

Recursos y sistemas energéticos renovables del entorno marino y sus requerimientos de control

E. García, A. Correcher, E. Quiles, F. Morant

Departament` de Ingenieria de Sistemas y Aut`matica, Universitat P`litécnica de València, Camin` de Vera s/n, 46022, Valencia, España

Resumen

En este artículo se presentan una serie de dispositivos generadores de energía renovable procedente del entorno marino, que en los últimos años han despertado creciente interés. En especial se describen los tipos principales de Generadores Eólicos Flotantes, las Turbinas de Corriente Marina y diversos dispositivos basados en Energía Undimotriz. Se destacan los principales requerimientos a considerar bajo el punto de vista de la ingeniería de control, considerando los objetivos de viabilidad económica a alcanzar teniendo en cuenta su estabilidad, fiabilidad y disponibilidad en un medio marino especialmente agresivo, donde las operaciones de mantenimiento resultan especialmente costosas.

Palabras Clave:

Generadores Eólicos Flotantes, Turbinas de Corrientes Marinas, Energía Undimotriz.

1. Introducción

El objetivo europeo de alcanzar el 20% del consumo de energía con energías renovables (EERR) en 2020, pasa por un aumento de la potencia eólica y de otras fuentes renovables, que puede verse condicionado por razones ambientales y de uso del suelo. La instalación de Parques Eólicos Marinos (PPEEMM), es una opción que permitiría aumentar la potencia eólica instalada, evitando parte de los inconvenientes que aparecen en los PPEE en tierra, especialmente el impacto visual y sobre la fauna avícola. A finales de 2013, la potencia global instalada en parques marinos era de 7GW, el 2.2% del total de energía eólica instalada (GWE, 2014), con un gran crecimiento en instalaciones conectadas, estando el 90% de esta potencia instalada en el norte de Europa. La mayor instalación está en el parque de Anholt (Dinamarca) con un total de 400 MW instalados en 2014. Esta instalación será superada en breve, puesto que parques como el Gemini (Holanda) con 600MW ya están en fases de construcción muy avanzadas. Además, el gigante chino ha comenzado a instalar esta tecnología con 1560 MW en construcción y 3GW previstos en otros proyectos. Si se compara con el resto de las EERR, las de procedencia marina se encuentran en una fase inicial, sin embargo su potencial es muy alto.

Entre las posibles fuentes de energía procedentes del mar destacan las corrientes marinas (CCMM), cuyos fundamentos

teóricos son muy similares a los de la energía eólica.

Las Turbinas de Corriente Marina (TTCM) hacen uso de la energía cinética de las CCMM para obtener energía de forma similar a la obtenida por los Generadores Eólicos (GGEE). El máximo aprovechamiento de las instalaciones marinas necesarias, permite pensar en la instalación integrada de otros dispositivos generadores como las TTCM, que están experimentando un desarrollo con un futuro muy prometedor, aunque actualmente su uso está restringido a corrientes de entre 1-3 m/s.

A nivel global, la instalación de PPEEMM se contempla dentro del sector eólico como una de las áreas con mayores posibilidades de desarrollo futuro.

En 2009, el crecimiento europeo de energía eólica marina instalada fue del 54%, siendo los países más activos el Reino Unido y Dinamarca, con Suecia, Alemania y Noruega como acompañantes en dicho desarrollo.

Es absolutamente necesario el desarrollo de nuevos conceptos tecnológicos para los PPEEMM, que permitan, garantizar la eficiencia, estabilidad y fiabilidad de los mismos, con objeto de garantizar en todo momento su disponibilidad, maximizar la producción energética, con lo que se deben reducir los costes finales de la generación y por tanto, asegurar su viabilidad económica.

En consecuencia con lo anterior, bajo el punto de vista de la ingeniería de control y con carácter general se plantean una serie de objetivos que pretenden desarrollar algoritmos avanzados de control, supervisión y diagnóstico para el máximo aprovechamiento de los sistemas de generación marina (López, 2016) con el objetivo de incrementar el

* Autor en correspondencia.

C`rre`s electr`nic`s: egarciam@isa.upv.es (E. García),
ancorsal@upv.es (A. Correcher), equiles@isa.upv.es (E. Quiles),
fmorant@isa.upv.es (F. Morant)
URL: www.sdf.ai2.upv.es (E. García)

rendimiento, la estabilidad estructural del sistema y asegurar su viabilidad económica.

2. Generadores eólicos flotantes

Desde hace unos años, se viene planteando la conveniencia de desplazar los parques de generación eólica al entorno marino, con objeto de conseguir condiciones más favorables para la generación, con flujos de viento de mayor intensidad, superiores en promedio a un 30% que los alcanzados en tierra firme, y eliminando al mismo tiempo los inconvenientes que presentan estos últimos en cuanto a contaminación visual, por ruido y de afectación a la fauna avícola. Adicionalmente, las condiciones de funcionamiento en alta mar, permiten la instalación de GGEE de grandes dimensiones, con diámetros de rotor que superan los 120m y por tanto capaces de generar elevadas potencias debido al área que son capaces de abarcar sus grandes rotores. En este sentido, la fuerza de empuje F_T sobre la turbina es:

$$F_T = \frac{1}{2} \rho_a A u_r^2 C_T(u_r) \quad (1)$$

donde ρ_a es la densidad del aire, A es el área barrida por el rotor, y u_r es la velocidad relativa entre el viento incidente y la turbina. $C_T(u_r)$ es el coeficiente de la fuerza de empuje, y depende de la estrategia de control del GE. No obstante, este aumento de tamaño de los GGEE, ha contribuido al aumento de las cargas estructurales que soportan estos sistemas, y a hacer más evidente la necesidad de aplicar técnicas predictivas avanzadas de control y de seguimiento de estado a los principales elementos estructurales, cuyo objeto es preservar la estabilidad e integridad estructural, frente a las técnicas convencionales de regulación de la potencia eléctrica generada.

Cuando las condiciones de instalación superan los 50m de profundidad, se hace necesario por motivos de viabilidad económica, optar por estructuras flotantes frente a alternativas de sustentación y anclaje al fondo marino. Este condicionante adicional incrementa la complejidad del sistema teniendo en cuenta las condiciones de estabilidad hidrodinámica de un sistema en flotación con 6 grados de libertad.

Para este fin, los expertos han tenido en cuenta la variedad de sistemas de amarre, tanques de lastre y las opciones utilizadas en la extracción de petróleo y gas, con disponibilidad de numerosas configuraciones, pero se ha realizado poco trabajo para determinar la viabilidad técnica y económica de cualquiera de los conceptos cuando se aplica a GGEE en el mar. La Figura 1 ilustra algunos de los conceptos, cuya clasificación se plantea a partir de la manera de cómo dichos diseños obtienen su estabilidad.

De izquierda a derecha, el concepto Spar-buoy alcanza la estabilidad mediante el uso de lastre para situar el centro de gravedad (CdG) por debajo del centro de flotabilidad (CdF) y puede ser amarrado por catenarias o líneas de tensado (Betti et al., 2012). En el segundo modelo, la Tension Leg Platform (TLP) logra la estabilidad a través del uso de líneas de tensión de amarre, provocada por el exceso de flotabilidad en el tanque (Betti et al., 2014). Por último, el concepto Barge logra

la estabilidad a través de la zona de flotación y, en general, se amarra por líneas catenarias. También se han desarrollado otros conceptos híbridos, utilizando las características de las tres clases descritas (Jonkman, 2011).

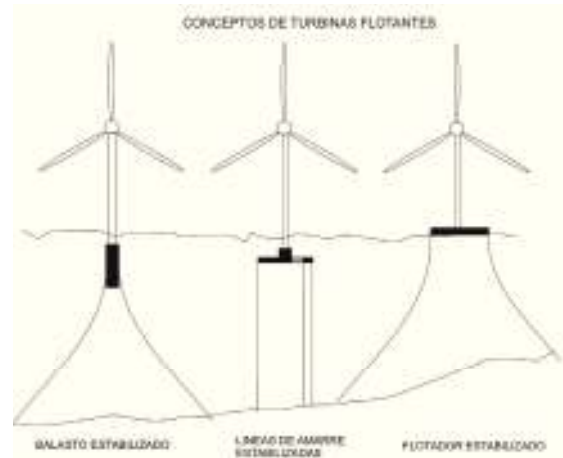


Figura 1: Propuestas principales de estructuras flotantes.(Jonkman and Buhl, 2007)

Hay varios conceptos sobre las turbinas eólicas flotantes que están siendo evaluadas por los actores de la industria de la energía eólica. En Noruega, hay dos empresas comerciales que trabajan en los diseños de turbinas eólicas flotantes (Norsk Hydro y Sway), aprovechando la experiencia acumulada en el proceso de desarrollo de la industria noruega de petróleo y gas en alta mar.

2.1. Boya con sustentación (Tension Leg Platform)

La plataforma está amarrada permanentemente por medio de amarres tensores que se agrupan en cada una de las esquinas de la estructura. Una característica del diseño de los amarres es que tienen relativamente alta rigidez axial (baja elasticidad), de manera que se eliminan prácticamente todos los movimientos verticales de la plataforma. Sus características principales son:

- Plataforma flotante cilíndrica de los proyectos de $T = 30$ m y radio $r = 6$ m
- Tensión por tramo del sistema de amarre con 3 tendones.
- Distancia radial de los tendones de la vertical del eje de la plataforma = 36 m
- Profundidad del agua = 100 m
- Longitud de líneas sin estirar = 69.940 m
- Tensión Ancla= 289,3 Kips

2.2. Boya con amarre disperso (SPAR buoy)

El diseño de la boya Spar, se basa en mantener el centro de gravedad por debajo del centro de flotabilidad, utilizando un balastro situado por debajo de la superficie marina, tratando así de lograr la estabilidad. Puede amarrarse al fondo marino

mediante catenarias o líneas de tensado. Seguidamente se describen algunas de sus principales características:



Figura 2: Proyecto Hywind. (www.statoil.com)

- Plataforma flotante SPAR de un proyecto de $T = 30$ m y radio $r = 6$ m
- Tensión tramo con sistema de amarre en lugares fairlead
- $ZF = -30,0$ m y $ZF = 30,0$ m (por encima de la línea de flotación)
- distancia radial de los tendones de la vertical del eje de la plataforma = 206 m
- Profundidad agua = 100
- Líneas superiores sin estirar = 240,10 m
- Líneas inferiores sin estirar = 211,90 m
- Tensión Ancla = 550,8 Kips

El concepto plantea un aerogenerador relativamente convencional de eje horizontal montado en la parte superior. Este concepto se ilustra en la Figura 2, que se corresponde al concepto "HyWind" de la empresa Norsk Hydro. Dinámicamente, una turbina se comportará como un sistema masa-resorte-amortiguador no-lineal, excitado por las fuerzas hidrodinámicas de las olas y corrientes, así como las fuerzas inducidas por el viento. El sistema de amarre consiste en varios anclajes (normalmente tres) incrustados en el fondo marino. Estas amarras, están conectadas a la turbina con una línea compuesta por una sección de cadena y una sección de cuerda sintética. Cuando la turbina experimenta una fuerza de empuje desde un único anclaje, la línea sujetará, y actúa como un muelle tirando de la turbina de nuevo a su posición. El amortiguamiento es suministrado principalmente por las fuerzas hidrodinámicas.

En una turbina eólica convencional con el soporte estructural a tierra, el desplazamiento angular de la torre es comparativamente pequeño, incluso bajo condiciones de viento duro, y los momentos de flexión en la torre son principalmente de la fuerza axial del viento. En estas

condiciones el peso de la góndola actúa comprimiendo la torre, no curvándola.

En un Generador Eólico Flotante (GEF), la plataforma de sustentación se mueve libremente y la torre puede experimentar desplazamientos angulares de varios grados. En este caso, el peso de la góndola dará lugar a momentos de flexión en la torre que están directamente relacionados con la masa de la góndola. En este fenómeno hay que destacar especialmente los efectos de su amplitud y su frecuencia.

En cuanto a amplitud, la combinación de altas velocidades de viento y el gran tamaño de las turbinas, producen enormes cargas en la estructura.

En cuanto a frecuencia, debido a que las cargas del viento y las olas varían constantemente, se producen importantes esfuerzos de fatiga en la estructura (Valera-García and Atutxa-Lekue, 2016).

Esto conduce al sometimiento de unas condiciones especiales de funcionamiento que son merecedoras de un análisis especial, que en nuestras condiciones actuales, únicamente pueden realizarse mediante el auxilio de herramientas software de simulación. De manera específica, para tal fin se desea destacar la herramienta de simulación FAST (Jonkman, and Buhl Jr., 2007).

También para realizar dicho análisis, es necesario disponer de un modelo de comportamiento dinámico acoplado de la base flotante de sustentación y de la torre/góndola, con objeto de adquirir un conocimiento lo más preciso posible que nos indique cuales deben ser las variables sujetas a observación, en el contexto de un Sistema de Seguimiento de Estado del sistema estructural del sistema de generación eólica flotante.

Todo apunta a que especialmente, debe prestarse atención a las cargas de inercia del rotor, góndola, torre, y a los efectos elásticos dentro y entre los componentes, accionamiento mecánico y de respuestas eléctricas del generador, de los sistemas de control y protección.

2.3. Implicaciones del diseño de control del GEF en las cargas estructurales

Desde el punto de vista del ingeniero de control, un GEF es un sistema con baja capacidad de actuación. Las principales entradas de control son el ángulo de pala del rotor (pitch) y el ángulo de guiñada (yaw) de la góndola. Dependiendo de la elección de la tecnología del generador, también tenemos la opción de control activo del par del generador. No se disponen en principio, de actuadores que puedan controlar activamente la posición y orientación de la plataforma en sí.

