



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA NAVAL Y OCEÁNICA



Trabajo Final de Máster:

**VERIFICACIÓN DE HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DEL
COMPORTAMIENTO DINÁMICO ACOPLADO, Y CERTIFICACIÓN DE
AEROGENERADORES MARINOS MEDIANTE FAST/AERODYN Y SEAFEM**

Alejandro Luna García-Valenzuela

TUTOR: Dr. José Enrique Gutiérrez Romero

DEDICATORIA

Me gustaría expresar mi agradecimiento a cuantos profesores de la Escuela de Navales, de la Universidad Politécnica de Cartagena, han hecho posible la realización del presente trabajo, con cita especial de Don José Enrique Gutiérrez Romero, subdirector de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Naval y Oceánica y, a su vez, del presente proyecto, pues gracias a sus acertadas exigencias pedagógicas, así como por su paciencia y cariño, supo despertar en mí el espíritu de superación, que tanto he desarrollado a lo largo de la realización de este trabajo.

Este trabajo marca el fin de una etapa de siete años, en la cual he tenido la suerte de compartir momentos muy especiales tanto con mis queridos amigos, como con mi inmejorable familia. Sin duda el apoyo que he recibido en los innumerables duros momentos a lo largo de este periodo han hecho convertirme en la persona que soy, y han logrado animarme a apuntar siempre hacia el éxito, con la máxima “jamás te rindas”.

Así, quisiera agradecer a mis padres Julián y Mati, a mi hermano Mario y a mi novia Almudena, el apoyo y cariño incondicional que me han brindado siempre, desde que comencé los estudios, estando justo donde tenían que estar, en el momento en el que los necesitara, dándome ese aporte de energía necesario, para poder abordar los momentos de mayor esfuerzo.

Por último, también he de hacer especial referencia a mis amigos y compañeros, los cuales han logrado hacerme sentir como en casa, en cualquier situación, y en cualquier lugar, facilitándome ese descanso que en ocasiones era imprescindible para poder continuar con el trabajo.

“No dejes nunca que nadie te diga
lo que puedes o no puedes hacer.
No es su vida, es la tuya”
Mati.

ÍNDICE

Capítulo 1: Motivaciones del Estudio.....	7
Capítulo 2: Estado del Arte de la Tecnología Eólica Marina.....	10
Capítulo 3: Herramientas para la Simulación de Aerogeneradores Marinos.....	30
Capítulo 4: Normativa para la Certificación de Aerogeneradores Marinos.....	58
Capítulo 5: Sistema NREL 5-MW Baseline OC3-Hywind.....	95
Capítulo 6: Simulaciones Fuertemente Acopladas, AEMISH.....	127
Capítulo 7: Simulaciones Fuertemente Acopladas, AEMISHFEM.....	345
Capítulo 8: Conclusiones e Investigaciones Futuras.....	333



TRABAJO FINAL DE MÁSTER

1. MOTIVACIONES DEL ESTUDIO



Alejandro Luna García-Valenzuela
TUTOR: José Enrique Gutiérrez Romero

Debido a la creciente demanda energética mundial, a la obligación de reducir las emisiones a la atmósfera, y, por ende, al necesario aprovechamiento de las energías limpias, aparece la explotación eólica como una respuesta ante demanda. Con el objeto, además, de reducir el impacto visual de los campos eólicos, así como de aprovechar las corrientes eólicas marinas, las cuales presentan una perturbación inferior además de una mayor constancia y velocidad, estas citadas instalaciones energéticas han comenzado a instalarse en las costas de países como Dinamarca, Noruega, Reino Unido, China o Estados Unidos, entre otros, consolidándose así, la Industria Eólica Flotante, como una industria en auge, en la actualidad.

De la mano de la Industria offshore petrolífera, los campos eólicos se han ido trasladando así hacia zonas cada vez de mayor profundidad, haciendo inviables instalaciones de tipo celosía (Jackets), monopilotes o similares, debido al sobrecoste de construcción, recurriendo de esta manera a artefactos flotantes, mucho más rentables.

Los artefactos flotantes tienen como dificultad principal en su diseño el poder evaluar, de una forma lo más fidedigna posible, el comportamiento en flotación, cuando se les somete a las diversas condiciones medioambientales y de funcionamiento, que podrían experimentar durante sus vidas útiles. Para ello, los diseñadores cuentan con una serie de herramientas computacionales, las cuales permiten elaborar modelos multifísicos, con los cuales evaluar, a través de simulaciones, el comportamiento en la mar de estos artefactos.

Así pues, el presente Trabajo Final de Máster, enmarcado en la ingeniería offshore, pretende realizar una investigación para, en primer lugar evaluar el comportamiento a nivel estructural de la torre del aerogenerador desarrollado por NREL: *NREL 5MW Baseline*, encastrado en la plataforma *Spar OC3-Hywind*, mediante el empleo del código FASTv.8, una herramienta que permite realizar simulaciones aero-hidro-servo-elásticas y, en segundo lugar, y debido a las dificultades que implica el uso del anterior código por la inexistencia de una interfaz gráfica, se pretende comparar los resultados obtenidos en las simulaciones con FAST, con los obtenidos con el software, fruto del acoplamiento entre este y SeaFEM, una herramienta de cálculo de hidrodinámica marina para artefactos y plataformas flotantes, que permitirá, entre otros factores, computar la hidrodinámica del artefacto empleando el Método de los Elementos Finitos.

En resumen, las dos herramientas que serán empleadas a lo largo del Trabajo son las siguientes:

1. *FAST/Aerodyn/ElastoDyn/ServoDyn/HydroDyn*: es código de cálculo compuesto por una serie de módulos y preprocesadores, que permite realizar simulaciones aero-hidro-servo-elásticas de aerogeneradores. Fue desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL, Colorado, USA).
2. *SeaFem*: un conjunto de herramientas desarrolladas por la empresa catalana CompassIS. Permite resolver problemas de radiación-difracción en mallas no estructuradas mediante MEF en el dominio del tiempo.

De validarse el funcionamiento del citado acoplamiento de códigos, se verificaría que la herramienta sería útil para certificar aerogeneradores marinos flotantes, con todas las ventajas que ofrece SeaFEM, en términos de interfaz gráfica, modelado mediante diseño asistido por ordenador (CAD) y capacidad de cálculo hidrodinámico (como se desarrollará más adelante), junto con la variabilidad de cálculos y simulaciones de condiciones adversas, tanto de funcionamiento del aerogenerador, como ambientales, que ofrece el código FAST.

Este Trabajo Final de Master, será desarrollado de acuerdo a una estructura formada por ocho capítulos, los cuales, obviando el primero, serán los siguientes:

- *Capítulo 2:* Estado del Arte de la Tecnología Eólica Marina.
- *Capítulo 3:* Herramientas para la Simulación de Aerogeneradores Marinos.
- *Capítulo 4:* Normativa para la Certificación de Aerogeneradores Marinos.
- *Capítulo 5:* Sistema NREL 5-MW Baseline OC3-Hywind.
- *Capítulo 6:* Simulaciones Fuertemente Acopladas, AEMISH.
- *Capítulo 7:* Simulaciones Fuertemente Acopladas, AEMISHFEM.
- *Capítulo 8:* Conclusiones e Investigaciones Futuras.



Figura 1-1: Hywind Scotland Pilot Park. Fuente: news.cision.com



TRABAJO FINAL DE MÁSTER

2. ESTADO DEL ARTE DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA



Alejandro Luna García-Valenzuela
TUTOR: José Enrique Gutiérrez Romero

ÍNDICE

ÍNDICE DE ELEMENTOS.....	12
1.- LAS ENERGÍAS RENOVABLES	13
2.- LA ENERGÍA EÓLICA	15
2.1.- EL AEROGENERADOR.....	17
3.- LA ENERGÍA EÓLICA MARINA	21
3.1.- PLATAFORMAS EN AEROGENERADORES MARINOS	23
3.2.- TENDENCIAS ACTUALES EN LA TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA.....	26
4.-BIBLIOGRAFÍA.....	27

ÍNDICE DE ELEMENTOS

Figura 2-1: Granja Eólica Offshore Horns Rev, Dinamarca. Fuente: envision-energy.com.....	14
Figura 2-2: Granja eólica terrestre. Fuente: siemens.co.uk	16
Figura 2-3: Granja eólica marina. Fuente: assets.inhabitat.com	16
Figura 2-4: Partes de un Aerogenerador de Eje Horizontal. 1-Conexión a Red Eléctrica, 2-Torre de Contención, 3-Escalera de Acceso, 4-Sistema de Orientación, 5-Góndola, 6-Generador, 7-Anemómetro, 8-Freno, 9-Transmisión, 10-Álabes, 11-Sistema de Paso de Pala, 12-Buje. Fuente: Wikipedia.org.....	18
Figura 2-5: Aerogeneradores Marinos de Eje Horizontal. Fuente: Wikipedia.org	19
Figura 2-6: Aerogeneradores Marinos de Eje Vertical. Fuente: Wikipedia.org.....	20
Figura 2-7: Evolución del tamaño de los aerogeneradores. Fuente: [18].....	22
Figura 2-8: Estructuras de soporte de aerogeneradores utilizados en aguas someras o intermedias. Fuente: [19]	24
Figura 2-9: Estructuras de soporte de aerogeneradores utilizados en altas profundidades. Fuente: [19]	25
Figura 2-10: Comparación de la altura del aerogenerador Hywind. Fuente: statoil.com.....	26

1.- LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En los últimos años se ha hecho patente la necesidad de un nuevo modelo energético basado fundamentalmente en la reducción del consumo, en la mejora de la eficiencia y en el cambio hacia fuentes de energía sostenibles. Puede establecerse que la tendencia actual se dirige hacia este modelo energético, apostando por las energías renovables y entre ellas, como se comentaba en el Capítulo 1, la energía eólica.

Este cambio se prevé en años venideros, debido al incremento sustancial del consumo energético por parte de los países no pertenecientes a la *Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico* (OCDE, [1]), según previsiones de la *Agencia Internacional de la Energía* (AIE, [2]), siendo este incremento de más del 30% para el año 2035.

Debido a este crecimiento del consumo, la AIE ha fijado para el año 2020 el objetivo de alcanzar un aporte del 25% de energía proveniente de fuentes renovables. Además, apunta que en el año 2011 ya se alcanzó el 19% sobre el total de la generación eléctrica. Otras fuentes como *Eurostat* [3] comunicaron que, en el año 2011, en la Unión Europea, el 13% del total de la energía generada provino de fuentes renovables.

En la Unión Europea (EU), la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de Abril de 2009, relativa al fomento del uso de las energía renovables, fija como objetivos generales una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la EU.

En España este objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% de la energía final consumida en 2020, junto con una contribución del 10% de fuentes de energía renovable en el transporte, en el mismo horizonte. Para dar cumplida respuesta a los requerimientos de la Directiva europea, se redacta en nuestro país el *Plan de Energías Renovables (PER)*, 2011–2020. Pues bien, el *Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía* (IDAE [4]), encargado de contribuir y fomentar la consecución de los objetivos relacionados con la eficiencia energética, apunta hacia una política energética centrada en tres polos fundamentales, tal y como se muestra en el PER. Se trata, por un lado, de garantizar la seguridad en el suministro energético y por otro, de preservar el medio ambiente y mejorar la competitividad económica de nuestro país. Por ello, la promoción del ahorro y la mejora de la eficiencia energética, así como el fomento de las energías renovables, se consideran factores claves y fundamentales.

En general, el uso de fuentes de energía renovable, favorece de manera evidente la conservación del medio ambiente, al reducir, por ejemplo, las emisiones contaminantes, tal y como apunta IEA, “*la electricidad baja en carbono constituye el núcleo de cualquier sistema energético sostenible*” [6]. En el caso de España, según el IDAE, el potencial energético proveniente de fuentes renovables es mayor que la demanda actual de consumo, siendo la energía solar la de mayor potencial [7].

Uno de los inconvenientes históricos de las fuentes de energía renovables, ha sido, y es, el precio de generación de la energía. El desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes y económicas, junto con el fenómeno de la economía de escala (como ocurre en el caso de la tecnología eólica, donde el incremento en el tamaño de la turbina conlleva una reducción del coste de generación), facilitan el cambio de modelo energético.

Puede considerarse que la energía hidráulica ha sido la primera energía renovable (sigue siéndolo en ciertos países del mundo, como en Iberoamérica), aunque la energía verde que ha experimentado mayor avance en los últimos años ha sido indudablemente la energía eólica.

Así pues, según estimaciones de la consultora Navigant_BTM, la potencia eólica instalada en el mundo, al cierre de 2015, superó los 400.000 MW instalados, previendo que crecerá más del 40% hasta 2019, cuando sobrepasará los 600.000 MW.

España ha sido uno de los países pioneros y líderes en el aprovechamiento del viento para producir electricidad. Treinta años después de instalarse el primer aerogenerador en el país, España consiguió ser el primero del mundo en el que la energía eólica fuese la principal fuente de generación eléctrica durante un año entero. Ya en 2009, con una instalación de 19.226 MW de potencia eólica, fueron generados unos 37.164 GW.h, según el IDEA, pero sería en 2013, siendo el 20,9% de la producción eléctrica total, producida con energía eólica, lo que le situaría como uno de los países más avanzados en materia de generación eólica. Así, aunque la implantación eólica se ha ralentizado en los últimos años, España sigue siendo, con unos 23.000 MW instalados al cierre de 2015, el segundo país europeo por potencia eólica operativa después de Alemania (43.723 MW), y el quinto del mundo, tras China (138.060 MW), EE.UU. (71.000 MW) e India (25.219 MW), según las estimaciones de la citada consultora.



Figura 2-1: Granja Eólica Offshore Horns Rev, Dinamarca. Fuente: envision-energy.com

2.- LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica que se ha desarrollado hasta el momento es fundamentalmente terrestre. De hecho, el grado de implantación de esta tecnología, ha permitido a países como Alemania, España, Dinamarca o Estados Unidos, liderar la producción de aerogeneradores.

Entidades estatales tales como la danesa Risø-DTU *Wind Energy* [8], la estadounidense NWTC [9], la española CENER [10], o empresas privadas tales como la española Gamesa [11] o la inglesa GL-Garrad Hassan [12], entre muchas otras, han conseguido extender apreciablemente el conocimiento y la utilización de la energía eólica. Por ejemplo, Risø-DTU *Wind Energy* ha desarrollado *WAsP* (*Wind Atlas Analysis and Application Program*), una aplicación informática ampliamente extendida para el análisis de datos meteorológicos y la predicción del recurso eólico de una zona determinada. Por su parte, GL-Garrad Hassan ha desarrollado la aplicación *WindFarmer*, orientada al diseño de parques de aerogeneradores. La alianza *WAsP-WindFarmer* se ha utilizado con éxito en estos últimos años en la determinación del recurso eólico, impacto de la estela o viabilidad para la implantación de nuevos parques eólicos.

La evolución y el desarrollo de este tipo de energía pueden seguirse a través de asociaciones tales como *World Wind Energy Association* (WWEA, [13]) o *European Wind Energy Association* (EWEA, [14]), entre otras.

Sin embargo, los ambiciosos objetivos marcados para el desarrollo de este campo, exigen una apuesta decidida por la investigación, por el desarrollo de prototipos y nuevas tecnologías, por el estudio teórico y fundamental, así como por el desarrollo de códigos informáticos y procedimientos que faciliten el estudio de estas tecnologías.

Aunque la energía eólica terrestre (*Onshore Wind Energy*) tiene indudables ventajas, algunos inconvenientes relevantes como el impacto visual o la expansión del tamaño de los parques eólicos, buscando un mayor potencial de viento eólico, han llevado a considerar la instalación de los aerogeneradores en el mar, iniciando el desarrollo de la energía eólica marina (*Offshore Wind Energy*). Efectivamente, con esta variante se consiguen mitigar los inconvenientes mencionados. Además, es la energía del viento proveniente de ambientes marinos la de mayor potencial de desarrollo en cuanto a generación eléctrica en la mayoría de los países marítimos desarrollados, como se recoge en [15].

