirlo a un dispositivo que se encuentra sumergido por motivos de contaminación.



Figura 3.27. Ejemplo de batería de iones de litio. Fuente: fabricante VARTA.

La operación de carga y descarga de las baterías de litio, cuya estructura consiste en un electrodo positivo (cátodo de litio) y un electrodo negativo (formado por un ánodo de carbono), se logra mediante reacciones químicas que permiten acumular y devolver la energía, en este caso generada por las centrales renovables. Las baterías de litio tienen características tecnológicas muy interesantes para las aplicaciones energéticas, como la modularidad, la alta densidad de energía y la alta eficiencia de carga y descarga, que puede superar el 90% en un solo módulo.

3.2.2.4. Sistema de lubricación

En términos genéricos puede definirse como la acción de una sustancia denominada lubricante al ser interpuesta entre dos piezas con movimiento relativo. Esta sustancia reemplaza la fricción de los elementos en cuestión por el rozamiento interno de sus moléculas que es mucho menor. Se consigue formando una fina capa que actúa a modo de protección, permitiendo ciertos movimientos sin la necesidad de un exceso de desgaste y daños térmicos en las piezas, es decir, que actúa a modo de refrigerante.

En este caso, la lubricación se lleva a cabo en los sistemas como los cojinetes y las chumaceras que están en contacto directo con la línea principal de ejes. Otro elemento que necesita de una buena lubricación es el sistema de la GearBox, ya que, debido a la subida de velocidad de salida, los engranajes sufren impactos, rozaduras y demás

situaciones que conlleva, como se ha comentado una subida notoria de la temperatura pudiendo desencadenar fallos severos en los dientes de las ruedas.

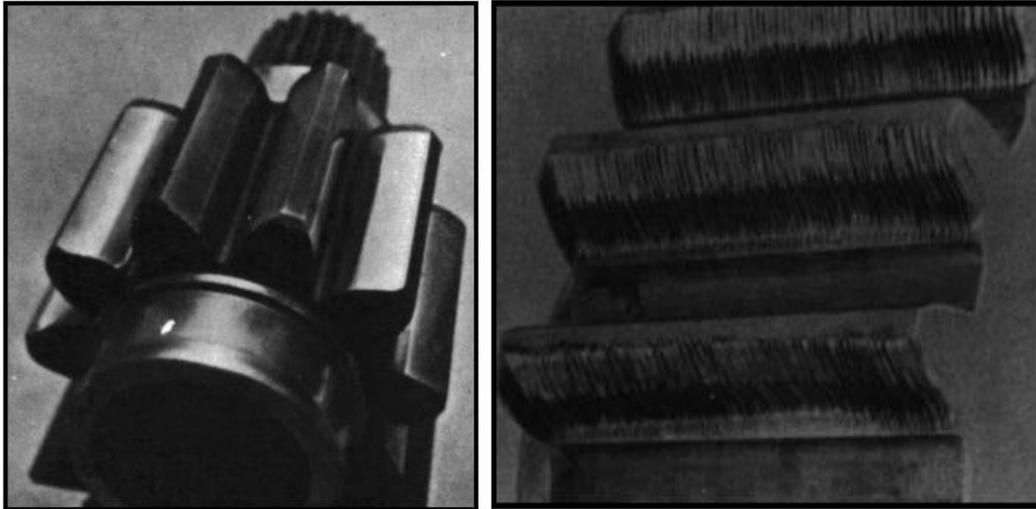


Figura 3.28. Desgaste en los dientes de una rueda como consecuencia de abrasión. Fuente: *Niernann. G Tratado teórico práctico de elementos de máquinas. Labor. Barcelona 1973.*

A modo de explicación el circuito de aceite de lubricación comienza en el cárter donde se almacena dicho fluido. La caja de engranajes puede, en ocasiones disponer de un cárter propio para tener su consumo disponible. El aceite sale del cárter o deposito principal atravesando el conducto principal del que salen un sistema de ramales en dirección a los consumidores, dotando de aceite a los elementos donde finalizan las tuberías.

Una vez en los elementos el aceite realiza su labor y a continuación se deriva por un conducto donde será enfriado con refrigerante secundario que más adelante se verá como es.

El recorrido es en esencia similar a los de cualquier sistema de lubricación ya sea de un barco o un automóvil, aunque con más o menos elementos en el sistema.

La siguiente tabla proporciona una división general del sistema en la turbina *HS1000*, similar a sus homologas vistas en el capítulo dos.

Tabla 3.9. Elementos del sistema de lubricación de la turbina. Fuente: Proyecto HS1000.

SISTEMA DE LUBRICACIÓN
Bombas de lubricación
Válvulas de descarga
Colector principal
Ramales de lubricación
Enfriador
Filtros de aceite
Válvula de sobrepresión
Surtidor de lubricación
Válvula de retorno al cárter
Ramal del cárter
Ramal hacia cojinetes

Ramal hacia rodamientos
Sistema independiente de lubricación de rodamientos del buje
Sistema de lubricación del generador
Colador de succión

El cárter o depósito principal de donde se extrae el aceite constituye la estructura donde se almacena el aceite de lubricación. Suele estar en la parte central de la góndola, aunque la ubicación puede ser variada independientemente del sistema de lubricación.

El cárter de aceite principal para elementos rodantes se corresponde con un sistema de cárter seco: el aceite se acumula en un depósito a parte donde se lleva a cabo el filtrado para conseguir la constancia de sus características.

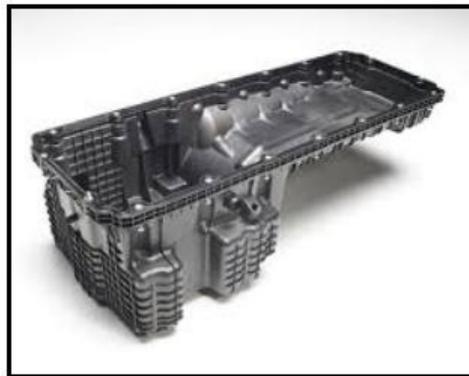


Figura 3.29. Ejemplo de cárter húmedo de una reductora. Fuente: empresa “Fiat”.

A diferencia de la multiplicadora que es un sistema de cárter húmedo donde no hay una separación de aceites nuevo y usado la propia reductora se sumerge parcialmente en aceite y gracias a su movimiento de giro se lleva a cabo su lubricación automática.

La bomba de aceite es el corazón del sistema de lubricación, su función es succionar el aceite del cárter e impulsarlo a través de un filtro y un enfriador para entregar a los consumidores un aceite en buena calidad que desempeñe su función y a la presión adecuada, con una válvula reguladora.

Las bombas en la aplicación pueden ser de distintos tipos según requerimientos. Por lo general las hay de tres tipos:

- Bomba de engranajes
- Bomba de rotor
- Bomba de paletas

En el primer caso, está constituida por dos piñones de mismas características, pudiendo ser rectos o helicoidales. Siendo helicoidales el funcionamiento es más silencioso lo cual presenta una ventaja para el medio en que se encuentra la turbina.

En el movimiento circular de los piñones, el aceite es transportado desde la cámara de aspiración hasta la de expulsión, en los huecos existentes entre cada uno de los dientes consecutivos de cada piñón y la pared de la carcasa de la bomba. Al disminuir el volumen de aceite en la cámara de aspiración, se crea en él un vacío que se encarga de aspirar el aceite del cárter.

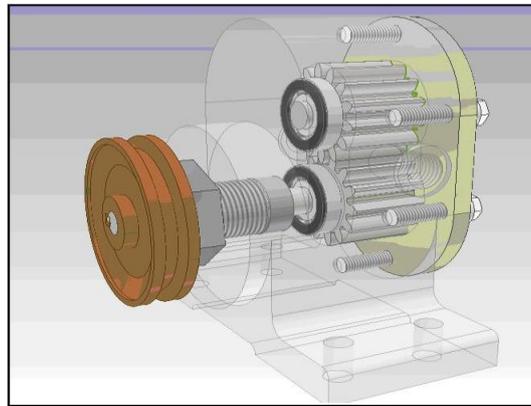


Figura 3.30. Ejemplo de una bomba de piñones. Fuente: *Wikipedia*.

Otro tipo de bombas es la de rotor excéntrico. Mas común en motores de combustión diésel compuesta de dos piezas principales; un rotor interno y otro externo montados excéntricamente entre sí que mientras gira se forma un vacío absorbiendo el líquido hacia la salida.

Este tipo de bombas proporcionan un flujo constante a pesar de variaciones en la presión o viscosidad del aceite.



Figura 3.31. Bomba de rotor excéntrico. Fuente: empresa “*Optimex Canned Motor Pumps*”.

El tercer tipo comprende las bombas de paletas o de aletas. Cuentan con conjunto de perfiles parecidos a los alabes de una turbina. Las aletas realizan durante la rotación del rotor movimientos alternativos respecto al mismo. Aunque su uso en lubricación no suele ser muy exclusivo.

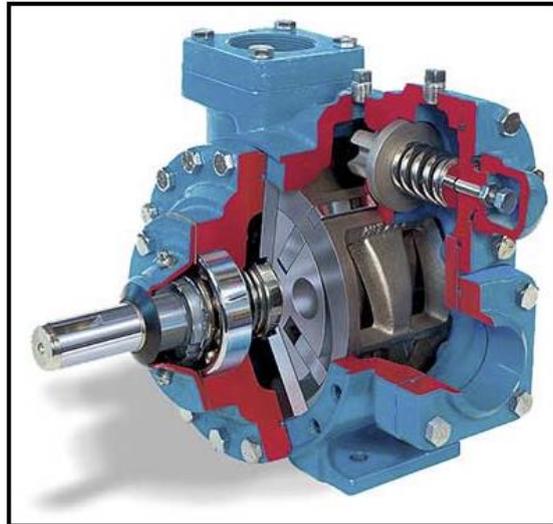


Figura 3.32. Bomba de paletas. Fuente: empresa “Blackmer”.

Lo siguiente de lo que se suele componer un circuito de lubricación es de la denominada válvula de descarga. Debido a que el caudal de una bomba depende del diseño y de la velocidad de giro, esta última varía según el régimen de trabajo del sistema que la acciona. Por ello el diseño de la bomba está dirigido a que, a partir de medio régimen, el flujo de aceite sea superior al necesario y se produzca un aumento de presión en el circuito, para liberar dicha presión y evitar daños en los elementos que intervienen en el trayecto, se dispone de una válvula de descarga situada generalmente a la salida de la bomba.

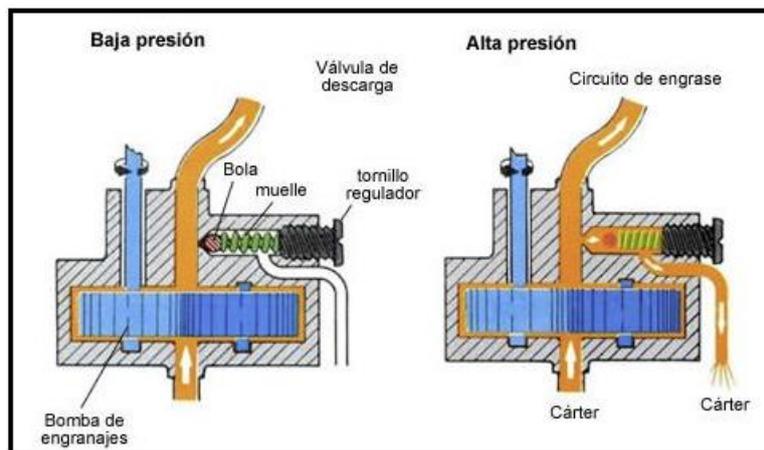


Figura 3.33. Esquema de funcionamiento de una válvula de descarga. Fuente: *Wikipedia*.

La válvula de descarga tiene como función aliviar la presión de descarga cuando la presión supera un valor preestablecido, haciendo retornar parte del flujo de aceite al cárter o depósito de aceite.



Figura 3.34. Válvula de descarga comercial. Fuente: empresa *Jingyi*.

El sistema de filtrado se constituye de un elementos denominado filtro. En la tabla anterior se dispone de un filtro convencional y de otro tipo de filtrado denominado colador de succión, para aceite con características más específicas.

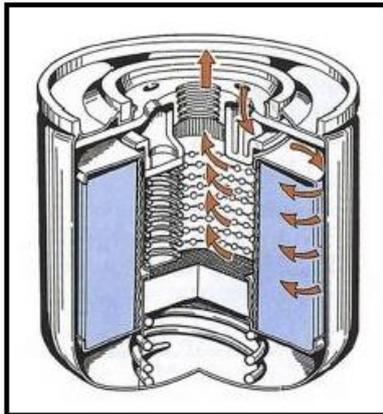


Figura 3.35. Esquema del funcionamiento de un filtro. Fuente: pagina web “*ingeniero marino*”.



Figura 3.36. Colador de succión de aceite de sistema de engrase. Fuente: página web “*ingeniero marino*”.

Se ha de destacar que en un sistema como es la turbina de este tipo existen variedad de unidades de filtrado dependiendo los requerimientos para cada sistema. También se conforman estas unidades de manera que sea redundante como los filtro dúplex que se activa un filtro gemelo dependiendo si el otro se desactiva por colapso de partículas.

El sistema de enfriamiento de este sistema se realiza con agua salada en algunos sistemas de agua salada exterior mientras que otros pueden usar un intercambiador con algún refrigerante artificial.

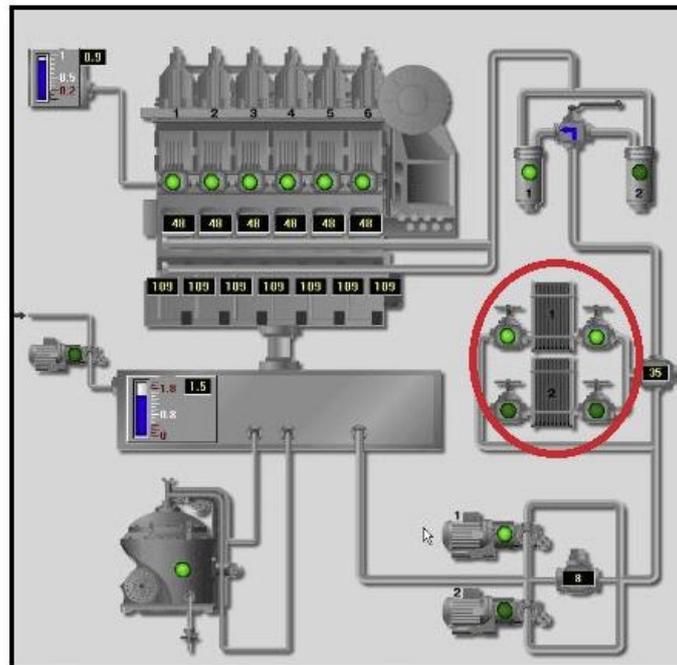


Figura 3.37. Ejemplo de unidad de refrigeración con agua de un motor diésel MAN. Fuente: *ingeniero marino*.

De distinta manera los cárteres de los sistemas suele disponer de palas a modo de un radiador para disipar mejor el calor en el depósito.



Figura 3.38. Carter con palas en su carcasa para disipar calor. Fuente “*ingeniero marino*”.

En el caso de este sistema no se dispone de una válvula termostática que regula el paso de fluido de aceite por el intercambiador, sino de una válvula de mariposa que estrangula el paso en función de la temperatura deseada.

3.2.2.5. Sistema de refrigeración

Como consideración general se puede decir que el sistema de refrigeración de los sistemas debe de recoger entre el 20 y el 30% del calor producido por las subidas de temperaturas que puedan dañar o mermar las propiedades de los sistemas. Además, con la refrigeración

se evitan subidas de temperatura en el local de la góndola no dando lugar a que diversos materiales como elastómeros o componentes de sensores se activen de manera espontánea o se dañen no ejecutando su acción.

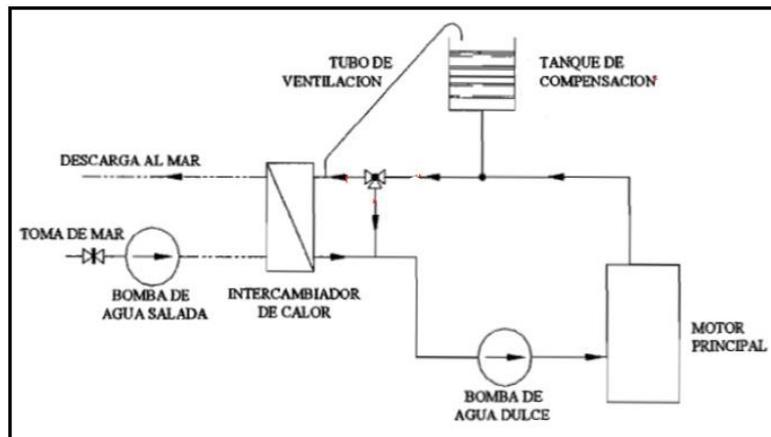


Figura 3.39. Esquema de un circuito de refrigeración para un motor. Funcionamiento similar al de la turbina de marea. Fuente: desconocida.

Además, para que la acción de ciertos lubricantes sea, a la par de lubricadora, refrigeradora se debe disponer de un sistema de enfriamiento eficiente. Para la refrigeración del aceite de lubricación en esta turbina, se ha optado por un sistema de aceite primario, actuando como enfriador secundario la propia agua de mar del exterior que, según la ubicación, estará a unos 2 o 4 grados de temperatura. A priori este sistema de enfriamiento supone ciertos costes de inversión inicial, pero a la larga, un mantenimiento menor. En algunos casos donde la temperatura del agua es más elevada y el sistema dispone de una toma de aire como dispone la plataforma del proyecto Magallanes, se puede refrigerar con aire, aunque es más costosa y debe de ser más eficiente.

Del proyecto de *HS1000* se ha concluido que las mayores fuentes de calor en el interior de la góndola son: generador, cojinetes y la caja de cambios. El sistema de enfriamiento dará como resultado temperaturas ligeramente elevadas alrededor del dispositivo.

Durante el funcionamiento, el intercambiador de calor descargará calor en la corriente de la marea. Debido al flujo continuo de agua que pasa por el dispositivo y la posterior mezcla y dispersión dentro de una gran masa de agua abierta, el dispositivo no dará como resultado una acumulación de calor en el entorno local.

En la tabla siguiente se muestran los sistemas en los que se ha dividido el servicio refrigeración:

Tabla 3.10. Elementos que conforman el sistema de refrigeración de la turbina. Fuente: proyecto *HS1000*.

SISTEMA DE REFRIGERACIÓN
Bomba de refrigeración
Filtros de admisión
Economizador
Enfriador de aceite de refrigeración
Válvulas de expansión
Depósito de aceite de refrigeración
Circuito de refrigerante secundario
Bomba de agua de refrigeración

Hay elementos como las bombas y filtros que son del mismo tipo de los que se encuentran en el sistema de lubricación ya que la función es similar. Se procederá a explicar los sistemas que aún no se han visto.

A breves maneras, la bomba de refrigeración mediante aceite se encarga de aspirar el fluido primario del depósito donde se encuentra para circularlo en un sistema cerrado de refrigeración. A su vez, evita que se formen bolsas de aire en los ramales, así no se producen turbulencias ni vibraciones.

Las válvulas de expansión que se disponen a lo largo del circuito sirven para aliviar la presión del fluido al elevar su temperatura. La elección de la válvula dependerá del coeficiente de dilatación térmica del aceite a usar.



Figura 3.40. Válvula de expansión de sistemas de refrigeración. Fuente: *Wikipedia*, dominio público.