Poco se puede hacer sobre el movimiento de rotación y los movimientos transversales. Aquí tenemos que confiar en que el sistema de amarre y las fuerzas hidrostática e hidrodinámica hagan su trabajo. Pero, lo que sí podemos y debemos controlar es el empuje axial de la turbina eólica, ya que esto puede influir en el movimiento basculante de la misma.

Los movimientos del oleaje y las variaciones en la velocidad del viento pueden provocar movimientos en la turbina. Idealmente, sería deseable que el control de ángulo de giro de pala actúe de forma que mantenga a la turbina eólica con la mayor estabilidad estructural que sea posible, y sobre

todo lo que hay que evitar, es una acción de control que introduzca en el sistema una amortiguación negativa, es decir, una acción de control que provoque un aumento en la amplitud del movimiento basculante de la turbina. Por ejemplo, si utilizamos un diseño de control (pitch) de las palas de la turbina, de modo que la resistencia del aire del rotor se reduzca mientras la góndola se mueve hacia adelante, introducimos una amortiguación negativa (Fuglseth and Undeland, 2006.).

Convencionalmente, los aerogeneradores alternan entre dos tipos de acciones de control (Gonzalez, 2008):

- Cuando la velocidad del viento está por debajo de la nominal, el control de pitch trata de maximizar la potencia de salida, manteniendo la punta de velocidad en una proporción óptima.
- Por encima de la velocidad nominal del viento, las palas del rotor son anguladas para mantener el funcionamiento de la turbina a una velocidad y par constante.

En los aerogeneradores modernos esto se hace de dos maneras diferentes. Una de ellas es mediante un método activo de pérdida de sustentación, donde las palas de la turbina serán anguladas a fin de que parte de la pala entre en una pérdida de sustentación, reduciendo la elevación de la pala y, por ende, la reducción de la torsión. El segundo es el método activo de pitch, en el que las palas son anguladas para reducir el ángulo de ataque, lo que reduce la elevación de pala. El método activo de sustentación, requiere muchos menos ajustes para reducir el ángulo de pala en comparación con el método activo de pitch. Sin embargo, los dos métodos de control funcionan de forma diferente con respecto al empuje axial y los momentos de flexión de las palas.

Con el fin de garantizar un desgaste mecánico mínimo de los componentes de la turbina, el concepto de la producción constante de energía puede tener que ser sacrificado, y la regulación de las variaciones de la potencia podrían realizarse en tierra, utilizando por ejemplo, técnicas de almacenamiento de energía por rotación de masa. El ángulo de pala se puede utilizar para controlar el empuje axial de la turbina, que a su vez puede servir para amortiguar el movimiento de inclinación. Las variaciones del par deben ser adoptadas por el control del generador, y esto debe hacerse a fin de reducir el desgaste de, las raíces de las palas, buje del rotor, y el eje de la multiplicadora. Esto requerirá una tecnología de generador que nos permita controlar el par motor, lo cual nos limita a diseños de convertidores alimentados. Este podría ser un diseño PMSM de impulso-directo, de un generador de inducción doblemente alimentado o un generador de inducción con un convertidor de plena potencia.

El objetivo del controlador debería ser reducir al mínimo el movimiento de la turbina y la plataforma, al mismo tiempo, limitar el desgaste mecánico en el generador y la transmisión. En este sentido algunas herramientas de simulación como FAST, cuentan con herramientas de linealización de sistema que puede ser utilizada para el diseño de controladores basado en la teoría de ganancia lineal-cuadrática. Otra opción es el diseño de controladores basados en la teoría de Lyapunov,

para la minimización de las funciones de energía. La herramienta de simulación FAST, fue desarrollada específicamente para realizar ensayos previos de estudio sobre las sobrecargas que pueden producirse entre otras, sobre las palas y torre del aerogenerador flotante, a partir de aplicar distintas estrategias de control, como Gain Scheduling PID, LQR con Collective Blade Pitch y LQR con Individual Blade Pitch o HINF. En consecuencia, se pueden probar diferentes estrategias de control para encontrar un controlador robusto y eficiente. Para profundizar en el tema de la aplicación de diferentes estrategias de control con FAST se aconseja consultar la referencia (Namik, and Stol, 2014).

3. El control de generadores eólicos

Para los parques de generación eólica onshore, las técnicas de control activo convencional que han venido siendo aplicadas tienen como objetivo fundamental el de la regulación de la potencia generada (Gonzalez, 2008). Se consigue variando adecuadamente el ángulo de ataque de las palas en su oposición al viento. Se diferencian dos estrategias de control de potencia, según que la potencia generada esté por encima o por debajo del régimen de funcionamiento nominal:

a) Cuando sopla una ráfaga de viento, se supera la potencia nominal; las señales del mecanismo de control hacen que el deslizamiento aumente permitiendo que el rotor gire un poco más rápidamente, hasta que el mecanismo de cambio de paso de las palas pueda hacer frente a la situación, orientándolas, pasando a capturar menos potencia del viento; una vez que el mecanismo de cambio de paso ha hecho su trabajo, el deslizamiento disminuye de nuevo.

b) En el caso de que el viento caiga de repente, el mecanismo aplicado es el inverso. El control comprueba varias veces por segundo la potencia generada, al igual que en el caso anterior, y como interesa capturar la máxima energía posible del viento, el control modifica el ángulo de paso al óptimo.

La fracción de potencia extraída del viento por un GE de viento real viene dada por el parámetro C_p , que es conocido como coeficiente de eficiencia, de tal manera que la potencia generada viene dada por la expresión:

$$P_w = C_p(\lambda, \theta) \frac{1}{2} \rho A u^3 = C_p P_v \quad (2)$$

Siendo P_w la potencia aprovechada, P_v la potencia contenida en el viento, ρ la densidad del aire, A el área barrida por el rotor y u la velocidad del viento.

El coeficiente de eficiencia no es constante, sino que varía con la velocidad específica o *tip speed ratio* λ y los parámetros de la pala como el ángulo de ataque θ y el ángulo de la pala. Cuando la velocidad rotacional varía el ángulo de ataque θ cambia también.

Sin embargo, el constante aumento del diámetro del rotor en búsqueda de mayor capacidad de generación por unidad generadora, ha venido aparejado de unas mayores cargas estructurales a soportar por los dispositivos generadores. De

manera más precisa, la dinámica de las grandes turbinas eólicas de eje horizontal puede ser modelada mediante un modelo de cinco grados de libertad (Geyler, 2007).

Los modos dominantes incluyen la deflexión fuera-de plano de-rotor del flap de pala, deflexión intraplano del canto de pala, movimientos de torre de proa-popa, y de balanceo y torsión del tren de potencia. Como se sugiere en la Figura 3, la dinámica de las deformaciones asociadas con estos grados de libertad tienden a estar acopladas.

Por ejemplo, el movimiento proa-popa de la torre, está fuertemente unido al movimiento del flap de pala y el movimiento de la torre de balanceo está fuertemente unido a la torsión del canto de pala y del tren de potencia.

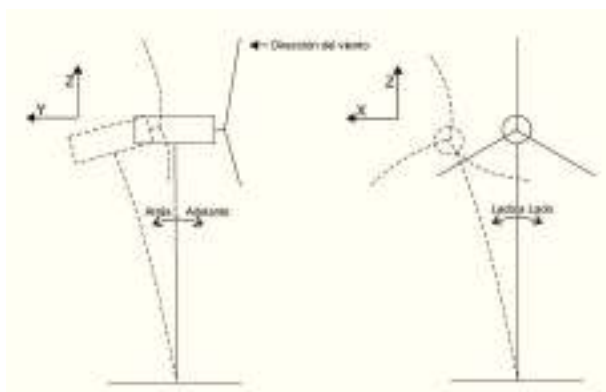


Figura 3: Grados de libertad de un gran generador eólico. (Suryanarayanan, and Dixit, 2005.)

En este contexto, los grandes aerogeneradores modernos permiten aplicar técnicas de control que hacen posible un rápido ajuste independiente de cada uno de los ángulos de paso de las palas del rotor (Geyler and Caselitz, 2007), ampliando los objetivos convencionales del control de pitch a la reducción de las cargas de fatiga, en especial mediante una amortiguación activa de las oscilaciones de la torre. En (Rocha et al., 2005), se estudia la aplicación de técnicas de control multiobjetivo basado en un controlador H_{∞} , y se muestra el potencial para incrementar el amortiguamiento activo del primer modo de flexión axial de la torre y reducir las fluctuaciones 1p en los momentos de flexión de la raíz de las palas.

Si se trata de sistemas complejos en flotación con 6 grados de libertad, dinámicamente el sistema se comporta como un sistema masa-resorte-amortiguador afectado por fuerzas cambiantes, resultantes de los flujos de vientos y fuerzas hidrodinámicas debido a las olas y corrientes marinas. En determinadas condiciones de velocidad del viento superior a la normal, las técnicas de control de pitch convencionales introducen amortiguamiento negativo en el movimiento de la torre en flotación, lo que provoca una excitación de la frecuencia natural pudiendo hacer entrar en resonancia a la estructura flotante, al aplicar disminuciones de la oposición al viento al variar el ángulo de pitch de las palas con objeto de regular la potencia activa generada. Este fenómeno se pudo constatar en las pruebas realizadas en la Ocean Basin Laboratory en Marintek en Trondheim. (Nielsen et al., 2006).



Figura 4: Movimientos de cabeceo del GEF. (Avia, 2008)

El movimiento de un sistema con 6 grados de libertad, viene descrito por las siguientes 6 coordenadas (Fuglseth and Undeland, 2006).

$$q = \begin{bmatrix} x \\ y \\ z \\ \Phi \\ \Theta \\ \Psi \end{bmatrix} \quad (3)$$

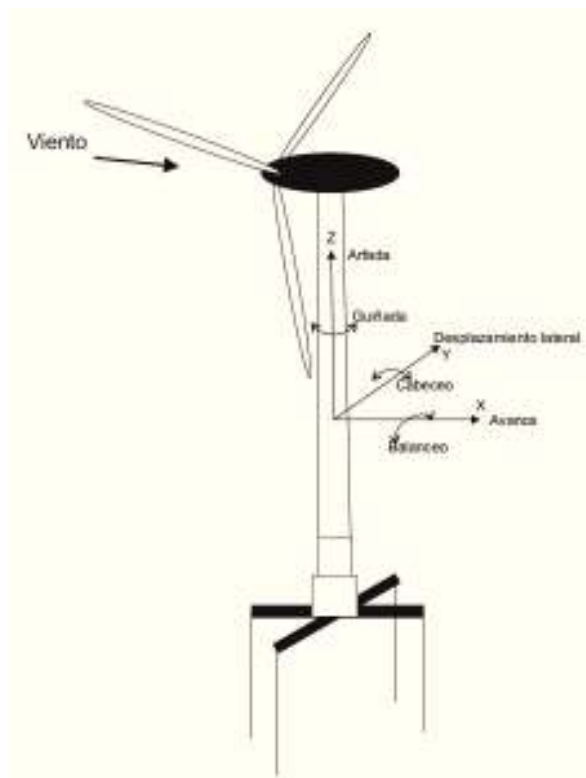


Figura 5: Grados de libertad de una plataforma flotante. (Musial et al., 2007).

En la ecuación, se utilizan 6 coordenadas independientes, 3 de las cuales describen los movimientos de traslación sobre los ejes x (avance), y (desplazamiento lateral), z (arfada), , las otras 3 coordenadas describen los movimientos de rotación Φ, Θ, Ψ denominados de balanceo, cabeceo y guiñada, respectivamente

sobre los 3 lineales anteriores (Figura 5). Por otra parte, la ecuación de movimiento de un sistema que posee j grados de libertad, en movimiento alrededor de un punto estacionario en un fluido es:

$$\sum_{k=1}^6 m_{jk} \ddot{q}_k = \tau_j^H + \tau_j^R + \tau_j^D + \tau_j^A + \tau_j^E \quad (4)$$

donde

q_k es la k -ésima coordenada del cuerpo.

m_{jk} son los parámetros de la masa de cuerpo rígido e inercia.

τ_j^H Son fuerzas hidrostáticas.

τ_j^R Son fuerzas de radiación en forma de olas por el movimiento del cuerpo.

τ_j^D Son fuerzas de difracción, debidas a olas rompiendo contra el cuerpo.

τ_j^A Son fuerzas de actuación

τ_j^E Son otras fuerzas externas.

La fuerza de radiación se representa típicamente por los términos de masa añadida y amortiguación potencial. La masa añadida a menudo se confunde con que representa una cierta cantidad de agua que se "fija" a la estructura, y se mueve con ésta. En realidad, es simplemente una representación práctica de las fuerzas hidrodinámicas que son proporcionales a la aceleración del cuerpo. Las fuerzas hidrostáticas pueden ser representadas como una fuerza de recuperación proporcional a la desviación de la posición neutral. Entonces, la ecuación de movimiento se escribe comúnmente como:

$$\sum_{k=1}^6 (m_{jk} + \alpha_{jk}(\omega)) \ddot{q}_k + \sum_{k=1}^6 \beta_{jk}(\omega) \dot{q}_k + \sum_{k=1}^6 c_{jk} q_k = \tau_j^D + \tau_j^A + \tau_j^E \quad (5)$$

donde $\alpha_{jk}(\omega)$ es la masa añadida dependiente de la frecuencia, $\beta_{jk}(\omega)$ es el potencial de amortiguación dependiente de la frecuencia, y c_{jk} es el coeficiente de restauración.

Los coeficientes de masa añadida y potenciales de amortiguación se encuentran comúnmente a partir de experimentos, o mediante software tal como WAMIT que se utiliza para el cálculo de estimaciones.