Entre las ventajas de la energía eólica marina, pueden citarse las siguientes:

- ✓ Disponibilidad de áreas de instalación de mayor tamaño.
- ✓ Disminución del impacto visual y de los ruidos sobre poblaciones.
- ✓ Vientos más uniformes y con velocidades medias mayores, es decir, posibilidad de obtener un mayor recurso eólico explotable.
- ✓ Menos efectos turbulentos sobre las estructuras, lo que reduce las solicitudes de fatiga.
- ✓ Menos efectos de interacción entre aerogeneradores (estela) en las instalaciones con múltiples unidades, al disponer de mayores áreas para su instalación.

Sin embargo, también se encuentran algunos inconvenientes importantes en la energía eólica marina, entre los que destacan los siguientes:

- En el caso de artefactos flotantes, los sistemas fondeo representan un alto coste en las estructuras de soporte.
- Las condiciones de integración en la red eléctrica general son en ocasiones difíciles y costosas.

- El ambiente marino presenta unas condiciones ambientales complicadas, siendo agresivo y corrosivo.
- Las condiciones para la instalación y para el mantenimiento de las estructuras resultan complicadas como consecuencia del emplazamiento marítimo.
- Actualmente el coste de generación eléctrica resulta aproximadamente un 60% más caro comparado con la tecnología eólica en tierra.

La tecnología eólica marina, como en cualquier otro ámbito de la ingeniería, debe ser desarrollada, estudiada y mejorada. Lógicamente, todas las expectativas que se han despertado deben ser confirmadas mediante la investigación teórica y experimental, así como la demostración con prototipos adecuados que constituya un desarrollo definitivo de esta energía renovable emergente. Es preciso destacar también que, dentro de esta nueva rama de la energía eólica, se pueden encontrar dos tipos de instalaciones, las que están fijas al lecho marino, compuestas de aerogeneradores con cimentaciones ancladas al fondo oceánico y las instalaciones compuestas por aerogeneradores que se encuentran flotando en alta mar.



Figura 2-2: Granja eólica terrestre. Fuente: siemens.co.uk



Figura 2-3: Granja eólica marina. Fuente: assets.inhabitat.com

2.1.- EL AEROGENERADOR

Un aerogenerador es un generador eléctrico que funciona convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica a través de una hélice y en energía eléctrica gracias a un alternador. Esta energía cinética, proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, dependiendo de su potencia, el tipo de generador, el diámetro de las palas, etc., sin embargo, una de las clasificaciones más empleadas en la industria eólica es en función de la disposición de su eje de rotación, dividiéndose así en aerogeneradores de eje vertical y de eje horizontal.

2.1.1.-Aerogeneradores de Eje Horizontal

Son aquellos en los que el eje de rotación del equipo se encuentra paralelo al suelo. Esta es la tecnología más empleada, debido a su eficiencia y confiabilidad y la capacidad de adaptarse a diferentes potencias.

Las partes principales de un aerogenerador de eje horizontal son:

- Rotor: las palas del rotor, construidas principalmente con materiales compuestos, se diseñan para transformar la energía cinética del viento en un momento torsor en el eje del equipo. La velocidad de rotación está normalmente limitada por la velocidad de punta de pala, cuyo límite actual se establece por criterios acústicos.
- Góndola o *nacelle*: sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos (multiplicadora, generador, armarios de control, etc.) del aerogenerador.
- Caja de engranajes o multiplicadora: puede estar presente o no dependiendo del modelo. Transforman la baja velocidad del eje del rotor en alta velocidad de rotación en el eje del generador eléctrico.
- Generador: existen diferentes tipos, dependiendo del diseño del aerogenerador. Pueden ser síncronos o asíncronos, jaula de ardilla o doblemente alimentados, con excitación o con imanes permanentes. Lo podemos definir como parte del aerogenerador que convierte la energía en electricidad.
- La torre: sitúa el generador a una mayor altura, donde los vientos son de mayor intensidad y para permitir el giro de las palas. Transmite las cargas del equipo al suelo.
- Sistema de control: se hace cargo del funcionamiento seguro y eficiente del equipo, controla la orientación de la góndola, el ángulo de paso de las palas y la potencia total entregada por el equipo.

Todos los aerogeneradores de eje horizontal tienen su eje de rotación principal en la parte superior de la torre, que debe orientarse hacia el viento. Mientras que los aerogeneradores pequeños se orientan mediante una veleta, los más grandes utilizan un sensor de dirección y se orientan por servomotores o motorreductores.

Existen 2 tipologías principales de generadores eléctricos: con y sin caja multiplicadora. Los primeros funcionan a velocidades del orden de 1000 - 2000 rpm. Dado que la velocidad de rotación de las aspas es baja (entre 8 y 30 rpm), requieren el uso de una caja multiplicadora para conseguir una velocidad de rotación adecuada. Los aerogeneradores que no requieren multiplicadora se conocen como "direct-drive" y sus generadores se llaman habitualmente multipolo, ya que para conseguir una frecuencia elevada con una baja velocidad de giro tienen más de una decena de polos.

En general, las palas están emplazadas de tal manera que el viento, en su dirección de flujo, la encuentre antes que a la torre (rotor a barlovento). Esto disminuye las cargas adicionales que genera la turbulencia de la torre en el caso en que el rotor se ubique detrás de la misma (rotor a sotavento). Las palas se montan a una distancia razonable de la torre y tienen alta rigidez, con el objeto de que al rotar y vibrar naturalmente no choquen con la torre en caso de vientos fuertes. El rotor suele estar inclinado entre 4 y 6 grados para evitar el impacto de las palas con la torre.

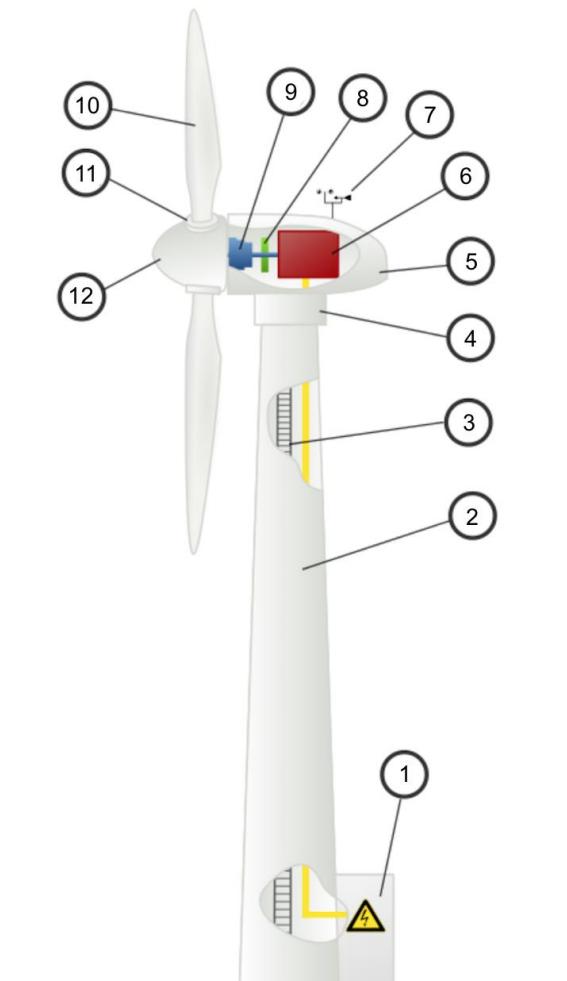


Figura 2-4: Partes de un Aerogenerador de Eje Horizontal. 1-Conexión a Red Eléctrica, 2-Torre de Contención, 3-Escalera de Acceso, 4-Sistema de Orientación, 5-Góndola, 6-Generador, 7-Anemómetro, 8-Freno, 9-Transmisión, 10-Álabes, 11-Sistema de Paso de Pala, 12-Buje. Fuente: Wikipedia.org

En general, los aerogeneradores modernos de eje horizontal se diseñan para trabajar con velocidades del viento que varían entre 3 y 25 m/s de promedio. La primera es la llamada velocidad de conexión y la segunda la velocidad de corte. Básicamente, el aerogenerador comienza produciendo energía eléctrica cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada es mayor, siguiendo la llamada curva de potencia.

Las aspas disponen de un sistema de control de forma que su ángulo de ataque varía en función de la velocidad del viento. Esto permite controlar la velocidad de rotación para conseguir una velocidad de rotación fija con distintas condiciones de viento.

Asimismo, es necesario un sistema de control de las velocidades de rotación para que, en caso de vientos excesivamente fuertes, que podrían poner en peligro la instalación, haga girar el rotor de tal forma que las palas presenten la mínima oposición al viento, con lo que la máquina se detendría.

Para aerogeneradores de gran potencia, algunos tipos de sistemas pasivos, utilizan características aerodinámicas de las aspas que hacen que aún en condiciones de vientos muy fuertes el rotor se detenga. Esto se debe a que él mismo entra en un régimen llamado "pérdida aerodinámica".



Figura 2-5: Aerogeneradores Marinos de Eje Horizontal. Fuente: Wikipedia.org

2.1.2.-Aerogeneradores de Eje Vertical

Son aquellos en los que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. También se denominan VAWT (del inglés, Vertical Axis Wind Turbine), en contraposición a los de eje horizontal o HAWT.

Sus ventajas son las siguientes:

- Se pueden situar más cerca unos de otros, debido a que no producen el efecto de frenado de aire propio de los HAWT, por lo que no ocupan tanta superficie.
- No necesitan un mecanismo de orientación respecto al viento, puesto que sus palas son omnidireccionales.
- Se pueden colocar más cerca del suelo, debido a que son capaces de funcionar con una menor velocidad del viento, por lo que las tareas de mantenimiento son más sencillas.
- Mucho más silenciosos que los HAWT.
- Mucho más recomendables para instalaciones pequeñas (de menos de 10 kW) debido a la facilidad de instalación, la disminución del ruido y el menor tamaño.

Sus desventajas son:

- Al estar cerca del suelo la velocidad del viento es baja y no se aprovechan las corrientes de aire de mayor altura.
- Baja eficiencia.

- Mayor gasto en materiales por metro cuadrado de superficie ocupada que las turbinas de eje horizontal.
- No son de arranque automático, requieren conexión a la red para poder arrancar utilizando el generador como motor
- Tienen menor estabilidad y mayores problemas de fiabilidad que los HAWT. Las palas del rotor tienen tendencia a doblarse o romperse con fuertes vientos.



Figura 2-6: Aerogeneradores Marinos de Eje Vertical. Fuente: Wikipedia.org

3.- LA ENERGÍA EÓLICA MARINA

La energía eólica marina se refiere a la construcción, operación y mantenimiento de parques eólicos en el mar utilizando la fuerza del viento, donde la velocidad es más constante y productiva, para mover grandes aspas que produzcan fuerza suficiente para generar energía eléctrica con la fuerza del viento, sin la necesidad de emplear combustibles fósiles, convirtiéndose en energía ecológicamente limpia y permanentemente renovable.

El concepto de la tecnología eólica marina fue introducido por el Profesor William E. Heronemus en el año 1972, pero no fue hasta la década de los años 90 cuando se instaló el primer aerogenerador marino, comenzando así la carrera por el desarrollo de esta tecnología. Debido al alto coste en la generación eléctrica con esta tecnología, uno de los objetivos primordiales en el desarrollo de la tecnología eólica marina es la reducción de este coste.

Numerosos países del entorno europeo e internacional, incluyendo a España, han iniciado una carrera para el desarrollo de la tecnología eólica marina, la consecución de la reducción de costos y la búsqueda de aquellas plataformas que resulten más adecuadas para las turbinas eólicas situadas en alta mar.

La actual tecnología de instalaciones cimentadas (monopilotes) está desarrollada para aguas someras y, por lo tanto, está limitada por la profundidad de los fondos oceánicos. Se produce entonces un drástico incremento de los costos de instalación por encima de los 20–30 metros de profundidad. De esta manera, la tecnología flotante se perfila como el camino a seguir para llevar a cabo la proliferación de estos elementos de generación de energía eléctrica, pero actualmente estas soluciones implican también un alto coste en comparación con otras alternativas.

La experiencia demuestra que el entorno marino constituye un ambiente agresivo para este tipo de instalaciones. Técnicamente este problema ya ha sido resuelto y demostrado de manera adecuada en la industria *offshore* del petróleo y del gas durante décadas, sin embargo, se trata de un campo multidisciplinario que abarca numerosos ámbitos de estudio, que van desde el análisis de fondos oceánicos, los recursos de viento, la interacción fluido–estructura, hasta elementos de la ciencia de materiales. Por estas y otras razones, la optimización de la estructura de los sistemas aerogeneradores *offshore* y el desarrollo de plataformas flotantes, junto con el desarrollo de herramientas para su diseño y estudio constituye uno de los principales retos actuales.

El líder mundial dedicado al asesoramiento y apoyo a empresas y gobiernos para la reducción de las emisiones contaminantes, *Carbon Trust*, identifica cinco áreas claves que pueden facilitar el desarrollo de la tecnología eólica marina [16]:

- El desarrollo de la turbina.
- El estudio y optimización de las cimentaciones y estructuras flotantes en el caso de aerogeneradores emplazados a grandes profundidades.
- La conexión eléctrica.
- La instalación de estos artefactos.
- La operación y su mantenimiento.

Instituciones como EWEA, AWEA o la AIE, por ejemplo, identifican también los siguientes factores claves:

- El desarrollo de materiales con mayor resistencia en relación con el peso y con resistencia a fatiga.
- La integración con la red eléctrica.
- La normalización en el desarrollo y el diseño de aerogeneradores.

- El desarrollo de turbinas capaces de trabajar a bajos regímenes de viento.
- Desarrollo de modelos matemáticos y códigos que permitan un mejor estudio de estas estructuras.
- El desarrollo de tecnologías superconductoras.
- El abaratamiento de costes.
- El desarrollo de plataformas para la instalación de aerogeneradores en aguas profundas.

Por otro lado, el PER identifica tres tipos de barreras relacionadas con el desarrollo de la tecnología eólica marina en la actualidad:

1. El primer grupo es el relacionado con las barreras técnicas entre las que identifica la necesidad de infraestructuras, los costes de inversión, la complejidad de la construcción, la operación y el mantenimiento, la inexistencia de ciertas tecnologías como las destinadas a aguas profundas, etc.
2. El segundo grupo de barreras son las constituidas por la necesidad de un marco regulatorio que favorezca esta tecnología y la financiación privada o pública para su impulso definitivo.
3. El tercer grupo está relacionado con los impactos visuales y con la resistencia local, que en ocasiones aparece, a la instalación de parques marinos en alta mar. Esto se debe a la creencia en muchas ocasiones, de que los parques marinos afectan a los caladeros de pesca.

Numerosos trabajos resaltan que es indudable que el desarrollo de tecnologías y estructuras de soporte de aerogeneradores marinos que permitan emplazarlos a altas profundidades a un coste relativamente bajo, constituye un importante ámbito de estudio y la base para el despegue definitivo de esta tecnología [17].

La adaptación para obtener un mayor alcance en el emplazamiento de una turbina eólica en alta mar, está relacionada directamente con el diseño de la torre y de la estructura flotante que sustenta al conjunto. Este sistema también es llamado generalmente cimentación o plataforma y resulta mucho más que la simple cimentación que se pueda encontrar habitualmente en tierra. Cuanto mayor es la profundidad del mar, el trabajo de construcción presenta mayores complejidades y un importante impacto en el coste de construcción. Así, por ejemplo, el coste de la cimentación en tierra (*onshore*) se sitúa aproximadamente entre el 3,5–4,5% del coste total de la instalación, mientras que en el caso de aerogeneradores marinos este puede situarse aproximadamente en torno al 15%–20 % [18]. Este incremento del coste muestra claramente la necesidad de la optimización de las plataformas, empleando para ello, la experimentación y el desarrollo de software que permitan su evaluación.