El economizador es un sistema usado en los sistema de frío, es un intercambiador de calor con especificaciones distintas al resto, es decir que está diseñado para elevar ciertamente la temperatura de los fluidos de refrigeración como el refrigerante secundario. La misión de este sistema es evitar saltos térmicos bruscos que puedan agotar rápidamente las características del material de las tuberías.

Por otro lado, también desatura el aceite de refrigeración primario permitiendo así que sea más fácil bombearlo ahorrando en potencia y optimizando el sistema.

De igual manera el enfriador de aceite de refrigeración es un intercambiador, normalmente suelen ser de haces tubulares, por donde pasa el aceite lubricante de los elementos que son enfriados mediante el otro aceite de lubricación.

Los intercambiadores de calor, ya sean optimizadores, economizadores, evaporadores o enfriadores tienen diferentes configuraciones según sus requerimientos diferenciando los siguientes tipos:

Según su estructura:

1. De placas.

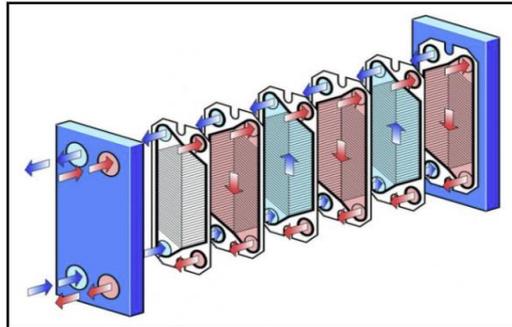


Figura 3.41. Intercambiador de placas. Fuente: página web *ingeniero marino*.

2. De tubos.

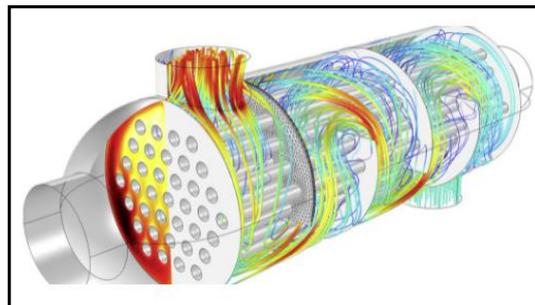


Figura 3.42. Intercambiador de haz de tubos. Fuente: página web *ingeniero marino*.

3. Refrigerados por aire.

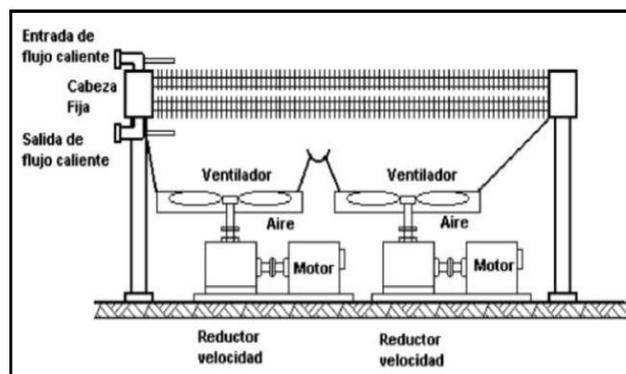


Figura 3.43. Intercambiador refrigerado por aire. Fuente: página web *ingeniero marino*.

4. De tubos concéntricos.

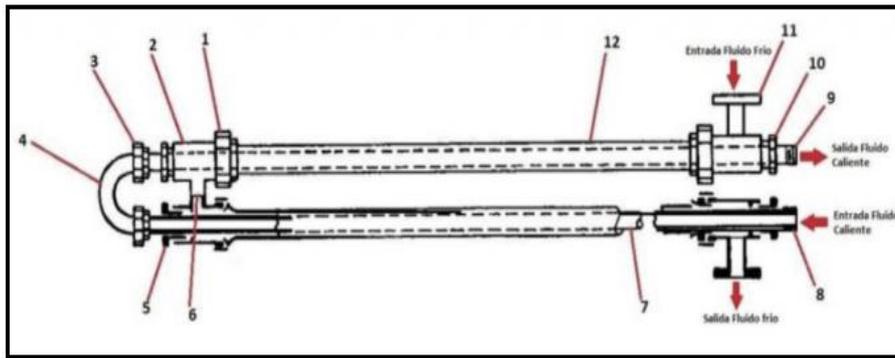


Figura 3.44. Intercambiador de tubos concéntricos. 1: prensaestopas; 2: conexión en T; 3: unión roscada; 4: codo en U; 5: prensaestopas interior; 6: tubo conector; 7: tubo interior; 8: entrada al tubo interno; 9: salida tubo interno; 10: prensaestopas de paso; 11: entrada tubo externo; 12: salida tubo externo. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Según la dirección del flujo

1 Flujo paralelo.

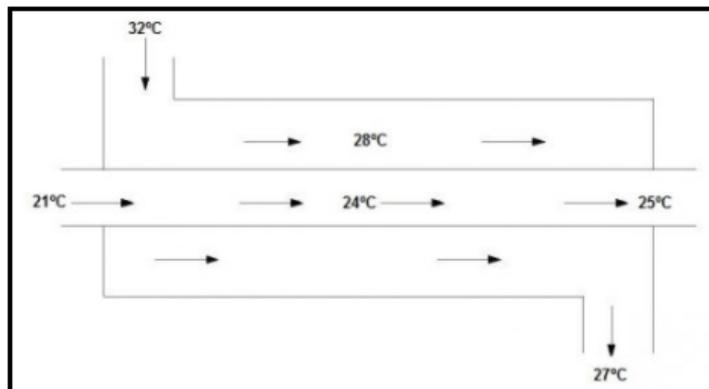


Figura 3.45. Intercambiador de flujos paralelos. Fuente: página *web ingeniero marino*.

2 Flujo cruzado.

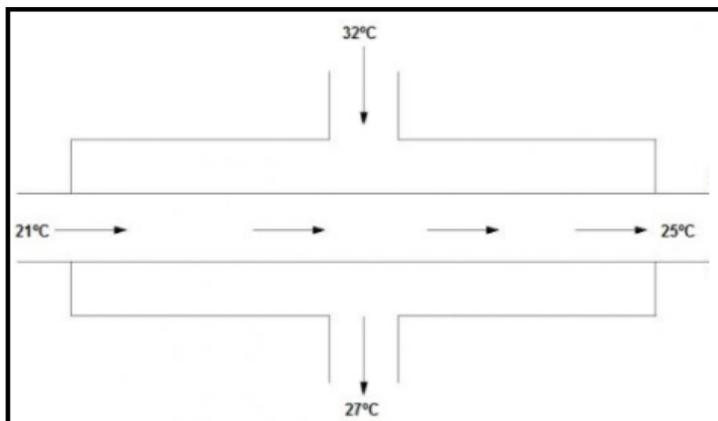


Figura 3.46. Intercambiador de flujos cruzados. Fuente: página *web ingeniero marino*.

3 Contraflujo.

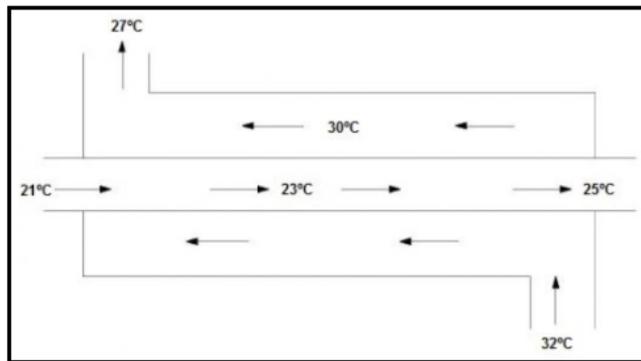


Figura 3.47. Intercambiador de contra flujos. Fuente: página *web ingeniero marino*.

4 De paso simple.

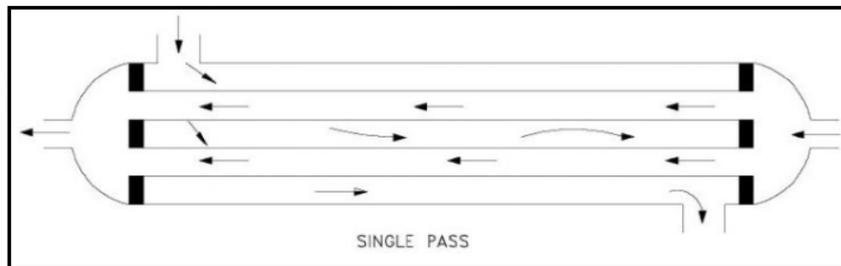


Figura 3.48. Intercambiador de paso simple. Fuente: página *web ingeniero marino*.

5 De doble paso.

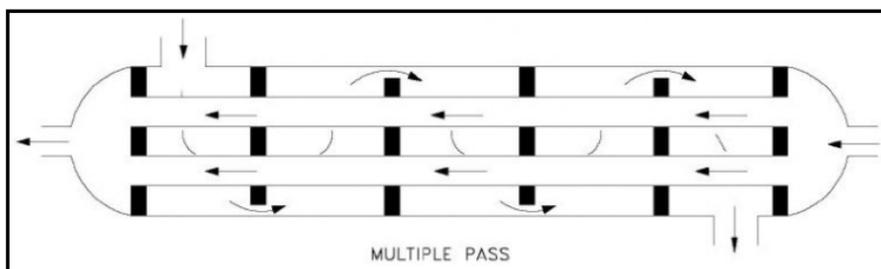


Figura 3.49. Intercambiador de doble paso. Fuente: página *web ingeniero marino*.

Desafortunadamente en el proyecto *HS1000* no se ha encontrado nada referente a los tipos de sistemas de refrigeración que lleva instalado. De la parte de captación de agua salada como refrigerante secundario se hablará mas tarde en el servicio de lastre

3.2.2.6. Sistema hidráulico

Los sistemas de potencia fluida son aquellos en los que se trata de generar, controlar y transmitir potencia utilizando un fluido a presión. Cuando el fluido es incompresible, como en el caso de un líquido, se denominan “sistemas hidráulicos”, normalmente el fluido que se utiliza es un aceite natural o sintético un fluido de base acuosa, por lo que también se denominan “sistemas oleo hidráulicos”.

Puede decirse que aquí los únicos sistemas hidráulicos de los que dispone todo este sistema de la turbina son los referentes a los actuadores para el movimiento “pitch”, para la rotación de las palas y para la actuación del freno mediante sistemas hidráulicos, aunque por detalles en la información el freno puede no ser de tipo hidráulico como es en los automóviles.

Al igual que en los anteriores capítulos se definirán las partes del sistema hidráulico y sus consideraciones. Sin embargo, las bombas y demás equipos de los que ya se han hablado antes no se volverán a comentar.

Los subsistemas que las componen están reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 3.11. Elementos que conforman el sistema hidráulico. Fuente: proyecto HS1000.

SISTEMA HIDRÁULICO
Bomba hidráulica
Filtro separador de aceite
Válvula de alivio
Válvula reguladora de presión
Válvula distribuidora de los actuadores
Actuadores del movimiento de las palas
Depósito de aceite hidráulico
Ramales del sistema
Acoplamiento de ramales a actuadores

Con respecto a la bomba, es de la misma manera de la que se habló en el sistema de lubricación, al final la manera de activar el fluido hidráulico es aspirarlo del depósito y recircularlo.

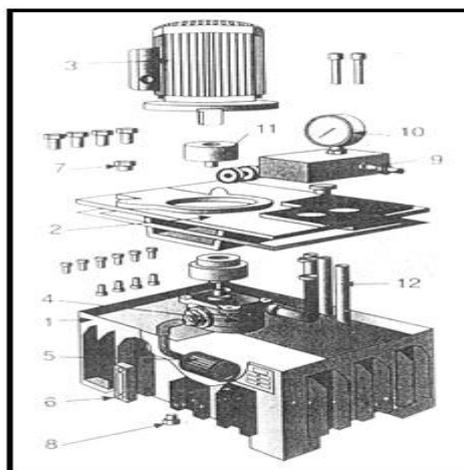


Figura 3.50. Despiece de bomba oleo-hidráulica. Fuente: Oleo hidráulica. A. “Serrano Nicolás. 1ª Ed. McGraw Hill 2002”.

El funcionamiento de la bomba consiste en generar un vacío en la aspiración para que por efecto de la presión atmosférica reinante sobre el depósito de alimentación el fluido llene la bomba. Posteriormente este fluido es desplazado hasta conectar con la sección de salida, que está conectada al circuito hidráulico, si está abierto, la presión de impulsión será nula, pero sí se bloquea parcialmente, la presión de salida aumenta hasta vencer esta resistencia, siempre que no se supere la presión límite de trabajo fijada en la válvula limitadora del circuito, en cuyo caso el caudal suministrado por la bomba se descarga al depósito de aspiración a través del retorno desde la limitadora.

Todo sistema hidráulico debe de tener incorporado una válvula de seguridad Además como la bomba trabaja en continuo para evitar sobrecargas durante el arranque y la parada. Si se acopla directamente a una válvula de seguridad la potencia consumida sería elevada, por lo que se suele instalar también una válvula de descarga.



Figura 3.51. A la izquierda: válvula de descarga. A la derecha: válvula de seguridad convencional.
Fuente: fabricante *Caleffi*.

Por otro lado, encontramos en los sistemas hidráulicos las válvulas, a parte de las ya vistas que prestan apoyo al sistema de bombeo. Las válvulas se utilizan para dirigir convenientemente el fluido hacia los diferentes actuadores del sistema. También se pueden utilizar para “pilotar” otras válvulas del circuito, entendiéndose por “*válvula pilotada*”, una válvula que es accionada hidráulicamente. Generalmente se emplean cuando la fuerza que hay que ejercer sobre las partes móviles son demasiado grandes como para ser actuadas directamente por los solenoides.

Pueden clasificarse según el número de vías o posiciones de funcionamiento:

Tabla 3.12. Clasificación simple de válvulas de un sistema hidráulico. Fuente: Manuales de hidráulica y neumática. FESTO

Según su forma
Válvulas direccionales
Válvulas reguladoras de caudal
Válvulas reguladoras de presión
Según su manera de activación
Válvulas eléctricas
Válvulas de técnica proporcional
Servo válvulas

Como el objeto de este documento no es la sección hidráulica no se entrará en detalle de los subtipos de válvulas que engloban a la Tabla 3.12.



Figura 3.52. Servo válvula. Fuente: fabricante Parker.

Los actuadores son los elementos de trabajo que sirven para transformar la energía de presión que posee el fluido en energía mecánica capaz de producir movimiento y trabajo. Pueden ser:

- Cilindros. Desarrollan un movimiento lineal en ambos sentidos.
- Actuadores rotativos. Desarrollan un giro parcial en ambos sentidos.
- Motores hidráulicos. Desarrollan un movimiento rotativo continuo en ambos sentidos

Por su parte los cilindros pueden ser:

Simple efecto.

El fluido produce el movimiento en un solo sentido, y es en este desplazamiento en el que se realiza trabajo útil. La recuperación se efectúa por muelle o mediante la aplicación de una fuerza externa. El fluido produce el movimiento en un solo sentido, y es en este desplazamiento en el que se realiza trabajo útil. La recuperación se efectúa por muelle o mediante la aplicación de una fuerza externa.



Figura 3.53. Cilindro simple efecto. Fuente: Manuales de hidráulica y neumática. *FESTO*

Doble efecto.

Realizan un trabajo útil en ambos sentidos de desplazamiento, es decir, existen dos carreras activas de “*avance*” y “*retroceso*”. La velocidad en ambas carreras será distinta si el caudal de la bomba es constante, excepto en el caso de cilindros de doble vástago, debido al diferente volumen barrido en la carrera.

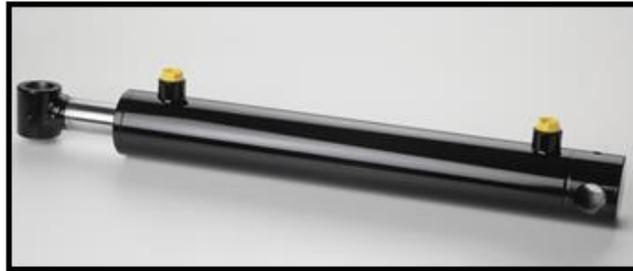


Figura 3.54. Cilindro de doble efecto. Fuente: fabricante *Brand*.

Además de estos tipos hay muchos más que, a modo de orientación, se colocan en la siguiente tabla:

Tabla 3.13. Clasificación de cilindros según su modo de actuación. Fuente: Manuales de hidráulica y neumática. *FESTO*.

Cilindros de amortiguación
Cilindros de doble vástago
Cilindros ciegos
Cilindros sin vástago
Cilindros telescópicos
Cilindros de cable
Cilindros tándem
Cilindros multiplicadores de presión

Los sistemas hidráulicos deben de ir acompañados de etapas de filtrado, según los requisitos del aceite a usar o de las características y mantenimiento de los sistemas con lo que trabajan.

El filtrado puede ser mecánico o mediante alguna sustancia absorbente: materiales porosos, papel, celulosa, etc. Las partículas arrastradas pueden provocar mal funcionamiento de componentes y desgastes prematuros. Pueden ser totales o proporcionales, en función de si pasa por el filtro todo el caudal o solo parte.

Se pueden instalar en diferentes posiciones:

- En la línea de entrada a la bomba. La caída de presión debe ser baja para evitar problemas de cavitación.
- Después válvula de seguridad. Trabaja a alta presión y protege válvulas y actuadores.
- En la línea de retorno. Puede tener elevadas caídas de presión. Trabaja en baja presión y limita el tamaño de las partículas que retornan al depósito.

Por otra parte, aunque menos usados en estos sistemas, son los acumuladores. Su función consiste en almacenar fluido a presión durante una parte del ciclo de trabajo, para liberarlo bajo demanda en otra fase diferente. La presión de descarga es generada por: resorte o un gas presurizado.



Figura 3.55. Acumulador para sistemas hidráulicos de pequeño tamaño. Fuente: fabricante *Bosch*.

Se utilizan para:

- Proporcionar potencia auxiliar. Suministran un caudal suplementario en el accionamiento de cilindros para reducir tiempo de operación.
- Proporcionar potencia en caso de avería de la bomba.
- Compensar fugas en funcionamiento estático.
- Reducir puntas de presión y vibraciones. (Apertura y cierre de válvulas y frecuencia del caudal impulsado por la bomba).

3.2.2.7. Sistemas de protección contra incendios

Las particularidades sobre la ubicación de los dispositivos del sistema de protección frente a incendios vienen dictadas según la normativa pertinente, según la Sociedad de Clasificación elegida para el desarrollo de la turbina.

En este tipo de norma se definirán los espacios de los que dispone la góndola y los puntos críticos del sistema con el fin de determinar la localización de los extintores. Una particularidad de este sistema de protección contra incendios, así como la de los equipos industriales y cerrados, es que el uso de agua como agente extintor no es muy usado. Un ataque a una fuente de calor mediante agua puede producir fallos graves en sistemas eléctricos como el generador o cables de alimentación y baterías, desencadenando un problema no similar a un incendio, pero sí de magnitud parecida.

Para la determinación de la posición del sistema se debe de calcular el nivel de riesgo producido, correspondiente a una serie de fórmulas para más o menos determinar el calor que se producirá en caso de avería o dependiendo de si se tienen combustibles inflamables y del grosor del paredes (o mamparos). Un sistema de protección contra incendios de rociadores es una instalación automática diseñada para la detección de incendios y su extinción. Eventualmente, estos dispositivos no son suficientes para llevar a cabo la extinción de la llama. Sin embargo, permite por lo menos tener bajo control las llamas de que su extinción pueda ser completada mediante otros sistemas, como por ejemplo las bies y los extintores. En particular un rociador automático es una boquilla con un dispositivo de cierre termosensible que se abre para descargar agua sobre el incendio.