Las fuerzas de radiación pueden representarse con integrales de convolución

$$\sum_{k=1}^6 (m_{jk} + \alpha_{jk}) \ddot{q}_k + \sum_{k=1}^6 b_{jk} \dot{q}_k + \sum_{k=1}^6 c_{jk} q_k + \sum_{k=1}^6 \int_{-\infty}^t K_{jk}(t - \sigma) \dot{q}_k(\sigma) d\sigma = \tau_j^D + \tau_j^A + \tau_j^E \quad (6)$$

Donde $K_{jk}(t)$ puede verse como una función de respuesta impulsional en dirección j a una velocidad impulsional en dirección k . La integral de convolución de (6) suele representarse como:

$$\mu_{jk} = \int_{-\infty}^t K_{jk}(t - \sigma) \dot{q}_k(\sigma) d\sigma \quad (7)$$

No obstante, en vez de utilizar la integral de convolución se suele utilizar el sistema lineal siguiente por ser más simple de

implementar y solucionar en sistemas software de simulación. Adicionalmente la ejecución de las simulaciones se realiza más rápidamente.

$$\begin{aligned} \dot{\xi}_{jk} &= A_{jk} \xi_{jk} + B_{jk} \dot{q}_k \\ \mu_{jk} &= C_{jk} \xi_{jk} + D_{jk} \dot{q}_k \end{aligned} \quad (8)$$

Los coeficientes se obtienen de la transformada de Laplace de la función de respuesta impulsional.

$$K_{jk}(s) = C(sI - A)^{-1} + D \quad (9)$$

Para mayor información consultar las referencias de (Fuglseth and Undeland, 2006) y (Kristiansen et al., 2005)

Desde un punto de vista comparativo, los requerimientos de control entre los GGEE onshore y los GGEEFF offshore no revisten diferencia. En ambos, los objetivos deseados son la regulación de potencia para maximizar la captura de energía y cuando la velocidad del viento supera el valor nominal (entre 10-12 m/s) el objetivo primario es minimizar la fatiga estructural debida a las sobrecargas.

En el caso de los GGEEFF, este último objetivo reviste mayor importancia ya que se trata de un sistema de 6GdL y queda expuesto a movimientos de mayor brusquedad debido a los efectos superpuestos del viento y la mar. Adicionalmente, cada uno de los 3 tipos de plataformas flotantes (Figura 1) introduce características estáticas y dinámicas diferentes que responden de manera diferente a una misma estrategia de control. Se realizaron inicialmente estudios con controladores de objetivos individuales para la regulación de la velocidad del rotor con utilización de paso colectivo de palas. Jonkman y Matha 2011, realizaron extensos análisis con las tres plataformas utilizando un controlador de ganancia programada proporcional-integral (GSPI). Sus resultados mostraron que la plataforma de barcaza (Barge) tenía las mayores cargas en torre y palas y los movimientos más grandes de la plataforma de apoyo de la turbina eólica, mientras que la TLP fue la mejor en ese sentido; las cargas y los movimientos de la Spar-buoy eran inferiores a los de la plataforma Barge, pero no tan bajos como los de la TLP (Namik and Stol, 2014).

4. Generación de energía mediante Turbinas de Corrientes Marinas

La explotación de las corrientes marinas ha sido considerado como una opción de suministro de energía realista debido a las recientes mejoras en la tecnología de la ingeniería en alta mar. Las corrientes marinas merecen una cuidadosa consideración, ya que tienen el potencial para suministrar una fracción significativa de las futuras necesidades de electricidad en Europa y que podría permitir el desarrollo de una importante industria para producir energía limpia para el Siglo XXI (Report EUR16683EN, 1996).

Este estudio ha identificado 106 lugares de Europa con fuertes recursos de corrientes marinas, y se ha estimado que estos podrían suministrar 48 TWh por año a la red en Europa (equivalente a 12.500MW de capacidad instalada en los

factores de capacidad esperados), aunque sólo con los actuales conocimientos técnicos con las tecnologías convencionales. Aunque este recurso parece tener un gran potencial como fuente de energía renovable, hasta ahora ha sido descuidada como un área de investigación.

Estos sistemas hacen uso de la energía cinética del movimiento del agua para obtener energía eléctrica de las turbinas de forma similar a los generadores eólicos, mediante las denominadas turbinas de flujo. Esta tecnología está ganando popularidad debido al menor coste y menor impacto ecológico en comparación con las centrales mareomotrices que utilizan las presas para generar energía potencial. En estas últimas, la obra civil asociada a la construcción de los diques requiere de altos costos de la infraestructura civil, además existe una escasez mundial de sitios viables para la explotación, y su impacto medioambiental puede ser alto.

Los modernos avances en tecnología de turbinas pueden hacer posible la obtención de grandes cantidades de energía generada a partir de los océanos, utilizando el flujo de las corrientes marinas. Un determinado número de turbinas de flujo pueden estar dispuestas en zonas en donde de forma natural existen corrientes marinas de alta velocidad debidas a la concentración de flujos de corrientes, como en el oeste y el este de las costas de Canadá, el Estrecho de Gibraltar, el Bósforo, y numerosos sitios en el sudeste de Asia y Australia. Esas corrientes se producen en casi todos los lugares donde hay entradas a bahías y ríos, o entre estrechamientos entre masas de tierra, donde las corrientes de agua se concentran de manera especial.

4.1. Turbinas de Corriente Marina.

Para el aprovechamiento energético de las corrientes marinas, se han ido diseñando distintos modelos de turbinas capaces de aprovechar la energía cinética de estas corrientes.

La energía cinética de estos sistemas se puede expresar como:

$$P = C_p \cdot 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (10)$$

donde, P es la energía generada C_p es el coeficiente de rendimiento de la turbina, ρ es la densidad del agua (en agua de mar es aprox. 1025 kg / m^3), A es el área de barrido de la turbina y V es la velocidad del flujo.

El aprovechamiento de la energía en un flujo de marea requiere la conversión de la energía cinética de un fluido en movimiento, en este caso agua, en el movimiento de un sistema mecánico que pueda accionar un generador. No es demasiado sorprendente, por tanto, que muchos desarrolladores hayan coincidido en sugerir el uso de la tecnología en la que se refleja lo que se ha utilizado con éxito para aprovechar la del viento, que también es un fluido en movimiento. Además, gran parte de la tecnología se basa en el uso de turbinas de eje horizontal, como la que se muestra en la Figura 4. Por lo tanto, mucho más puede ser transferido del modelado y el funcionamiento de las turbinas eólicas. Sin embargo, hay, un número de diferencias en el diseño y funcionamiento de las turbinas marinas. Diferencias particulares que implicarán cambios en las cargas de fuerza, inmersión, características de modos de stall (entrada en pérdida hidrodinámica versus aerodinámica), y sobre todo la

característica específica de las TCMs en cuanto a una eventual cavitación.

La aerodinámica de rotor de turbina se refiere a la interacción del rotor de la turbina eólica con el viento entrante. El tratamiento de la aerodinámica del rotor en todos los códigos actuales de diseño se basa en el bien conocido y bien establecido método de Glauert sobre la teoría del Momento del Elemento de Pala (BEM en inglés). El método BEM por tanto, también se ha utilizado para el modelado del rotor de turbinas marinas. En efecto, es ampliamente utilizado en la industria como una herramienta de cálculo para predecir las cargas aerodinámicas/hidrodinámicas y potencia de rotores de turbinas. Es relativamente sencillo y computacionalmente rápido en cumplir los requisitos de precisión y velocidad computacional del bucle de control.

En general, el modelo de generador elegido para el sistema de TCMs ha sido el DFIG, que es el modelo básico extendido para la fabricación actual de la mayoría de generadores eólicos (Ben Elghali et al., 2009).

Los sistemas de turbina basados en el modelo DFIG en turbinas marinas, como para las turbinas eólicas, ofrecen varias ventajas, incluyendo la operación de velocidad variable, y de cuatro cuadrantes activos y capacidades de potencia reactiva. Este sistema también se traduce en costos más bajos del convertidor y menores pérdidas de energía en comparación con un sistema basado en un generador sincronizado totalmente alimentado con convertidor de ratio completo. Por otra parte, el generador es robusto y requiere poco mantenimiento.

Dada la extrema similitud del modelo funcional del Generador Eólico y de la Turbina de Corriente Marina comentada anteriormente, los métodos para el Seguimiento de Estado, Diagnóstico de Fallos y Mantenimiento Predictivo de estos dispositivos son idénticos. Un diagrama esquemático de un sistema de generación basado en el modelo DFIG se muestra en las Figuras 6, y 7.

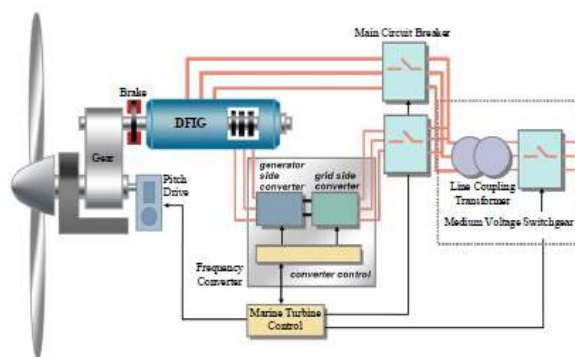


Figura 6: Diagrama de un sistema de Turbina Marina con Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG). (Ben Elghali et al., 2009)



Figura 7: Esquema Global de una Turbina de Corriente Marina. (Ben Elghali et al., 2009)

De manera separada, el problema de control de las TTCM se abordó considerando como enfoque una linealización del control de un sistema Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DIFIG). Pero debido a las características inherentes a las corrientes marinas, tales como turbulencias, mar de fondo y otras incertidumbres, la utilización inicial de reguladores del tipo PI para el seguimiento de la velocidad de la turbina submarina ha obtenido pobres resultados y baja fiabilidad (Ben Elghali et al., 2009).

Hubo que abordar el problema de control en el contexto de las técnicas de control robusto y no lineal, y de manera específica, resultaron de interés los trabajos desarrollados utilizando técnicas de control deslizante.

Para turbinas del tipo DIFIG, el control deslizante resulta bastante eficaz bajo el punto de vista de la eficiencia de la conversión, disminución de la oscilación del par y robustez contra las perturbaciones de la red eléctrica.

La estrategia del control es la siguiente:

Primero la referencia de la velocidad ω_{ref} se genera mediante una estrategia de Seguimiento de Punto de Potencia Máxima, calculando seguidamente un par electromagnético óptimo mediante la ecuación mecánica:

$$T_{em-ref} = T_m + f\omega - \alpha(\omega - \omega_{ref}) + J\dot{\omega}_{ref} \quad (11)$$

Donde α es una constante positiva, T_{em} el par electromagnético, T_m el par mecánico, f el coeficiente de viscosidad, J la inercia del rotor y ω la velocidad angular.

A continuación las referencias de la corriente del rotor se derivan para garantizar el par del DFIG y la convergencia de la potencia reactiva, el par óptimo y cero.

$$\begin{cases} I_{qr-ref} = -\frac{L_s}{pM} \frac{T_{em-ref}}{\Phi_{sd}} \\ I_{dr-ref} = \frac{1}{M} \Phi_{sd} \end{cases} \quad (12)$$

Donde s y r son los índices de rotor y estator, d y q hacen referencia al marco de referencia síncrono, V es la tensión, I la corriente, R la resistencia, L y M la autoinductancia y la inductancia mutua, Φ el flujo y p el número de pares de polos.

Se definen las superficies siguientes:

$$\begin{cases} S_1 = I_{dr} - I_{dr-ref} \\ S_2 = I_{qr} - I_{qr-ref} \end{cases} \quad (13)$$

Seguidamente

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \frac{L_s}{M^2 - L_r L_s} (V_{dr} + R_r I_{dr} - \omega_r (L_r I_{qr} + M I_{qs}) - \frac{M}{L_s} V_{ds}) \\ \dot{S}_2 = \frac{L_s}{M^2 - L_r L_s} (V_{dr} + R_r I_{dr} - \omega_r (L_r I_{qr} + M I_{qs}) - \frac{M}{L_s} V_{ds}) - \frac{M}{L_s} V_{ds} \\ \dot{S}_1 = \varphi_1(t, x) + \gamma_1(t, x) V_{dr} \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} \dot{S}_2 = \frac{L_s}{M^2 - L_r L_s} (V_{qr} + R_r I_{qr} - \omega_r (L_r I_{dr} + M I_{ds}) - \frac{M}{L_s} V_{qs} - \frac{M R_s}{L_s} I_{qs} + \frac{M}{L_s} \omega_s (L_s I_{ds} + M I_{dr})) - \dot{I}_{qr-ref} \\ \dot{S}_2 = \varphi_2(t, x) + \gamma_2(t, x) V_{qr} \end{cases} \quad (15)$$

Donde $\varphi_1(t, x)$, $\varphi_2(t, x)$, $\gamma_1(t, x)$ y $\gamma_2(t, x)$ son funciones inciertas que satisfacen

$$\begin{cases} \varphi_1 > 0, |\varphi_1| > \Phi_1, 0 < \Gamma_{m1} < \gamma_1 < \Gamma_{M1} \\ \varphi_2 > 0, |\varphi_2| > \Phi_2, 0 < \Gamma_{m2} < \gamma_2 < \Gamma_{M2} \end{cases} \quad (16)$$

El controlador en modo deslizante propuesto de 2° orden contiene dos partes:

$$V_{dr} = u_1 + u_2 \quad (17)$$

donde

$$\begin{cases} \dot{u}_1 = -\alpha_1 \text{sign}(S_1) \\ u_2 = -\beta_1 |S_1|^\rho \text{sign}(S_1) \end{cases} \quad (18)$$

$$V_{qr} = w_1 + w_2 \quad (19)$$

$$\begin{cases} \dot{w}_1 = -\alpha_2 \text{sign}(S_2) \\ w_2 = -\beta_2 |S_2|^\rho \text{sign}(S_2) \end{cases} \quad (20)$$

Para asegurar la convergencia las ganancias se seleccionan como sigue:

$$\begin{cases} \alpha_1 > \frac{\Phi_1}{\Gamma_{mi}} \\ \beta_i^2 \geq \frac{4\Phi_1 \Gamma_{mi}(\alpha_i + \Phi_i)}{\Gamma_{mi}^2 \Gamma_{mi}(\alpha_i - \Phi_i)}; i = 1, 2 \\ 0 < \rho \leq 0.5 \end{cases} \quad (21)$$

En la figura 8, se muestra una simulación de esta estrategia de control de la velocidad del rotor frente a su referencia.