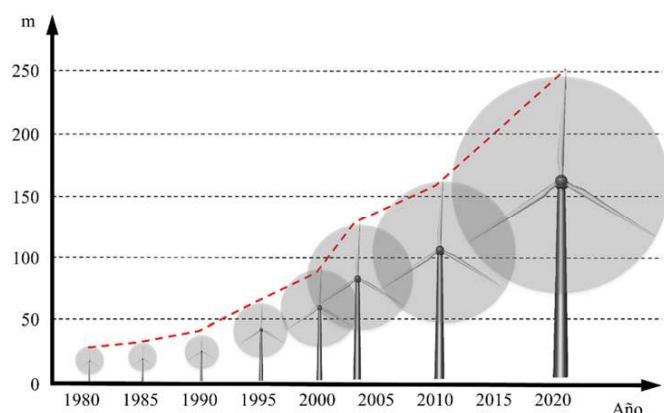


Figura 2-7: Evolución del tamaño de los aerogeneradores. Fuente: [18]

Actualmente se conocen un gran número de diseños para estructuras de soporte en aerogeneradores marinos. Cada uno de ellos presenta tanto ventajas como inconvenientes dependiendo de la profundidad del fondo oceánico y del tamaño del resto de la estructura. Resulta por ello necesario adoptar una solución técnica adecuada para el establecimiento de una turbina eólica en aguas profundas, debiéndose restringir su diseño a un reducido número de tipologías. En el siguiente apartado se describen las diferentes tipologías que pueden encontrarse en la actualidad.

3.1.- PLATAFORMAS EN AEROGENERADORES MARINOS

Las cimentaciones en la tecnología eólica marina son considerablemente más grandes que las utilizadas en tierra debido a las grandes dimensiones de la turbina y a las diferentes cargas ambientales a las que se ven sometidas, sobre todo las procedentes del oleaje. Se exponen a continuación las características fundamentales de los diferentes tipos de aerogeneradores marinos, cuya clasificación se realiza en función de los distintos umbrales de profundidad, los cuales se suelen instalar en alta mar.

3.1.1.-Sistemas para Aguas Someras e Intermedias

En este grupo se pueden encontrar diferentes tipologías de subestructuras por ejemplo, cimentaciones de gravedad, monopilotes, trípode, tripilote o de tipo celosía (Figura 2-8) [18].

Las subestructuras formadas por base de gravedad (Figura 2-8, 1) se emplean habitualmente en tierra, construidas fundamentalmente en hormigón y acero y cuya efectividad, en cuanto a estabilidad se refiere, se ve reducida debido a las fuerzas hidrostáticas. Este tipo de estructuras se emplea usualmente a bajas cotas batimétricas. Por otro lado, las estructuras de tipo monopilote (Figura 2-8, 2) están compuestas por un gran cilindro de acero clavado sobre el fondo marino. Suelen disponer de una pieza de transición compuesta por un cilindro de mayor diámetro que la estructura principal. Por otra parte, la subestructura de tipo trípode (Figura 2-8, 3) adapta el diseño monopilote ampliando su base. Las tres patas que forman parte de la estructura se sitúan sobre el fondo marino y soportan un cilindro central donde se conecta la turbina eólica. Las estructuras trípode son relativamente complejas. Su diseño se ha concebido con la pretensión de reducir la cantidad de material necesario mediante la ampliación de la base cuando las profundidades son relativamente grandes.

Otro tipo de estructura, que se considera como una variación sobre las estructuras de tipo monopilote, se denomina tripilote (Figura 2-8, 4). En lugar de un solo cilindro, tres pilotes se apoyan sobre el fondo del mar y se conectan a una pieza de transición en la que se dispone la base de la torre de la turbina. Permite la instalación de aerogeneradores hasta 50 metros de profundidad, facilitando además su emplazamiento sobre fondos irregulares variando la longitud de los cilindros.

Finalmente, las estructuras de tipo celosía (véase la Figura 2-8, 5) (en inglés, *jacket*) se erigen habitualmente como la alternativa más liviana para altas profundidades, en comparación con alguna de las estructuras anteriormente mencionadas. Este tipo de estructuras procede de la experiencia ganada en la industria del petróleo y está conformada por cilindros esbeltos formando estructuras en celosía y cuya base de soporte puede estar formada por pilotes o bases de gravedad. El comportamiento a fatiga de este tipo de estructuras se reduce considerablemente debido a que el área expuesta a cargas es menor que en otro tipo de disposiciones. Presenta la desventaja de la complejidad constructiva, que penaliza el coste y resulta frecuente la aparición de zonas de alta concentración de tensiones.

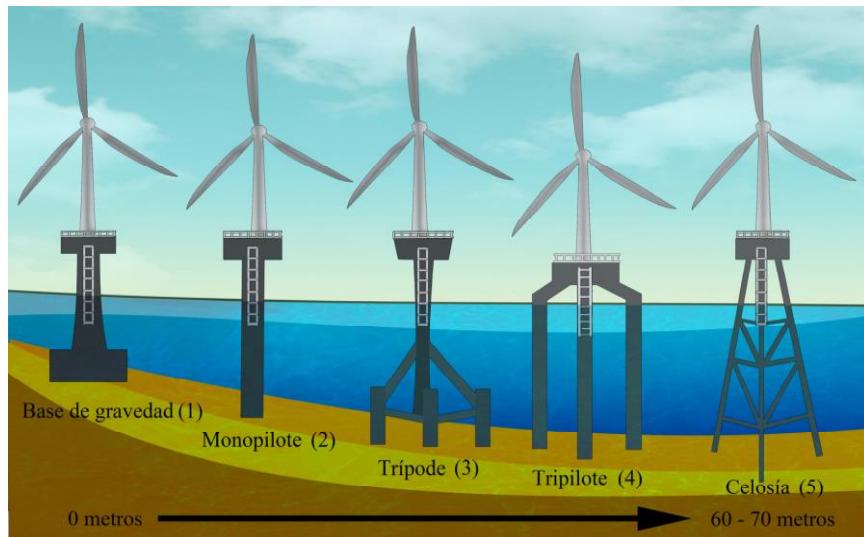


Figura 2-8: Estructuras de soporte de aerogeneradores utilizados en aguas someras o intermedias. Fuente: [19]

3.1.2.-Sistemas para Altas Profundidades

Puede decirse que los sistemas para altas profundidades constituyen el futuro de la industria eólica *offshore*, pues permiten el emplazamiento de turbinas eólicas a cualquier profundidad y distancia de la costa. Sin embargo, como se ha expresado en el apartado anterior, el principal inconveniente es el coste y la inmadurez tecnológica de este campo. Twidell y Gaudiosi [20] clasifican este tipo de estructuras en dos grupos diferenciados, por un lado, aquellos cuyo sistema de fondeo está formado por líneas de tipo catenaria (en inglés, *slack moored*) y por el otro, las plataformas cuyo sistema de fondeo está compuesto por líneas tensionadas (en inglés, *taut moored*).

Otro tipo de clasificación que puede encontrarse es la realizada por Jonkman [21] realizada atendiendo al sistema de estabilización de la plataforma. Así, es posible epitomar las plataformas en tres tipos fundamentales: sistemas estabilizados debido al momento restaurador proporcionado por la inercia del área de la flotación, sistemas estabilizados por lastre y sistemas estabilizados por el fondeo. Según estos autores, un buen diseño de plataforma para sistemas aerogeneradores marinos debe combinar las aptitudes de estos tres grupos.

Como ejemplos típicos se pueden encontrar las tipologías barcaza (en inglés, *barge*), multiflotador (en inglés, *multi-floater*), boyo *spar* (en inglés, *buoy spar*), semi-sumergible (en inglés, *semisubmersible*) o de tipo de tirantes tensados (en inglés, *Tension Leg Platform*, TLP) (Figura 2-9).

Los diseños de tipo barcaza (Figura 2-9, 1) son estructuras flotantes con poco calado y gran área de la flotación. Los sistemas de fondeo en este tipo de estructuras aseguran el mantenimiento de su posición en alta mar. Además, los momentos adrizzantes o de recuperación se consiguen por la gran área de flotación de la que disponen. El concepto semi-sumergible (Figura 2-9, 1) está compuesto habitualmente por tres o cuatro cilindros unidos entre sí. En este caso, los sistemas de fondeo además de conferirles mayor estabilidad, debido a un aumento del par restaurador, también aseguran el emplazamiento de la estructura en alta mar. La recuperación hidrostática de estos sistemas frente a la acción del mar vendrá dada por la distribución radial del área de flotación de los cilindros. Las dos tipologías anteriores pueden ser englobadas en los sistemas estabilizados por el área de la flotación.

Por otro lado, los soportes de tipo boyo *spar* (Figura 2-9, 2) están compuestos por un gran cilindro lastrado, con su centro de gravedad en una posición muy baja. Al igual que en el caso anterior, su posición en alta mar viene dada por los sistemas de fondeo provistos en la estructura. Estos sistemas son intrínsecamente estables y al disponer de un centro de gravedad tan bajo, se enmarcan en el grupo de los estabilizados por lastre.

El concepto de plataforma TLP (Figura 2-9, 3) es el de una estructura flotante compuesta por un cilindro provisto de espolones a los cuales se unen los sistemas de fondeo de la estructura, habitualmente compuestos por tirantes pretensados, generando en la mayoría de los casos una estructura altamente estable y limitada en gran parte de sus movimientos. Suele presentar habitualmente un mejor comportamiento frente a movimientos angulares, con menores amplitudes en las rotaciones y estaría enmarcado en el grupo de los estabilizados por los sistemas de fondeo.

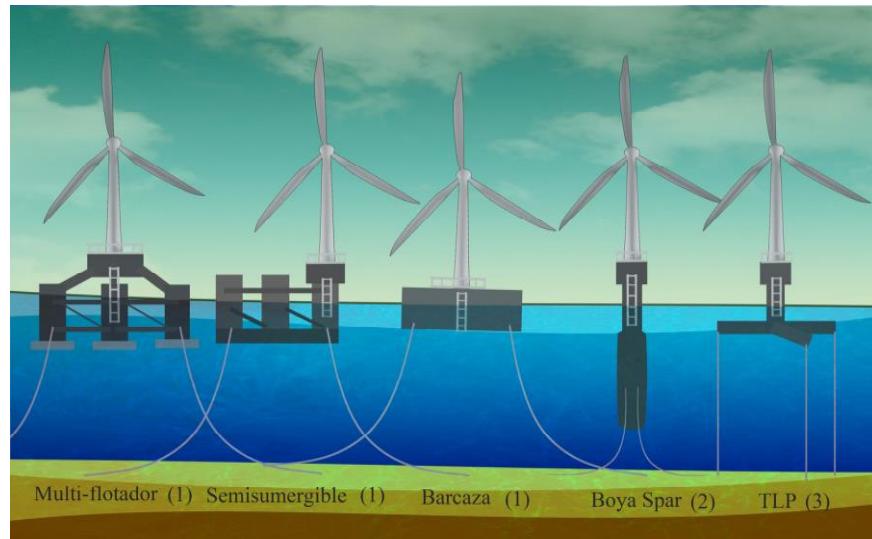


Figura 2-9: Estructuras de soporte de aerogeneradores utilizados en altas profundidades. Fuente: [19]

Actualmente también es posible encontrar otros conceptos resultantes de las plataformas flotantes presentadas anteriormente y que permiten ampliar las posibilidades de estas cuatro tipologías. Por ejemplo, se pueden encontrar estructuras TLP combinadas con boyas *spar* como la propuesta por [22], el concepto *WindFloat* [23] o el proyecto *WindSea* [24].

3.2.- TENDENCIAS ACTUALES EN LA TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA

Desde la colocación del primer parque eólico en el mar en el año 1991 en *Vindeby*, Dinamarca, se ha instalado un gran número de aerogeneradores marinos. La mayoría de estos proyectos ha sido de tipo monopilote emplazados a profundidades no superiores a 20 metros y a una distancia máxima de la costa de unos pocos kilómetros. Como se comentaba con anterioridad, si se realiza un repaso de los proyectos existentes y previstos, como por ejemplo, el primer proyecto de construcción e instalación de un aerogenerador flotante de gran escala: *Hywind Scotland Pilot Park*, de Statoil, se advierte la tendencia hacia un aumento de profundidades, distancias a la costa y de la potencia generada por las turbinas y parques eólicos, por lo que es de esperar que la industria de la energía eólica marina experimente un aumento significativo de la actividad en el futuro próximo.

Como se ha visto, el campo de estudio es amplio, extendiéndose por la elección de emplazamientos marinos y la determinación del recurso eólico, pasando por el diseño de las estructuras flotantes o del aerogenerador, llegando hasta la obtención y el reparto de la potencia eléctrica generada.

Diferentes aspectos del problema han merecido la atención de diversos investigadores en los últimos años (Referencias: [25], [26], [27] y [28]). Destacados autores, por ejemplo, identifican los retos actuales a abordar para el desarrollo viable de la tecnología eólica marina, así como el estado del arte de los códigos de simulación en aerogeneradores marinos (Referencias: [29], [17], [30] y [31]).

El estudio del comportamiento dinámico de aerogeneradores marinos presenta un alto grado de complejidad causado fundamentalmente por la diversidad de cargas ambientales que interactúan con la estructura. Por otra parte, las interacciones de las diferentes partes que componen el conjunto llevan a la necesidad del uso de códigos que permitan la simulación de cargas de una manera detallada, así como el cálculo y el diseño global de la estructura (Referencias: [29] y [30]).

Resulta necesario disponer de una primera etapa, con modelos matemáticos simplificados, para la evaluación de las diferentes opciones en el desarrollo de un nuevo prototipo de aerogenerador marino. El uso de estos modelos simplificados deja de lado una cierta cantidad de interacciones con el entorno, lo que reduce la complejidad del problema resultando apropiado para las primeras etapas del diseño. Sin embargo, resulta evidente que el uso de estos modelos da lugar a una falta de precisión en las estimaciones de cálculo.