Tabla 3.14. Elementos que conforman el sistema de protección de incendios. Fuente: proyecto HS1000.

SISTEMA DE PROTECCION CI
Juntas de sellado
Detector de calor
Detector de humo
Termómetros
Rociadores
Alarmas de aviso a central
Detectores de humedad
Extintores de CO ₂
Circuito de CO ₂
Depósito de CO ₂

Como se ha comentado anteriormente, el agua no debe de usarse como agente principal para la extinción de un incendio por el riesgo consecuente que entraña para los componentes eléctricos y electrónicos. Si bien es cierto que para otro tipo de zonas de la góndola es apta, aunque no se ha encontrado nada relativo a la protección de las zonas del sistema.

Es por tanto que la protección es mediante CO₂ debido a que se caracteriza por lo siguientes aspectos:

- El CO₂ es un gas inerte, incoloro, inodoro, no corrosivo y no conductor de la electricidad
- Este es almacenado en estado líquido
- Su densidad a 0 °C y 101 kPa es 1,98 kg/m³, por tanto, es más denso que el aire cuya densidad es 1,5 kg/m³, es decir que no se queda en el ambiente y sedimenta extinguiendo cualquier tipo de foco.
- El CO₂ es empleado en fuegos de Clase A, B y C actuando sobre ellos por sofocación y en fuegos con riesgos eléctricos.

Los componentes del sistema de protección con este agente, a sencillo modo, conformarse por:

Depósitos o botellas de CO₂.

Son depósitos criogénicos, debido a que el estado es líquido, que forman parte del sistema las tuberías, válvulas y elementos de control, unidades de refrigeración y de gasificación utilizadas para transformar el gas licuado. La temperatura estará entre -23° y -17° C y la presión entre 17 y 22 kg/cm². Las botellas empleadas en los sistemas de alta presión deben cumplir la ITC MIE-AP7 del R.A.P.



Figura 3.56. Depósitos de CO₂ como agente extintor. Fuente: empresa *SERCOIN*.

Válvulas de los sistemas centralizados.

Estas válvulas serán de latón y deben ser:

- Botellas piloto. Este tipo de válvula consta de: accionamiento manual mediante palanca, accionamiento por solenoide, latiguillo flexible para alta presión y válvula antirretorno con diafragma.
- Botellas auxiliares. Este tipo de válvula consta de: accionamiento neumático o manual, unión al colector de disparo mediante latiguillos de alta presión y válvula antirretorno.

Las válvulas direccionales

Son activadas por el contacto de la botella cuando el sistema de protección de incendios manda una señal de activación a la electroválvula de la botella y de la válvula direccional para dirigir el gas hacia la zona de riesgo. Deben tener también cierre manual.



Figura 3.57. Válvulas del sistema de protección contra incendios.

Colector de descarga y tuberías.

Ambas serán de acero estirado sin soldadura para que no haya puntos por donde pueda ser más susceptible de surgir una deformación o defecto, según ciertos requisitos como la normativa DIN.

Boquillas de descarga.

Deben estas constituidas por materiales resistentes unas condiciones de baja temperatura y alta presión local, a la corrosión y con un diseño adecuado que, en todo momento, evite la obstrucción por expansión del agente extintor. En los “sistemas de aplicación local” serán de baja velocidad 109 del tipo difusor con orificios de pequeño calibre donde se produce una caída de presión y descarga en una cámara en la que se produce la transformación de velocidad en presión.



Figura 3.58. Esquema de un sistema de protección contra incendios con sistema de CO₂. Fuente: empresa: *SitecIntelligence*.

3.2.2.8. Sistema de monitoreo y sensorización

La evaluación realizada para el despliegue del dispositivo *HS1000* en el sitio de prueba de mareas de *EMEC* ha identificado medidas de mitigación que deben implementarse para el proyecto.

Estas medidas de mitigación junto con la estrategia de monitoreo propuesta se resumen aquí. *HSUK* y *SPR* reconocen que la implementación propuesta del *HS1000* se encuentra en un área sensible y requiere una gestión adecuada. La evaluación de los impactos ambientales del dispositivo *HS1000* es, por lo tanto, un aspecto importante para *SPR* a la hora de evaluar el éxito de la implementación.

Como desarrolladores responsables, *HSUK* y *SPR* están dispuestos a cooperar y participar en la gestión y evaluación de sus impactos. Con base en la consulta realizada hasta la fecha, se sabe que las condiciones de la licencia incluirán un requisito para el monitoreo ambiental, además *HSUK* y *SPR* se dan cuenta de que los resultados de dicho monitoreo proporcionarán información valiosa para informar la evaluación para desarrollos a escala comercial.

La estrategia de monitoreo ambiental para el proyecto se ha desarrollado en consulta con *SNH*, *EMEC* y *Hammerfest* y se basa en el trabajo ya realizado en Noruega con el prototipo comentado en el capítulo II, *HS300*, para comprender los impactos ambientales potenciales del dispositivo desplegado allí.

Del capítulo referente a esta estrategia se han recopilado los sistemas de sensores y medidores que posee este dispositivo:

Tabla 3.15. Dispositivos que conforman el sistema de monitoreo y sensorización. Fuente: proyecto *HS1000*.

SISTEMA DE MONITOREO Y SENSORIZACIÓN
Dispositivo AIS
Baliza de localización
Cuadro de alarmas de la central
Sensor de ruido exterior
Sonar de detección de mamíferos marinos
Monitorización del estado de las palas
Indicador de producción eléctrica
Sensor de sobrecarga
Sensor batimétrico
Dispositivo de dirección de corrientes marinas
Medidores de flujo y turbulencia
Sensor de vibración de las palas
Dispositivo de ángulo de paso de las palas
Sensor de funcionamiento del generador
Sistema de parada de emergencia
Manómetros
Termostatos
Presostatos
Pilotos luminosos

En este apartado se definirá brevemente la estrategia de monitorización e impacto de la turbina sobre la fauna y flora de la zona de instalación. Los sistemas de detección y seguimiento del dispositivo son meramente equipos para comprobar su comportamiento que deben colocarse para su vigilancia y verificar que efectivamente la turbina funciona bien.

Hay que destacar, tal y como se puede observar en el informe de *HS1000* que, al ser la ubicación una zona de fauna diversa, cualquier malestar o estudio cuya conclusión pronostique la no convivencia del artefacto y algunas especies será motivo suficiente para la inviabilidad del proyecto en esa zona. Por tanto, son una serie de requisitos que deben de estar muy bien estudiados y fijados tanto antes, como durante y después de su instalación.



Figura 3.59. A la izquierda: dispositivo sonar de detección de mamíferos. A la derecha: sistema AIS de localización del artefacto. Ambos sistemas ubicados en el centro del control.

Todavía no existe una metodología exhaustiva o tecnología estándar aceptada para el monitoreo de la colisión de la vida silvestre con los dispositivos de energía de las mareas. Esto ha incluido consultas con *SNH*, quienes han indicado que debido a la falta de tecnología / metodología de monitoreo aceptada, el uso de una combinación de dos o más técnicas diferentes inicialmente podría ser apropiado.



Figura 3.60. A la izquierda: sensor de vibración ubicado en distintos puntos del dispositivo. En el centro: sensor batimétrico con ultrasonido. A la derecha: sensor de medición de ruido al exterior y de las palas.

La góndola de la turbina está equipada con una cámara de video, mirando casi verticalmente para que se pueda ver la totalidad de cada pala mientras gira la turbina. También incorpora un mínimo de dos galgas extensométricas de fibra óptica en cada hoja. Los aspectos prácticos de realizar grabaciones de video a una profundidad de agua de 52 metros. En caso de detectar una colisión, *HSUK* discutirá las opciones con *SNH*, incluida la posibilidad de un apagado temporal del dispositivo.

Con respecto al ruido que emiten las palas en baja frecuencia se detecta con un sensor que registra la firma acústica en estado de funcionamiento nominal del dispositivo. *EMEC* tiene un programa de observación de la fauna marina (desde 2005). *SPR* llevo a cabo la recogida de los datos y los informes a partir de este proyecto para determinar si la presencia de la turbina *HS1000* y otras turbinas en el sitio de prueba de mareas provocan impactos en el desplazamiento de la vida silvestre.

3.2.2.9. Sistema de lastre

El sistema de lastre del dispositivo pudo haberse realizado mediante muchos tipos de lastre, tal como cemento, serrín, estructuras macizas de aceros agua. Por lo que se ha podido concluir del informe del proyecto, la opción elegida fue agua salada del ambiente.

Tabla 3.16. Dispositivos que conforman el sistema de lastre de la turbina. Fuente: Proyecto HS1000

SISTEMA DE LASTRE
Tomas de mar
Rejilla filtradora
Bombas de lastre
Bombas de deslastre
Tanques de lastre
Caudalímetro
Unidad de filtrado
Electroválvulas de retención
Válvula de descarga de lastre

El sistema de lastres es ciertamente sencillo, consta de un equipo de turbinado que consisten en una serie de bombas centrífugas que aspiran el agua a través de las bocas de mar o cajas de mar. Estos orificios de captación de agua para lastre se encuentran protegidos por una red de material compuesto o una malla metálica a fin de evitar que organismos como algas o residuos externos como fango o arena se cuelen dentro del sistema. Del proyecto no se ha podido determinar la ubicación de estos sistemas de lastre, una configuración podría ser la propia base de los cilindros del dispositivo o la propia bomba de refrigeración con agua salada, que podría desviar agua de lastre a los tanques.



Figura 3.61. Bomba de lastre para buques. Fuente: *NauticExpo*.

La siguiente etapa de la que dispone el sistema corresponde a un sistema de filtrado, este dispositivo tiene la función de filtrar el agua usada para lastre para evitar que patógenos u organismos, de menor tamaño que la rejilla principal no pueda filtrar, entren en los tanques de lastre y favorezcan cierta corrosión por la acción biológica de los mismos, “*fouling*”.

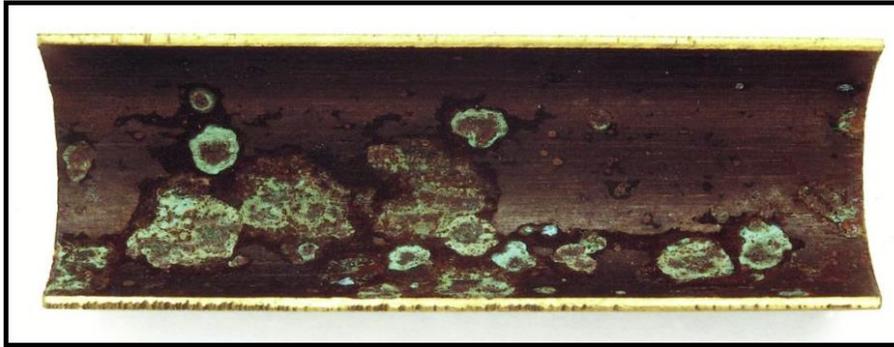


Figura 3.62. Tubería de latón que experimenta corrosión microbiológica o *fouling*. Fuente: *Wikipedia*.

Todo el sistema de válvulas encargadas de regular las características del lastre está compuesto por válvulas de corte ya que el uso de estas se limita a permitir o impedir la circulación del fluido y no a regular el caudal que pasa por ellos. La regulación del caudal es llevada a cabo mediante el empleo de un variador de frecuencia que ajusta la velocidad de giro del motor que acciona la bomba del sistema con el propósito de aportar un mayor o menor caudal al circuito. Las válvulas suelen ser pilotadas eléctricamente o del tipo servo, más fáciles de manejar evitando tener que colocar más válvulas.

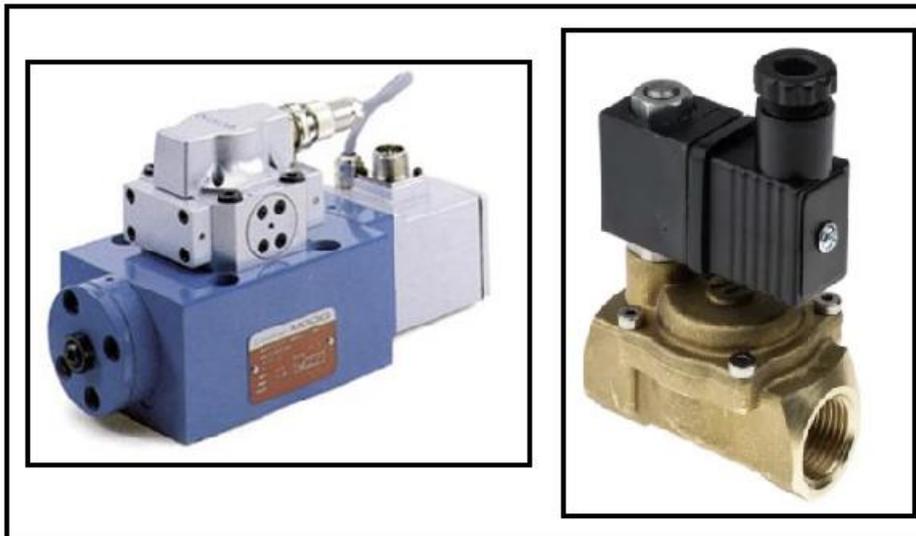


Figura 3.63. Servovalvula a la izquierda, a la derecha válvula eléctrica. Fuente: *RS PRO*.

Además, otro sistema del que disponen los tanques de lastre es de un caudalímetro para poder medir el flujo de agua salada que se introduce y que se extrae.



Figura 3.63. Caudalímetro. Fuente: *Iberomed*.

3.2.3. Rotor

El rotor del sistema corresponde a la parte posterior de la góndola. Es una estructura donde se sujetan las palas del dispositivo y alberga una serie de sistemas que permitan su funcionamiento.

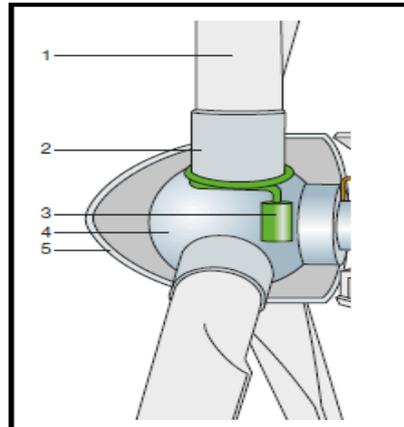


Figura 3.64. Componentes del rotor. 1: palas; 2: soporte de palas; 3: sistema pitch; 4: buje; 5: nariz o carcasa de protección. Fuente: *Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico*

La división de subsistemas que conforman el rotor se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 3.17. Subsistemas que conforman el rotor de turbina. Fuente: elaboración propia a partir del proyecto *HS1000*.

ROTOR
Palas
Buje
Nariz

3.2.3.1. Palas

Las palas son los componentes que interactúan con las corrientes, por lo que se diseñan con un perfil que maximice su eficiencia hidrodinámica. En la siguiente figura se muestra la forma característica de una pala, así como sus secciones transversales: la pala presenta una curvatura de perfil entre la base y su extremo.

Los elementos que componen las palas son:

Tabla 3.18. Elementos de las palas. Fuente: proyecto *HS1000*

PALAS DEL ROTOR
Forro
Carcasa
Refuerzos integrales
Laminado

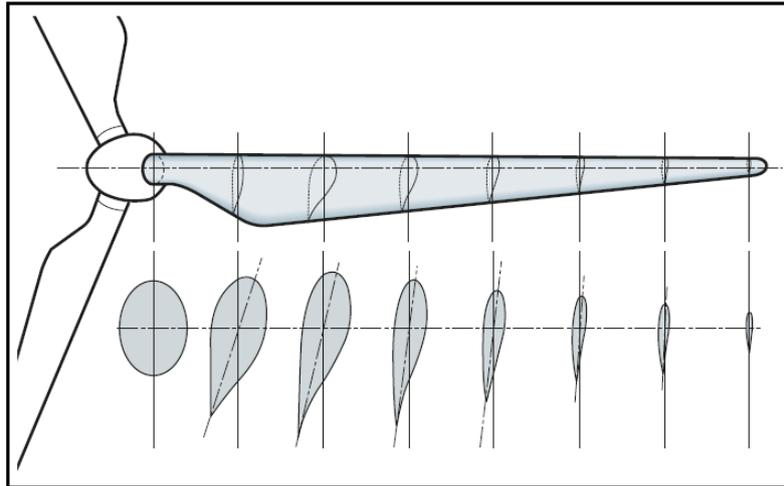


Figura 3.65. Secciones de la pala de una turbina. Fuente: *Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico*.

Dado que las fuerzas hidrodinámicas varían con el cuadrado de la velocidad relativa, estas crecen rápidamente a medida que nos alejamos del buje; por ello es importante diseñar el extremo de la pala con el fin de tener una buena sustentación y una baja resistencia, tal y como se explicaba en el estado del arte, capítulo II. La sección transversal de la pala es bastante grande con el fin de obtener la rigidez necesaria para resistir las cargas mecánicas variables que se dan en el funcionamiento normal y que contribuyen a su deterioro.



Figura 3.66. Fabricación de las palas de la turbina HS1000. Fuente: empresa *Gurit*.

La empresa *Gurit* fue la fabricante de la pala de la turbina HS1000. Los materiales usados fueron productos, que son también usados para energía eólica, desarrollados por la misma empresa, denominados *SpartPreg* y *Spring*. El alto grado de curvatura combinado con los espesores requirieron nuevos procesos de fabricación, así como técnicas específicas para crear un producto de calidad para mantener el alto nivel de rendimiento exigido durante una vida útil de 25 años. El proceso de diseño incluyó un programa de diseño que involucro a numerosos productos para asegurar las propiedades del material.

Gurit trabajo en estrecha colaboración con *Andritz Hydro Hamerfest* y sus clientes elegidos para garantizar los requisitos adecuados para cada caso de carga evaluando con precisión los estados de la pala dependiendo la corriente incidente, así como para refinar

la geometría de la hoja, particularmente el ancho de la raíz para mejorar el rendimiento hidrodinámico a la par que las características estructurales.