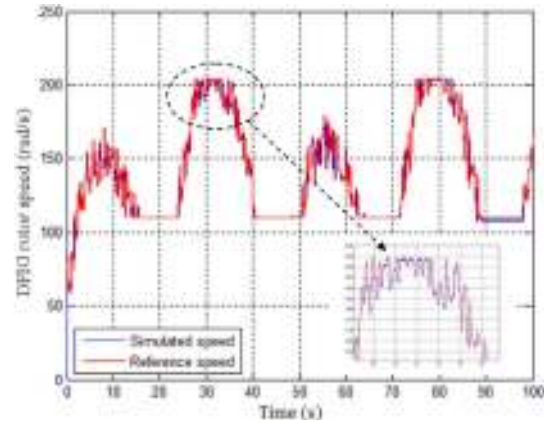


Figura 8: Velocidades de Rotor DFIG y referencia. (Ben Elghali, 2009)

4.2. Tipos de Turbinas de Corriente Marina-

Aunque en nuestro país esta opción está aún relativamente poco desarrollada, en algunos países como el Reino Unido, Francia, Italia, Canadá, Japón, Rusia, Australia y China, y también desde la Unión Europea, se están llevando a cabo estudios teóricos y proyectos experimentales. Más concretamente dos prototipos están siendo desarrollados financiados parcialmente por la Comisión Europea. El Reino Unido es líder mundial en investigación sobre la obtención de energía procedente del mar, en sus diversas formas (cinética y potencial) obtenida de las corrientes y las olas. En los últimos años su gobierno ha invertido más de 60M£ con la aprobación de programas para el desarrollo de instalaciones de demostración y prototipos de TTCM, y son conscientes de que la energía procedente del mar va a ser en el próximo futuro, entre el 15% y 20% de la energía generada en el RU.



Figura 9: Turbina MCT SeaFlow de 300 kW primera turbina de corriente marina en alta mar que se instaló frente a Lynmouth, Devon, en mayo de 2003 en operación de mantenimiento. (Comission, E. Ocean energy conversion in Europe, 2006)

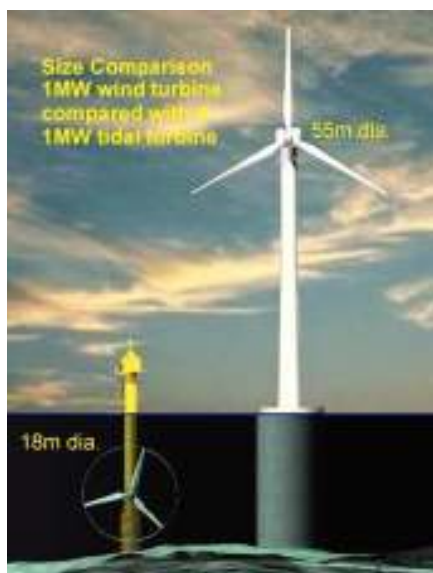


Figura 10: Tamaño comparativo entre un GE y una TCM de igual potencia. (Ben Elghali et al., 2007).

La potencia total de las corrientes oceánicas se estima alrededor de 5 TW (Seymour, 1992.), que es del mismo orden del consumo mundial de electricidad. Sin embargo, la extracción de energía es factible sólo en algunas zonas donde las corrientes se concentran cerca de la periferia de los océanos o por los estrechos y pasos entre islas y otros accidentes geográficos. Así, sólo una parte de la energía total se puede convertir de forma útil en energía eléctrica o de otro tipo. Seguidamente, se presentan algunos de los modelos de Turbinas de Corriente Marina que han sido desarrollados.



Figura 11: Marine Current Turbines Ltd tiene un proyecto en desarrollo en Lynmouth, Reino Unido. (Ben Elghali et al., 2007).



Figura 12: Diseño de emplazamiento de turbinas de flujo de 4MW en Pentland Firth a una profundidad de 60 metros y un rotor de 20 m para la generación de energía. (Ben Elghali et al., 2007)

La foto de la Figura 14, es un ejemplo de una turbina con disposición de flujo cerrado que se desplegó por Clean Power Race Rocks en el sur de British Columbia en 2006. Funciona de manera bidireccional y ha demostrado ser eficaz para contribuir a la potencia del sistema integrado en Race Rocks (Blue Energy Canada Inc., 2000).

En relación con una turbina de flujo libre, las turbinas de flujo cerrado equipadas con canales de aumento (Figura 15), son capaces de eficiencias de 3 a 4 veces mayor que la turbina en flujo abierto (García et al., 2014).



Figura 13: Generador de energía por corrientes marinas SMD Hydrovision's. (Ben Elghali et al., 2007)



Figura 14: Generador de Race Rocks antes de la instalación. (www.wisions.net/files/uploads/Aquaret_Race_Rocks.pdf)

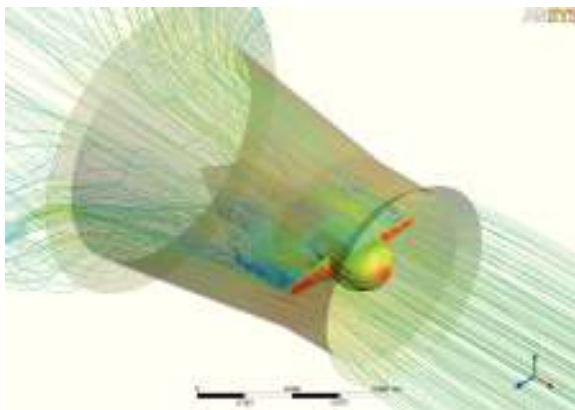


Figura 15. Simulación de las líneas de flujo de rotor de turbina marina para el incremento de su rendimiento energético.

5. El control del sistema hidro-eólico cinético integrado

El problema de control de los GGEE y de las TTCM, en los apartados anteriores se ha discutido de forma separada, tomando en cuenta criterios de control específicos de cada uno de los generadores, pero se ha venido proponiendo (García et al., 2012) un sistema integrado de cogeneración que presenta distintas ventajas, de incremento de la capacidad de generación, viabilidad económica y de capacidad de actuación sobre el sistema flotante, a costa de un incremento de la complejidad del algoritmo de control que debe tener en cuenta adicionalmente, la interacción de los dos subsistemas de cogeneración integrados (GE y TTCM) de la Figura 16, puesto que las combinaciones posibles de los vectores de fuerza resultantes del viento y de las corrientes y olas son muy variadas (Figura 17b).

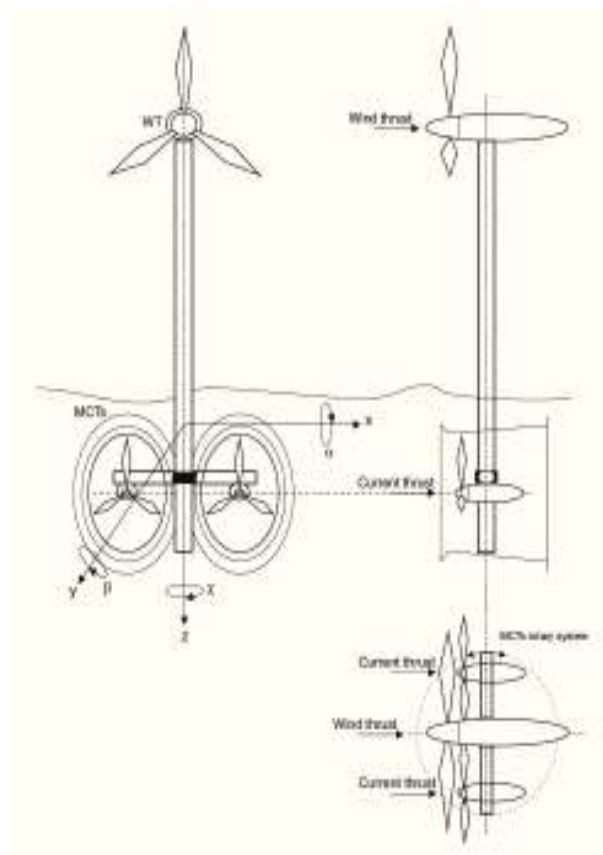


Figura 16: El Módulo Integrado de Generación MICHEGER

En el caso de un sistema en flotación, la estabilidad es la propiedad que posee dicho sistema de recobrar o mantener la posición de equilibrio cuando ésta se pierde debido a las fuerzas actuantes sobre él. Obviamente la posición ideal es la de máximo adrizamiento, es decir, que no esté escorado en sentido axial o transversal, ya que en dicha posición se producen menores cargas estructurales.

La estabilidad del sistema flotante, depende de la posición simultánea de su centro de gravedad G , y de su centro de carena o presión C y de la posición relativa de ambos con un tercer punto denominado metacentro M (Figura 17a). Al inclinarse el sistema flotante por efecto de un balance cambia

la forma de la carena y, por lo tanto también varía su centro de carena, originándose un par de fuerzas (una aplicada en el centro de gravedad del sistema (G) hacia abajo y otra aplicada en el centro de carena (C') hacia arriba, llamadas par de estabilidad transversal o par adrizante, que obliga al sistema flotante a mantenerse derecho.

Si no existiera el par adrizante, el sistema flotante podría dar la vuelta, y esto suele suceder cuando el metacentro está por debajo del centro de gravedad (estabilidad negativa). El caso más crítico del desfase de fuerzas, será aquel en la que las fuerzas del viento y las hidrodinámicas contribuyan de manera superpuesta al desequilibrio estructural del sistema.

Como puede observarse en el gráfico de la Figura 17b, las principales fuerzas actuantes sobre el sistema flotante, serán la del viento, la dinámica de las olas y la de la corriente marina. Aunque el viento y las olas estarán en fase en la mayoría de las veces, por depender estas del primero, no ocurre así con las corrientes marinas, que no dependen necesariamente de éste. Dicho desfase puede abarcar un rango de $\pm 180^\circ$, con lo que eventualmente las fuerzas actuantes pueden ser en mayor o menor grado superpuestas, de través o contrapuestas.

En condiciones críticas de funcionamiento debidas a condiciones meteorológicas adversas en el entorno marino, en las que sea necesario primar el objetivo de la seguridad, los autores proponen la posibilidad eventual de utilizar parte de la energía generada en incrementar el nivel de accionamiento del sistema de control.

A partir de las consideraciones básicas de modelado realizadas en el apartado 3, y para el caso de un sistema de cogeneración de GE/TTCM flotante en (García et al., 2012) se propone utilizar precisamente la componente de fuerzas de actuación τ_f^A , para mediante una actuación reversible de las TTCM contribuir en situaciones críticas adversas a la estabilidad estructural del dispositivo flotante.

Se trataría de aprovechar un funcionamiento reversible, de generador/motor de las TTCM, con objeto de hacerlas funcionar como actuadores que contribuyan a la estabilización estructural del sistema en flotación. La idea consiste en que las TTCM generen fuerzas contrapuestas a las que se superponen en contra de la estabilidad estructural del sistema.

Teniendo en cuenta las consideraciones realizadas una propuesta de control sobre el sistema integrado se realiza en la Figura 18, donde las variables de control son los pares del aerogenerador T_{wt} y de las turbinas de corriente T_{ct1} y T_{ct2} ; los ángulos de pala del aerogenerador β_{wt1} , β_{wt2} , β_{wt3} , y de las dos TTCM, β_{ct11} , β_{ct12} , β_{ct21} y β_{ct22} , controladas individualmente.

Las variables de salida son: el ángulo de cabeceo α y el ángulo de balanceo β con respecto al centro de flotación de la estructura; las velocidades angulares los rotores, w_{wb} , w_{ct1} , w_{ct2} , y las potencias generadas P_{wb} , P_{ct1} y P_{ct2} . V_{in} y C_{in} representan respectivamente la interacción del aerogenerador y las dos TTCM con la estructura flotante.