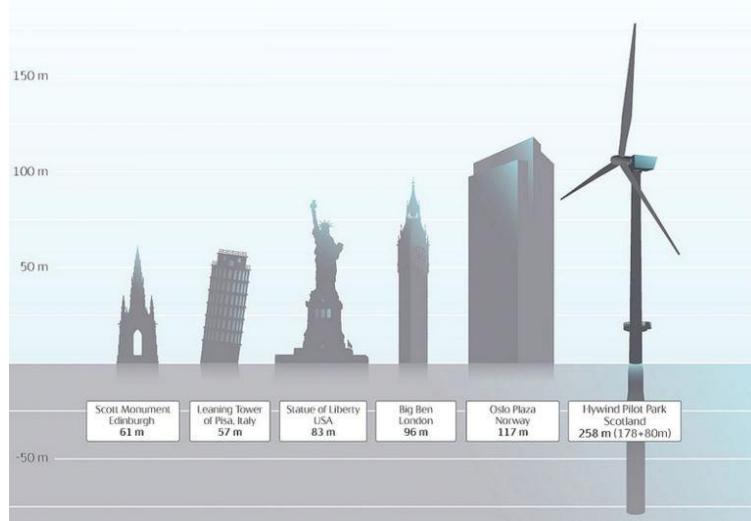


Figura 2-10: Comparación de la altura del aerogenerador Hywind. Fuente: statoil.com

4.-BIBLIOGRAFÍA

- [1] URL: www.ocde.org
- [2] URL: www.iea.org
- [3] URL: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>
- [4] URL: <https://www.ecologiaverde.com/wp-content/2015/05/Alternativas-molino-viento.jpg>
- [5] URL: www.idae.es
- [6] IEA. (2013a). *Tracking clean energy progress 2013* (Technical report). Paris, France: International Energy Agency. www.iea.org.
- [7] IDAE. (2011). *Plan de energías renovables 2011-2020* (Technical report). Madrid, España. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la energía. www.idae.es.
- [8] URL: www.vindenergi.dtu.dk
- [9] URL: <http://www.nrel.gov/wind/>
- [10] URL: www.cener.es
- [11] URL: www.gamesacorp.com
- [12] URL: www.gtl-garradhassan.com
- [13] URL: www.wwi.ndea.org
- [14] URL: www.ewea.org
- [15] Twidell, J. y Gaudiosi, G. (2009). *Offshore wind power*. Multi-Science Pub. Co.
- [16] Trust. C. (2013). *Offshore wind power: big challenge, big opportunity. Maximising the environmental, economic and security benefits*. www.carbontrust.com.
- [17] Sclavounos, P. Butterfield, R. Musial, W. y Jonkman, J. (2007). *Engineering challenges for floating offshore wind turbines* (Technical report no NREL/CP-500-38776). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- [18] Burton, T. Jenkins, N. Sharpe, D. y Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook* (2nd Ed.). Wiley.
- [19] J.E. Gutiérrez Romero; UPCT. Tesis Doctoral: “Desarrollo de herramientas software para el análisis de aerogeneradores “offshore” sometidos a cargas acopladas de viento y oleaje”. 2014
- [20] Twidell, J. y Gaudiosi, G. (2009). *Offshore wind power*. Multi-Science Pub. Co.
- [21] Jonkman, JM. (2007). *Dynamics modelling and loads analysis of an offshore floating wind turbine* (Technical report no NREL/TP-500-41958). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- [22] Karimirad, M. Meissonnier, Q. Gao, Z. y Moan, T. (2010). *Hydroelastic code-to-code comparison for a tension leg spar-type floating wind turbine*. Marine Structures, 24, 412–435.
- [23] Roddier, D. Christian, C. Aubault, A. (2009). *Windfloat: a floating foundation for offshore wind turbines. Part I: Design basis and qualification process*. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (Vol. 1). Honolulu, Hawaii, USA: ASME.
- [24] URL: <http://windsea.no>
- [25] Agarwal, P. y Manuel, L. (2009). *Simulation of offshore wind turbine response for long-term extreme load prediction*. Engineering Structures, 37, 2236–2246.

- [26] Colwell, S. y Basu, B. (2009). *Tuned liquid column dampers in offshore wind turbines for structural control*. Engineering Structures, 31, 358–368.
- [27] Weinzettel, J. Reenass, M. Solli. C. y Hertwichc, E. (2009). *Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine*. Renewable Energy, 34, 742–747.
- [28] Lackner, M. y Rotea, M. (2011). *Structural control offloating wind turbines*. Mechatronics, 21, 704– 719.
- [29] Passon, P. y Kuhn, M. (2005). *State-of-the-art and development needs of simulation codes for offshore wind turbines*. Copenhagen Offshore Wind.
- [30] Cordle, A. y Jonkman, JM. (2011). *State of the art in floating wind turbine design tools*. 21st International Offshore and Polar Engineering Conference. Maui, Hawaii.
- [31] Matha, D. Schlif, M. Cordle, A. Pereira, R. y Jonkman, JM. (2011). Challenges in simulation of aerodynamics, hydrodynamics, and mooring-line dynamics of floating offshore wind turbines. 21st offshore and polar engineering conference. Maui, Hawaii.



TRABAJO FINAL DE MÁSTER

3. HERRAMIENTAS PARA LA SIMULACIÓN DE AEROGENERADORES MARINOS



Alejandro Luna García-Valenzuela
TUTOR: José Enrique Gutiérrez Romero

ÍNDICE

ÍNDICE DE ELEMENTOS	32
1.-INTRODUCCIÓN	33
2.-ANÁLISIS ACOPLADO DE ESTRUCTURAS FONDEADAS	34
2.1.-Introducción	34
2.2.-El Acoplamiento Dinámico en los Aerogeneradores Marinos	38
2.3.-Códigos para el estudio dinámico de Aerogeneradores Flotantes	43
3.-BIBLIOGRAFÍA	56

ÍNDICE DE ELEMENTOS

Figura 1: Esquema de cargas acopladas sobre un aerogenerador marino.	34
Figura 2: Esquema de un programa de cálculo dinámico acoplado (FAST v8.16; NREL)	37
Figura 3: Diagrama de resolución dinámica acoplada, en el dominio del tiempo.....	37
Figura 4: Representación de las cargas sobre un aerogenerador marino flotante.	39
Figura 5: Ejemplos de fondeo y plataformas de aerogeneradores marinos flotantes.	42
Figura 6: Comparación de la arquitectura FAST 7 y FAST 8. NREL	44
Figura 7: Volúmenes de control de FAST para sistemas flotantes. NREL	45
Figura 8: Inputs, Outputs, States y Parameters de ElastoDyn. NREL	46
Figura 9: Interacción ElastoDyn-FASTdriver. NREL	46
Figura 10: Full-field turbulence. NREL	47
Figura 11: Inputs, Outputs, States y Parameters de AeroDyn. NREL	48
Figura 12: Interacción AeroDyn/InflowWind-FASTdriver. NREL	48
Figura 13: Corrientes IEC	49
Figura 14: Aplicación de Morison en elementos esbeltos. NREL	49
Figura 15: Inputs, Outputs, States y Parameters de HydroDyn. NREL	50
Figura 16: Ejemplos de funciones de control programables en ServoDyn. NREL	51
Figura 17: Inputs, Outputs, States y Parameters de ServoDyn. NREL	51
Figura 18: Interacción ServoDyn-FASTdriver. NREL	52
Figura 19: Resumen de archivos input y output de FAST 8. NREL	52
Figura 20: Análisis de un aerogenerador flotante, con plataforma TLP. SeaFEM	53
Figura 21: Interacción y volúmenes de control del acoplamiento SeaFEM/FAST para sistemas flotantes.	54

1.-INTRODUCCIÓN

En este capítulo se procederá a exponer brevemente en qué consisten las metodologías de análisis acoplados de aerogeneradores marinos *offshore* (en inglés *Offshore Wind Turbines*, OWT), así como a clasificar las distintas herramientas de las que el autor del proyecto dispone, para la realización de simulaciones acopladas.

Se describen los códigos de cálculo *FAST* de NREL y *SeaFEM* de CompassIS, para posteriormente abordar el acoplamiento de ambos con objeto disponer de una potente herramienta, como se explicará, de simulación aero-hidro-servo-elástica acoplada, con la que determinar y predecir las cargas de resistencia y fatiga a las que estará sometida la estructura del aerogenerador marino flotante, en función de las condiciones metoceanicas definidas por la reglamentación aplicable.

2.-ANÁLISIS ACOPLADO DE ESTRUCTURAS FONDEADAS

2.1.-INTRODUCCIÓN

Hasta no hace muchos años el diseño de estructuras *offshore* se basaba en el uso de metodologías que calculan las acciones sobre la plataforma de forma desacoplada, esto es, por un lado, la dinámica del flotador y por otro, por ejemplo, el fondeo o las cargas aerodinámicas. Hoy día el aumento de las capacidades de cálculo de los ordenadores, hace posible resolver dinámicas cada vez más complejas, es decir, equilibrios dinámicos en donde se resuelven de forma instantánea todas las acciones y reacciones sobre la estructura.

Las metodologías clásicas usan fundamentalmente el análisis en el dominio de la frecuencia para resolver la dinámica del flotador junto con sus sistemas de amarre o fondeo, sin embargo, no es posible tener en cuenta los efectos no lineales de fondeos, fenómenos transitorios, etc.

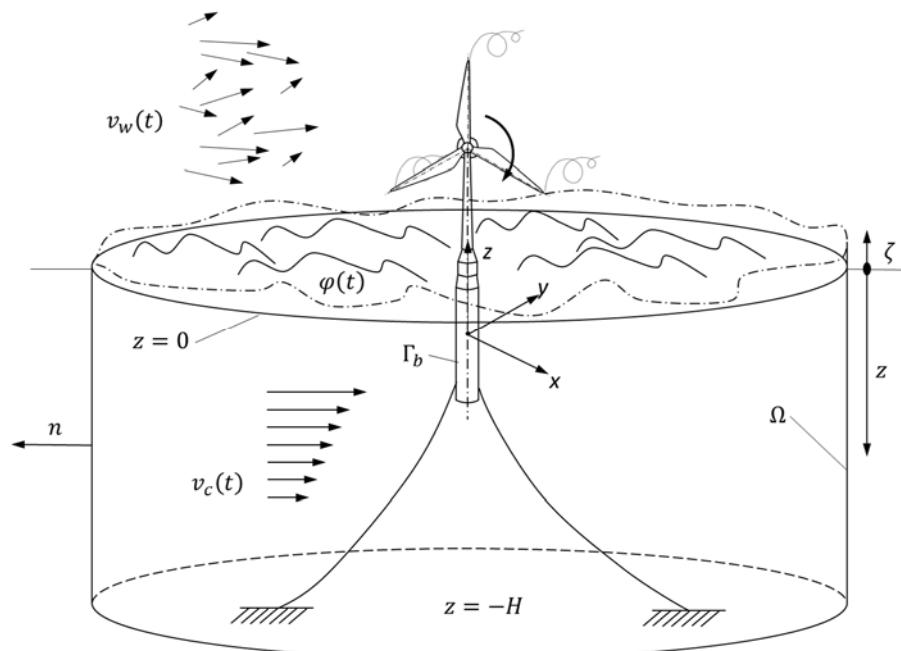


Figura 3-1: Esquema de cargas acopladas sobre un aerogenerador marino. Fuente: [1]

Hoy día el desarrollo de industrias como la eólica marina, lleva al desarrollo de metodologías que permitan tener en cuenta todas estas acciones dinámicas. De hecho, ABS considera que un completo análisis de un aerogenerador marino debe de tener en cuenta las cargas no estacionarias de viento, los sistemas de control, la interacción entre el aerogenerador y el flotador, las cargas de oleaje (de primer y de segundo orden), las corrientes, los sistemas de fondeo y cualquier otra carga externa relevante. DNV, por ejemplo, indica que el análisis de comportamiento en la mar de una plataforma flotante, con *risers* y sistemas de fondeo, debe de formar un sistema complejo sometido a las cargas de oleaje, viento y corrientes. Entre estas componentes destacan, las cargas principales debidas a corrientes, olas y viento, la respuesta de primer orden debida a la excitación del oleaje, la respuesta de baja frecuencia debida al oleaje, las rachas de viento, los efectos viscosos, los efectos del fondeo o las vibraciones de vórtices inducidas.

El propósito de un análisis acoplado no es otro que predecir el comportamiento en la mar de las estructuras flotantes, los *risers* y los sistemas de fondeo con una precisión lo suficientemente

bueno que permita determinar y/o mejorar su diseño, predecir fallos o roturas, o estimar su ciclo de vida. Estos análisis han de ser desarrollados para multitud de condiciones de diseño estacionarias, extremales, para ciclo de vida a fatiga o condiciones de accidente.

La mayor parte de metodologías de análisis acoplado se basan en la hipótesis de comportamiento de sólido rígido del flotador, cuya dinámica es resuelta por un solucionador (*solver*) que será unido (acoplado) a otro solucionador que permitirá determinar el comportamiento de los *risers*, fondeos u otro tipo de acciones externas. En el caso de la determinación de la dinámica del flotador, el solucionador suele estar basado en métodos de paneles o métodos de elementos finitos. En el caso de la estimación de la dinámica del *riser* o del fondeo, esta suele ser resuelta mediante métodos de elementos finitos no lineal.

La solución de ambos sistemas trata de acoplarse mediante la resolución de un sistema no lineal en el dominio del tiempo. Como forma general, el sistema de ecuaciones no lineal, que tiene en cuenta el comportamiento acoplado de flotador y sistemas de fondeo puede formularse como,

$$(M + MA(\omega))\ddot{x} + B(\omega)\dot{x} + D_1\dot{x} + D_2\dot{x}|x| + Kx = F_w^{(1)} + F_w^{(2)} + F_c + F_v + F_F + F_{ext}, \quad (Ec. 3-1)$$

donde M es la masa, $MA(\omega)$ es la matriz de masas añadidas, $B(\omega)$ es la matriz de amortiguamiento potencial, D_1 es una matriz de amortiguamiento lineal, D_2 es una matriz de amortiguamiento cuadrático, K es la matriz de restauración hidrostática, $F_w^{(1)}$ son las fuerzas de excitación de primer orden, $F_w^{(2)}$ son las fuerzas de excitación de segundo orden, F_c son las fuerzas debidas a la presencia de corrientes, F_v son las fuerzas originadas por el viento, F_F son los restauración causados por los sistemas de fondeo o elementos acoplados como *risers* y F_{ext} es el vector de fuerzas que contiene cualquier otra acción sobre la plataforma.

Se debe señalar que los efectos en la frecuencia de la ola quedan incluidos en el término de fuerzas de primer orden, mientras que las fuerzas de baja frecuencia quedan incluidas en los términos de las fuerzas de segundo orden, viento y corrientes. Además, la suma de frecuencias, es decir, los términos de alta frecuencia, son incluidos en el término de fuerzas de excitación del oleaje de segundo orden.

Otra forma de resolver las ecuaciones del movimiento, aunque menos precisa que la anterior, conlleva el uso de la función de convolución.

$$h(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} [B(\omega) + i\omega(A(\omega) - A_{\infty})] e^{i\omega t} d\omega \quad (Ec. 3-2)$$

El método de la convolución fue aplicado por Cummis en 1962, y permitía capturar los efectos de memoria del fluido que se generan cuando un flotador se mueve en la superficie libre de un fluido. Este flotador transmite energía a la superficie libre, produciendo olas que afectan al propio movimiento de la plataforma, después de ser generadas, por lo que, partiendo de las expresiones que Ogilvie encontró en 1964, que permitían determinar la función de los efectos de memoria del fluido y, por tanto, las fuerzas de radiación, el modelo lineal de comportamiento en la mar puede expresarse como:

$$A(\omega) = A_{ij} - \frac{1}{\omega} \int_0^{\infty} K(t) \operatorname{sen}(\omega t) dt \quad (Ec. 3-3)$$

$$B(\omega) = B_{ij} + \frac{1}{\omega} \int_0^{\infty} K(t) \cos(\omega t) dt \quad (Ec. 3-4)$$

donde los términos proporcionales a la aceleración A_{ij} son debidos a la variación de la cantidad de movimiento del fluido e independientes de la frecuencia del movimiento, y el término B_{ij} también es independiente de la frecuencia.

Aplicando la transformada inversa de Fourier, aplicando las relaciones adecuadas y considerando que $A_{ij} = A_{ij}(\omega = \infty) = A_\infty$ y que $B_{ij} = B_{ij}(\omega = \infty) = B_\infty$, las ecuaciones de movimiento del sistema planteado quedan finalmente como:

$$(M + A_\infty)\ddot{x} + D_1\dot{x} + D_2\dot{x}|\dot{x}| + \int_0^\infty h(t - \tau)\dot{x}(\tau)d\tau + Kx = F_w^{(1)} + F_w^{(2)} + F_c + F_v + F_F + F_{ext}, \quad (Ec. 3-5)$$

Esta metodología conlleva mucho tiempo de cálculo y es habitual separar el cálculo en las partes correspondientes al dominio de la frecuencia de la ola y a la baja frecuencia. El análisis en el dominio de la frecuencia de la onda implica que la respuesta del flotador es lineal con lo que el amortiguamiento cuadrático se hace cero y la restauración del fondeo se hace constante.

Las fuerzas de excitación del oleaje son separadas en la parte del dominio de la frecuencia de la ola $F_w^{(1)}$ y la baja frecuencia (diferencia de frecuencias) $F_w^{(2)}$, mientras que la respuesta a la frecuencia de la ola $x_w^{(1)}$ y la alta frecuencia (suma de frecuencias) $x_w^{(2)}$ son resueltas en el dominio de la frecuencia. Las acciones del fondeo son expresadas como proporcionales a la respuesta de baja frecuencia.