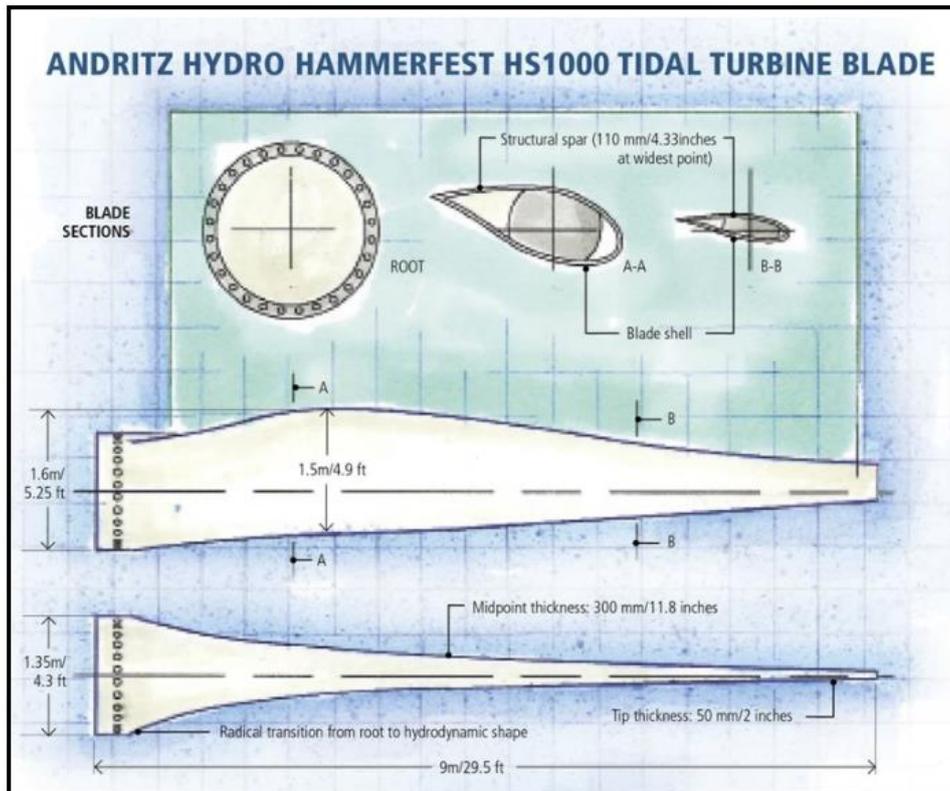


Figura 3.67. Características geométricas de las palas de la turbina HS1000. Fuente: *Andritz Hydro Hamerfest*.

Las palas suelen conformarse con materiales ligeros, que poseen un adecuado comportamiento, dependiendo de los requerimientos del fabricante y del cliente. Dependiendo del tamaño de la pala en las turbinas de marea como la del presente dispositivo se acostumbra a usar fibra de vidrio o aluminio

Las fibras se introducen en una matriz de poliéster, resina epoxi, o vinil éster, formada por dos mitades unidas y reforzadas mediante una matriz interna. La superficie en contacto con el medio se recubre con una capa de gel, para prevenir el deterioro del material, causado por la radiación.



Figura 3.68. Rotor de la turbina HS1000. Fuente: Hamerfest Strom UK.

Además, durante la rotación, una pala en posición elevada se somete a esfuerzos más intenso que cuando está en una posición baja, con las consiguientes fluctuaciones de carga con cada giro; finalmente, la fuerza centrífuga debida a la rotación ejerce una tracción sobre las distintas partes de la pala y su propio peso crea un momento de flexión que puede quebrarla o fracturarla.

3.2.3.2. Buje

Los sistemas de división del buje son los siguiente:

Tabla 3.19. Sistemas de división del buje. Proyecto HS1000.

BUJE
Actuadores del pitch
Circuito hidráulico del sistema pitch
Freno mecánico de palas
Freno eléctrico
Actuadores eléctricos de apoyo

En una turbina de este tipo, el buje es el componente que conecta las palas al eje principal, transmitiéndole la potencia extraída de las corrientes, e incluye los mecanismos de regulación del ángulo de paso.

El buje suele ser de acero o de fundición y se protege externamente con una funda ovalada denominada cubierta o nariz. Hay tres tipos principales de buje:

- Basculante
- Rígido
- Para palas abisagradas

El buje rígido se diseña para mantener los principales elementos que lo componen en una posición fija en relación con el eje principal. En cualquier caso, el ángulo de paso de las

palas puede variar, pero no admite ningún otro movimiento. De hecho, es el tipo más utilizado en rotores de tres o más palas. El buje rígido deberá ser lo suficientemente fuerte como para soportar las cargas dinámicas que le transmiten las palas, resultantes de las operaciones de orientación.

El buje basculante se usa mucho en los dispositivos de dos palas. El diseño del sistema de variación del ángulo de paso también es más complejo, ya que los respectivos mecanismos y cuadros eléctricos de maniobra y protección se encuentran en la parte móvil en relación al eje principal.

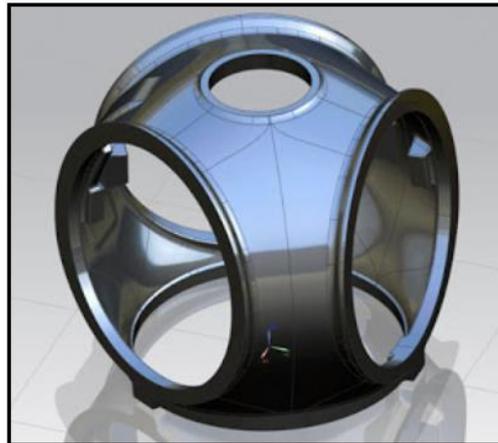


Figura 3.69. Modelización 3D de un buje. Fuente: modelo *EZGUBA*

El buje de palas abisagradas un sistema híbrido entre los otros dos modelos. Consiste en un buje rígido con que contiene bisagras para reducir las cargas con corrientes fuertes.

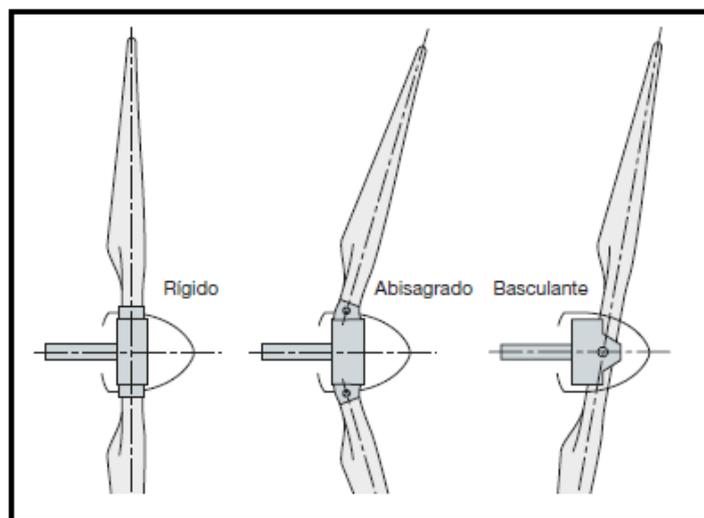


Figura 3.70. Diferentes tipos de buje. Fuente: *Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico*

3.2.3.3. Carcasa o nariz

Finalmente, se encuentra la carcasa o nariz de la turbina. Este elemento, a modo de armazón sólido, se encarga de proteger al buje a los componentes tanto eléctricos como electrónicos que alberga. Por supuesto proporciona estanqueidad al sistema, sin embargo, en algunas turbinas eólicas si que puede tener perforaciones por donde deja fluir el aire de ventilación del local.

El material que constituye la nariz suele ser ligero pero resistente a impactos. Como se ha visto anteriormente, los elementos metálicos cuando operan en condiciones de clima frío no suelen comportarse del todo bien por lo que deberá constituirse de un material tenaz y resiliente. En el proyecto de la turbina de Hamerfest Strom lo han construido de aluminio.



Figura 3.71. Carcasa o nariz de una turbina convencional de pequeñas dimensiones. Fuente: Amazon.

La forma que posee dicha estructura de protección no es aleatoria. Tiene una constitución de pico o nariz de forma hidrodinámica para redireccionar el flujo de agua de las corrientes hacia las palas del rotor. Además, debido a que sus formas no son muy romas, como la parte delantera de algunos aviones, permite una fluidez de las líneas de corriente evitando turbulencias en la parte delantera de la turbina.

La clasificación de la nariz se ha recogido en la siguiente tabla:

Tabla 3.20. Elementos que conforman la nariz de la turbina. Fuente: proyecto HS1000

NARIZ O CARCASA
Carenado de la estructura
Estructura interior
Reforzado integrado

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIERIA
NAVAL Y OCEÁNICA

Máster Universitario en Ingeniería Naval y Oceánica



CAPÍTULO 4
MANTENIMIENTO

4. Mantenimiento industrial

Se puede definir el mantenimiento industrial como la agrupación de tareas que deben realizarse a sistema y equipos, con el fin de detectar, corregir o prevenir los problemas ocasionados por las fallas potenciales que puede tener una máquina o equipo por exceso de trabajo a fin de asegurar que una instalación continúen realizando las funciones para las que fueron diseñadas manteniendo la capacidad y la calidad especificadas.

Desde hace años el mantenimiento es una rama importante en la industria naval. No es de extrañar que, en caso de cualquier problema en un parque de turbinas de marea, como es este caso, la cantidad de medios que deberían desplegarse en caso de accidente grave supondría un coste insostenible para ser soportado por una empresa (se entiende por insostenible cualquier gasto de recursos, del tipo que sea, que una empresa no pueda soportar) sin añadir las repercusiones tanto sociales como políticas que se llevarían a cabo dentro de un marco legal, así como las sanciones económicas a la compañía por parte de, en este caso, el comité europeo.

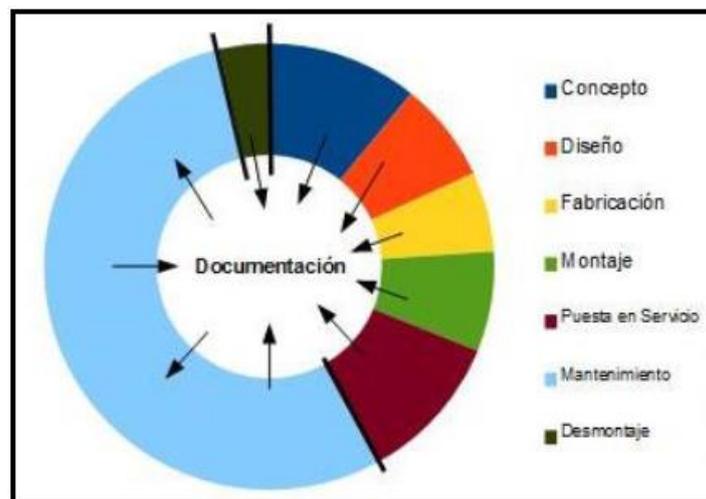


Figura 4.1. Clasificación del ciclo de vida de un equipo. Fuente: *Wikipedia*.

Cuando se proyecta un sistema de este tipo que se encuentra operando en el fondo marino, la probabilidad de averías aumenta debido a la poca o nula disponibilidad rápida de medios. Sin un buen mantenimiento el sistema puede perder su operatividad debido a averías que obligan al sistema a ser desmantelado para su reparación, con el consiguiente gasto económico que supone tener un sistema de este calibre en puerto. Además, las acciones de tipo correctivas que se apliquen debido al siniestro suponen gastos no previstos para la compañía. Por lo tanto, debe evitarse en la medida de lo posible.

Un plan de mantenimiento es un protocolo de gestión que ordena o establece las acciones a realizar periódicamente, en función de la criticidad de los componentes de la instalación. Estas tareas se clasifican en correctivas y preventivas. También debe tenerse en cuenta el personal disponible para llevar a cabo el plan, así como los recursos disponibles puede ser que en el momento de llevar a cabo la izada de la góndola no se encuentre disponible ningún buque de apoyo con las grúas para tal efecto.

Actualmente es muy importante aplicar un plan de mantenimiento organizado y eficaz para poder evitar cualquier tipo de accidente por falla funcional y aplicable, además, a

cualquier tipo de estructura similar, ya que el medio en el que trabajan es especialmente agresivo para todos los sistemas generadores. El presupuesto destinado por las empresas y compañías suele ser elevado, pues un correcto mantenimiento a la larga sólo aporta beneficios entre los que podemos destacar:

- Reducción de costes en reparaciones.
- Aumento de la productividad de los equipos y sistemas.
- Reducción de riesgos de averías

4.1 Tipos de mantenimiento

Dentro de la aplicación del mantenimiento a cualquier sistema existen, industrialmente, tres tipos que son los más usados donde cada uno conlleva la aplicación de una filosofía distinta.

4.1.1 Mantenimiento correctivo

Este tipo de mantenimiento es el más sencillo puesto que no requiere de una planificación sistemática y se realiza a los equipos en el momento en que presentan un fallo. Se podría decir de manera directa que este tipo de aplicación corresponde a equipos con baja criticidad cuyo fallo funcional afecta mínimamente al desempeño del sistema, la filosofía de este mantenimiento suele ser “*se avería, se repara*”. De manera lógica, hay que tener en cuenta que el abuso de esta filosofía correctiva puede suponer costes elevados en el mantenimiento de un sistema y que no por ser un elemento propuesto para repararse de forma correctiva hay que quitarle importancia.

Los costes de reparación del fallo suelen ser inferiores a la inversión necesaria para implementar, teniendo en cuenta que el mantenimiento correctivo es inevitable debido a que todos los equipos son propensos a presentar una falla inesperada.

Sin embargo, este tipo de técnicas correctivas presentan a su vez una serie de inconvenientes como el tiempo de reparación, que es mayor dependiendo la disponibilidad y la mantenibilidad del elemento a reparar, por ser fallos inesperados, y que además pueden venir acompañados de un siniestro en el sistema y en casos más graves afectar a la seguridad del personal.

4.1.2 Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento intenta reducir el número de intervenciones con respecto a la técnica correctiva mediante la aplicación de un sistema donde se ejecuten protocolos o rutinas de inspección, llevando a cabo la renovación de elementos en mal estado pero que podrían desempeñar su función durante un periodo de tiempo mínimo, impidiendo afectar de forma directa en la productividad y a la calidad del producto o servicio.

Esta filosofía preventiva tiene su éxito en la apropiada elección del tiempo de inspección ya que un intervalo excesivo tolera la aparición de fallos, por el contrario, un periodo poco prolongado entre la aplicación de este preventivo eleva considerablemente los costes de mantenimiento. El equilibrio entonces consiste en encontrar cierta igualdad entre el valor económico de las inspecciones y el valor de fallos imprevistos.

Como reto o desventaja principal que se encuentra es el proceso o procesos de desmontaje y sustitución innecesaria, ya que en ocasiones el elemento que se repara podría ser usado durante las horas para las que estuviera programado. Otro problema que presenta son los elevados costes ya que las inspecciones son periódicas y se requiere una planificación de mantenimiento, así como una equipo de operadores con cierta experiencia.

4.1.3 Mantenimiento predictivo

Podría definirse como otra rama del mantenimiento preventivo y de ahí proviene que se le denomine también como “*Mantenimiento Basado en Condición*”, de la misma manera que el mantenimiento preventivo anterior se antepone al fallo funcional, esta estrategia de mantenimiento pretende además tener el conocimiento del estado del equipo por medio del monitoreo de parámetros del sistema, considerando que de esta forma se puede sustituir los elementos cuando ya han cumplido con su vida útil, eliminando los paros imprevistos por intervención innecesario. Además, ayuda a prevenir los fallos no esperados, mediante herramientas o técnicas de detección de los elementos medibles de anticipación al fallo realizando un mantenimiento justo en el tiempo preciso.

Esta es la estrategia más interesante y compleja de implementar, requiere de un conocimiento en mantenimiento bastante cultivado y una dilatada experiencia en el desempeño de estas tareas. En el informe de la turbina de marea se suele hacer una combinación entre mantenimiento predictivo, mayoritariamente con el tema de la sensorización, y en menor medida del tipo preventivo y como personal preparado en la interpretación de los datos.

Igualmente, presenta desventajas como el elevado coste en la obtención de aparatos de medición de dichos parámetros para la detección de fallos, personal especializado para análisis de datos. Como suele decirse, ningún mantenimiento, por mucho que este bien planificado y organizado para ser un traje a medida, es capaz de prever la totalidad de fallos del sistema ya que no siempre hay un parámetro que nos pueda medir el estado funcional de un elemento.

4.1.4 Mantenimiento productivo total

Denominado en inglés como “*Total Productivity Maintenance, TPM*” está basado en la filosofía japonesa, intentando abrazar una visión más amplia que recopile todos los niveles de la producción con un orden de planificación mediante una jerarquía donde el propio operario realice una pequeña parte del mantenimiento. Consiguiendo una participación de todos con un mejoramiento continuo de la productividad, y ayudando a mejorar la competitividad de la organización, orientando a lograr cero accidentes, cero defectos y cero pérdidas.

Considerando los costes que conlleva la implementación de este tipo de mantenimiento, es elevado ya que toma varios años en formación y cambios generales en el modelo de filosofía previo en cualquier empresa. Además, debe existir una visión compartida, para poder alcanzar el éxito buscado, por lo que debe suponer y conseguir una aptitud comunicativa considerando también como parte fundamental

el compromiso de todos los departamentos de la organización que de manera u otra es difícil obtener.

4.1.5 Mantenimiento centrado en confiabilidad

Mantenimiento centrado en la confiabilidad o *RCM* es una técnica de mantenimiento para la creación de un plan de mantenimiento en una planta industrial, valido también para una multitud amplia de sistemas.

Esta filosofía del mantenimiento tiene su fuerte central en la detección de fallos, tanto los que ya han ocurrido como los que se están tratando de evitar por medio de acciones preventivas y por último los que tienen cierta probabilidad de ocurrir y ocasionar problemas graves.

Este tipo de filosofía de mantenimiento se caracteriza por ayudar a entender de mejor manera el funcionamiento de los sistemas y equipos, estudia todos los posibles problemas o fallos de un sistema y realiza acciones que tratan de evitar su aparición futura además de ofrecer una alta disponibilidad al sistema o elemento.



Figura 4.2. Objetivos que cumplir con una herramienta de mantenimiento. Fuente: *Renovetec. "Ingeniería del mantenimiento"*.

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIERIA
NAVAL Y OCEÁNICA

Máster Universitario en Ingeniería Naval y Oceánica



CAPÍTULO 5
GAMA Y PLAN DE MANTENIMIENTO

5. Análisis de los equipos de la turbina mediante FMECA

Llegado a este punto se precisa la realización del mantenimiento, y sus diferentes tipos de filosofía, de la turbina de marea. Se ha elegido para realización del plan de mantenimiento y de la gama la herramienta de análisis denominada como FMECA. Esta herramienta de control de instalaciones surge del mantenimiento centrado en fiabilidad o “*Realibility Centred Maintenance, RCM*”.

Una vez que se han establecido la recogida de equipos y sistemas, la subdivisión de estos en tantos niveles como se requiera para su correcta planificación y establecido los parámetros ya vistos en el capítulo anterior, tales como modos de fallo, causas, efectos locales y globales en la unidad en su totalidad y determinados cuales son los valores correspondientes a severidad, ocurrencia y detectabilidad, se calcula el RPN para determinar así que elementos son más críticos.

Esto quedara plasmado en un informe o documento al que se denomina plan de mantenimiento por el cual se van indicando las tareas preventivas, o acciones recomendadas, a realizar en estos elementos que componen los sistemas según un número de horas de funcionamiento. El número de horas de funcionamiento de un determinado sistema o elemento corresponde a la gama de mantenimiento, por lo que se le asigna un valor de tiempo con el que se indica a partir de que tiempo de funcionamiento hay que realizar dichas acciones.

No sería raro afirmar y defender que la maquinaria y los sistemas industriales son el motor de cualquier empresa de carácter industrial ya que se encargan de realizar las actividades que, o bien el ser humano no sería capaz de realizar o precisaría de elevados recursos de mano de obra para llevar a cabo tal fin.

Sin embargo, de la misma manera que una persona que realiza algún tipo de esfuerzo físico debe de guardar reposo para recuperarse, es decir, para no tener tanta carga de trabajo acumulada en su cuerpo, con este tipo de sistemas ocurre algo similar y cada cierto número de horas se han de parar para llevar a cabo su recuperación, que en este caso se denomina mantenimiento para evitar fallos y más importante, los efectos que puedan producir estos fallos.