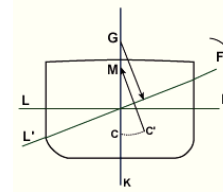


Figura 17a: Estabilidad en flotación

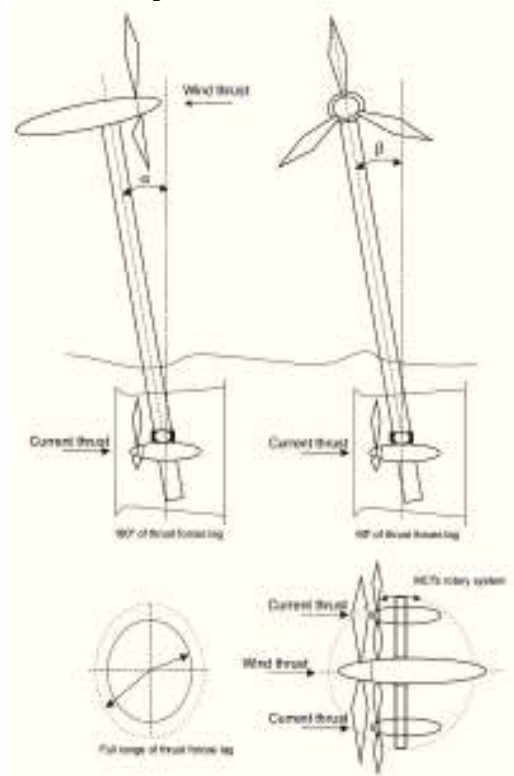


Figura 17b: El Módulo Integrado de Generación MICHEGER

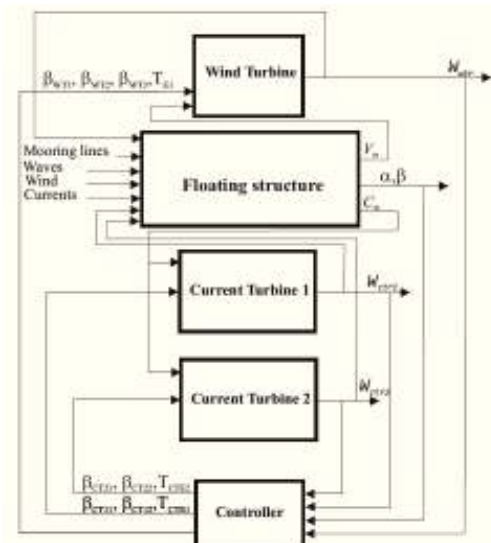


Figura 18: Diagrama de bloques del sistema de control integrado

6. Generación de energía undimotriz

Las olas, en particular las de gran amplitud, contienen un gran potencial energético. La energía de las olas, es en efecto una forma concentrada y almacenada de la energía solar, ya que los vientos que producen las olas son causados por diferencias de presión en la atmósfera derivadas del calentamiento solar. El fuerte viento que sopla a través de los océanos crea grandes olas y hace que muchas regiones costeras de todo el mundo sean ideales para aprovechar esta energía (Boud, R., 2003), (Comission E., 2006). Los recursos de energía generada por oleaje marino en todo el mundo se estima en unos 2 TW con un potencial de generación de electricidad de alrededor de 2000 TWh al año. Como la mayoría de las formas de las energías renovables, la energía de las olas se distribuye de forma desigual en el mundo. El aumento de la actividad se encuentra aproximadamente entre las latitudes de 30°-60° en ambos hemisferios, inducido por que prevalecen los vientos del oeste que soplan en estas regiones. En especial a lo largo de la costa occidental de Europa, frente a las costas de Canadá y los EE.UU. y las costas del sur de Australia y América del Sur (Figura 19).

El esquema de la Figura 20 muestra algunos de los dispositivos diseñados para la generación eléctrica a partir de las olas marinas, que se comentan seguidamente.



Figura 19: Distribución mundial de Kw/m frente de ola. (Comission, E. Ocean energy conversion in Europe, 2006)



Figura 20: Diversos artefactos para el aprovechamiento energético de las olas.

6.1. Generadores de Columna de Agua Oscilante.

El esquema de la Figura 21 es una sección transversal de un dispositivo llamado LIMPET, ya instalado por Wavegen en la isla escocesa de Islay.

La tecnología que está siendo desarrollado por Wavegen se denomina Oscillating Water Column. (OWC). El movimiento de las olas se utiliza para mover el aire dentro y fuera de una cámara. Este aire se pasa a través de una turbina para generar electricidad.

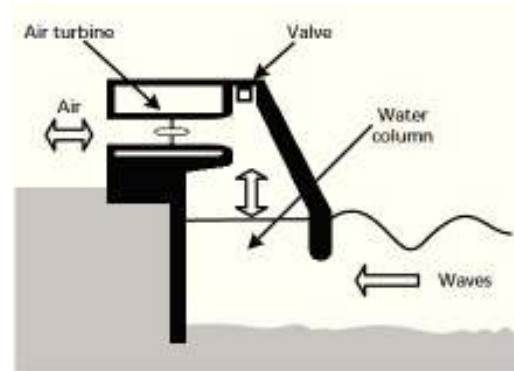


Figura 21: Esquema de principio de funcionamiento de la OWC. (Boud, 2003)

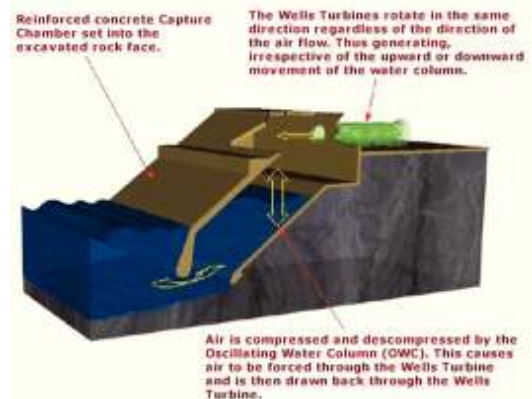


Figura 22: Sección 3D de principio de funcionamiento. (Drew et al., 2009)



Figura 23: Wavegen Shoreline OWC –Islay, Scotland

El generador OWC es probablemente el tipo de convertidor de energía de las olas más desarrollado y uno de los pocos que ha alcanzado la etapa de desarrollo de prototipo a tamaño real.

El control de plantas OWC aborda, especialmente lo que se refiere a la velocidad de rotación del aire de sus turbinas.

En cuanto a los valores promediados en el tiempo, la salida de energía eléctrica a partir de un dispositivo OWC puede escribirse como $\bar{P} = \bar{W}_w - \bar{L}$, donde W_w es la potencia absorbida de las olas y L son las pérdidas que se producen en la cadena

de conversión de energía. Las pérdidas más importantes son: (i) L_1 debido a efectos reales de fluidos (viscosos) en el agua; (ii) L_2 pérdidas aerodinámicas en la turbina (incluyendo la conexión de conductos) y pérdidas en válvulas; (iii) L_3 fricción del cojinete; (iv) L_4 pérdidas eléctricas. Desde el punto de vista de la producción de energía, la planta debe ser controlada para maximizar el valor de P en todos los estados del mar. Esto debe ser realizado mediante el control de la velocidad de rotación de la turbina (o alternativamente por el par aplicado por el generador eléctrico a la turbina) y también posiblemente mediante el control del sistema de válvula.

Se sabe que, por una parte, la eficiencia aerodinámica de la turbina depende del caudal y de velocidad rotacional. Por otro lado, las variaciones de velocidad de rotación en la turbina afecta a la velocidad de flujo frente a la curva de presión de cabeza (es decir, alterar la amortiguación de la turbina), y, de esta manera, modificar la admitancia de radiación hidrodinámica; esto a su vez afecta a la cantidad de energía absorbida a partir de las olas. Por éstas razones, la hidrodinámica de la absorción de energía de ola y el rendimiento aerodinámico de la turbina están acoplados a través de la velocidad de rotación de la turbina y debe ser considerado conjuntamente a la hora de optimizar el algoritmo de control de la planta.

El problema del control de velocidad de rotación de una OWC con oleaje fue tratado en (Justino and Falcao, 1999), donde se consideró, mediante simulación numérica y comparando varios algoritmos de control, como la más adecuada basada en el análisis dimensional aplicada a turbomaquinaria.

En nuestro país, el 8 de Julio de 2011, en la localidad de Mutriku en Euskadi, se puso en funcionamiento la primera planta europea basada en el dispositivo OWC, el Proyecto NEREIDA.

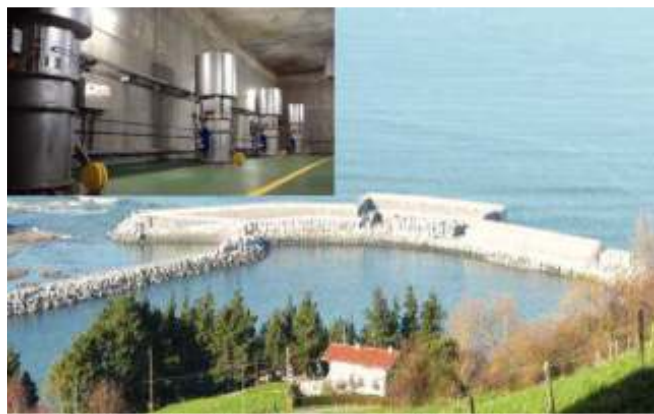


Figura 24: NEREIDA MOWC de Mutricu. (Ormaza, 2012)

6.2. Wave Dragon.

Wave Dragon Gales Ltd, es un desarrollador en tecnología de la energía undimotriz, el cual se propone desarrollar el convertidor de energía de oleaje más grande del mundo en la costa de Pembrokeshire. El proyecto de demostración, está siendo apoyado por el Welsh European Funding Office en el

marco de la iniciativa objetivo nº1 y la de la Welsh Development Agency (WDA) que ha venido apoyando los esfuerzos del proyecto en los últimos años (Kofoed et al., 2006).

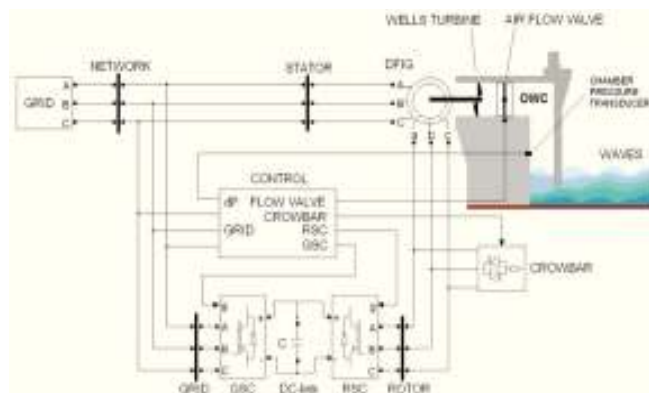


Figura 25: Esquema general del Sistema OWC. (Ormaza, 2012)

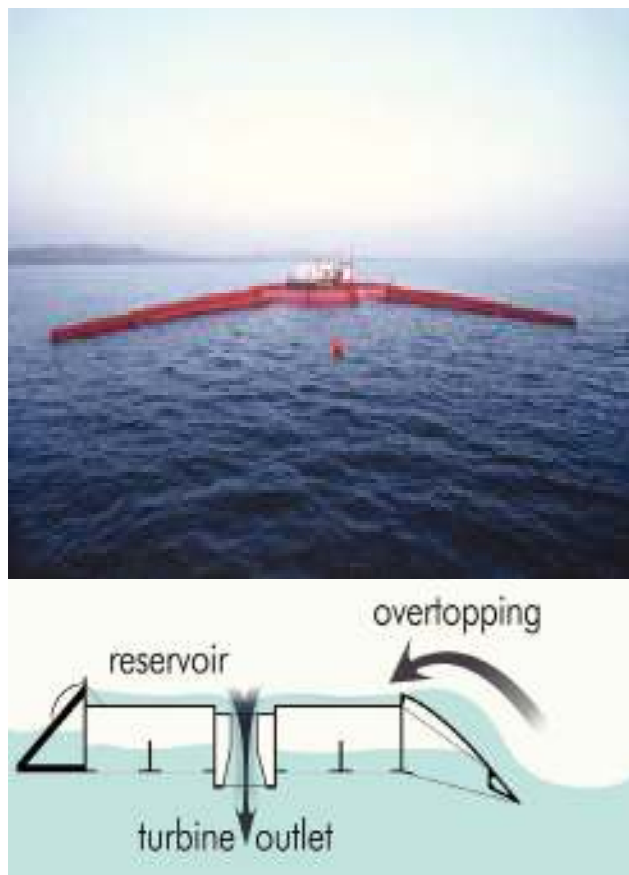


Figura 26: Disposición y funcionamiento del Wave Dragon. (Drew et al., 2009)

El dispositivo está diseñado para su ubicación a una distancia de 2-3 millas de Milford Haven y la prueba es de sólo 3-5 años, para adquirir experiencia operacional y

conocimientos sobre su eficiencia en la transferencia de energía.

El pre-demostrador de Milford Haven Wave Dragon es un conversor de energía con una potencia nominal de 4-7MW.

El dispositivo Wave Dragon permite que las olas accedan por encima de una rampa que elevando el agua crea un embalse sobre el nivel del mar. Esto crea una cabeza hidrostática que es posteriormente liberada a través de una serie de turbinas y de esta manera generar electricidad. El agua se devuelve a los respiraderos en la base de la unidad. Una pantalla con una parrilla de 50 mm de tamaño se instala alrededor de las turbinas. Esto protege a los mamíferos marinos y peces de mayor tamaño, al tiempo que evita que los desechos marinos (redes, madera, contenedores, etc) dañen las turbinas. La experiencia de las 15600 horas operativas acumulada hasta la fecha con el prototipo, demuestra que ni los peces ni los desechos marinos se acumulan en el depósito.

La unidad es amarrada a una serie de bloques de anclaje en el lecho marino.

6.3. El Tubo de Arquímedes

El Archimedes Wave Swing (AWS) consta de dos cilindros. El cilindro inferior se fija a los fondos marinos, mientras que el cilindro superior se mueve hacia arriba y hacia abajo bajo la influencia de las olas (véase Figura 27). Al mismo tiempo, los imanes, que se fijan a la parte superior del cilindro, se mueven a lo largo de una bobina. Como resultado de ello, el movimiento del flotador es de amortiguamiento y se genera electricidad. El interior de la AWS se llena de aire y cuando el cilindro superior se mueve hacia abajo, el aire interior se presuriza. Como resultado, se crea una fuerza de reacción que fuerza al cilindro a moverse hacia arriba nuevamente. Para olas largas, la amplificación puede ser de hasta tres veces la elevación de la ola, si bien esto es aún mayor en pequeñas olas. La amplificación puede compararse con el efecto de un columpio. Si uno empuja el columpio en el momento oportuno, el movimiento se amplifica (de Sousa et al., 2004).



Figura 27: El Tubo de Arquímedes. (Comission, E. Ocean energy conversion in Europe, 2006)

6.4. El Pelamis

El sistema Pelamis consiste en una serie de secciones cilíndricas parcialmente sumergidas, unidas por juntas bisagra. La ola induce un movimiento relativo entre dichas secciones, activando un sistema hidráulico interior que bombea aceite a alta presión a través de un sistema de motores hidráulicos, equilibrándose con el contenido unos acumuladores (Henderson, 2006).