Para la resolución de sistemas acoplados pueden encontrarse diversas metodologías de cálculo, entre las que destacan:

- *Metodología A.* Esta metodología está relacionada con el análisis en el dominio de la frecuencia, usada en conjunción con el análisis espectral para determinar el comportamiento en eventos extremales y a fatiga. Las acciones no lineales del fondeo son sustituidas por muelles lineales y representadas mediante una matriz K de restauración y el resto de acciones son linealizadas. Las ecuaciones de comportamiento son resueltas, en el dominio de la frecuencia, para los seis grados de libertad. En este caso es necesario realizar análisis separados para tener en cuenta las cargas en la frecuencia de la ola y de baja frecuencia.
- *Metodología B.* La dinámica del cuerpo se resuelve en el dominio del tiempo para sus seis grados de libertad. En este caso las cargas del fondeo son incluidas a través del vector que contiene las fuerzas del fondeo en su conexión con la plataforma y que se estima mediante la resolución de la ecuación de la catenaria o tirante en cada paso de tiempo. Este paso de tiempo ha de ser adecuado para poder resolver de forma adecuada la dinámica de cada sistema. Además, las cargas de viento y otras cargas pueden ser incluidas de forma linealizada o resolviendo las ecuaciones en cada paso del tiempo. Desde el punto de vista de cálculo, el tiempo empleado sería moderado en este caso.
- *Metodología C.* Esta metodología podría denominarse completamente acoplada, esto es, en cada paso de tiempo se calcula el equilibrio dinámico resultante de los movimientos del flotador sometido a todas a las acciones exteriores. Esto significa que ha de resolverse la dinámica del fondeo, sometido a todas las cargas externas, para ello ser requieren metodologías como el Método de los Elementos Finitos. Se requiere estimar también las cargas de viento, mediante solucionadores de mecánica de fluidos computacional.

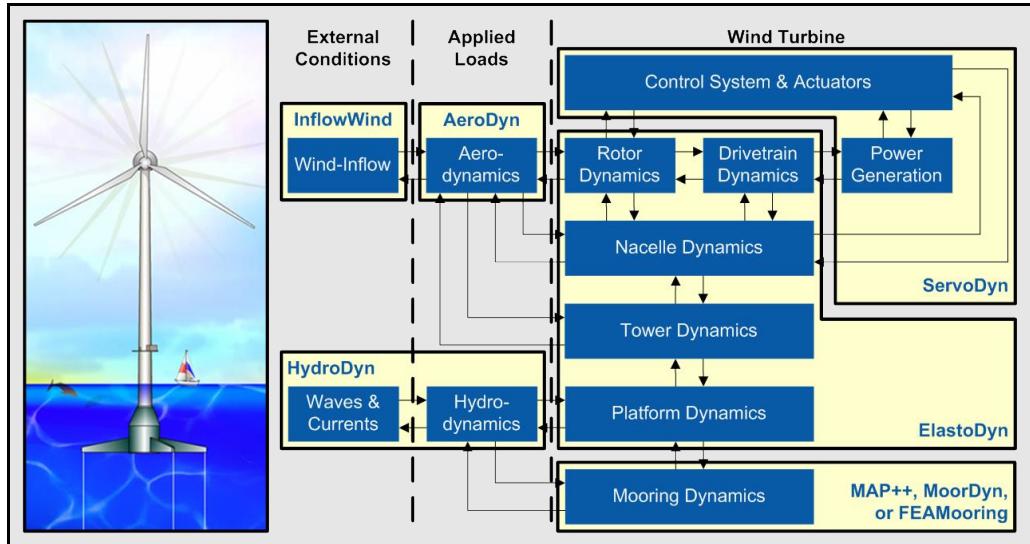


Figura 3-2: Esquema de un programa de cálculo dinámico acoplado (FAST v8.16; NREL). Fuente: [2].

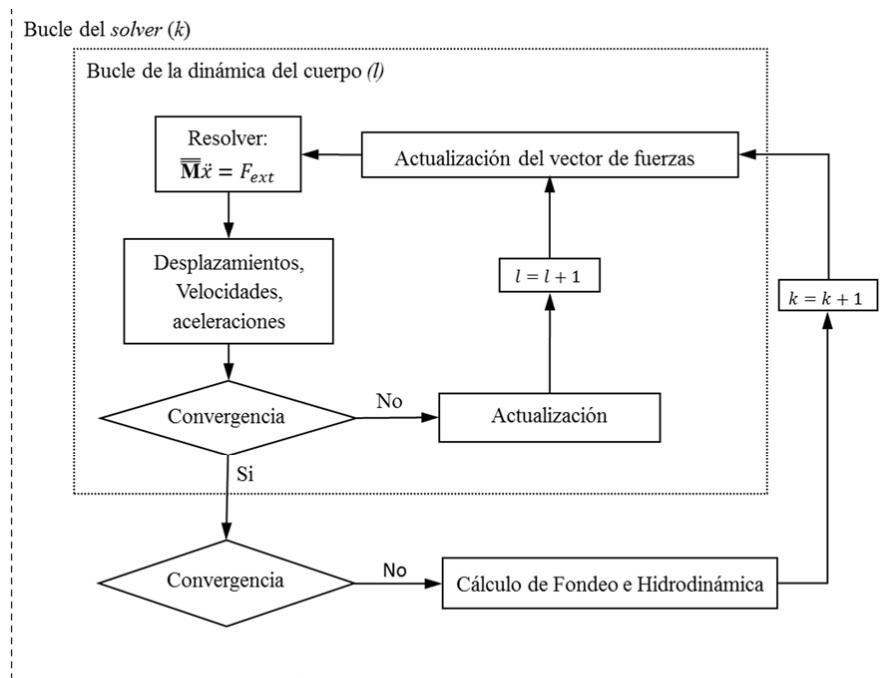


Figura 3-3: Diagrama de resolución dinámica acoplada, en el dominio del tiempo. Fuente: [1].

La complejidad de estos sistemas es muy elevada, pues reproducir todas estas acciones y efectos requiere de herramientas que permitan resolver de forma independiente cada problema, pero a la vez han de comunicarse entre ellas intercambiando información en forma de movimientos, velocidades, aceleraciones o fuerzas, con el objetivo de obtener un equilibrio dinámico en cada paso de tiempo.

2.2.-EL ACOPLAMIENTO DINÁMICO EN LOS AEROGENERADORES MARINOS

La combinación de la aerodinámica, hidrodinámica y sistemas dinámicos de fondeo convierten a la tecnología eólica marina en un problema único, todavía no estudiado con suficiente detalle.

Los grandes rotores usados (126 metros de diámetro en algunos casos), los movimientos de la plataforma o el uso de elementos no esbeltos en la estructura de soporte del sistema aerogenerador, tradicionalmente se han modelado mediante técnicas que no ofrecen el grado de exactitud deseable para un análisis detallado, pero que sí permiten una rápida generación de prototipos del sistema y un conocimiento adecuado del comportamiento del mismo. Sin embargo, se requiere de técnicas y herramientas avanzadas que permitan un estudio en detalle de la estructura y de su comportamiento. Este tipo de herramientas se pueden encontrar por ejemplo en la CFD (*Computational Fluid Dynamics*) o en las herramientas de análisis multi–cuerpo MBS (*Multi–Body System*), que permitan como en el caso de la CFD modelar fenómenos de desprendimientos de vórtices, interacción fluido–estructura, estelas generadas por los rotores, etc.

El comportamiento de un sistema aerogenerador marino flotante, sometido a las solicitudes del mar y del ambiente, se trata de un sistema que habitualmente se emplaza en un parque junto a otros artefactos de idénticas características, en donde la acción del viento sobre el rotor genera un par, que por un lado, se transforma en energía eléctrica en el sistema de acoplamiento y por otro lado, genera un momento escorante dinámico que hace que la estructura sea balanceada alrededor de la posición de su centro de gravedad.

La acción del viento sobre el sistema aerogenerador flotante se transmite directamente a la plataforma flotante, a la que está acoplada, constituyendo un sólido rígido. La está plataforma sometida a las solicitudes del oleaje, de las corrientes marinas y otras acciones ambientales, que se transforman en reacciones, es decir, en desplazamientos y giros que se transmiten a las diferentes partes del sistema aerogenerador flotante. Los elementos de fondeo de estos sistemas, que permiten su emplazamiento y localización en un determinado punto en alta mar, interaccionan también con el conjunto transmitiendo las tensiones de recuperación de las líneas al resto de la estructura como solicitudes. Todo ello hace que el aerogenerador sea un sistema altamente acoplado que transmite solicitudes, desplazamientos, velocidades y aceleraciones de una parte a otra del sistema en función del tipo de acción exterior.

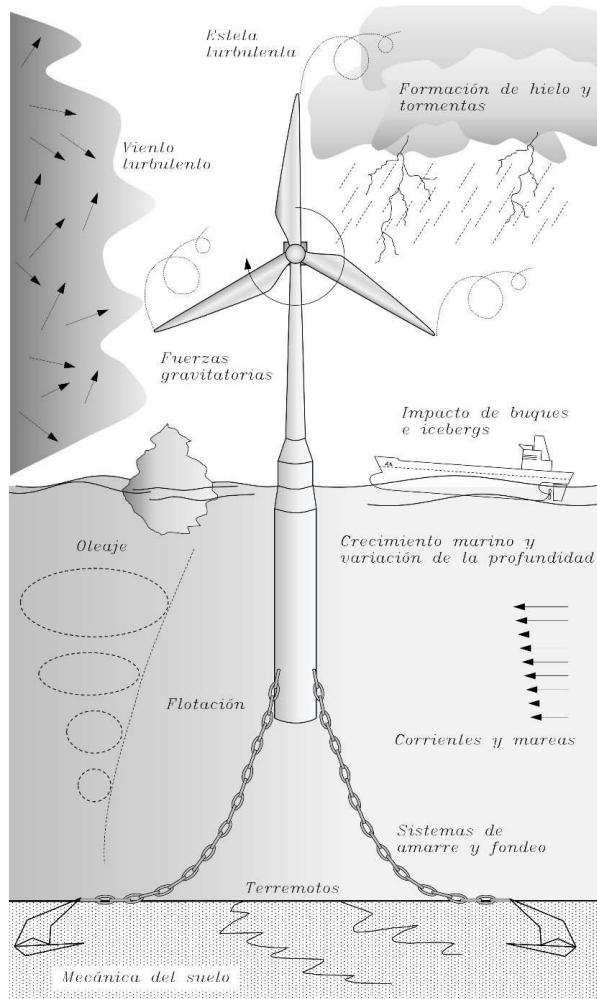


Figura 3-4: Representación de las cargas sobre un aerogenerador marino flotante. Fuente: [1].

La acción del viento sobre el sistema aerogenerador flotante se transmite directamente a la plataforma flotante, a la que está acoplada, constituyendo un sólido rígido. La está plataforma sometida a las solicitudes del oleaje, de las corrientes marinas y otras acciones ambientales, que se transforman en reacciones, es decir, en desplazamientos y giros que se transmiten a las diferentes partes del sistema aerogenerador flotante. Los elementos de fondeo de estos sistemas, que permiten su emplazamiento y localización en un determinado punto en alta mar, interaccionan también con el conjunto transmitiendo las tensiones de recuperación de las líneas al resto de la estructura como solicitudes. Todo ello hace que el aerogenerador sea un sistema altamente acoplado que transmite solicitudes, desplazamientos, velocidades y aceleraciones de una parte a otra del sistema en función del tipo de acción exterior.

2.2.1.-Aerodinámica y Elasticidad

El tamaño de los aerogeneradores se ha incrementado de manera notable en los últimos tiempos, pasando de diseños de poco más de 50 kW a conceptos que llegan a los 7 MW, y rotores que superan los 120 metros de diámetro. Esto hace que el desarrollo de nuevas herramientas de cálculo, cada vez más complejas, sea una exigencia, pasando así de un simple análisis, donde las entradas de viento se consideran constantes con el tiempo, a modelos no lineales y no estacionarios en el tiempo. Hay que indicar que al mismo tiempo que se desarrollan prototipos de grandes dimensiones, con el objeto de llevar a cabo investigaciones y validaciones de modelos teóricos que describen el comportamiento de estas estructuras, se desarrollan herramientas, que

permiten el estudio desde los puntos de vista aerodinámico y aeroelástico, la mayor parte de ellas gracias a universidades y laboratorios de investigación en el ámbito. También es preciso subrayar que se realizan campañas de medida en aerogeneradores con objeto de validar los modelos y códigos que permiten el estudio y predicción del comportamiento de tales artefactos. Entre ellos puede destacarse el programa de test desarrollado por la NASA, completado en el año 2000, denominado UAE (*Unsteady Aerodynamics Experiment*) o el programa MEXICO.

Una gran cantidad de códigos usa la Teoría del Impulso del Elemento de Pala (*Blade Element Momentum Method*, BEM), puesto que resulta sencilla de implementar y provee de una manera rápida resultados adecuados, siempre y cuando existan unos datos de entrada fiables. Sin embargo, existen herramientas numéricas mucho más potentes y complejas, la mayor parte de ellas basadas en las ecuaciones de Euler o en las ecuaciones de Navier–Stokes, que permiten por ejemplo estudiar situaciones mucho más complicadas, como lo pueda ser la interacción entre el flujo de diferentes turbinas dentro del mismo parque eólico, necesitando además de menos datos empíricos para llevar a cabo su aplicación.

En cuanto a los aspectos estructurales, en la mayor parte de las ocasiones se emplea la formulación MEF (Método de Elementos Finitos) o formulación multi-cuerpo (*Multi Body System*, MBS), para describir el comportamiento estructural del sistema, en donde las diferentes partes rígidas se conectan mediante nexos, usando para ello muelles, amortiguadores o relaciones lineales o no lineales que permiten acoplar las diferentes ecuaciones que modelan el sistema. Además, la descripción de las partes flexibles de la torre suele hacerse atendiendo a modos de deformación predefinidos que reducen de manera significativa el gasto de computación y ofrecen resultados altamente fiables.

2.2.2.-Hidrodinámica

El estudio del oleaje y del comportamiento en el mar de artefactos flotantes constituye uno de los principales campos de investigación de la hidrodinámica marina. Actualmente existen herramientas que permiten caracterizar el estado del mar tales como las que derivan de la CFD. Sin embargo, en el estudio del comportamiento global de un aerogenerador marino su aplicación práctica es limitada, debido a la ingente cantidad de recursos de cálculo necesarios.

El cálculo y la determinación de las cargas de oleaje y corrientes sobre estructuras marinas conlleva la caracterización del océano mediante diferentes modelos o teorías, bien sean lineales, no lineales o métodos espectrales, que permiten determinar la cinemática del fluido y así poder llevar a cabo el cálculo de cargas sobre el sistema flotante.

Los códigos que permiten calcular y estudiar la hidrodinámica en aerogeneradores marinos lo hacen mediante la combinación de modelos de oleaje adecuados junto con modelos de estimación de las cargas hidrodinámicas. Estas son el resultado de la integración de las fuerzas de presión dinámicas y estáticas sobre la superficie mojada de la estructura marina.

En la mayoría de los códigos se suele emplear la formulación dada por Morison [15] para calcular estas cargas hidrodinámicas. Sin embargo, estas ecuaciones tienen una serie de limitaciones en su aplicación: dependen de parámetros experimentales y su validez se restringe a elementos esbeltos, por lo que su aplicación está restringida tanto a la forma de la estructura como al conocimiento de estos coeficientes.

En otras ocasiones se emplean métodos alternativos, como el de Paneles o el Método de los Elementos Finitos (MEF), combinada con teoría potencial, para estimar las fuerzas sobre

estructuras flotantes y el comportamiento dinámico de la estructura, mediante la resolución de las ecuaciones de difracción–radiación.