La manera de evitar esta situación, que puede en cierto modo afectar también al cliente o consumidores, se realiza mediante el “*Análisis de Modos de Fallo y Efectos*” o *FMEA*. El *FMEA*, es un procedimiento de análisis de fallos potenciales en un sistema que usa un baremo numérico para evaluar la prioridad de un sistema o conjunto de sistemas de una instalación.

En un *FMEA*, se concede una prioridad a la falla según sea la severidad de la misma, la probabilidad con la que ocurren y con qué mayor o menor dificultad pueden detectarse mediante una sensorización o mediciones, así como acciones de mitigación. Un análisis de este tipo empieza durante los primeros niveles conceptuales del proyecto y continúa a lo largo de la vida del producto o servicio.

El objetivo y los resultados que arroja el análisis son los llamados “*número de prioridad de riesgo*” o *RPM*. Son parámetros de ayuda en la evaluación de estas acciones. Después de evaluar la severidad, ocurrencia y detectabilidad, los números de prioridad del riesgo se pueden calcular mediante el producto estos tres parámetros a los que se denominaras

SOD. Este sistema debe realizarse para todo el proceso o diseño y una vez está elaborado, es fácil determinar las áreas que deben ser de mayor preocupación a la hora de analizar un plan de mantenimiento. Cuando se analiza este tipo de parámetro el análisis pasa a denominarse FMECA “Análisis de Modos de Fallos, de sus Efectos y su Criticidad”.

Los modos de fallo que tengan un mayor RPN deben ser los que reciban la mayor prioridad para desarrollar acciones de mantenimiento. Esto quiere decir que no son siempre los modos de fallo aquellos que presenten los números de severidad más alto, ni los que haya que solucionar primero. Pueden existir fallos menos graves pero que ocurran más a menudo y sean menos detectables y por ende más peligrosos.

Sobre el FMECA deben tenerse en cuenta algunos puntos obvios importantes en los que se centra:

- Mejoran la detección de los fallos
- Intentar eliminar el modo de fallo
- Reducir la incidencia del modo de fallos



Figura 5.1. Estructura del método de evaluación mediante FMEA. Fuente:

5.1. Análisis de modos de fallo, sus efectos y criticidad, FMECA

A fin de entender de manera más sencilla los elementos y datos que se usan en el análisis de modos de fallos y efecto se proporciona a continuación unos términos de vocabulario antes de entrar en materia.

Elemento

Cualquier parte o componente, dispositivo, unidad funcional o equipo que puede considerarse individualmente.

Fallo

Efecto que repercute en un elemento de manera que éste no pueda desempeñar su función programada.

Avería

Estado de un elemento caracterizado por la incapaz de realizar una función requerida. Queda excluida la incapacidad durante el mantenimiento preventivo u otras acciones planificadas.

Efecto de fallo, modo de fallo y criticidad del fallo

- Efecto de fallo: Consecuencia de un modo de fallo en términos de operación.

- Modo de fallo: Forma en la que falla un elemento.
- Criticidad del fallo: combinación de la severidad y la frecuencia de su ocurrencia. Puede definirse como un parámetro que indica la necesidad de atenuar dicho fallo.

5.1.1 Consideraciones generales

Normalmente siempre ha habido muchas variaciones sobre la forma en la que se realiza y se presenta el FMEA. Este análisis se realiza identificando modos de fallo, sus respectivas causas y los efectos inmediatos y finales. Los resultados de trabajo pueden presentarse en una hoja de trabajo, en este caso se ha realizado con el programa Excel, que contenga información esencial. Muestra las formas en las que el sistema puede fallar potencialmente, los componentes y modos de fallo, que podrían ser causa del fallo del sistema y las causas de ocurrencia.

Sin embargo, el FMEA aplicado a productos o sistemas complejos pueden requerir un esfuerzo grande. Este esfuerzo en ocasiones puede reducirse teniendo en cuenta que el diseño de algún subconjunto o de sus elementos puede que no sea completamente nuevo e identificando partes del diseño del producto que son una repetición o una modificación de un diseño anterior. El nuevo FMEA debería usar la información de esos subconjuntos existentes en la medida de lo posible. Una vez se tiene un FMEA detallado para un diseño puede actualizarse y mejorarse para las sucesivas generaciones de ese diseño, lo que constituye un esfuerzo menor que el realizar un análisis completamente nuevo, similar al de la mejora continua del diseño.

El procedimiento FMEA consiste en las siguientes etapas principales:

- Establecer las reglas básicas para el análisis, planificación y programación para asegurarse de que se disponen de los recursos necesarios para realizarlo.
- Realización del FMEA usando las hojas de trabajo apropiadas u otros medios a disposición.
- Resumen e información del análisis para incluir cualquier conclusión y recomendaciones
- A medida que se van realizando estos análisis, actualizarlo.

5.1.2 Estructura del sistema

Los puntos generales de los que debe constar la estructura son los diferentes elementos que componen el sistema, agrupándolos en subsistemas, conjuntos o cualquier grupo identificativo, tal como se ha realizado en el capítulo II de este informe. Es necesaria además la información correspondiente a funciones, características y prestaciones para todos los niveles del sistema para que el FMEA pueda tratar adecuadamente los modos de fallo que impidan cualquiera de esas funciones

Es importante determinar el nivel de subdivisión del sistema que se usara para el análisis. Por ejemplo, los sistemas pueden descomponerse en subsistemas dependiendo la función que se desempeñen. Algunas pautas pueden las siguientes:

- Selección del nivel más alto dentro del sistema a partir del concepto de diseño y requisitos de salida especificados.

- El nivel más bajo dentro del sistema en el que el análisis es eficaz es aquel para el que se dispone información para establecer la definición y la descripción de funciones. Aun así, puede realizarse un análisis de un sistema que no tenga una definición de elementos de gran calidad.
- El mantenimiento especificado o previsto y el nivel de reparación pueden ser una valiosa guía para determinar los niveles más bajos del sistema a analizar

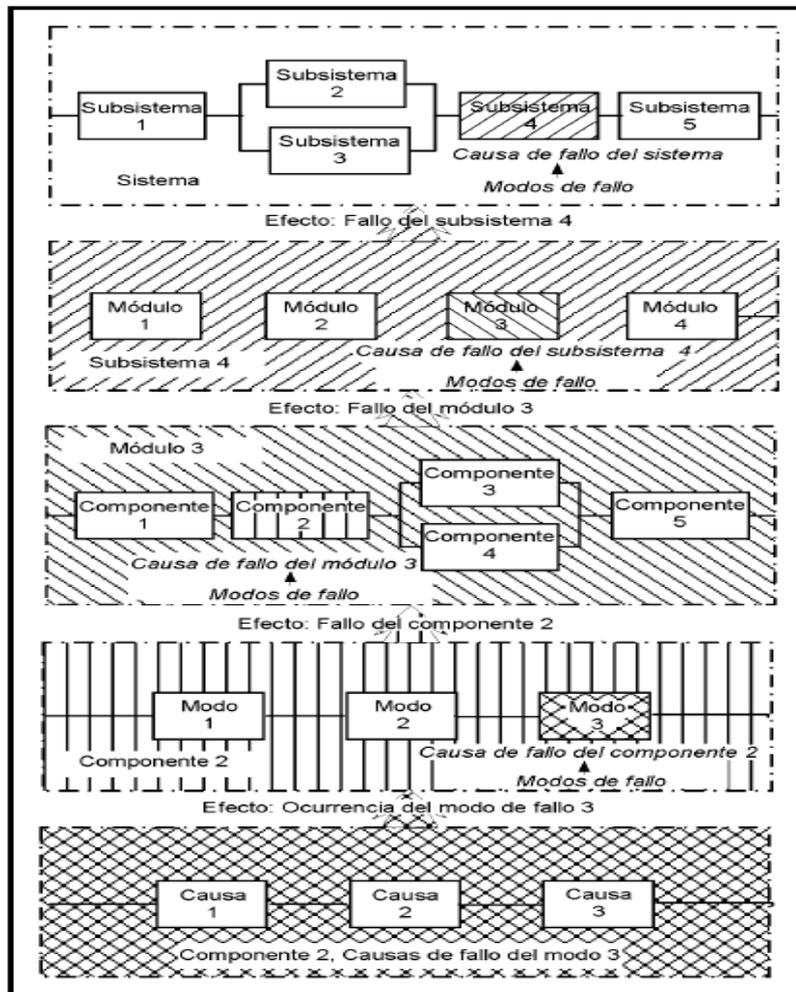


Figura 5.2. Relación entre los modos de fallo en la jerarquía de un sistema. Fuente: UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 "Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos".

En el FMEA, las definiciones de modos, causas y efectos de los fallos dependen del nivel de análisis y de los criterios de fallo del sistema. A medida que avanza el análisis los efectos de los fallos identificados en un nivel inferior pueden convertirse en modos de fallo de nivel superior.

Cuando un sistema se descompone en sus elementos, los efectos de una o más de las causas de los modos de fallo constituyen un modo de fallo que a su vez es una causa del efecto a nivel superior. Razonamiento explicado en la figura 4.2.

5.1.3 Determinación del modo de fallo

El funcionamiento correcto de un sistema dado depende del funcionamiento de ciertos elementos críticos del sistema. La clave para la evaluación del funcionamiento del sistema es la identificación de esos elementos críticos. Los procedimientos para identificar los modos de fallo, sus causas y efectos pueden mejorarse eficazmente preparando una lista de modos de fallo como se refleja en la siguiente tabla.

Tabla 5.1. Ejemplo de un conjunto de modos de fallo generales

1	Fallo durante funcionamiento
2	Fallo de funcionamiento en un momento determinado
3	Fallo al no dejar de funcionar en un momento requerido
4	Funcionamiento prematuro

Virtualmente cada modo de fallo puede clasificarse en una o más de estas categorías. Pero para un correcto análisis de modos de fallo engloban gran cantidad de sucesos de modo general, por lo tanto, será necesario una ampliación de la lista más específica teniendo en cuenta que un modo de fallo puede tener varias causas.

Es importante que se aborde la evaluación de todos los elementos dentro de los límites del sistema al nivel más bajo proporcionalmente con los objetivos del análisis, identificando así todos los modos de fallo potenciales. Puede entonces emprenderse un estudio para determinar las posibles causas de fallo y también sus efectos generales en la función del subsistema y el sistema.

Los proveedores de elementos deberían identificar los modos de fallo de sus producto. Para ayudar en cierta manera al análisis se puede incidir en las siguientes áreas:

- Para elementos nuevos puede hacerse referencia a elementos similares en estructura y función.
- Para elementos en uso pueden consultarse tablas de históricos de datos consultando el modo de fallo y demás registros.
- A partir de parámetros funcionales y físicos típicos de los elementos pueden deducirse, en cierta medida, modos de fallo.

Es importante que no se omitan modos de fallo del elemento por la falta de datos y que se perfeccionen las estimaciones iniciales mediante los resultados de las pruebas y la progresión del diseño. El FMEA debería recoger el estado de dichas estimaciones.

Es de primera necesidad identificar los modos de fallo y, cuando sea necesario, determinar las acciones correctoras de diseño, las acciones preventivas de garantía de calidad o las acciones de mantenimiento preventivo. Es más importante identificar y, si es posible, atenuar los efectos de los modos de fallo mediante medidas de diseño, que conocer su probabilidad de ocurrencia. Puede ser necesario un análisis de criticidad cuando sea difícil asignar prioridades.

5.1.4 Causas de fallo

Deberían identificarse y describirse las causas más probables de fallo para cada modo de fallo potencial. Puesto que un modo de fallo puede tener más de una causa, es necesario

identificar y describir las potenciales causas independientes más probables para cada modo de fallo.

No es siempre necesario identificar y describir las causas de fallo para todos los modos de fallo identificados en el análisis. La identificación y descripción de la causa de la falla y las sugerencias de medidas de mitigación deben basarse en el impacto de la falla y su gravedad. Cuanto más severo sea el efecto del modo de falla, con mayor precisión se debe identificar y describir la causa de la falla. De lo contrario, el analista puede dedicar esfuerzos innecesarios en la identificación de causas de fallo de dichos modos de fallo que tienen muy poco o ningún efecto en la funcionalidad del sistema.

La causa de la falla se puede determinar analizando la falla de operación o la falla de la unidad de prueba. Cuando el diseño es nuevo y sin precedentes, la causa de la falla se puede determinar buscando el asesoramiento de un experto.

5.1.5 Efectos de los fallos

Un efecto de fallo es la consecuencia de un modo de fallo en lo que se refiere al funcionamiento, función o estado de un sistema.

Uno o más modos de falla de uno o más elementos pueden causar efectos de falla. Es necesario identificar, evaluar y registrar las consecuencias de cada modo de falla en la operación, función o estado de los componentes del sistema. Cuando sea relevante, también se deben considerar las actividades de mantenimiento y los objetivos del sistema.

Los efectos de las fallas también pueden afectar al siguiente nivel superior y, finalmente, al nivel más alto de análisis. Por lo tanto, el impacto de las fallas de alto nivel debe evaluarse en cada nivel.

Efectos locales de los fallos

La expresión de “efecto local” hace referencia a los efectos del modo de fallo sobre el elemento del sistema a considerar. Deberían describirse las consecuencias de cada posible fallo del elemento. El propósito de identificar los efectos locales es proporcionar una base de datos y conocimientos sólida para cuando se evalúa la provisión de alternativas o se sugieren acciones correctivas.

Efectos global de los fallos o a nivel del sistema

Luego de determinar el impacto final, se definirá y evaluará el impacto del nivel más alto de fallas potenciales en el sistema analizando todos los niveles intermedios. El efecto final descrito puede ser el resultado de múltiples fallas. Estos efectos finales causados por múltiples fallas deben anotarse en la hoja de trabajo

5.1.6 Severidad

El efecto de falla se define como el resultado del modo de falla en la función del sistema percibida por el usuario. Por lo tanto, es necesario dejar constancia por escrito de estos efectos tal como los verá o experimentará la persona que realiza la actividad.

Es importante apuntar que un fallo en un componente puede llevar a un fallo en otro componente. El modo que tiene un sistema de fallar debe ser recogido en en conceptos técnicos. Por tanto, el efecto final de cada uno de los modos debe de tenerse en cuenta rigurosamente.

Tabla 5.2. Ejemplo de clasificación de los niveles de severidad. Fuente: *UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 “Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos”*.

Severidad	Criterios	Clasificación
Ninguna	No hay efecto apreciable	1
Muy pequeña	Ajuste y acabado del elemento con chirrido o ruido no conforme. Defecto percibido por clientes exigentes (menos del 25%)	2
Menor	Ajuste y acabado del elemento con chirrido o ruido no conforme. Defecto percibido por el 50% de los clientes	3
Muy baja	Ajuste y acabado del elemento con chirrido o ruido no conforme. Defecto percibido por la mayoría de los clientes (más del 75%)	4
Baja	Vehículo o elemento operativo pero reducción en la operatividad de los elementos de confort y comodidad. Cliente de algún modo insatisfecho	5
Moderada	Vehículo o elemento operativo pero elementos de confort y comodidad no operativos. Cliente insatisfecho	6
Alta	Vehículo o elemento operativo pero con nivel de prestaciones reducido. Cliente muy insatisfecho	7
Muy alta	Vehículo o elemento no operativo. (Pérdida de función principal)	8
Peligroso con aviso	Muy alto rango de severidad cuando un modo de fallo potencial afecta a la operación segura del vehículo o supone el incumplimiento de leyes gubernamentales con aviso	9
Peligroso sin aviso	Muy alto rango de severidad cuando un modo de fallo potencial afecta a la operación segura del vehículo o supone el incumplimiento de leyes gubernamentales sin aviso	10

5.1.7 Probabilidad de ocurrencia

En este paso, es necesario observar la causa de la falla. Esto se puede lograr observando productos o procesos similares y registrando sus fallas. La razón de la falla se ve como una debilidad del diseño. Todas las causas potenciales de modo de fallos deben ser identificadas y documentadas utilizando terminología técnica y que ayude en todo momento a otra persona que herede la actividad.

Tabla 5.3. Ejemplo de clasificación de los niveles de probabilidad de ocurrencia. Fuente: *UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 “Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos”*.

Ocurrencia del modo de fallo	Categoría, O	Frecuencia	Probabilidad
Remoto: Fallo improbable	1	≤ 0,010 por millar de vehículos o elementos	≤ 1 × 10 ⁻⁵
Bajo: Relativamente pocos fallos	2	0,1 por millar de vehículos o elementos	1 × 10 ⁻⁴
	3	0,5 por millar de vehículos o elementos	5 × 10 ⁻⁴
Moderado: Fallos ocasionales	4	1 por millar de vehículos o elementos	1 × 10 ⁻³
	5	2 por millar de vehículos o elementos	2 × 10 ⁻³
	6	5 por millar de vehículos o elementos	5 × 10 ⁻³
Alto: Fallos repetidos	7	10 por millar de vehículos o elementos	1 × 10 ⁻²
	8	20 por millar de vehículos o elementos	2 × 10 ⁻²
Muy alto: Fallo casi inevitable	9	50 por millar de vehículos o elementos	5 × 10 ⁻²
	10	≥ 100 en millar de vehículos o elementos	≥ 1 × 10 ⁻¹

5.1.8 Detectabilidad del fallo

Cuando las acciones adecuadas se han determinado, es necesario comprobar su eficiencia y realizar una verificación del diseño. Debe seleccionarse el método de inspección adecuado. La persona a cargo de realizar un FMEA debe observar los controles actuales

del sistema que impidan los modos de fallos o bien que lo detecten antes de que alcance al consumidor.

Posteriormente, se deben identificar las técnicas de prueba, análisis y monitoreo utilizadas para detectar fallas en sistemas similares. A partir de estos controles, los ingenieros pueden comprender la posibilidad de fallas y cómo detectarlas

Tabla 5.4. Ejemplo de clasificación de los niveles de capacidad de detección. Fuente: *UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 “Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos”*.

DetECCIÓN	Criterio: Posibilidad de detección mediante Control de Diseño	Categoría
Casi segura	El Control de Diseño detectará casi con seguridad una causa o mecanismo potencial y el subsiguiente modo de fallo	1
Muy alta	Muy alta posibilidad de que el Control de Diseño detecte una causa o mecanismo potencial y el subsiguiente modo de fallo	2
Alta	Alta posibilidad de que el Control de Diseño detecte una causa o mecanismo potencial y el subsiguiente modo de fallo	3
Moderadamente alta	Moderadamente alta posibilidad de que el Control de Diseño detecte una causa o mecanismo potencial y el subsiguiente modo de fallo	4
Moderada	Posibilidad moderada de que el Control de Diseño detecte una causa o mecanismo potencial y el subsiguiente modo de fallo	5
Baja	Baja posibilidad de que el Control de Diseño detecte una causa o mecanismo potencial y el subsiguiente modo de fallo	6
Muy baja	Muy baja posibilidad de que el Control de Diseño detecte una causa o mecanismo potencial y el subsiguiente modo de fallo	7
Remota	Posibilidad remota de que el Control de Diseño detecte una causa o mecanismo potencial y el subsiguiente modo de fallo	8
Muy remota	Posibilidad muy remota de que el Control de Diseño detecte una causa o mecanismo potencial y el subsiguiente modo de fallo	9
Absolutamente incierto	El Control de Diseño no detectará una causa o mecanismo potencial ni el subsiguiente modo de fallo; o no hay Control de Diseño	10

5.1.9 Numero de prioridad de riesgo RPN

Uno de los métodos para concretar cuantitativamente la criticidad es el “Número de Prioridad del Riesgo, NPR”. El riesgo se evalúa mediante una medida subjetiva de la severidad del efecto y una estimación de la probabilidad esperada de su ocurrencia durante un periodo predeterminado de tiempo supuesto para el análisis. En algunos casos, cuándo no se dispone de estas medidas, puede ser necesario referirse a una forma más sencilla de un FMEA no numérico.