Los motores hidráulicos están acoplados a un generador eléctrico para producir electricidad. Se estima que la cantidad de energía obtenida por 30 de estos sistemas, podría abastecer aproximadamente 20.000 hogares con un consumo medio europeo.

La potencia de todos los sistemas hidráulicos de un elemento se transporta mediante un solo cable a una base situada en el lecho oceánico. Varios elementos se pueden interconectar a una misma base para unir su potencia de generación y trasladar la energía producida mediante un solo cable submarino hacia la costa

En Aguçadoura, al norte de Oporto (Portugal) se va a instalar la primera central de producción eléctrica que convierte la energía de las olas en electricidad. Esta planta de producción estará equipada con el convertidor de energía Pelamis Wave Power de la empresa Ocean Power Delivery.

El Pelamis de Aguçadoura abastecerá inicialmente a una población de 6.000 personas, con una potencia instalada de 2,25 megavatios (750 kilovatios por cilindro). El sistema de obtención de energía está diseñado más desde el punto de vista de resistencia a las duras condiciones marinas que para obtener la más eficiente conversión de energía posible. Los cálculos indican que para producir la energía que necesitan 20.000 hogares se necesitaría desplegar los Pelamis a lo largo de un kilómetro cuadrado. Otros generadores undimotrices como el que desarrolla Pipo Systems (Prospección Industrial del Potencial de las Olas) prometen producir hasta tres veces más energía que con cualquier otro dispositivo existente, la oportunidad para el sistema Pysis vendrá en la instalación que la empresa quiere acometer en el año 2009 en las costas gallegas.



Figura 28: Granja de Pelamis en funcionamiento. (Retzler, 2005)

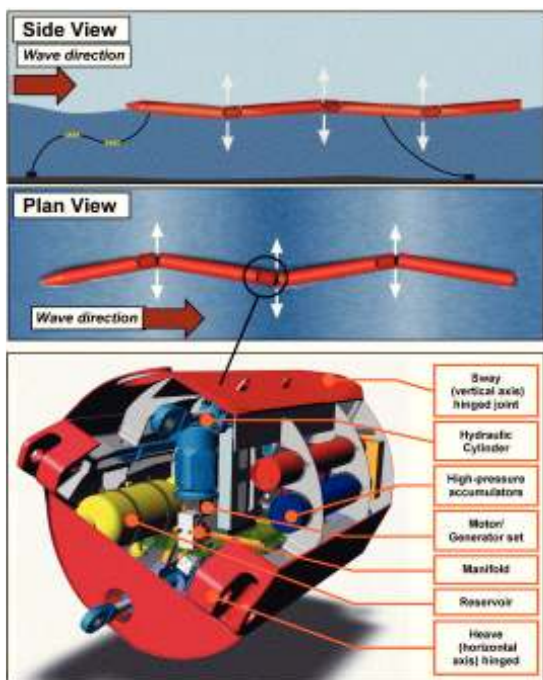


Figura 29: Elementos de un módulo del Pelamis. (Henderson, 2006)

6.5. El Mighty Whale

El Japan Marine Technology Center ha desarrollado un prototipo denominado el Mighty Whale (Figura 30). Es una embarcación generadora a partir de las olas, que lleva tres turbinas generadoras de aire. La nave está diseñada para ser anclada al fondo marino y a una distancia controlada desde la costa (Washio et al., 2000).



Figura 30: El Mighty Whale.
(www.textoscientificos.com/energia/dispositivos-generacion-energia-olas)

6.6. PowerBuoy

Iberdrola, a través de la sociedad Iberdrola Energías Marinas de Cantabria, ha firmado con la compañía anglo-americana Ocean Power Technologies (OPT) el contrato 'llave en mano' para construir la primera fase de la central de energía generada por las olas en Santoña, con una inversión inicial de 3 millones de euros.

La planta se ubicará a varios kilómetros de las costas de Santoña y estará compuesta por 10 boyas del tipo 'PowerBuoy' y tendrá una potencia de entre 1,25 y 2 megavatios (MW).

Esta instalación experimental, cuyo funcionamiento se basa en el aprovechamiento de la oscilación de las olas -entre uno y cinco metros-, tiene previsto suministrar energía eléctrica de carácter renovable a unas 1.500 familias del municipio de Santoña. (Edwards and Mekhiche, 2013).

Su funcionamiento se basa en el aprovechamiento de la energía de la oscilación vertical de las olas a través de unas boyas eléctricas que se elevan y descienden sobre una estructura similar a un pistón, en la que se instala una bomba hidráulica. El agua entra y sale de la bomba con el movimiento e impulsa un generador que produce la electricidad. La corriente se transmite a tierra a través de un cable submarino. Iberdrola, la promotora, ha instalado 10 boyas sumergidas a una profundidad de 40 metros, a una distancia de la costa entre 1,5 y 3 kilómetros, ocupando una superficie de unos 2000 km². Las boyas tienen una potencia total de 1,5 MW, y suben y bajan al vaivén de las olas, enrollando y desenrollando un cable que mueve un generador de energía. Según sus promotores, las principales ventajas de este sistema son su seguridad, al encontrarse sumergido, su mayor durabilidad y un impacto ambiental mínimo.



Figura 31: El PowerBuoy. (Comisión, E. Ocean energy conversion in Europe, 2006)

6.7. Planta Tapchan

El total de energía de las olas rompiendo en torno a las costas del mundo se estima en 2-3 millones de megavatios. Las costas occidentales de los EE.UU, Europa, las costas de Japón y Nueva Zelanda son sitios idóneos para el aprovechamiento de la energía del oleaje.

Una forma de aprovechar esta energía del oleaje es canalizar las olas en un estrecho canal, aumentando su potencia y tamaño. Las olas pueden ser canalizadas en una cuenca o utilizadas directamente para girar las turbinas. No hay grandes plantas de energía del oleaje, pero sí que existen algunas de pequeña dimensión. Ubicaciones pequeñas, en la costa tienen las mejores posibilidades para el futuro inmediato, ya que podría producir suficiente energía para alimentar las comunidades locales. Japón, que importa casi la totalidad de su combustible, tiene un programa activo de energía procedente de las olas.

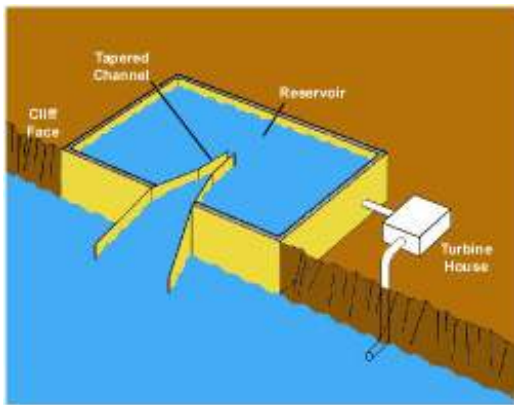


Figura 32: La planta Tapchan.
(www.textoscientificos.com/energia/dispositivos-generacion-energia-olas)

La planta de energía por olas TAPCHAN en Toftestallen en Øygarden, fuera de Bergen, fue terminada en 1985. La instalación fue construida por Norwave, y fue puesta en marcha por Mehlum.

La planta consta de un embudo en pendiente con reducción de las paredes (un canal cónico) que provoca un aumento de la altura de las olas y lo transforma en energía potencial al suministrar agua de mar hasta una rampa. Ésta llena un depósito construido en el acantilado a pocos metros por

encima del nivel del mar. A medida que se mueven las olas hacia el canal, aumentan en altura y el agua es dirigida hacia el depósito. A medida que el agua se devuelve de nuevo al mar a través de una tubería, la energía potencial contenida en el depósito se convierte en energía eléctrica suministrada por un generador.

Las imágenes muestran el embudo, donde las olas llenan un depósito de unos pocos metros sobre la superficie del mar. Las turbinas generadoras de la corriente eléctrica se ubican en el fondo.

7. Requerimientos en la capa de supervisión

La toma de decisión de la implementación de los procesos industriales, viene condicionada por un estudio previo fundamentado sobre la viabilidad económica y sostenimiento del proyecto a largo plazo. En dichos estudios es bien sabido que se tienen en cuenta no solamente la inversión inicial, también los gastos de explotación. De estos últimos, forman parte de manera especial y en ocasiones de manera determinante los gastos de explotación y mantenimiento de las instalaciones. Para conseguir la disminución de estos costes, especialmente en las instalaciones marinas se requiere de la instalación de Sistemas Integrados de Seguimiento de Estado y Diagnóstico de Fallos para una gestión inteligente del Mantenimiento de los procesos, requisito que ha venido siendo demandado por compañías de seguros europeas.

Por ejemplo, para lograr rentabilizar un parque de generación eólica offshore, deben evitarse en lo posible las paradas por averías, por tanto se necesita desarrollar modelos de fallos para los aerogeneradores y una planificación óptima de las operaciones de mantenimiento. Para ello, una vez suceda un fallo, o bien nos anticipemos a éste, mediante los Sistemas Inteligentes de Seguimiento de Estado (SSIIdSE) (Condition monitoring) (García et al., 2009) se necesitarán algoritmos que analicen todas las variables en base a la experiencia de operación, datos de los fallos, información logística, disponibilidad de acceso, medios humanos, repuestos,... junto con la previsión meteorológica.

Aunque el Diagnóstico de Fallos, incluye los objetivos de detección, aislamiento y análisis de los mismos, el hecho de permitir el propio suceso del fallo puede dar lugar a graves pérdidas económicas. El bloqueo de un rodamiento puede dar lugar a un fallo catastrófico. Esto es de especial importancia en el caso concreto de los Generadores Eólicos. La filosofía de las técnicas de SdE, extendida a numerosos procesos industriales, es básicamente predictiva en la medida que persigue como objetivo no permitir el suceso del fallo. Se trata de conseguir detectar en fases tempranas síntomas que permitan predecir el suceso del fallo en un intervalo temporal adecuado, en el que sea posible acometer en las mejores condiciones las tareas de mantenimiento apropiadas. Las mayores experiencias con los sistemas de SdE han sido adquiridas por ejemplo, en la industria química y papelera. Estas tienen en común que sus dispositivos trabajan más o menos en condiciones estacionarias. Sin embargo los GGEE sufren cargas estocásticas, lo cual dificulta sobremedida el análisis de los datos medidos. Esto último se incrementa en un entorno marino. A día de hoy, la investigación se centra en

estudiar algoritmos para una sencilla detección del fallo. Esto supone un problema para el desarrollo a gran escala del SdE en la industria eólica.

Los anteriores apartados se han centrado en la tecnología necesaria para generar energía a partir de las distintas fuentes que nos ofrecen los mares y océanos. Desde el punto de vista de su viabilidad futura, hay un aspecto que no puede desdeñarse, la supervisión y el diagnóstico predictivo de fallos, vital desde el punto de vista de su mantenimiento y por tanto de su viabilidad económica.

Al tratarse de instalaciones que se encuentran en alta mar, resulta indispensable disponer de un sistema de supervisión que monitorice los principales indicadores de generación. Los sistemas de supervisión modernos ya incluyen ciertas características de diagnóstico, si bien en los sistemas de generación que nos ocupan son indispensables por más motivos. En primer lugar, el océano es un medio altamente corrosivo, si bien el diseño y los materiales empleados deben tener esto en cuenta, cualquier fallo puede producir una degradación de los elementos que forman la planta de manera más acelerada de lo que ocurriría en tierra. En segundo lugar, el operativo de mantenimiento, tanto correctivo como preventivo, es más complejo y caro que en tierra. Esto se debe al transporte marino de materiales y personas y, además, a la necesidad de incluir la meteorología como factor fundamental en la planificación de estas actividades. Por último, un fallo crítico en uno de los generadores de la planta en alta mar puede hacer que este generador arrastre al resto de generadores, produciendo graves perjuicios económicos.

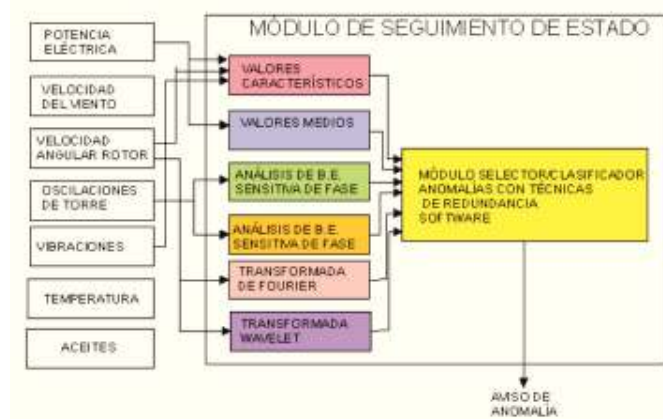


Figura 33: Módulo de Seguimiento de Estado

Los sistemas de diagnóstico que se emplean de manera tradicional son necesarios pero no suficientes, ya que la detección de un fallo desencadenará una orden de mantenimiento correctivo que puede que no se pueda ejecutar por causas meteorológicas. Desde ese punto de vista y sin perjuicio del uso de técnicas de diagnóstico de fallos clásicas, los sistemas a emplear en el entorno marino deben basarse especialmente en técnicas predictivas de seguimiento de estado o “monitorización por condición” (García et al., 2009).

Un modelo de bloques que plantea la integración con un sistema completo de mantenimiento se describe la Figura 34. (García et al., 2009). Los resultados de los diagnósticos, se

utilizan como entradas a bloques de mantenimiento que emiten las correspondientes órdenes de acciones de mantenimiento, caracterizadas por un determinado nivel de prioridad y afectado por una función de coste.