Resulta común el uso de teorías lineales (por ejemplo, la teoría de oleaje regular de Airy) para obtener una descripción de la cinemática del oleaje. Sin embargo, este tipo de descripciones presenta desventajas con respecto a otros modelos no lineales o espectrales. Por ejemplo, la rotura de olas en aguas poco profundas resulta difícil de modelar con este tipo de teorías, junto con el impacto de la misma y las cargas asociadas. Además, en muchas ocasiones, cuando las configuraciones de los artefactos flotantes experimentan grandes desplazamientos en comparación con la longitud característica de la estructura, algunas de estas teorías no son válidas.

Por otro lado, cabe indicar que los efectos de las cargas de segundo orden son proporcionales al cuadrado de la amplitud de la onda para la misma frecuencia. Esto significa, que, aunque las frecuencias naturales de la estructura están diseñadas para estar “fuera” del espectro de energía de las olas, las solicitudes de segundo orden excitan la estructura a estas frecuencias, por lo que pese a que estas fuerzas son normalmente pequeñas en magnitud, su efecto puede causar resonancia en la estructura [11].

La mayoría de teorías empleadas en el análisis de aerogeneradores marinos deriva de la industria del petróleo y del gas, que considera habitualmente que las plataformas flotantes experimentan pequeños desplazamientos. Sin embargo, las hipótesis en las que se basan estas teorías en ocasiones no se cumplen, ya que muchas veces la estructura experimenta grandes movimientos. A pesar de la inclusión de términos hidrodinámicos de segundo orden, el comportamiento dinámico de aerogeneradores marinos flotantes no está completamente caracterizado.

2.2.3.-Dinámica de los Sistemas de Fondeo

Los sistemas de fondeo constituyen otra parte importante de la plataforma flotante, pues se emplean para restringir determinados movimientos de la misma y fijar su posición en alta mar, de manera que no sea arrastrada por el oleaje y las corrientes, aumentando la integridad de estas estructuras en el océano. La respuesta de las líneas de fondeo sobre el aerogenerador marino, se refleja en un aumento del par restaurador, que tiene una gran influencia sobre la estabilidad de la plataforma. Sin embargo, las líneas de fondeo presentan un comportamiento no lineal por naturaleza y en algunas ocasiones puede aparecer el fenómeno de histéresis, por el cual el actual estado de un material depende de su historia previa; es decir, de las solicitudes anteriores a las cuales se ha sometido. Es por ello por lo que conviene un análisis completo de los sistemas de fondeo, necesitando de códigos específicos para su estudio.

En la actualidad pueden encontrarse gran variedad de elementos empleados para el fondeo y posicionamiento de estructuras flotantes, desde sistemas formados por cadenas de tipo catenaria a otros formados por tirantes tensionados que sujetan la estructura al fondo.

Puede decirse que cada una de las tipologías de aerogeneradores offshore lleva asociado un tipo de sistema de fondeo diferente. Así pues, por ejemplo, en el caso de los diseños de plataformas estabilizadas por lastre, sus líneas de fondeo suelen ser de tipo catenaria conectadas a la estructura en una posición cercana al centro de gravedad de la misma. Como ejemplo, se encuentran las boyas tipo spar.

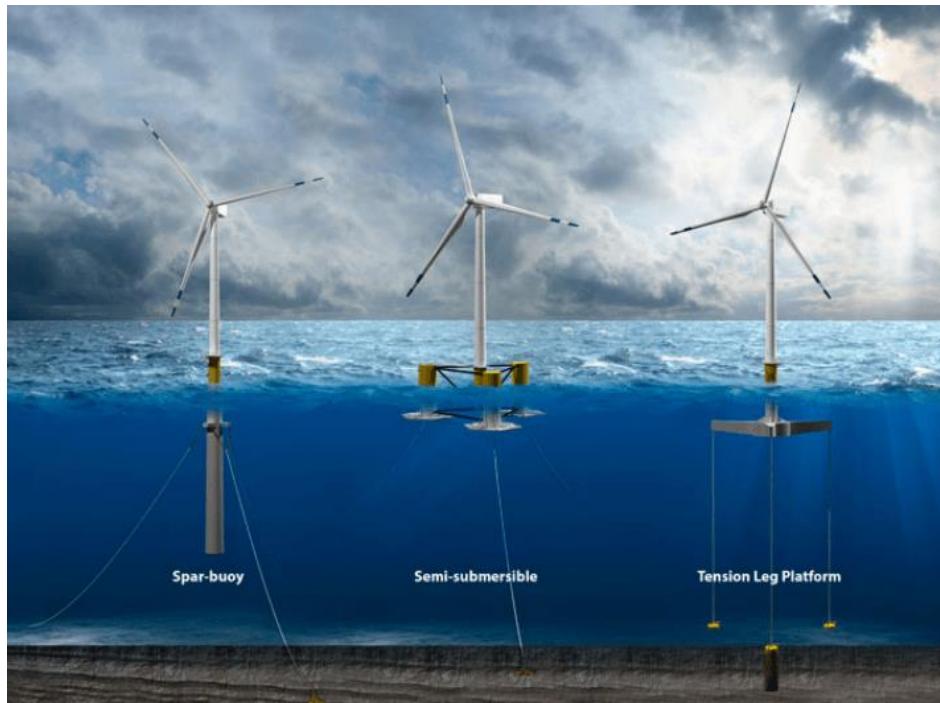


Figura 3-5: Ejemplos de fondeo y plataformas de aerogeneradores marinos flotantes. Fuente: [xxx].

Las aplicaciones informáticas de análisis y simulación de aerogeneradores offshore tienden habitualmente a usar diferentes modelos para el análisis de los sistemas de fondeo. Entre estos se pueden encontrar modelos de tipo lineal que asemejan las líneas de fondeo a muelles. Otro tipo de formulación son los modelos quasi-estáticos, donde las fuerzas de restauración o tensiones experimentadas por la línea se obtienen de un conjunto de ecuaciones no lineales que se resuelve en cada intervalo de tiempo, basadas en la ecuación de la línea catenaria, cuya eficiencia computacional es alta y permite tener modelos acoplados [16].

Para no tener una sobreestimación de tensiones en el análisis, es preciso introducir la elasticidad de la línea. Este tipo de análisis presenta una serie de ventajas sobre el anterior (por ejemplo, se tiene en cuenta la restauración geométrica no lineal de la línea del fondeo al completo). Además, este tipo de hipótesis, en el que la línea de fondeo se considera en equilibrio en los sucesivos instantes de tiempo, resulta adecuada para pequeñas variaciones en los movimientos de la plataforma, lo que habitualmente ocurre para frecuencias típicas del orden de minutos. Sin embargo, cuando las frecuencias del oleaje son inferiores a estos valores, este tipo de consideraciones no resultan adecuadas. Otro aspecto relevante es la pérdida de precisión cuando los fenómenos de amortiguamiento no se consideran en el cálculo, pues la dinámica de la línea está afectada por las cargas de arrastre y de inercia debido al amortiguamiento hidrodinámico [17]. Algunos autores también han demostrado que no considerar la inercia de la línea no afecta demasiado al comportamiento dinámico pues en algunos casos solamente representa el 2% del total. En estas ecuaciones básicas que modelan el cable de fondeo, se desprecian efectos como la rigidez a flexión, ya que en la mayor parte de los casos las líneas de fondeo están compuestas por cadenas [19].

Así pues, para obtener una completa caracterización de los sistemas de fondeo, se requiere de técnicas más potentes y eficaces, siendo los modelos dinámicos de cable constituyen la solución más acertada y precisa, aunque siempre resultan mucho más complejos que los anteriormente citados. En este caso, el comportamiento de la línea ya no se puede resolver de forma analítica para cada instante de tiempo, sino que se requiere de técnicas numéricas adecuadas para llevar a

cabo el análisis del comportamiento de las líneas de fondeo. Habitualmente, este tipo de modelos suele discretizar el cable mediante masas puntuales unidas a través de muelles de masa despreciable o dividiendo la línea en un número discreto de elementos de cable, habitualmente considerados como inextensibles, empleando método numéricos como las Diferencias Finitas (DF) o MEF. Este tipo de modelos puede tener en cuenta los fenómenos de flexión, de torsión, de arrastre o de inercia, que en algunos casos como los sistemas de fondeo en plataformas emplazadas a altas profundidades pueden ser significativos. Sin embargo, requieren de un enorme gasto computacional, lo que supone un importante inconveniente [16].

2.3.-CÓDIGOS PARA EL ESTUDIO DINÁMICO DE AEROGENERADORES FLOTANTES

En la actualidad, existen diversos códigos informáticos que permiten evaluar el comportamiento de aerogeneradores marinos flotantes, tanto en el dominio de la frecuencia como en el dominio del tiempo. En el caso de una turbina eólica marina, al tratarse de un comportamiento altamente acoplado entre las distintas partes la misma (turbina, plataforma flotante y fondeo), la mayor parte de la industria emplea códigos que permiten estudiar el comportamiento dinámico en el dominio del tiempo, pues facilitan enormemente la tarea de incorporar nuevas solicitudes y efectos al sistema.

Los códigos más empleados en la Industria Eólica, y que se emplean para la investigación de estos sistemas flotantes, se enumeran a continuación:

1. FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence) de NREL,
2. ADAMS (Automatic Dynamic Análisis of Mechanical System) de MSC Software Corp.,
3. GH Bladed de Garrad Hassan,
4. SIMO/RIFLEX/HAWC2 (Simulation of Marine Operations) de MARINTEK,
5. 3Dfloat de Norwegian University of Life Sciences,
6. SeaFEM/FAST de CompassIS y CIMNE,
7. SIMPACK de SIMPACK AG,
8. Flex 5 de Risø-DTU National Laboratory,
9. QBlade del Hermann Föttinger Institute del TU Berlin,
10. PSCAD/EMTDC (Electromagnetic Transients including DC) del Manitoba HVDC Research Centre.

Debido a que, en este Trabajo Final de Máster, sólo se trabajará con el software FAST y con su acoplamiento con SeaFEM, se procede a realizar un análisis de éstos, atendiendo a las diferentes partes que comprenden el estudio de un aerogenerador marino y que son susceptibles de tener en cuenta en la investigación del comportamiento dinámico; es decir, el análisis estructural, de aerodinámica, de hidrodinámica y de los sistemas de fondeo.

2.3.1.- FAST

El código FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*), desarrollado por NREL (Jonkman y Buhl Jr., 2005) constituye uno de los códigos actuales de mayor uso en la industria eólica, tanto terrestres como marinas, de eje horizontal (2 y 3 palas) de una manera precisa.

Esta institución está dedicada a investigaciones en materia de energía eólica con aportes continuos al mundo de la industria, con el objetivo de promover la expansión y la implantación de este tipo de tecnologías.

El código FAST es un simulador aero-hidro-servo-elástico dinámico y acoplado, capaz de predecir las cargas tanto extremas como de fatiga, de los aerogeneradores marinos (flotantes o no) y terrestres, de dos o tres palas con eje horizontal. El manejo del código es complejo, pues para llevar a cabo las simulaciones, se requieren más de 900 parámetros, entre entradas y salidas del código. Además, la carencia de interfaz de usuario, junto con la necesidad de emplear preprocesadores, como IECWIND o TURBSIM, para generar archivos de entrada, constituye una desventaja, a pesar de ser actualmente el software de referencia.

Tras varias versiones del software, siendo la más exitosa hasta el momento la séptima, en junio de 2015 NREL lanzó a la Industria Eólica la versión 8, que como novedad introdujo un sistema de interacción de solucionadores que incrementaba de los hasta entonces 3 módulos que componían la arquitectura del software (AeroDyn, HydroDyn y FAST), hasta los 13 módulos más el driver (*glue-code*) FAST 8, como puede observarse en la Figura 3-6.

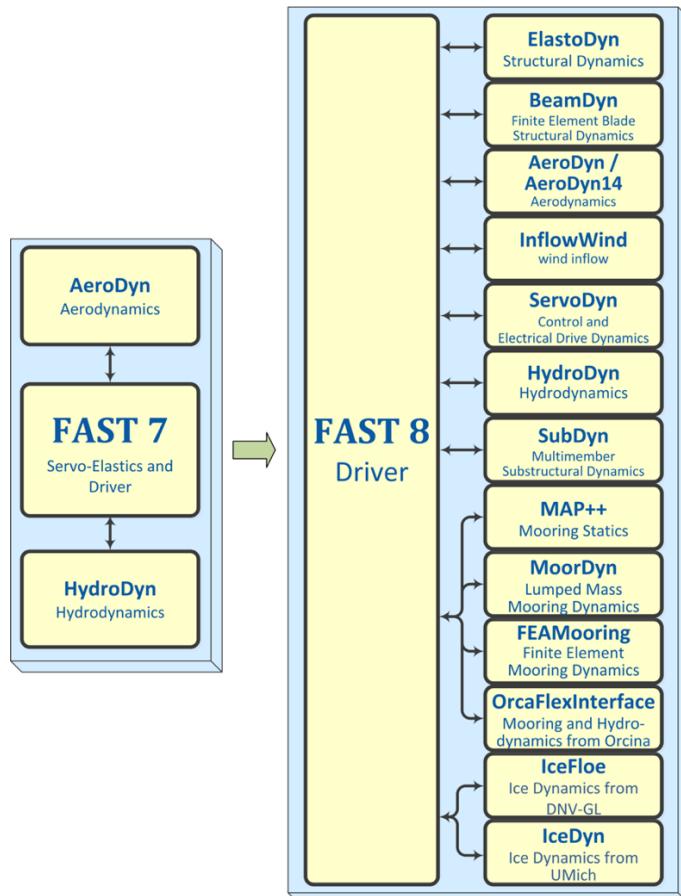


Figura 3-6: Comparación de la arquitectura FAST 7 y FAST 8. NREL. Fuente: [2].

Estos diferentes módulos de FAST corresponden a diferentes dominios físicos de la solución aero-hidro-servo-elástica acoplada, estando la mayor parte de ellos separados por límites espaciales. En la Figura 3-7 se muestran los volúmenes de control asociados con cada módulo para la simulación de aerogeneradores marinos flotantes.

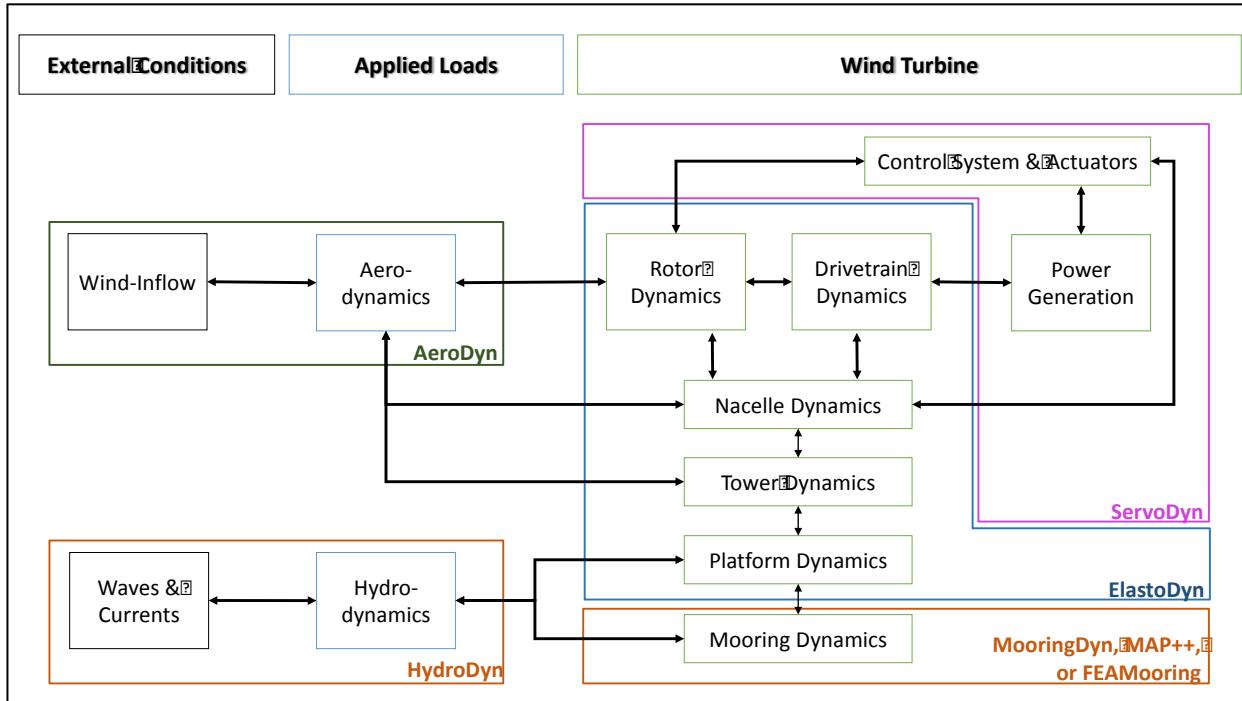


Figura 3-7: Volúmenes de control asociados a cada módulo de simulación de FAST para sistemas flotantes. NREL
Fuente: Elaboración Propia.