La relación general de la medida de riesgo potencial R en FMECA se expresa en algunos tipos de análisis de la siguiente manera:

$$R = S \times P$$

Donde:

S es un número no dimensional que simboliza la severidad, es decir una estimación de la incidencia de los efectos del fallo sobre sistema o el usuario.

P corresponde también a un número no dimensional que indica la probabilidad de ocurrencia. Cuando es menos que 0,2 puede sustituirse por el número de criticidad que se usa en algún método de FMEA cuantitativo, C , tal y como se describe en el apartado 5.3.4, es decir, es una estimación de la probabilidad de que el efecto de fallo ocurra.

Algunas aplicaciones FMEA o FMECA distinguen aún más el nivel de detección de fallas a nivel del sistema. En estas aplicaciones, la categoría adicional D de detección de fallas (que también es un número adimensional) se utiliza para formar el número de prioridad de riesgo RPN :

$$RPN = S \times O \times D$$

Donde

O es la probabilidad de ocurrencia de un modo de fallo durante un periodo tiempo predeterminado o establecido, aunque también puede definirse como un rango numérico más que como la probabilidad de ocurrencia real;

D indica la capacidad de detectabilidad, es decir, la posibilidad de detectar y neutralizar el fallo antes de que afecte al sistema. Al contrario que la ocurrencia y la severidad, este parámetro posee una escala inversa, de manera que cuanto mayor sea el parámetro D , mayor será la dificultad de detectar el fallo por parte del sistema de monitorización. La menor probabilidad de detección conduce, por tanto, a un RPN más alto y a una prioridad más alta para la resolución del modo de fallo.

El número de prioridad de riesgo puede usarse para priorizar el tratamiento de la mitigación de los modos de fallo. Además de la magnitud del número de prioridad de riesgo, la decisión para la mitigación está influenciada principalmente por la severidad del modo de fallo, lo que significa que, si hay modos de fallo con RPN similares o idénticos, los modos de fallo que se considerarán en primer lugar serán los que tengan valor alto de severidad.

En función del número que haya salido se evalúa la prioridad mediante un color adicional tal y como se muestra a continuación.

Tabla 5.5. Tabla de índice de riesgo. Elaboración propia.

Índice de riesgo	RPN
Riesgo bajo	Entre 1 y 159
Riesgo moderado	Entre 160 y 259
Riesgo significativo	Entre 260 y 359
Riesgo alto	Entre 360 y 1000

En el documento Excel adjunto se ha establecido una matriz con todos los puntos que se han visto hasta ahora, fallos funcionales, modos de fallo, efectos de los fallos y numero RPN como producto de estos parámetros que acaban de verse. Además, se ha añadido una serie de acciones preventivas parecidas a las que daría el fabricante de los elementos para poder realizar así un plan y una gama de mantenimiento tal y como se verá en el siguiente capítulo.

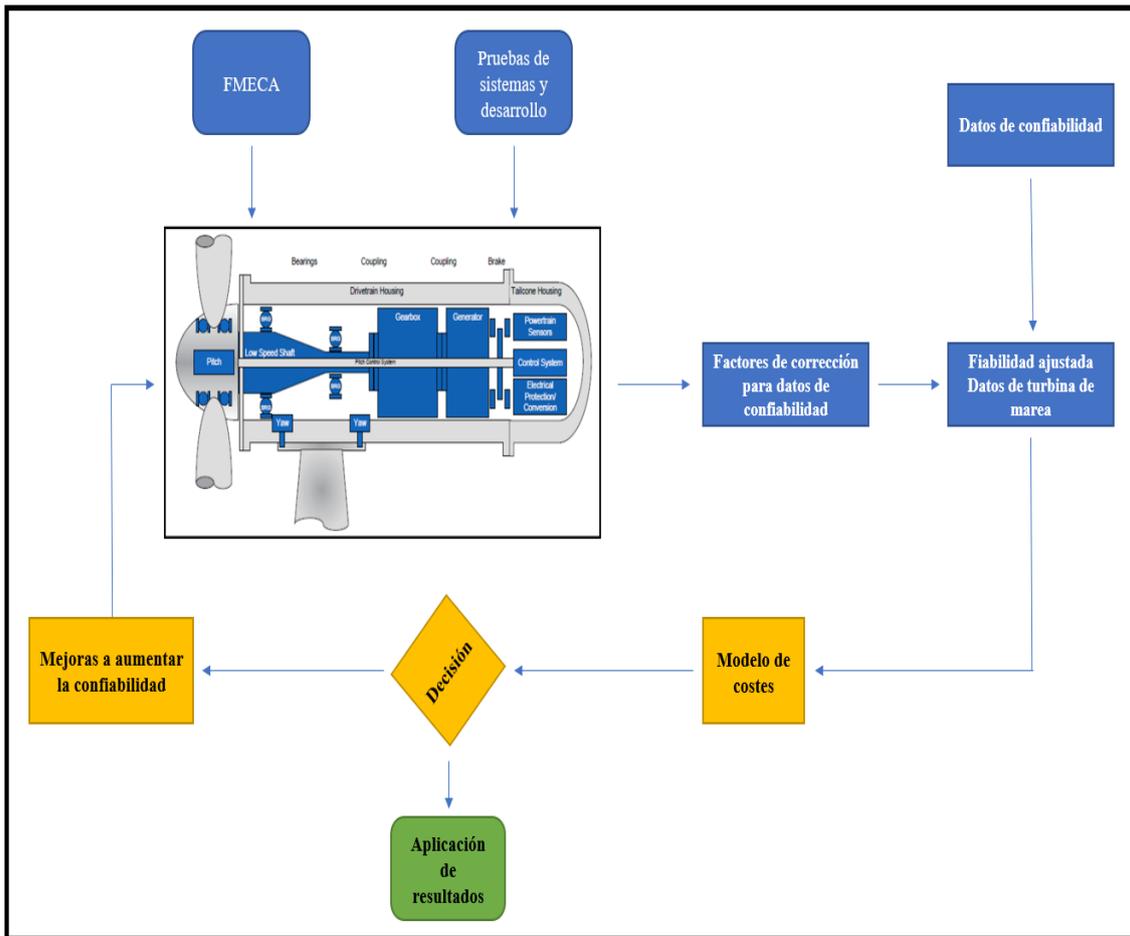


Figura 5.3. Proceso de desarrollo de una herramienta basada en confiabilidad. Elaboración propia a partir del proyecto “TIPTORS”.

En el siguiente flujograma puede verse una comparación entre los dos tipos de análisis, puede apreciarse de que el sistema de análisis *FMEA* es complementado por la criticidad y el *RPN*, constituyéndose así el análisis *FMECA*.

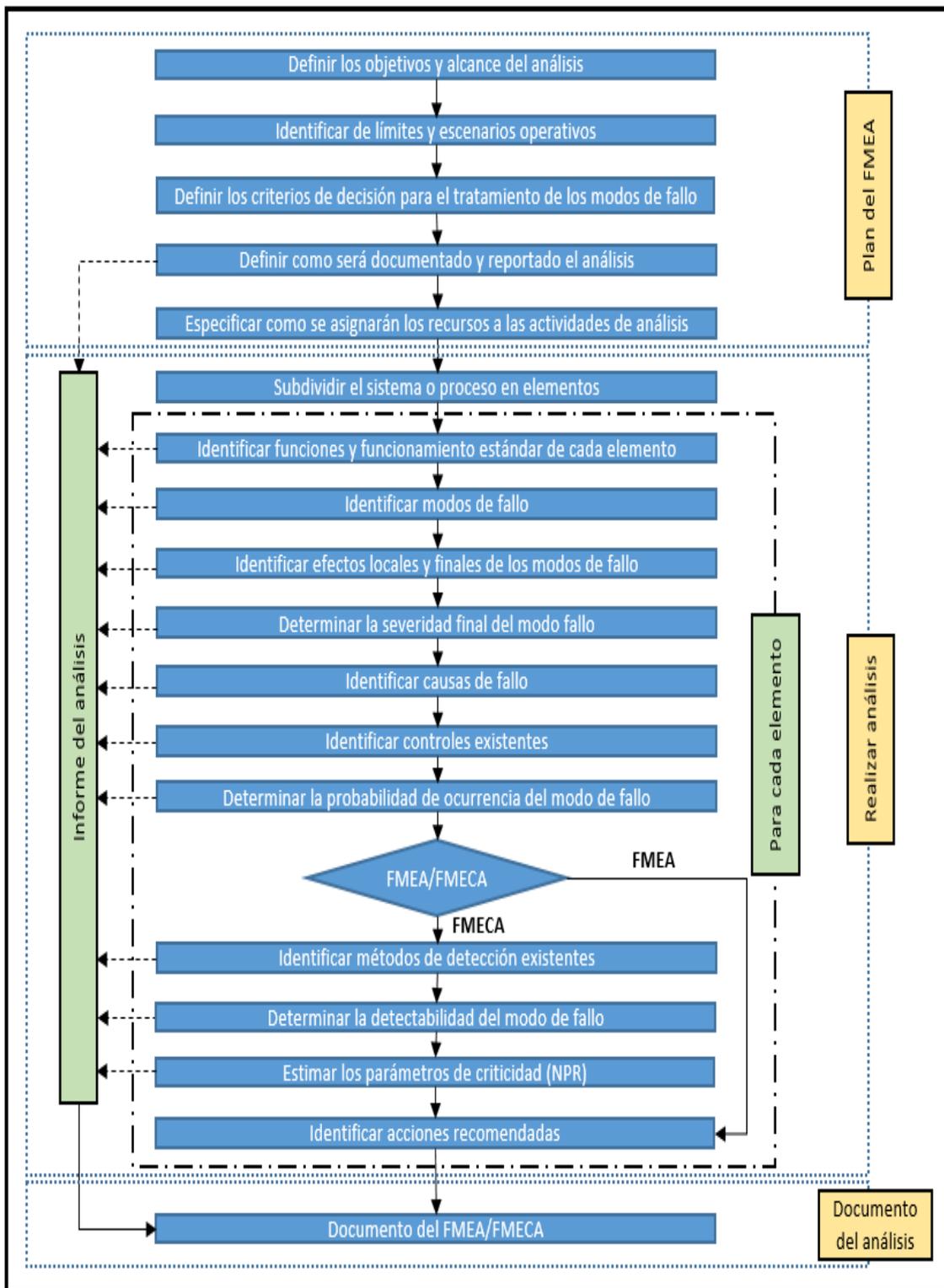


Figura 5.2. Flujoograma de acciones a tomar y comparación de un FMEA con un FMECA. Fuente: UNE-EN 60812 de Diciembre 2008 “Procedimiento de análisis de modos de fallo y sus efectos”.

5.2 Gama y plan de mantenimiento de la turbina de marea

“Se puede definir una gama de mantenimiento como un conjunto de tareas de mantenimiento, que se establecen según las horas de funcionamiento de la maquinaria, que tienen uno o varios elementos comunes. En general las gamas de mantenimiento agrupan tareas que tienen en común el sistema sobre el que tienen que realizarse, la especialidad del técnico y la frecuencia con la que se realizan”

Este sistema aplicado a una instalación industrial de tamaño medio, que puede estar formada aproximadamente por 1000 equipos individuales (según la rigurosidad del programa), puede incluir más de 20.000 tareas en cómputo total ya que algunos elementos tendrán más tareas que otros. Si cada una de ellas genera una orden de trabajo, la carga que genera abrir, escribir el resultado y cerrar la orden se hace demasiado elevada. Se necesitaría una gran cantidad de recursos administrativos solo para abrir y cerrar órdenes de trabajo, actividad necesaria para el control del mantenimiento pero que no genera ningún valor, es decir, no mantiene la planta.

La organización de agrupar las tareas en un documento que recoge un conjunto de ellas que cumplen una serie de requisitos comunes se le denomina gama de mantenimiento. Este nombre, proviene del mundo de las empresas del sector de automoción, donde existen las denominadas “*Gama de Producción*”, la de “*Mantenimiento, la de Calidad*”, etc., y que son documentos que contienen los protocolos a seguir por el personal de producción.

Una gama de mantenimiento es pues una agrupación de tareas que tienen un elemento común. Los tres criterios normalmente usados para asociar las tareas de mantenimiento son:

- Que pertenezcan al mismo sistema asegurándonos de que existirá la gama del sistema eléctrico, del sistema de refrigeración, de área X, del proceso N, etc. Es posible agrupar las tareas por equipos, pero hay que tener en cuenta que mientras que el número de sistemas que componen una planta es limitado (entre 5 y 30 para una instalación industrial de tamaño medio), puede llegar a haber más de 10.000 equipos mantenibles, lo que generaría un gran número de gamas y órdenes de trabajo.
- Que se ejecuten por el mismo especialista. De esta forma habrá gamas eléctricas, mecánicas, de instrumentación, etc.
- Que se ejecuten con la misma periodicidad. Así, habrá gamas diarias, semanales, mensuales, etc.

Desde el informe del proyecto *HS1000* se puede extraer el tipo de mantenimiento que seguirá el dispositivo, es decir, intervalos y de que tipo van a ser. La góndola del dispositivo está diseñada para ser extraíble de la subestructura para su mantenimiento. Una vez que se retire la góndola para fines de mantenimiento, se transportará a la costa y no se mantendrá in situ. Luego será transportado de regreso al sitio y reinstalada después de que se hayan completado las actividades de mantenimiento. Esto se llevará a cabo

utilizando un buque DP (posicionamiento dinámico) de carga pesada que se espera que esté en el sitio durante un día.

El dispositivo también se puede inspeccionar visualmente con el uso de un *ROV* y un equipo especializado de buceadores. Se sabe que hay ciertas turbinas de marea de disposición similar que tienen en la parte superior en popa un dispositivo parecido a una esclusa por donde puede entrar un equipo para llevar a cabo ciertas tareas de mantenimiento en el interior sin la necesidad de un despliegue logístico muy elevado para la inspección de la góndola.

En cuanto a las gamas de mantenimiento, el dispositivo está diseñado para un intervalo de tres a cinco años. Durante este período se pretende que no se requieran actividades de intervención significativas. Se realizarán entre dos y seis inspecciones visuales con *ROV*, además de los demás equipos, del dispositivo durante el primer año de prueba. Para estas inspecciones, se despliegan las herramientas pertinentes desde un buque DP.

La embarcación estará en el lugar por un período de un día. Las observaciones registradas durante el primer año se usan para determinar el intervalo de inspección utilizado más allá de este tiempo, y se espera que se prolongue el intervalo de inspección. Actualmente se estima que será necesario realizar tres inspecciones más después del primer año.

Adicionalmente se sabe que, durante el historial operativo del prototipo de 300 kW, el dispositivo funcionó de manera confiable in situ durante cuatro años y no tuvo que ser retirado para mantenimiento como resultado de fallas. Al retirar el dispositivo para un examen forense para evaluar el desgaste de los componentes, se comprobó que todos los componentes estaban en buen estado y el dispositivo se volvió a instalar en el mismo lugar en agosto de 2009. Por tanto, esta es la filosofía que se quiere utilizar para el sistema homólogo de 1 MW.

A la hora de desarrollar un plan de mantenimiento se han de estudiar los componentes del sistema a analizar para así poder, como se ha dicho antes, asociarlos según familias o grupos que serán tratados de igual manera como puede verse en determinadas gamas que engloban elementos comunes como los eléctricos.

En la siguiente tabla se muestra un histórico de datos de inoperatividad de los sistemas de una turbina eólica. A la hora de querer mostrar la agrupación de sistemas para desarrollar una gama es muy interesante.

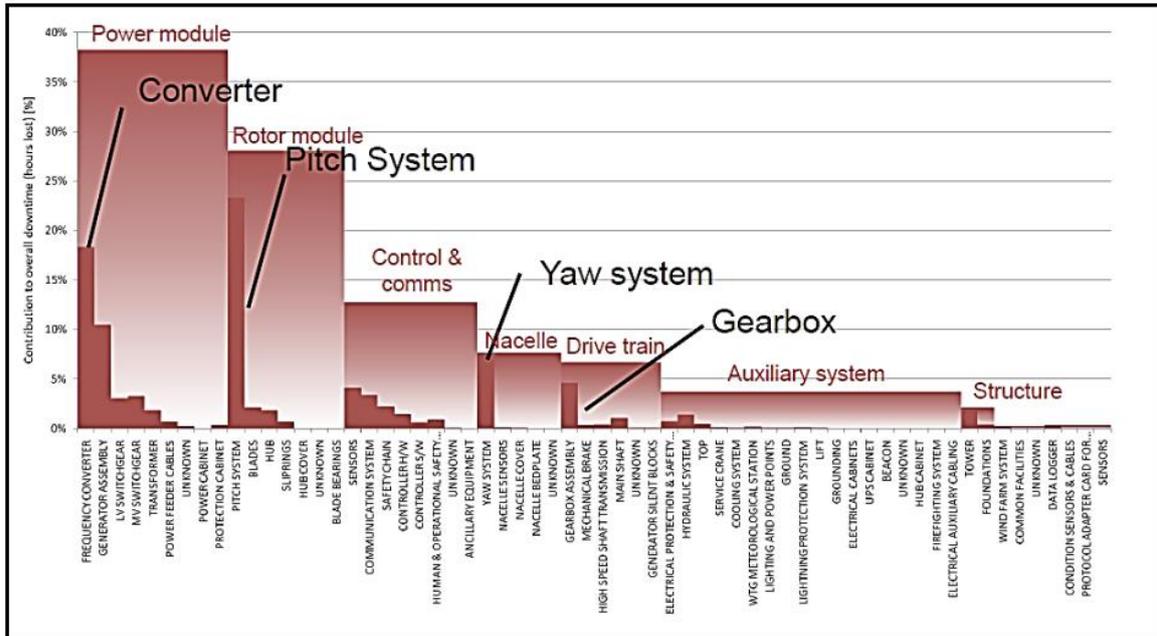


Gráfico 5.1. Tiempo de inactividad normalizado de subsistemas y ensamblajes para turbinas eólicas. Fuente: “ReliaWind”.

Todos estos cálculos se realizan para no exponer al proyecto a un coste excesivo o escaso, buscando así un equilibrio debido a que la ventaja de un buen mantenimiento es el ahorro de recursos.

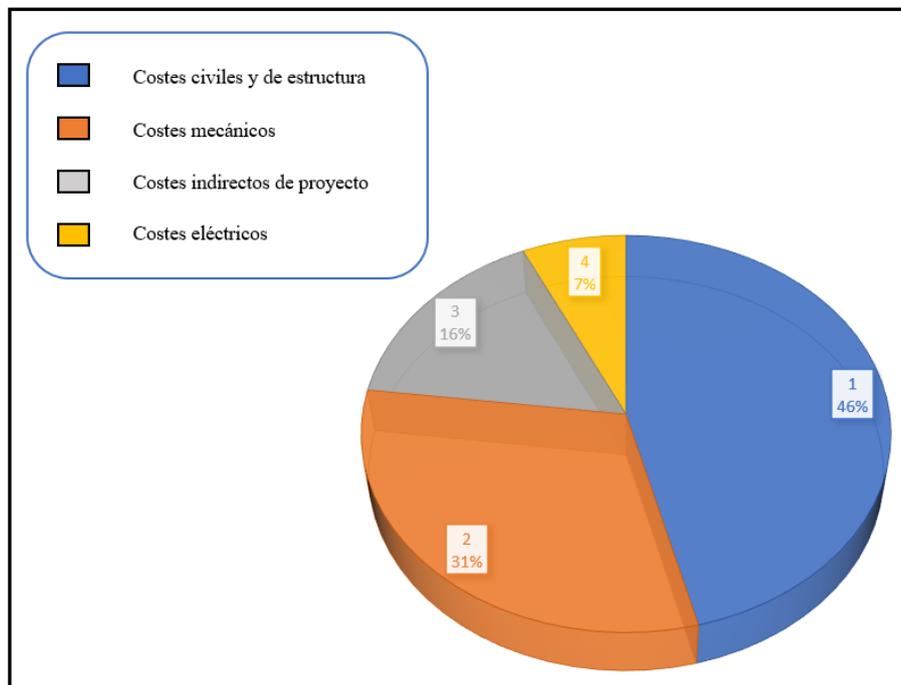


Gráfico 5.2. Costes a lo largo de la vida útil del sistema. Fuente: Proyecto “TiPTORS”.