En este tipo de Sistemas Inteligentes de Seguimiento de Estado, se suelen utilizar de manera redundante un conjunto diverso de técnicas de diagnóstico.

El Subsistema Predictivo debería integrar:

- Técnicas de Análisis de Tendencias.
- Técnicas de Análisis de Vibraciones.
- Técnicas de Análisis por Ultrasonidos.
- Técnicas de Análisis Termográficos.
- Técnicas de Análisis de Aceites.

También el sistema atendiendo a un sistema completo de mantenimiento, puede complementarse con un Subsistema Correctivo incluyendo:

- Modelos de Diagnóstico Analíticos.
- Modelos de Diagnóstico Heurísticos
- Modelos de Árboles de Fallos.

En turbinas eólicas los métodos de seguimiento de estado van desde un diagnóstico muy general hasta técnicas empleadas que están enfocadas a elementos móviles o a elementos estructurales (García et al., 2012), (May et al., 2014). Estas técnicas son extrapolables a la mayoría de sistemas de generación, si bien requieren una adaptación de los dispositivos específicos en cada caso.

En el caso de un diagnóstico general, se suele emplear la curva de rendimiento de potencia respecto al recurso renovable empleado. En el caso de turbinas eólicas, la curva de viento-potencia nos indica si el aerogenerador está funcionando de la manera esperada o hay algún problema. Las desviaciones respecto a lo esperado pueden analizarse y estudiar una trayectoria de degradación del sistema completo, si bien no apuntan a qué subsistema en particular está degradándose.

7.1. Elementos móviles.

El análisis de vibraciones, en sus distintas modalidades sigue siendo la técnica más utilizada para el seguimiento de estado de turbinas, y está especialmente indicada para sistemas rotativos que incluyan ejes y rodamientos. Los algoritmos utilizados en máquinas se pueden consultar en (Hameed et al., 2009), si bien también se pueden emplear técnicas similares para monitorizar el comportamiento estructural del sistema a frecuencias más bajas.

Métodos más avanzados se basan en técnicas de análisis espectral para detectar frecuencias que se corresponden con excitaciones periódicas causadas por fallos específicos, tales como picaduras en la cara exterior de los rodamientos (Sturm, 1992.) También, una técnica eficiente para las multiplicadoras y rodamientos es el análisis de curva envolvente, que se centra en el análisis de la modulación de alta frecuencia debida a excitaciones de baja frecuencia producidas por determinados fallos (Caselitz et al., 1996).

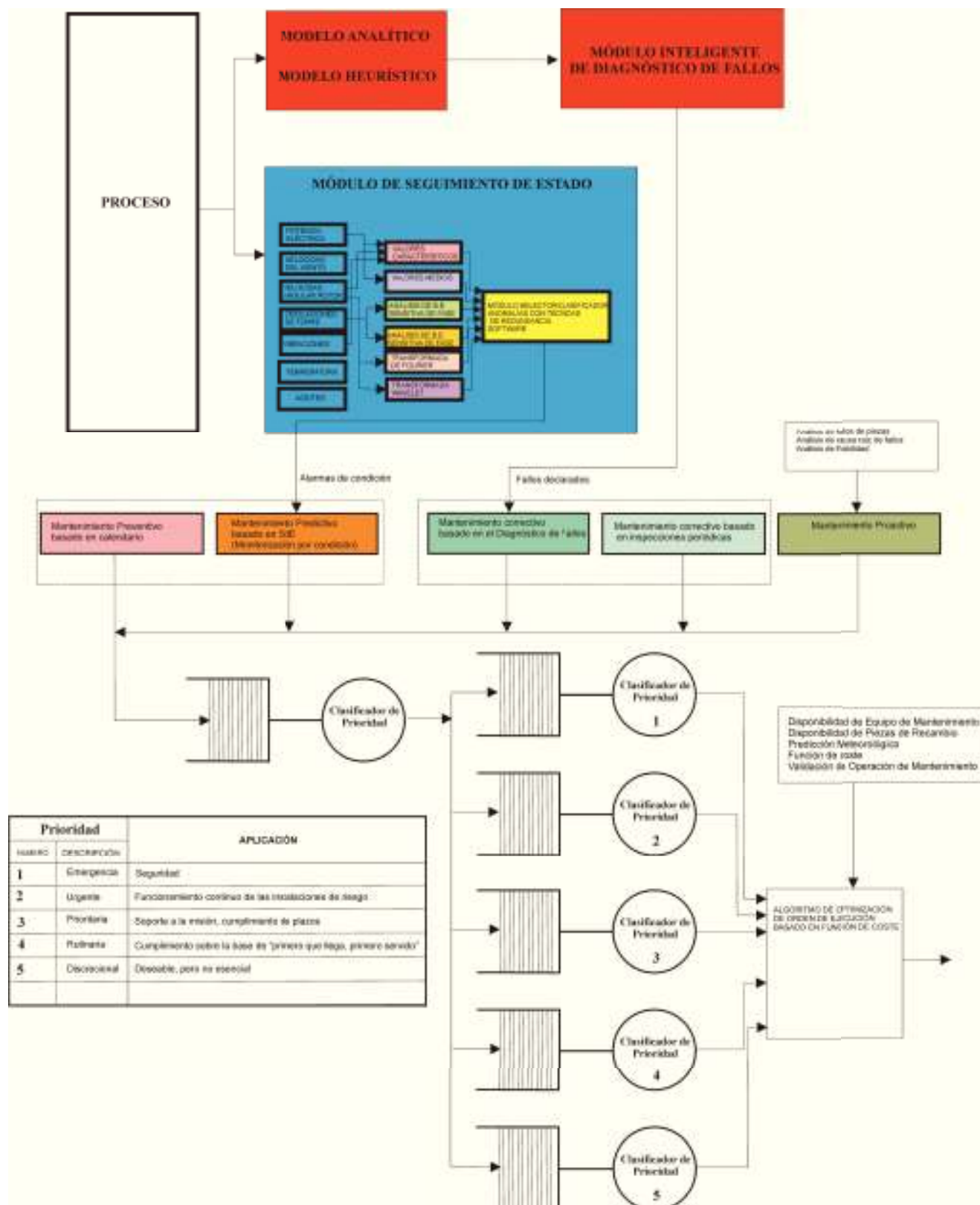


Figura 34: Diagrama de bloques de un sistema inteligente de Seguimiento de Estado.

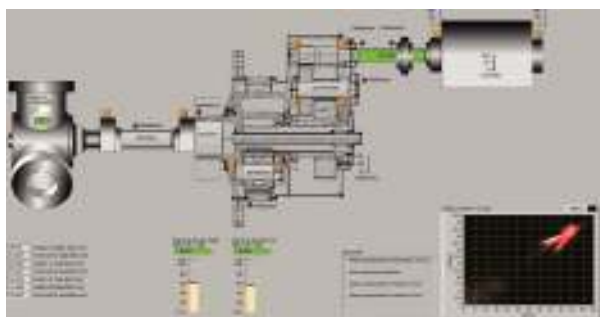


Figura 35: SCADA y Análisis de vibraciones en un eje

Otra técnica que se utiliza de manera redundante en el análisis de máquinas rotativas es el análisis de aceites. Si bien en el pasado esta técnica se empleaba off-line, los modernos sensores on-line se han abaratado hasta ser competitivos y se pueden instalar en los sistemas de lubricación sin mayor problema.

Las técnicas clásicas de diagnóstico con modelos eléctricos también se emplean cuando el modelo está disponible. Desde ese punto de vista, las variaciones de resistencias e inductancias son un reflejo de la degradación de los componentes.

7.2. Elementos estructurales.

Las modificaciones que se pueden producir sobre las estructuras metálicas producen ondas de presión que pueden ser analizadas de distintos modos. En (Tandon et al., 2007) se demuestra que las técnicas de análisis de emisiones acústicas pueden determinar los fallos antes que el análisis de vibraciones. La principal diferencia de los sensores acústicos con respecto a los de vibraciones es que éstos se acoplan al componente a medir para poder detectar desplazamientos, mientras que los acústicos se montan con pegamento flexible y miden el sonido directamente.

Por otro lado, las técnicas de test ultrasónico y radiológico (Fantidis, et al., 2011) se llevan empleando en el mundo de aerogeneración desde el principio para buscar problemas estructurales. Una revisión de estos métodos ultrasónicos se puede encontrar en (Raisutis et al., 2008)

7.3. Análisis de Tendencias.

El análisis de tendencias es una técnica cuantitativa para identificar condiciones potencialmente peligrosas en base a datos empíricos pasados (Nasa Standard. Trend analysis techniques, 1988), (Kivikunnas. 1998).

El estudio de la fiabilidad y seguridad de un sistema (o componente), en el sentido de su conocimiento cuantitativo más completo debería focalizarse en la evaluación de una función de fiabilidad (o equivalentemente, una función de riesgo). La fiabilidad de un sistema (o componente) es una función real con rango en el intervalo $[0,1]$; que es una función de probabilidad, de manera más concreta es la probabilidad de dar un rendimiento adecuado en condiciones especificadas hasta un tiempo, t . Por lo general, esta función de fiabilidad, denotada por R , es una función de una variable temporal y de

ciertos parámetros. Por ejemplo, un modelo de tiempo de desuso por desgaste hasta el fallo ampliamente utilizado es el modelo de Weibull, $R = \exp(-at^b)$, donde a y b son parámetros a estimar. De manera más general, a veces los parámetros de la función de fiabilidad son en sí mismos funciones de otras variables, tales como la presión y la temperatura.

La determinación de la distribución de la fiabilidad y la estimación de sus parámetros puede ser muy difícil, costosa, y tal vez intratable. El análisis de tendencias es un enfoque alternativo o complementario. En concreto, se sabe que los valores de ciertas variables impactarán directamente en la fiabilidad del sistema o componente, a pesar de que la relación cuantitativa exacta o riesgo no haya sido determinada. Las variables medibles (parámetros) que afectan directamente a la fiabilidad del sistema o componente se muestrean en el tiempo.

Los valores de las variables se examinan para ver si hay un patrón de la desviación en el tiempo (es decir, una tendencia) a partir de los límites de rendimiento aceptables. De esta manera, se puede ser capaz de predecir valores futuros de los parámetros, o al menos estimar el rango a largo plazo de los valores de estas variables influyentes. A su vez, si estos parámetros tienden hacia niveles peligrosos o inaceptables, el problema potencial podría ser identificado antes de que se sucedan situaciones de alto riesgo (Guo et al., 2012.).

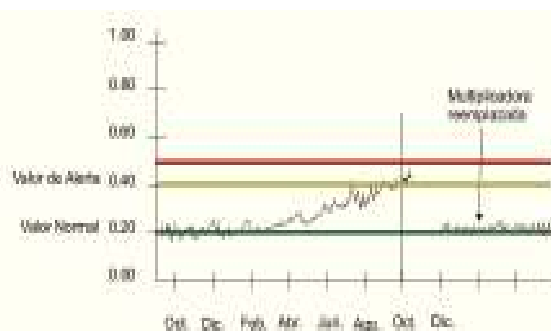


Figura 36: Análisis de tendencia de las vibraciones en una multiplicadora

8. CONCLUSIONES

En el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), se establecen unos objetivos de penetración de esta tecnología que se encuentran sometidos al éxito de los diferentes proyectos y/o a la importación de tecnologías comercialmente viables. En este contexto, el sector de las energías marinas generó 5,7 millones de € reales (base 2010) de contribución al PIB en 2009. La magnitud de los proyectos marinos en España en la actualidad asciende a 236 millones de €. Los objetivos de potencia 2020, están establecidos en 100MW de Energías del Mar y de 3000MW de Energía Eólica Marina. (Legaz, 2013).

Bajo el punto de vista de la ingeniería de control, las tareas de investigación sobre este tipo de proyectos, deberían centrarse en el desarrollo de algoritmos avanzados de control cuyo objetivo inicial sea la preservación de su estabilidad estructural con objeto de evitar sobrecargas en condiciones

duras de funcionamiento, que garanticen el alargamiento de los plazos de su vida útil.

Paralelamente, la aplicación y desarrollo de técnicas de supervisión basadas fundamentalmente en el concepto de Seguimiento de Estado de carácter predictivo en evitación de fallos catastróficos y también en uno de los puntos débiles reconocidos anteriormente, es decir, en el incremento de la eficiencia energética, especialmente en la que concierne a las Turbinas de Corrientes Marinas, cuya utilización podría generalizarse a lo largo de toda la costa española, sin excluir su utilización en cursos fluviales.

La propuesta de utilizar sistemas flotantes para ser utilizados de manera integrada por generadores eólicos y de corriente marina, en nuestra opinión va en la dirección de incrementar la viabilidad económica de las inversiones, y de promover el arranque definitivo de los generadores marinos, que poseen un futuro muy prometedor.

El nivel de actividad de las energías del mar es aún muy bajo en España, y por lo tanto las exportaciones e importaciones no son significativas. La tendencia en el futuro se espera que las importaciones sean mayores que las exportaciones, arrojando un saldo neto negativo. Estudios realizados, preveen para 2015, un balance negativo para nuestro país de 1,9 Millones de € en exportaciones, por 48 Millones de € en importaciones.

El aumento del uso de energía sostenible probablemente tendrá importantes consecuencias sociales también. El uso generalizado de los sistemas de energía renovable contribuye al cambio del modelo productivo español, como queda constatado con el caso de la generación eólica. Otros impactos sociales vendrán del cambio de las relaciones a nivel internacional a medida que ciertas naciones pongan fin a su dependencia de terceros para la energía, y las mejoras esperadas en materia de salud, al no estar expuestos a las emisiones asociadas con los combustibles fósiles. La energía eólica tiene un gran potencial para contribuir al objetivo de la UE de obtener el 20% de la energía consumida mediante fuentes de energía renovable en el año 2020. Para conseguir una mayor disponibilidad de las turbinas y reducir el coste de la energía eólica, el desarrollo de nuevos métodos de diagnóstico que permitan reducir los costes de mantenimiento y mejorar la fiabilidad son elementos importantes a considerar. Esto es especialmente relevante en el caso de la generación eólica marina, donde la dificultad de las operaciones de mantenimiento aumentan considerablemente dichos costes.