Como se puede observar, el código permite infinidad de opciones de cálculo, sin embargo, a continuación, se explican los módulos y preprocesadores que se han empleado durante la realización de este trabajo, para llevar a cabo las simulaciones numéricas.

2.3.1.1.-Análisis Estructural Dinámico

Para el cálculo de la dinámica estructural, el driver FAST recurre al módulo ElastoDyn. Se trata de un módulo de cálculo que emplea el análisis multi-cuerpo (en inglés *Multi- Body System*, MBS) y modal, donde el aerogenerador se considera formado por elementos rígidos y flexibles, y se suponen pequeños desplazamientos y modelos lineales, para el análisis modal. El resto de elementos se asemeja a amortiguadores y muelles estableciendo relaciones algebraicas para acoplar el conjunto de ecuaciones que describen la dinámica de la turbina eólica. Así los aspectos y suposiciones más relevantes, para modelar las palas y la torre del aerogenerador son:

- Dinámica multi-cuerpo y modal, combinada:
 - Modal: palas y torre.
 - Multi-cuerpo: plataforma, góndola, generador, engranajes, núcleo y la cola (*tail*).
- Emplea grados de libertad relativos, requiriendo que las rotaciones de la plataforma y las deflexiones de la pala/torre empleen aproximaciones de pequeños ángulos con la correspondiente corrección de ortogonalidad.
- Ecuaciones de movimiento no lineales.
- Integración temporal explícita (Runge-Kutta de orden 4, RK4) o PC (Addam Bastford de orden 4, AB4 o Addam Bastford Moulton de orden 4, ABM4).

- “Bernoulli-Euler beams”:
 - No hay grados de libertad axiales o torsionales.
 - No hay deformación por cortante.
- Se consideran deflexiones pequeñas o moderadas:
 - Superposición de los modos de pandeo más bajos.
 - El pandeo se supone de pequeñas dimensiones.
- El resto de componentes incluyen no-linealidad completa.

Por otro lado, las entradas (*inputs*), salidas (*outputs*), estados (*states*) y parámetros (*parameters*), pueden resumirse en la Figura 3-8.

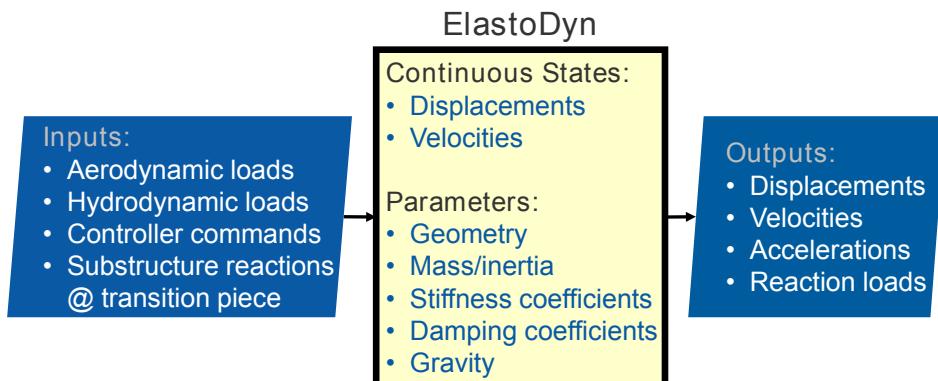


Figura 3-8: Inputs, Outputs, States y Parameters de ElastoDyn. NREL. Fuente: [xxx].

La interacción con el *glue-code*, se basa en la introducción de los parámetros y condiciones iniciales en el archivo *primary* de ElastoDyn, así como la incorporación de los archivos con las características geométricas de la torre, la pala (opcional) y del *furling* (opcional).

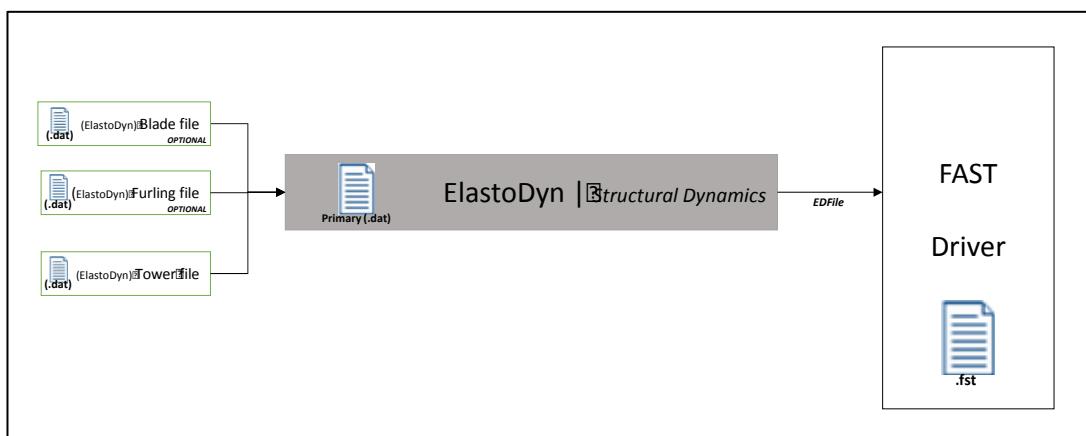


Figura 3-9: Interacción ElastoDyn-FASTdriver. NREL. Fuente: Elaboración Propia.

2.3.1.2.-Análisis Aerodinámico

El análisis aerodinámico se efectúa mediante *AeroDyn*, un conjunto de rutinas que permiten evaluar la aerodinámica del conjunto y determinar las cargas sobre el aerogenerador. *AeroDyn* incorpora la teoría BEM y el modelo potencial de estela dinámica generalizada, GDW (*Generalized Dynamic Wake*), para llevar el análisis de cargas. Este módulo incorpora numerosos fenómenos y efectos, que hacen el cálculo más preciso. Entre ellos destaca el modelo de pérdida en el extremo de la pala, el modelo de pérdida de sustentación dinámica o correcciones de diversa índole. Para realizar el cálculo aerodinámico, las entradas (*inputs*) que deben ser introducidas por el usuario, en el código son las siguientes:

- Submodelo aerodinámico:
 - Cuasi-estático, dinámico o sin modelo.
 - Aerodinámica del *airfoil* estática o no, incluyendo comportamiento dinámico.
- Propiedades 2-D/3-D del *airfoil*:
 - Coeficientes C_L , C_D , C_M .
- Parámetros de comportamiento dinámico.
- Influencia de la torre y arrastre (*drag*).
- Flujo de viento sin perturbaciones, a través del submódulo *InflowWind*, pudiendo ser este:
 - Uniforme (sin turbulencia), pero con posibilidad de variación con el tiempo: este archivo de viento (con extensión “*wnd*”) puede ser generado con el pre-procesador IECWind, de forma que se obtienen series temporales con vientos característicos, requeridos por la normativa IEC, y a su vez, DNV, para realizar las simulaciones pertinentes.
 - Turbulento (Full-field o FF): este archivo (binario, “*bts*”), puede ser generado con el pre-procesador Turbsim, el cual en función de las características ingresadas en la hoja “primary” del software, dará lugar a una malla de tamaño determinado por el usuario, con un número de elementos determinado, sobre la cual se aplica el flujo de viento con la turbulencia, velocidad y duración que el usuario desee.
 - Definido por el usuario.

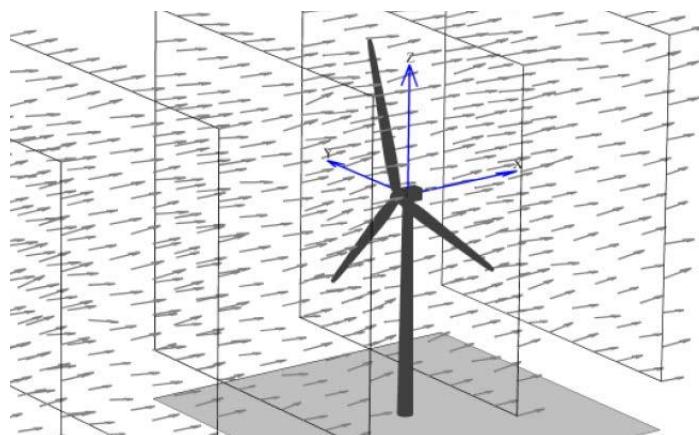


Figura 3-10: Full-field turbulence. NREL. Fuente: [xxx].

Así, las entradas (*inputs*), salidas (*outputs*), estados (*states*) y parámetros (*parameters*), pueden resumirse en Figura 3-11.

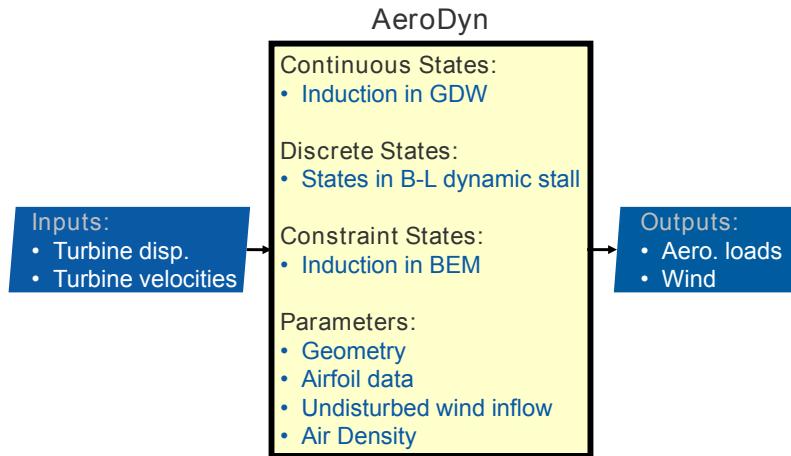


Figura 3-11: Inputs, Outputs, States y Parameters de AeroDyn. NREL. Fuente: [2]

Finalmente, la interacción de AeroDyn e InflowWind con el driver, se puede visualizar en la Figura 3-12.

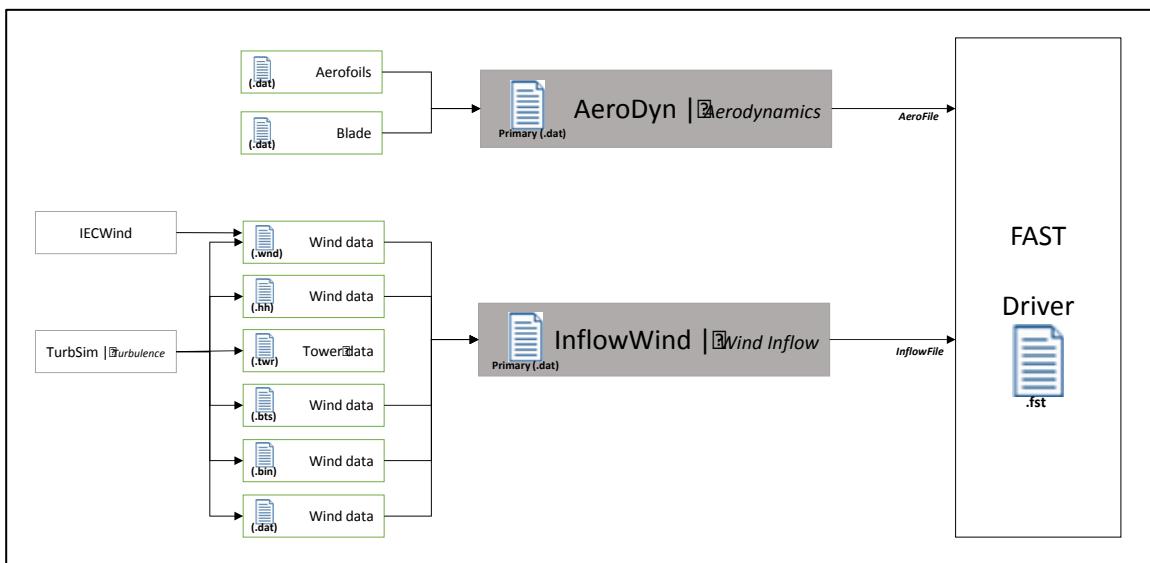


Figura 3-12: Interacción AeroDyn/InflowWind-FASTdriver. NREL. Fuente: Elaboración Propia

2.3.1.3.-Análisis Hidrodinámico

El módulo que permite evaluar la hidrodinámica de aerogeneradores marinos se denomina *HydroDyn*. Este código permite simular en el dominio del tiempo las cargas hidrodinámicas sobre la plataforma teniendo en cuenta la restauración hidrostática, el amortiguamiento, los efectos viscosos o las corrientes oceánicas. Además, este código tiene en cuenta los problemas de radiación y difracción, que se resuelven mediante otros códigos como *WAMIT* (Lee, 1995) y que posteriormente son usados por *HydroDyn*. Las características principales que presenta el código, pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Permite modelar mares regulares, irregulares además del análisis de RAOs (*white noise*).
- Propagación de olas multidireccional.
- Olas de primer (Airy) y segundo (Sharma/Dean) orden.

- Modelo de corrientes según la IEC:

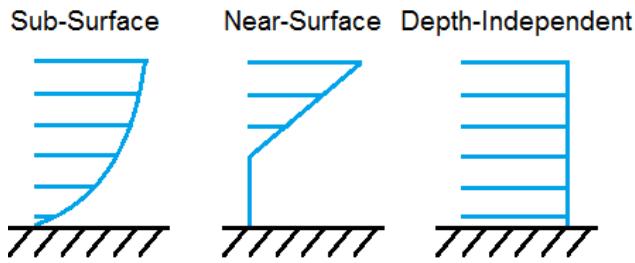


Figura 3-13: Corrientes según IEC. Fuente: [xxx].

- Cálculo de cargas con la formulación de Morison:

- Para elementos esbelto.
- Cargas de inercia, masa añadida, viscosa y de empuje.
- Elementos interconectados múltiples.

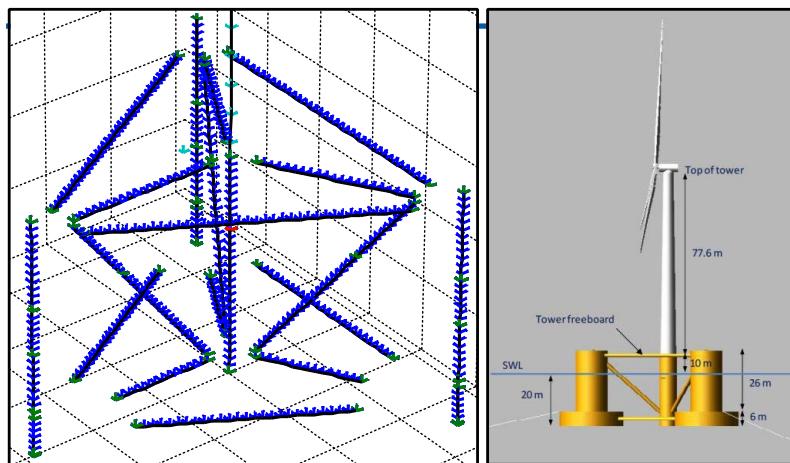


Figura 3-14: Aplicación de Morison en elementos esbelto. NREL Fuente: [xxx].