5.2.1 Monitorización del sistema

Se entenderá por monitoreo del sistema a las cámaras, sensores, detectores y cualquier aparato que controle ciertos parámetros sensibles que puedan ser críticos para el funcionamiento del conjunto como por ejemplo un sensor de temperatura para el aceite.

Desde el punto de vista del mantenimiento estos sistemas ahorran un tiempo muy valioso para llevar a cabo ciertas acciones ya que en caso de un gran problema en la turbina se deberá actuar de una manera u otra. A su vez se puede interceder automáticamente en ellos permitiendo así una parada del sistema para restaurar cualquier elemento via telemática.

Ha sido harto complicado encontrar información relevante al monitoreo referente a términos de cantidad: que sensores son, cuantos tiene, están controlados todos los elementos, etc. Sin embargo, si se ha encontrada información respecto a las cámaras que monitorizan el estado de las palas, zonas críticas de la estructura y otros elementos.

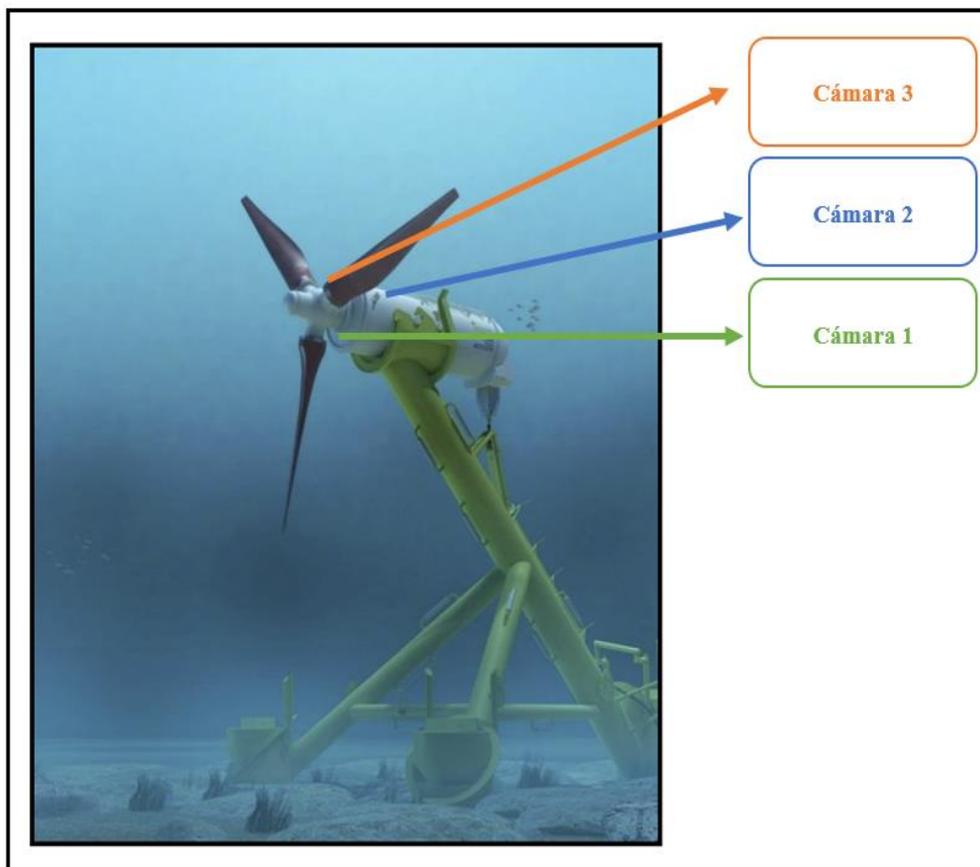


Figura 5.3. Posición de las cámaras de vigilancia exterior para inspección visual. Fuente: Proyecto *HS1000*.

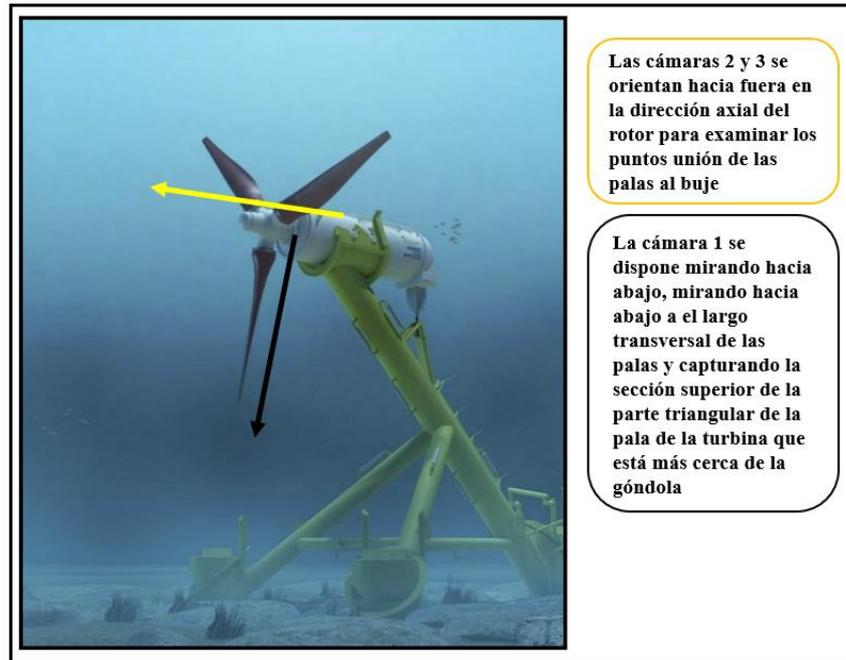


Figura 5.4. Dirección focal de las cámaras para inspección visual de ciertas zonas de la turbina. Fuente: Proyecto *HS1000*.

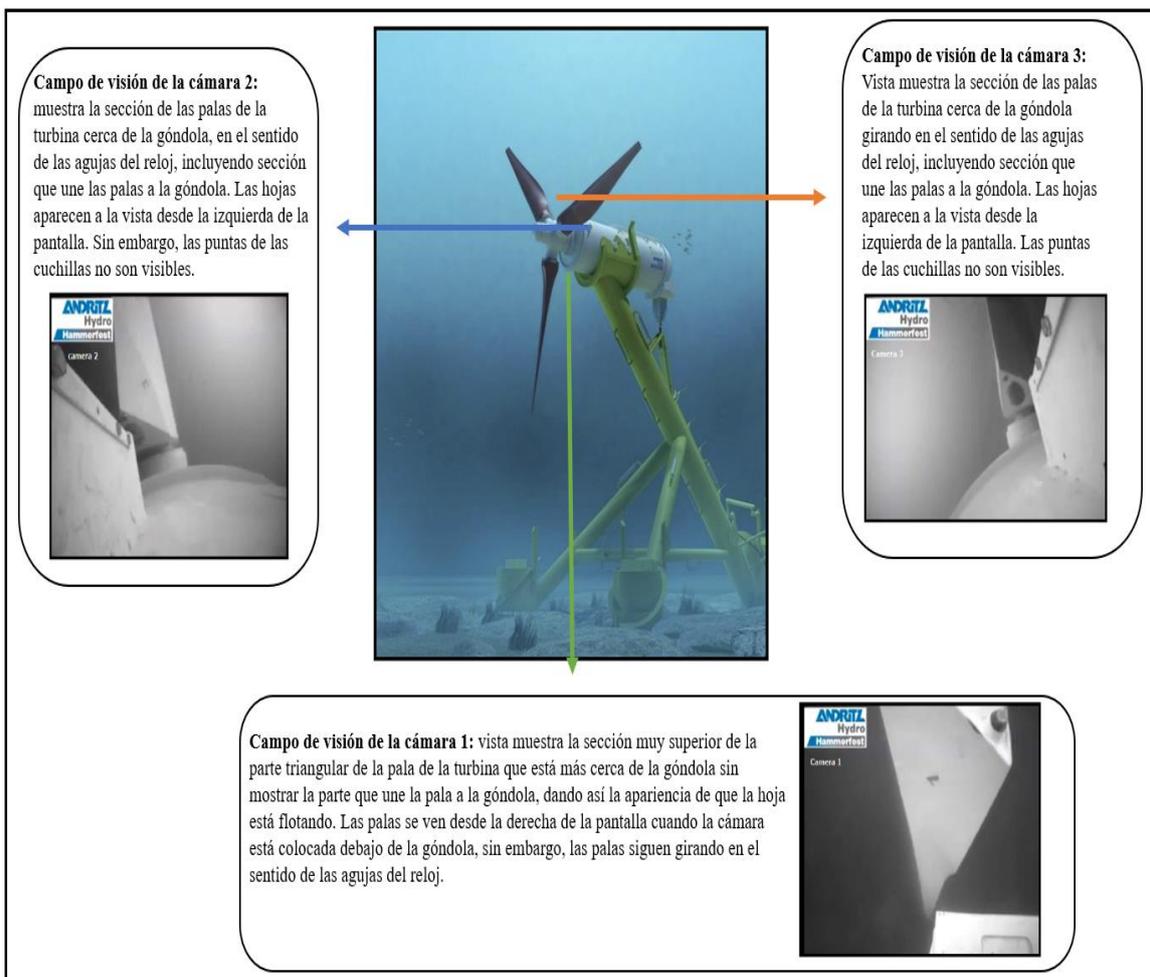


Figura 5.4. Visión de las cámaras para inspección visual de ciertas zonas de la turbina. Fuente: Proyecto *HS1000*.

Por otro lado, ya se ha comentado la ausencia de información del monitoreo externo, pero en turbinas homologas como la del proyecto “*Magallanes*” y el dispositivo “*Voith HyTide*” hay una serie de sistemas de sensorización similares: sonares, video submarino adicional, medidor de ruido operacional, tensiómetro, acelerómetro y perfiladores acústicos de corriente de efecto Doppler.

5.2.2 Logística del sistema

La logística es una parte del mantenimiento muy importante, pues mide de manera cualitativa y cuantitativa los medios y recursos de los que se dispone o se dispondrá en el momento de llevar a cabo ciertas actividades, en este caso, relacionadas con maniobras y la manipulación de la turbina.

Con respecto a todo el sistema que engloba la logística el documento se centrará en los buques que se contratan para llevar a cabo maniobras de izado del dispositivo. Ya se ha comentado que unas de las características de estos buques son los sistemas de posicionamiento dinámico para operar en mar abierto sin prestar mucha importancia a las corrientes ni movimientos que puedan desplazarlo comprometiendo la seguridad de la operación.

El buque en cuestión se denomina “*Skandi Seven*” y en la siguiente tabla se reflejan sus características principales. Tal y como se ha comentado anteriormente el sistema tiene un intervalo de mantenimiento de 3 a 5 años en los que deberá estar operativo para la extracción de la góndola mediante dispositivos pertinentes de izada y llevar a cabo su transporte a fabrica donde será inspeccionado para a continuación depositarlo en su sitio sobre la estructura.



Figura 5.5. Buque Skandi Seven de la empresa Skandi. Fuente: “*TrafficMarine*”.

Aquí también se adjunta una tabla con las características del buque:

Tabla 5.6. Características principales del buque “*Skandi Seven*”. Fuente: empresa *Skandi*.

Características	Dimensión
Eslora total	120.7 metros
Eslora entre perpendiculares	105.2 metros
Manga	23 metros
Calado	7 metros
Peso Muerto	6013 toneladas
Tripulación	119 tripulantes
Año de construcción	2008

5.2.3 Gama y plan de mantenimiento

A continuación, se va a realizar un plan de mantenimiento similar al que realmente figura en la información adicional del proyecto *HS1000* ya que no se ha encontrado un documento sólido de la filosofía o si se encuentran con un mantenimiento distinto a la herramienta del *FMECA* (que sería lo más probable).

De la información del proyecto *HS1000* se ha podido obtener la previsión del mantenimiento. Del mismo documento se extraen las cámaras para documentar y tener constancia de la actividad que realiza la turbina, así como su integridad. Este sistema de cámaras ahorra mucho tiempo a la hora de tener que desplegar ciertos vehículos submarinos tipo ROV para verificar el correcto funcionamiento de los sistemas. También se ha extraído el documento del contrato de obra que tiene la empresa Hammerfest Strom con la empresa Skandi para la contratación del buque “*Skandi Seven*” del que se ha hablado anteriormente.

A continuación, se muestra el párrafo extraído de la documentación que dice lo siguiente:

“La góndola del dispositivo está diseñada para ser extraíble de la subestructura para su mantenimiento. Una vez que se retire la góndola para fines de mantenimiento, se transportará a la costa y no se mantendrá “in situ”. Luego será transportada de regreso al sitio y reinstalada después de que se hayan completado las actividades de mantenimiento. Esto se llevará a cabo utilizando un buque DP -Posicionamiento Dinámico- de carga pesada que se espera que esté en el sitio durante un día. El dispositivo también se puede inspeccionar visualmente con el uso de un ROV.

El dispositivo está diseñado para un intervalo de mantenimiento de tres a cinco años. Durante este período se pretende que no se requieran actividades de intervención significativas. Se realizarán entre dos y seis inspecciones ROV del dispositivo durante el primer año de prueba. Para estas inspecciones, se desplegará un ROV desde un buque DP. La embarcación estará en el lugar por un período de un día. Las observaciones registradas durante el primer año se utilizarán para determinar el intervalo de inspección utilizado más allá de este tiempo, y se espera que se prolongue el intervalo de inspección. Actualmente se estima que será necesario realizar tres inspecciones más después del primer año.

Durante el historial operativo del prototipo de 300 kW, el dispositivo funcionó de manera confiable in situ durante cuatro años y no tuvo que ser retirado para mantenimiento como resultado de fallas. Al retirar el dispositivo para un examen forense para evaluar el desgaste de los componentes, se comprobó que todos los componentes estaban en buen estado y el dispositivo se volvió a instalar en el mismo lugar en agosto de 2009.” [20].

Con toda esta información se ha elaborado un plan de mantenimiento, que se adjuntara con el momento en una Hoja de Excel. Sin embargo, se muestra un ejemplo del proceso que ha tomado.

Como se conoce el intervalo de mantenimiento que va a tener el dispositivo, las revisiones anuales con ROV, además de las que realizaran otros equipos, se ha realizado la siguiente tabla suponiendo que un año se realizan tres inspecciones ROV del exterior. En cuanto a las inspecciones con un intervalo mayor, es decir anual, se han propuesto dos gama, L2 y

L3, debido a que el dispositivo gemelo, el HS300, es de un tamaño inferior y que esta sometido a menos esfuerzos.

Tabla 5.7. Gama de mantenimiento establecida para la turbina. Elaboración propia a partir del proyecto HS1000.

Horas de operación	Tipo inspección	Gama	Intervalo
2976	Visual con ROV, cámaras y buceadores	L1	4 meses
26784	Izada e inspección en el buque	L2	3 años
44640	Inspección en fabrica	L3	6 años

Así pues, se organizan las respectivas gamas con las tareas preventivas o recomendadas en los sistemas según su modo de fallo potencial, tal y como se ha visto anteriormente. Se debe prestar atención al número de riesgo, RPN, a la hora de priorizar dichas tareas en los sistemas teniendo en cuenta las de mayor valor del parámetro mencionado. Por otro lado, es de suponer que las actividades que no requieran el despliegue logístico elevado, como el uso el buque de apoyo “Skandi Seven”, serán las que se realizaran en un intervalo de cuatro meses con los sistemas ROV.

Las tareas correspondientes a la gama L2 son aquellas que se han reunido para el mantenimiento de los sistemas principales de la turbina como el generador eléctrico, la Gear box, la línea de ejes, ciertas conexiones, etc. Son básicamente los elementos de una detectabilidad no muy elevada y que, si llevan a cabo un fallo, con los medios de parada de emergencia pueden detenerse.

Junto con la gama L3 se engloban ciertos elementos que son más críticos, pero poseen una detectabilidad sencilla, los medios que hay, así como su monitorización puede detectar cualquier mal comportamiento y dar parte a la central. Esta gama es la correspondiente a la de 6 años y engloba actividades referentes a sistemas de filtrado, válvulas, sensores, etc.

Tabla 5.8. Ejemplo de la gama de mantenimiento L2 de la estructura de la góndola. Elaboración propia.

GAMA L2			
Inspeccion en barco de apoyo			
Sistema principal	Sub sistema	Equipo/elemento	Tareas de mantenimiento
Gondola	Estructura de la gondola	Forro de proteccion estanco	Verificar la estanqueidad de los sistemas con las pruebas pertinentes
		Material del cierre estanco	Cambiar el material en la zona donde se encuentra desgastado
			Pruebas de estanqueidad o comprobar visualmente si hay fisuras mediante un END
			Comprobar que los materiales del polimero son aptos
		Huelgo de estiba de las baterias de emergencia	Comprobar la estanqueidad del huelgo comprobando la gravedad de las filtraciones, ademas de realizar pruebas de estanqueidad
			Inspeccion visual
		Anillos de refuerzo de la gondola	Tratamiento anticorrosivo, en caso de ser muy grande la deformacion o el estado de corrosion llevar a cabo medidas mas correctivas
			Llevar a cabo END pertinentes para verificar la integridad del material
			Inspeccion de la soldadura

A continuación, se lleva a cabo el plan de mantenimiento, un informe donde el departamento observará las acciones que hay que tener en cuenta cuando se lleven a cabo las determinadas acciones sobre los elementos de los tres sistemas en los que se ha dividido la turbina.