En los parques eólicos terrestres el coste de operación y mantenimiento anual se estima entre el 3% y 5% del coste total de instalación. O dicho de otra manera, entre el 20% y 25% del coste del kilovatio hora producido a lo largo de 20 años de vida útil es debido a estos costes. Un objetivo muy importante es incidir en la reducción de esos costes proporcionando herramientas de mantenimiento predictivo que permitan mejorar la planificación de las operaciones de mantenimiento.

English Summary

Renewable energy resources of the marine environment and its control requirements

Abstract

This paper presents a series of devices generating renewable energy from the marine environment, which in recent years have attracted increasing interest. Especially we describe the major types of Floating Wind Generators, Marine Current Turbines and various devices based on wave energy. It highlights key requirements to be considered from the point of view of control engineering, considering the objectives of achieving economic viability in view of its stability, reliability and availability in a particularly aggressive marine environment, where maintenance operations are particularly costly.

Keywords

Floating Wind Generators, Marine Current Turbines, Wave Energy, Supervisory Control Engineering, Condition Monitoring.

Referencias

- Avia F. 2008. Plantas Eólicas Marinas. Departamento de Energía Eólica. CENER. www.fundacionenergia.es/pdfs/Eolica%20Nov%202008
- Ben Elghali, S.E., Benbouzid, M.E.H., Ahmed-Ali, T., Charpentier J.F., Mekri, F. 2009. High-Order Sliding Mode Control of DFIG-Based Marine Current Turbine. Electric Machines and Drives Conference. IEMDC '09. IEEE International.
- Ben Elghali, S. E., Benbouzid, M. E. H., & Charpentier, J. F. 2007. Marine tidal current electric power generation technology: State of the art and current status. In Electric Machines & Drives Conference, 2007. IEMDC'07. IEEE International (Vol. 2, pp. 1407-1412). IEEE.
- Betti, G., Farina, M., Marzorati, A., Scattolini, R., Guagliardi, G. A. 2012. Modeling and control of a floating wind turbine with spar buoy platform. In Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International (pp. 189-194). IEEE.
- Betti, G., Farina, M., Guagliardi, G. A., Marzorati, A., Scattolini, R. 2014. Development of a Control-Oriented Model of Floating Wind Turbines. IEEE Transactions On Control Systems Technology, Vol. 22, No. 1, January 2014.
- Blue Energy Canada Inc., (2000), www.bluenergy.com, Canada.
- Boud, R., 2003. Status and Research and Development Priorities. Wave and Marine Current Energy. UK Department of Trade and Industry (DTI).
- Caramian, G., Nichita, C., Minzul, V., Dakyio, B., Jo, C.H. 2011. Concept study of offshore wind and tidal hybrid conversion based on real time simulation. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11) Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 13th to 15th April.
- CEC (Commission of the European Communities), DGXII. 1996. Wave Energy Project Results: The Exploitation of Tidal Marine Currents. Report EUR16683EN.
- Comission, E. Ocean energy conversion in Europe: Recent advancements and prospects. 2006. Centre for Renewable Energy Sources: Píkermi, Greece, 36.
- de Sousa Prado, M. G., Gardner, F., Damen, M., & Polinder, H. 2006. Modelling and test results of the Archimedes wave swing. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 220(8), 855-868.
- Drew, B., Plummer, A. R., & Sahinkaya, M. N. 2009. A review of wave energy converter technology. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 223(8), 887-902.
- Edwards, K., & Mekhiche, M. 2013. Ocean Testing of a Wave-Capturing PowerBuoy. In Marine Energy Technology Symposium, Washington, DC.
- Fantidis, J.G., Potolias, C., Bandekas D.V. 2011. Wind turbine blade nondestructive testing with a transportable Radiography system. Science and Technology of Nuclear Installations. Volume 2011.
- Fuglseth T.P., Undeland, T. M. 2006. Modelling of floating wind turbines for simulation and design of axial thrust and power control strategies. Proceedings of Renewable Energy 2006, Chiba, Japan. 2006.
- García, E., Morant, F., Correcher, A., Quiles, E., Llanes, O. 2009. Seguimiento de Estado, Diagnóstico de Fallos y Mantenimiento Industrial: una visión integrada. Proceedings de la Novena Semana Tecnológica. La Habana. 2009.

- García, E., Fabuel, D., Pizá, R., Morant, F., Correcher, A., Quiles, E. 2012. Hydro-wind kinetics integrated module for the renewable energy generation. In OCEANS, 2012-Yeosu (pp. 1-6). IEEE.
- García, E., Morant, F., Correcher, A., Quiles, E., Fabuel, D., Rodríguez, L., Llanes, O. 2012. Módulo Integrado de Cinética Hidro-Eólica para la Generación Eléctrica Renovable. Congreso Latinoamericano de Control. Lima. 2012.
- García, E., Pizá, R., Benavides, X., Quiles, E., Correcher, A., Morant, F. 2014. Mechanical Augmentation Channel Design for Turbine Current Generators. *Advances in Mechanical Engineering*, 6, 650131.
- García, F. P. G., Tobias, A. M., Pérez, J. M. P., Papaalias, M. 2012b. Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods. *Renewable Energy*, 46, 169-178.
- Geyler, M., Caselitz, P. 2007. Individual Blade Pitch Control Design for Load Reduction on Large Wind Turbines. Proc. EWEC 2007, Milano.
- González, A. M. 2008. Estado del arte del control de la potencia en generadores eólicos. Revista Investigaciones Aplicadas. Universidad Pontificia Bolivariana(2008)
- Guo, P., Infield, D., Yang, X. 2012. Wind turbine generator condition-monitoring using temperature trend analysis. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 3(1), 124-133.
- Hameed, Z., Hong, Y.S., Cho, Y.M., Ahn, S.H., Song, C.K. 2009. Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(1):1–39.
- Henderson, R. 2006. Design, simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the Pelamis wave energy converter. *Renewable energy*, 31(2), 271-283.
- Isaacs, J.D., Seymour, R.J. 1973. The Ocean as a Power Resource, *Int. Journal of Environmental Studies*, vol. 4(3), pp 201-205.
- Jonkman, J. M., Buhl Jr, M. L. 2007. Loads analysis of a floating offshore wind turbine using fully coupled simulation. In *Wind Power Conference and Exhibition*, Los Angeles, CA.
- Jonkman, J. M., Matha, D. 2011. Dynamics of offshore floating wind turbines—analysis of three concepts. *Wind Energy*, 14(4), 557-569.
- Justino, P.P., de O. Falcão, A.F. 1999. Rotational Speed Control of an OWC Wave Power Plant. ASME. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. 1999;121(2):65-70. doi:10.1115/1.2830079.
- Kanade, N., Joshi, A., Sudhakar, K. 2008. Multivariable Control Strategy for Large Scale Wind Turbine. (2008). XXXII National Systems Conference. Department of Electrical Engineering & Systems Society of India Dec. 17-19, 2008.
- Kivikunnas, S. 1998. Overview of process trend analysis methods and applications. In *ERUDIT Workshop on Applications in Pulp and Paper Industry* (pp. 395-408).
- Kofoed, J. P., Frigaard, P., Friis-Madsen, E., Sørensen, H. C. 2006. Prototype testing of the wave energy converter wave dragon. *Renewable energy*, 31(2), 181-189.
- Kristiansen, E., Hjulstad, Å., & Egeland, O. 2005. State-space representation of radiation forces in time-domain vessel models. *Ocean Engineering*, 32(17), 2195-2216.
- Lackner, M., Rotea, M. 2011. Structural control of floating wind turbines. *Mechatronics* 21 (2011) 704-719.
- Legaz, R. 2013. Situación y perspectivas de las energías marinas en España. *Jornada sobre Proyectos y Tecnologías de Captación de Energía Marina y Off-shore*. 16 de Enero de 2013.
- López, A., Andres Somolinos, J., & Ramon Nunez, L. 2014. Energetic modelling of primary converters for marine renewable energies. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 11(2), 224-235.
- Luo, N., Bottasso, C.L., Karimi, H.R., Zapateiro, M. Semiactive Control for Floating Offshore Wind Turbines Subject to Aero-hydro Dynamic Loads. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11)* Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 13th to 15th April, 2011
- May, A., McMillan, D., & Thöns, S. 2015. Economic analysis of condition monitoring systems for offshore wind turbine sub-systems. *Renewable Power Generation, IET*, 9(8), 900-907.
- Mehlum, E. 1986. *Tapchan. In Hydrodynamics of Ocean Wave-Energy Utilization* (pp. 51-55). Springer Berlin Heidelberg.
- Musial, W., Jonkman, J., Selavounos, P., & Wayman, L. 2007. *Engineering challenges for floating offshore wind turbines*. Golden Colorado: National Renewable Energy Laboratory.
- Namik, H., Stol, K. 2010. Individual blade pitch control of floating offshore wind turbines." *Wind Energy* 13.1 (2010): 74-85.
- Namik, H., & Stol, K. J. 2014. Individual blade pitch control of a spar-buoy floating wind turbine. *Control Systems Technology, IEEE Transactions on*, 22(1), 214-223.
- Nasa Standard. Trend analysis techniques, 1988. NASA Data Systems/Trend Analysis Division. Office of the Associate Administrator for Safety, Reliability, Maintainability and Quality Assurance
- Nielsen, F.G., Hanson, T. D., Skaare, B. 2006a. *Integrated Dynamic Analysis of Floating Offshore Wind Turbines*. OMAE 2006, Hamburg, Germany.
- Nielsen, F.G., Hanson, T. D., Skaare, B. 2006b. *Integrated Dynamic Analysis of Floating Offshore Wind Turbines*. EWEC 2006, Athens, Greece.
- Ocean Energy Conversion in Europe. Recent advancements and prospects. 2006. Published in the framework of the "Co-ordinated Action on Ocean Energy" (<http://www.ca-oe.org>) EU project under FP6 Priority: 6.1.3.2.3; Renewable Energy Technologies..
- de O Falcão, A. F. 2002. Control of an oscillating-water-column wave power plant for maximum energy production. *Applied Ocean Research*, 24(2), 73-82.
- de O Falcão, A. F., Rodrigues, R. J. A. 2002. Stochastic modelling of OWC wave power plant performance. *Applied Ocean Research*, 24(2), 59-71.
- Ormaza, M. A. 2012. La energía renovable procedente de las olas. *Ikastortatza, e-Revista de didáctica*, (8), 1-14.
- Panicker, N.N., 1976. Power Resource Potential of Ocean Surface Waves", pp J1-J48, *Proceedings of the Wave and Salinity Gradient Workshop*, Newark, Delaware, USA.
- Pontes, M.T., Falcão, A. 2001. *Ocean Energies: Resources and Utilisation*. 18th World Energy Council Congress, Buenos Aires, October.
- Raisutis R., Jasiuniene E., Sliteris R., Vladisauskas A. 2008. The review of nondestructive testing techniques suitable for inspection of the wind turbines blades. *Ultragarsas (Ultrasound)* 2008;63(1):26-30.
- Retzler, C. 2006. Measurements of the slow drift dynamics of a model Pelamis wave energy converter. *Renewable Energy*, 31(2), 257-269.
- Rocha, R., Martins Filho L.S., Bortolus, M. V. 2005. Optimal Multivariable Control for Wind Energy Conversion System - A comparison between H2 and H_∞ controllers" *Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control, and the European Control Conference 2005 Seville, Spain, December 12-15, 2005*
- Sarmiento, A. J. N. A., Gato, L. M. C., Falcão, A. D. O. 1990. Turbine-controlled wave energy absorption by oscillating water column devices. *Ocean Engineering*, 17(5), 481-497.
- Seymour, R. J. (Ed.). 1992. *Ocean energy recovery: the state of the art*. ASCE Publications.
- Sturm, A., Billhardt, S. 1992. *Envelope curve analysis of machines with rolling-element bearings*. PERGAMON PRESS INC, TARRYTOWN, NY(USA). 1992.
- Suryanarayanan, S., Dixit, A. 2005. Control of large wind turbines: Review and suggested approach to multivariable design, *Proc. of the American Control Conference 2005, Portland, USA*, pp. 686-690.
- Tandon N., Yadava GS, Ramakrishna KM. 2007. A comparison of some condition monitoring techniques for the detection of defect in induction motor ball bearings. *Mechanical Systems and Signal Processing* 2007;21(1):244-256.
- Thorpe, T.W. 1992. *A Review of Wave Energy*. ETSU Report R-72, Harwell, Oxfordshire, UK.
- Thorpe, T.W. 1998. 2001. *An Overview of Wave Energy Technologies*. ETSU. WEC (World Energy Council), Survey of Energy Resources, 19th Edition, London, England.
- Valera-García, J. J. and Atutxa-Lekue, I. 2016. *Sistemas Integrados de Potencia en Buques Offshore: Control, tendencias y retos*. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI, 13(1), 3-14.
- Washio, Y., Osawa, H., Nagata, Y., Fujii, F., Furuyama, H., & Fujita, T. 2000. The offshore floating type wave power device" *Mighty Whale*": open sea tests. In *The Tenth International Offshore and Polar Engineering Conference*. International Society of Offshore and Polar Engineers. www.bkvibro.com/en/download/uptime-magazine.html. Uptime magazine 2007-2008.
- www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/Hywind/Pages/
- www.wisions.net/files/uploads/Aquaret_Race_Rocks.pdf
- www.textoscitificos.com/energia/dispositivos-generacion-energia-olas