Análisis de criticidad y planificación del mantenimiento de una turbina de energía mareomotriz

Tareas de mantenimiento	GAMA DE MANTENIMIENTO					
	4 MESES*	8 MESES*	12 MESES*	3 AÑOS	6 AÑOS	Referencia
Examinar elementos antes de llevar a cabo su montaje	X	X	X			1.1.1
Comprobar frecuentemente el laminado	X	X	X			4.1.1
Sensorizar los puntos susceptibles a fugas	X	X	X			6.1.2
Revision antes del montaje en mar	X	X	X			8.1.1
Revision del sistema antes de montarlo	X	X	X			8.1.2
Medir mediante sensores puntos clave de la nariz	X	X	X			9.1.3
Comprobar funcionamiento del sistema y componentes				X	X	5.1.3
Revision de las cantidades del aceite				X	X	5.2.2
Verificación de los elementos del sistema				X	X	5.3.1
Pruebas de estanqueidad				X	X	6.1.1
Comprobar documentación del fabricante				X	X	6.1.3
Pruebas de resistencia				X	X	9.1.1
Revision de la documentación				X	X	9.1.2
Pruebas de resistencia				X	X	9.1.4
Aplicar pruebas con galgas extensiométricas				X	X	10.1.1
Pruebas de END				X	X	10.1.2
Comprobar pasivado del material y tamaño de los ánodos				X	X	10.1.3
Pruebas y comprobación de los documentos del fabricante					X	1.1.2
Medición de vibraciones					X	1.2.1
Pruebas de carga mediante cfd y en tierra					X	1.2.2
Pruebas de estanqueidad					X	2.1.1
Pruebas de estanqueidad					X	2.1.2
Comprobar especificaciones y documentos					X	2.1.3

Pruebas mecánicas pertinentes a los elementos críticos					X	3.1.1
Revision del freno					X	7.1.1
Pruebas de máxima carga para ver su potencia máxima de frenada					X	7.1.2
Pruebas con sensores					X	7.2.2
Comprobar datos del dispositivo de frenado					X	7.2.3

Tabla 5.9. Tareas de mantenimiento correspondientes al rotor de la turbina

A continuación, se lleva a cabo el plan de mantenimiento, un informe donde el departamento observará las acciones que hay que tener en cuenta cuando se lleven a cabo las determinadas acciones sobre los elementos de los tres sistemas en los que se ha dividido la turbina.

5.3 Posibles eventos accidentales

Durante el movimiento de izada para extraer la góndola o durante la manipulación de esta mientras está asentada en el lecho marino pueden surgir una serie de riesgos potenciales que no son contemplados a la hora de la realización de los movimientos ya sea para desmantelamiento del sistema para su mantenimiento o por cierta espontaneidad.

La siguiente tabla recoge eventos de un carácter potencialmente peligroso para la turbina y la forma que tienen de mitigarlo.

Tabla 5.6. Eventos accidentales que pueden comprometer las maniobras de la góndola. Fuente: Proyecto *HS1000*.

Evento	Mecanismo de detección	Impacto potencial	Mitigación
Pérdida de equipo (estructura de soporte, paquetes de lastre, góndola) durante el extracción	Visual	Daño al equipo, daños a la embarcación, lesiones a la tripulación (posiblemente mortales)	La sujeción al mar de todos los elementos temporales a la cubierta se realizará de acuerdo con las condiciones de la clase de embarcación y será aprobada antes de la aceptación de la navegación por un inspector de garantía independiente de terceros.
Pérdida de equipo (estructura de soporte, paquetes de lastre, góndola) durante instalación	Visual. La grúa se registrará pérdida repentina de peso del equipo	Paquetes de lastre o el equipo se hundirá hasta el fondo marino que provoque daños del equipo instalado	Las operaciones de elevación se llevarán a cabo utilizando equipo de elevación debidamente calificado y equipo de elevación mantenido y examinado de acuerdo con un esquema adecuado que cumpla con los requisitos reglamentarios. La/El contratista marino seleccionado será evaluado para determinar su competencia y utilizar personal adecuadamente calificado y experimentado
La góndola se desprende de estructura de soporte durante operación	Visual	Flotabilidad negativa. Se hundirá en el fondo del mar	Diseñado para factores de seguridad muy altos y probado para fatiga
Las cuchillas se separan de la góndola durante el funcionamiento	Disminución / pérdida de producción de energía	Flotabilidad negativa. Se hundirá en el fondo del mar	Las cuchillas han sido diseñadas para factores de seguridad muy altos y probadas para fatiga
Se desarrolla una situación que requiere el apagado del dispositivo por seguridad razones, por ejemplo, una falla en la red u operación marina emergencia	Sensorización	La turbina se puede apagar de forma remota. No más impacto esperado en la turbina	Un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS) en el recinto de EMEC, en el Eday, garantizará la alimentación de hasta 24 horas a la turbina en caso de pérdida de la conexión a la red.
Derrame de petróleo de los buques	Visual	Contaminación del agua y costa cercana	Los buques contarán con procedimientos de emergencia y, cuando corresponda, planes de emergencia contra la contaminación marina a bordo que se implementarán en caso de un derrame o una emergencia más amplia.
Fuga de aceite de la góndola	Nivel y presión. Los sensores detectarán cambios en los niveles de aceite	Contaminación del agua	La góndola está sellada y a presión atmosférica. Las fugas solo son posibles de alta a baja presión y, por lo tanto, solo son posibles las fugas de agua de mar en la góndola o el cubo. Dicha fuga será detectada por el sistema de control y HSUX notificará por alarma.

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIERIA
NAVAL Y OCEÁNICA

Máster Universitario en Ingeniería Naval y Oceánica



CAPÍTULO 6
CONCLUSIONES

6. Conclusiones

Cuando se lleva a cabo un análisis *FMECA* y se consiguen evaluar los *RPNs* de los elementos que se han recopilado en la base de datos se debe actuar sobre aquellos que mayor prioridad tenga.

Es un fallo muy grave en este método no actuar sobre aquellos valores que presentan una baja prioridad, fruto de una ocurrencia o de una detectabilidad baja, pero no una baja gravedad, como por ejemplo que un cable del sistema eléctrico no disponga de aislamiento o haga conexión de cortocircuito con otro elemento es un fenómeno que no afectará a la detectabilidad por parte del cliente y la probabilidad de ocurrencia de que suceda será muy pequeña. Sin embargo, si afectará de manera considerable a una persona ya que puede sufrir daños por el paso de corriente por lo que adquiere un valor máximo del parámetro de severidad y sí que deberá ser prioridad pese a que tenga valores bajos en criticidad.

Una correcta realización del este análisis conlleva ahorro a las empresas ya que ayuda también al mantenimiento preventivo de los sistemas a los que más recursos se destinan y como es de saber: un buen mantenimiento siempre ahorra costes. Otra de las consecuencias de haber realizado correctamente el *FMECA* es que mejora la detectabilidad y la probabilidad de ocurrencia de que los elementos tengan un modo de fallo debido a la gestión documental, que por supuesto, presenta un proceso de mejora continua ya que cada vez los fallos del sistema en cuestión se van reduciendo, aunque como ya es de saber, es imposible idear un método que detecte a la perfección todos los modos de fallo.

Sin embargo, una interpretación errónea del mismo análisis, por bueno que sea el resultado, puede provenir de factores como no haber realizado una correcta gestión de funciones del sistema y una evaluación incompleta de modos de fallo como por ejemplo no colocar un posible fallo porque nunca se ha dado o es imposible que se dé. Otras causas pueden ser la de no comparar las causas de fallo con otros elementos similares en un histórico.

Por último, a modo de crítica a este tipo de análisis, se ha de decir que posee cierta limitación. Este método, en cierta manera, depende del personal encargado de diagnosticar fallos o del departamento de mantenimiento de la empresa en cuestión y este personal, a su vez, depende de la experiencia propia en este tipo de metodología.

Con todo esto se quiere decir que si la experiencia no es muy elevada se pueden obviar causas y modos de fallo que no se contemplen en el *FMECA* y que no por eso no se garantizan que no aparezcan, sino que además incurrirá en un coste adicional excesivo de recursos. Lo que provoca la falta de experiencia también conlleva la subcontratación de empresas de mantenimiento o la compra de históricos o bases de datos de los fallos de elementos similares, que por supuesto genera mayores costes.

Los objetivos de disponibilidad, fiabilidad y vida útil no pueden conseguirse a cualquier precio. El departamento de mantenimiento debe conseguir los objetivos marcados ajustando sus costes a lo establecido en el presupuesto anual de la planta. Como se ha comentado, este presupuesto ha de ser calculado con sumo cuidado, ya que un presupuesto inferior a lo que la instalación requiere empeora irremediablemente los

resultados de producción y hace disminuir la vida útil de la turbina; por otro lado, un presupuesto superior a lo que la instalación requiere empeora los resultados de la cuenta de explotación.

A modo de hacer una reflexión en todos los aspectos no debería ignorarse la reflexión en las energías renovables de carácter marino como de las que se han hablado en este proyecto.

Como se comentaba en los primeros capítulos, la energía del mar o energía azul ha demostrado en la última década, a raíz de la necesidad humana, estar más comprometido con el medio ambiente en combinación con la implantación de sistemas que sean, de la misma manera, sostenibles con el medio.

A modo de verlo personalmente, y a propósito de la implantación de un parque de turbinas este tipo, sí que es verdad que la instalación penaliza de manera radical la fauna y flora del lugar, aunque las compañías quieran inculcar la motivación de que no hay repercusión en el medio ambiente. Sin embargo, hay que notar que con la implantación del sistema de turbinas se consigue paralizar en gran medida las actividades de pesca masiva en esos lugares. Es esta filosofía de sostenibilidad la que en cierta manera buscan las empresas punteras en estas tecnologías.

Otra perspectiva de estos sistemas de generación de energía a partir de corrientes de mareas, y de casi todos los métodos de energía marina, es que utilizan un principio de trabajo que no es, por desgracia, abundante en este planeta. Se disponen de muy pocas ubicaciones en las que resulte viable la instalación de estos artefactos y para más inri, muchos de los sistemas presentan un rendimiento global muy bajo, véase las centrales mareomotérmicas, la energía de los artefactos tipo “*power buoy*” y las propias turbinas de marea con un rendimiento inferior al 45%.

No obstante, los tiempos cambian y con ello la tecnología de la que disponemos hoy en día por lo que no es de extrañar que en un futuro cercano se puedan implementar en mayor medida estos sistemas logrando un rendimiento mayor y una concienciación cuasi plena de su importancia de mantener el planeta limpio para las generaciones venideras.

7. Bibliografía

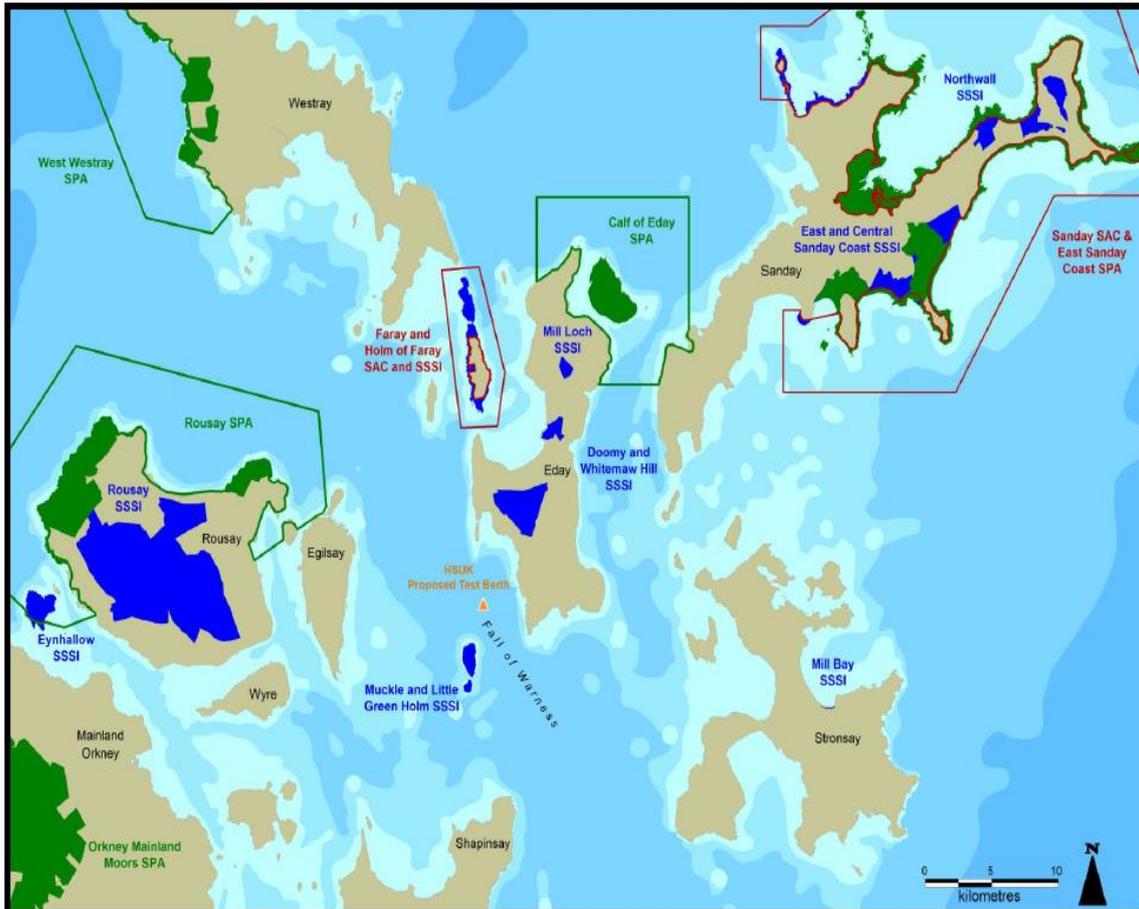
- [1]. G. Iglesias, M. López, R. Carballo, A. Castro, J. Fraguera y P. Frigaard, «Wave energy potential in Galicia (NW Spain),» *ELSEVIER*, vol. 34, pp. 2323-2333, 2009.
- [2]. "www.marineturbines.com
- [3]. "http://www.emec.org.uk
- [4]. "http://www.meygen.com
- [5]. "http://www.verdantpower.com
- [6]. "http://www.openhydro.com
- [7]. «http://www.bluewater.com
- [8]. "http://www.scotrenewables.com
- [9]. "www.alstom.com
- [10]. «www.magallanesrenovables.com
- [11]. M. C. Calero Quesada, J. García Lafuente, J. C. Sánchez Garrido, J. Delgado and S. Sammartino, "Energy of marine currents in the Strait of Gibraltar and its potential as a renewable energy resource.," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 34, pp. 98-109, 2014
- [12]. REE, «El sistema eléctrico Español. Avance 2015,» 2015.
- [13]. Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12, Plantas Eolicas/ ABB
- [14]. Fergal O'Rourke, Fergal Boyle, Anthony Reynolds. *Tidal energy update 2009*. Dublin institute of Technology. 2010.
- [15]. M.J. Khan, G. Bhuyan a, M.T. Iqbal, J.E. Quaicoe. *Hydrokinetic energy conversion system and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review*. 2009.
- [16]. Verdant Power. *Free flow turbine*. Disponible en: <https://www.verdantpower.com/free-flow-system>
- [17]. de Alegría, I.M. *Transmission Alternatives for Offshore Electrical Power*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008.
- [18]. Emmanuel Brandlard. *Wind Turbine Aerodynamics and Vorticity-based methods. Fundamentals and Recent Applications*. 2017.
- [19]. Jens Norkaer Sorensen. *General Momentum Theory for Horizontal Axis Wind Turbines*. 2016
- [20]. Documentos de respaldo del proyecto HS1000, nº asignación A30127-S03. Hammerfest Strom UK Ltd.
- [21]. DNV RP-A203 *Qualification procedure for new technology*

- [22]. API RP 17N *Recommended practice for subsea production system reliability and technical risk management*
- [23]. ISO 20815:2008, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries: Production assurance and reliability management*
- [24]. UNE-EN-60812. “*Procedimiento de análisis de los modos de fallo y sus efectos*”, diciembre 2008.
- [25]. Procedimientos del ejército de los Estados Unidos, MIL-P-1629. “*Procedure for performing a failure mode effect and criticality análisis*”, 9 de noviembre de 1949.
- [26]. American Society for Quality. Edición de 2009.
- [27]. Jacome, L (2008) “*Ingeniería del mantenimiento*”
- [28]. Página web de Andritz Hydro. Disponible en: <https://www.andritz.com/products-en/hydro/products/turbines-hydropower>

ANEXO I

Consideraciones de habitabilidad de las especies en la zona de operación de la turbina *HS1000*.

Como se comentaba en la definición de la turbina, las vibraciones y el mero hecho de que el dispositivo se encuentre presente puede alterar el comportamiento y la sensibilidad de ciertas especies de la zona.



Zonas de conservación en y alrededor de “*Fall Of Warness*”, ubicación del dispositivo HS1000. Fuente: EMEC.

Por tanto, las siguientes tablas de este anexo se limitan a dictar el funcionamiento y rendimiento de la turbina en base a la estacionalidad de las distintas especies que se encuentran en la ubicación, así como los periodos en los que la capacidad de monitoreo y respuesta debe de ser prioridad por la venida de las especies.

Sensibilidad	
	Alta
	Moderada
	Baja
	Menor interacción
	Sin datos concluyentes

Foca Portuaria	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
<p>Los cachorros de foca portuaria común a principio de junio y julio, también puede incluir agosto, tienen periodos de muda. Además, cerca de <i>Seal Skerry, The Graand</i> (sur de <i>Eday</i>, zona de ubicación del <i>HS1000</i>) poseen una zona de pesca por lo que pueden originarse colisiones. En operaciones de mantenimiento puede interferir con su habitabilidad</p>						

Foca gris	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
<p>La temporada de reproducción de la foca gris es desde principios de octubre a finales de noviembre. El periodo de muda es de enero a marzo (hembras) y de marzo a mayo (machos). Las colonias reproductoras de focas están ubicadas en <i>Little Green Holmes</i> con una reserva protegida por la Union Europea al norte en las islas de <i>Faray</i> y <i>Holm of Faray</i>. El principal riesgo puede ser colisión y perturbaciones a la hora de montaje/instalación/desmantelamiento</p>						

Marsopa común	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
<p>No hay poblaciones residentes de marsopa común, sin embargo, a partir de observaciones, se ha realizado un numero moderado de avistamientos en los meses de julio a septiembre. Esta especie suele trasladarse mar adentro en invierno y son una especie protegida por la comunidad europea. Los riesgos más graves son colisión y riesgo, al igual que las focas grises</p>						

Cetáceos	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
<p>Se ha registrado poblaciones de ballenas, orcas y delfines de pico blanco en <i>Warness</i> durante los meses de verano. Corresponden a especies protegidas debido a su bajo número de especie, aun teniendo una ocurrencia esporádica en su avistamiento. Cuestiones para considerar son colisiones y perturbaciones.</p>						

Aves	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
<p>Se encuentran presentes todo el año, pero hay que destacar una población de cormoranes en <i>Little Green Holmes</i> de abril a junio. Hay que considerar el riesgo de colisión ya que son buceadoras. Sin embargo, todas las aves están protegidas por la "<i>Ley de Vida Silvestre</i>" que prohíbe matar, herir o vender cualquier ave silvestre o su nido</p>						

Peces y mariscos	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Consideraciones en la instalación debido a que la zona es ubicación de desove y cría de algunas especies de peces						

Tiburones peregrinos	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Se ha avistado un número reducido de tiburones peregrinos a finales de verano y algunas especies en aguas de <i>Orkney</i> durante el verano. Se suelen avistar en frentes de marea donde la concentración de zooplancton, de la que se alimentan, es elevada. Son especie protegida por Reino Unido y hay que considerar riesgos de colisión y perturbación durante actividades con el dispositivo						

Nutrias	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Se han detectados algunos avistamientos esporádicos de nutrias en los últimos años en las aguas poco profundas. Normalmente se crían en los meses de verano en <i>Orkney</i> , aunque pueden reproducirse en cualquier época del año. Es una especie protegida europea y puede causar interrupciones de operatividad de la turbina en tierra.						



A la izquierda: foca de puerto. A la derecha foca gris. Fuente: *Wikipedia*.



Marsopa común. Fuente: *Wikipedia*.



Respectivamente: delfín de pico blanco, ballena enana y orca. Fuente: *Wikipedia*.



Respectivamente: Cormorán, tiburón peregrino y nutria. Fuente: *Wikipedia*.