- Flujo potencial (WAMIT):
 - Para plataformas “grandes”.
 - Cargas de radiación, difracción y de empuje.
 - Formulación de radiación lineal “state-space-based” alternativa a la convolución.
- Combinación de las dos formulaciones anteriores.

Los archivos de entrada, salida, estados y parámetros, se resumen en la Figura 3-15.

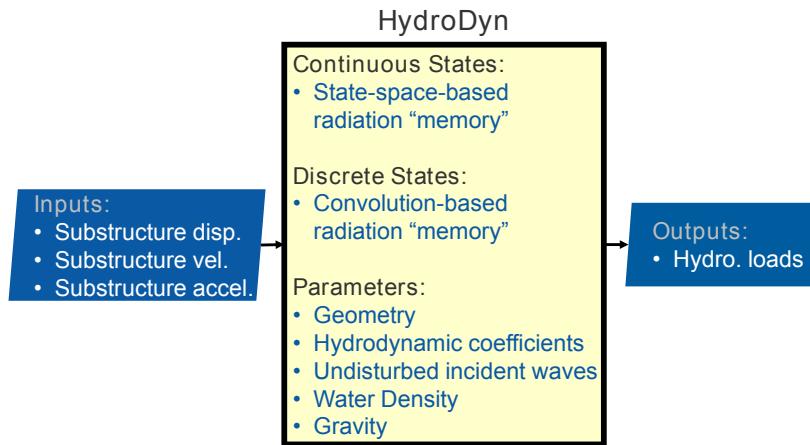


Figura 3-15: Inputs, Outputs, States y Parameters de HydroDyn. NREL Fuente: [2]

Por otro lado, para resolver la dinámica de la plataforma flotante, HydroDyn recurre a submódulos como *MAP* para llevar a cabo el cálculo de las fuerzas relativas al fondeo. *MAP* incorpora un modelo cuasi-estático para describir los sistemas de fondeo y su efecto restaurador no lineal sobre la plataforma eólica flotante. En cada intervalo de tiempo este módulo permite obtener las tensiones originadas por las líneas de fondeo (Jonkman, 2009), que posteriormente se transmiten al resto de la estructura en forma de aumento del par restaurador.

2.3.1.4.-Control y Dinámica de Accionamiento Eléctrico

FAST permite además modelar el funcionamiento del aerogenerador, ya sea en condiciones normales de producción, como la generación y evaluación de accidentes, mediante el módulo ServoDyn. Entre todas las funciones programables con el código, destacan las siguientes:

- Control:
 - Operación/Producción.
 - Arranque (*Start-up*) y apagado (*Shut-down*).
 - Seguridad y protección.
- Sensores y actuadores:
 - Comportamiento de sensores.
 - Servo-motores.
 - Sistemas hidráulicos.
- Accionamiento Eléctrico del:
 - Generador.
 - Electrónica.
 - Red eléctrica (general).
- Accidentes o fallos del sistema.

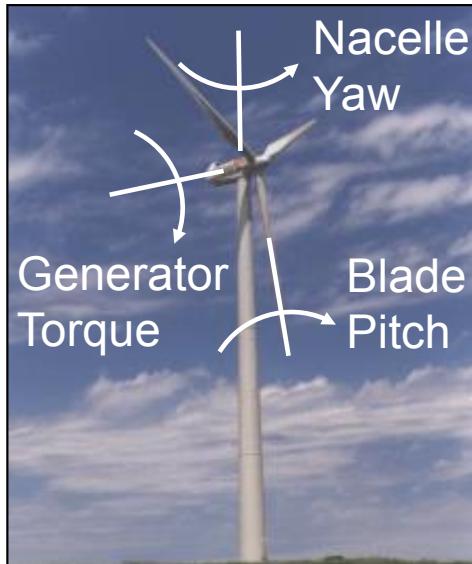


Figura 3-16: Ejemplos de funciones de control programables en ServoDyn. NREL. Fuente: [2].

Los principales métodos de control disponibles en ServoDyn son los siguientes:

Control de Paso de Pala dinámico (según el viento entrante) o fijo.

Par del Generador:

- Fijo o variable con la velocidad.
- Potencia eléctrica indirecta.

Freno de Eje de Alta Velocidad (*High Speed Shaft, HSS*)

Modelado de frenada, parada de emergencia, etc.

Guiñada o rotación de la góndola.

Métodos de control pasivo.

Los archivos de entrada, salida, estados y parámetros, así como la interacción ServoDyn-FASTdriver, se resumen en las Figuras 3-17 y 3-18.

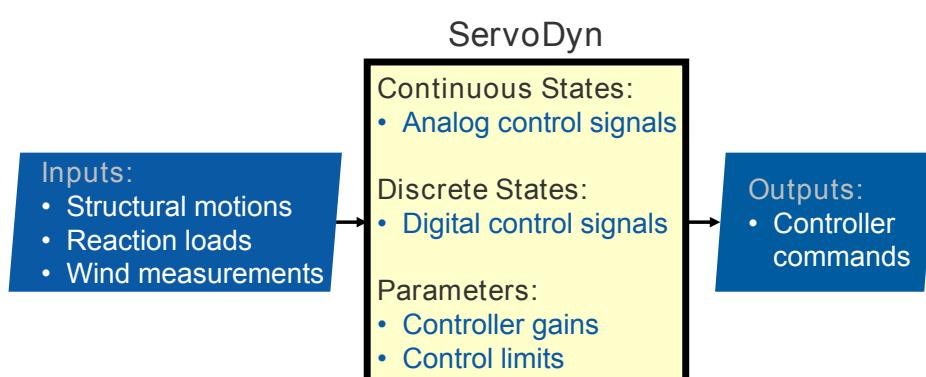


Figura 3-17: Inputs, Outputs, States y Parameters de ServoDyn. NREL Fuente: [2].

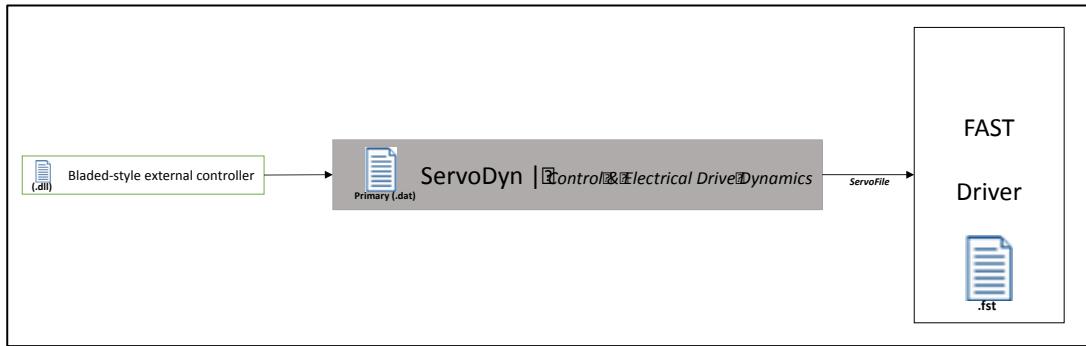


Figura 3-18: Interacción ServoDyn-FASTdriver. NREL. Fuente: Elaboración Propia].

Para concluir, la interacción entre los distintos módulos de FAST, así como sus archivos de entrada y salida respectivos, con el *driver* de FAST, se representa en la Figura 3-19.

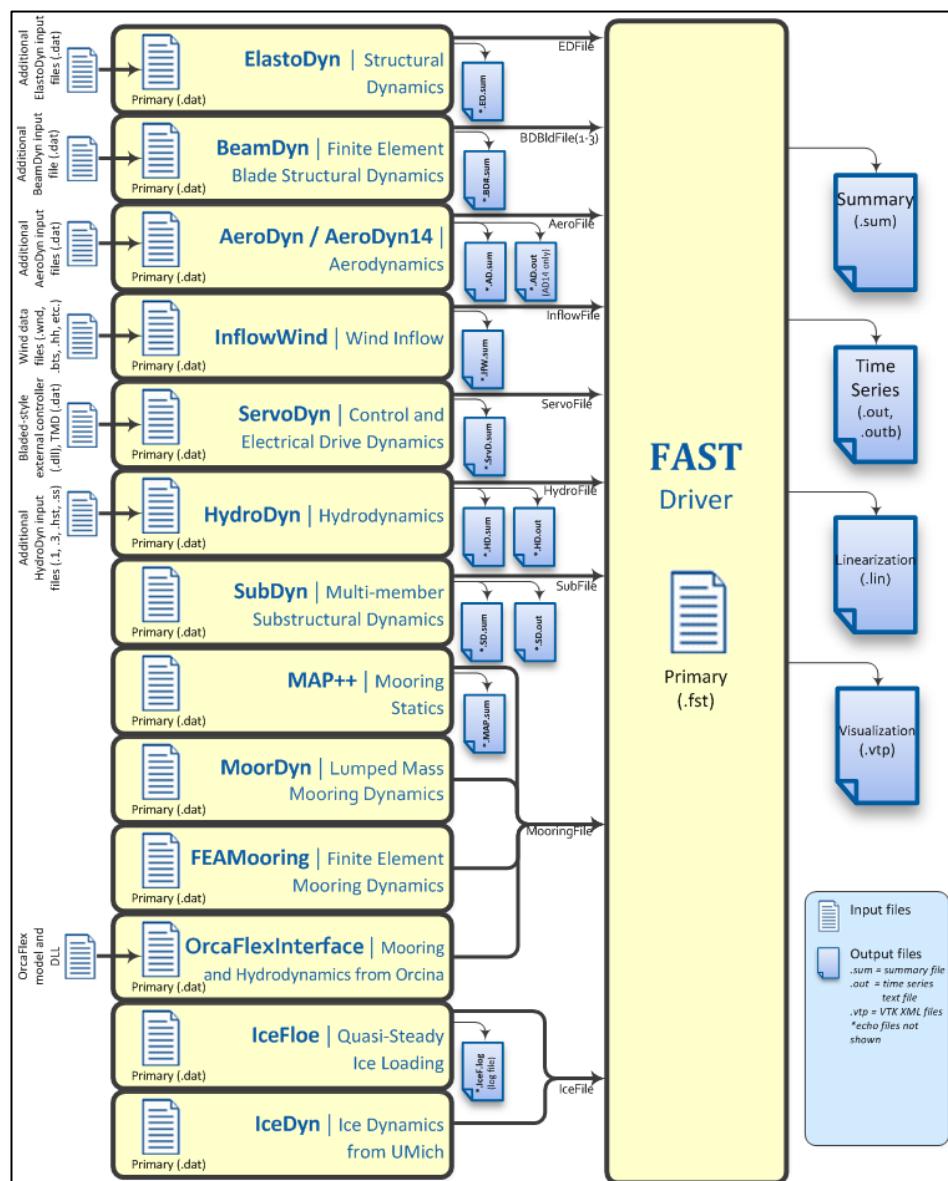


Figura 3-19: Resumen de archivos input y output de FAST 8. NREL Fuente: [3].

2.3.2.- SEAFEM

El software *SeaFEM* es un codesarrollo de la empresa CompassIS y el Centro Internacional de Métodos Numéricos en Ingeniería, y se trata de un conjunto de herramientas, integradas en la plataforma de simulación multifísica de Compass, Tdyn, que permiten el análisis del efecto de olas, viento y corrientes en estructuras navales y oceánicas, así como para estudios de maniobrabilidad.

Presenta un *solver* de última generación, desarrollado para permitir las simulaciones más realistas de problemas 3D de radiación-difracción de olas, con múltiples cuerpos, mediante la resolución de ecuaciones de flujo potencial en el dominio del tiempo, utilizando el método de los elementos finitos en mallas no estructuradas. También incluye una avanzada tecnología para la resolución de las ecuaciones de difracción-radiación de primer y segundo orden con estados de mar reales. Además, *SeaFEM* incorpora modelos de análisis de fondeo estático y quasi-estático [20]. Así, las principales capacidades que aporta *SeaFEM*, pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Solver FEM, multi-cuerpo, en el dominio del tiempo, para problemas de oleaje de tipo difracción-radiación.
- Solver BEM, multi-cuerpo, en el dominio de la frecuencia, para problemas de oleaje de tipo difracción-radiación.
- Solver hidro-elástico para la evaluación de la resistencia y la fatiga.
- Velocidad de avance real con integración *stream-line* y SUPG.
- Análisis *Seakeeping*, remolque, maniobrabilidad, extinción y RAOs.
- Hidrodinámica no lineal, efectos de deriva y flujos en la popa.
- Oleaje de tipo Stokes, de primer y segundo orden, regulares y espectrales.
- Batimetría: constante o profundidad infinita, y fondo oceánico irregular.
- Introducción de fuerzas externas y conexiones físicas.
- Incorpora un modelo de catenaria multisegmento quasi-estática.
- Modelo de cable dinámico (FEM) multisegmento, disponible.
- Interfaz de programación Tcl avanzada.
- Fuerzas de arrastre, de masas añadidas, de fricción y de sustentación, en elementos esbeltos, empleando la formulación de Morison.

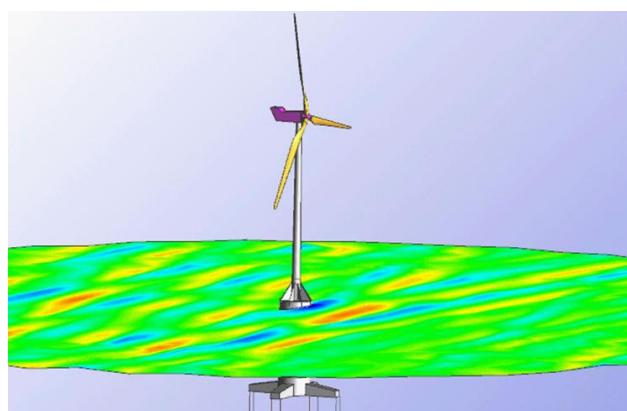


Figura 3-20: Análisis de un aerogenerador flotante, con plataforma TLP. *SeaFEM*. Fuente: [8].

2.3.3.- SEAFEM/FASTv8

Las notables características de *SeaFEM*, comentadas anteriormente, junto con la facilidad de incorporar los efectos de diferentes solicitudes sobre una estructura flotante, hacen del software de *Compass* una potente herramienta capaz de realizar cálculos complejos de manera acoplada.

Por todo ello, el lector debe comprender la idoneidad y oportunidad que presenta el acoplamiento entre *SeaFEM* y *FASTv8*, para realizar simulaciones aero-hidro-servo-elásticas acopladas de los aerogeneradores marinos flotantes. De esta forma, *SeaFEM* determina las cargas sobre la plataforma, junto con los sistemas de fondeo, enviando a *FAST* fuerzas y momentos sobre la plataforma. *FAST* a su vez, para cada intervalo temporal resolverá la dinámica del aerogenerador completo, computando así las cargas hidrodinámicas del primer software, las cargas de viento del módulo *AeroDyn*, las cargas derivadas del funcionamiento del aerogenerador (*ServoDyn*), y el comportamiento estructural del mismo (*ElastoDyn*). *FAST* determina la nueva posición del centro de masas del conjunto en estas condiciones, que es devuelta a *SeaFEM* para que se resuelva de nuevo la dinámica de la plataforma. Así, puede observarse que, entre los dos códigos, tendrá lugar un proceso iterativo, hasta que se alcance un equilibrio dinámico para cada instante de tiempo evaluado, momento en el que se pasaría al siguiente, hasta resolver así la serie temporal completa.

A modo de resumen, se puede observar en la Figura 3-21, la arquitectura de la interacción entre los distintos módulos de *FAST* y el software *SeaFEM*, así como los distintos volúmenes de control:

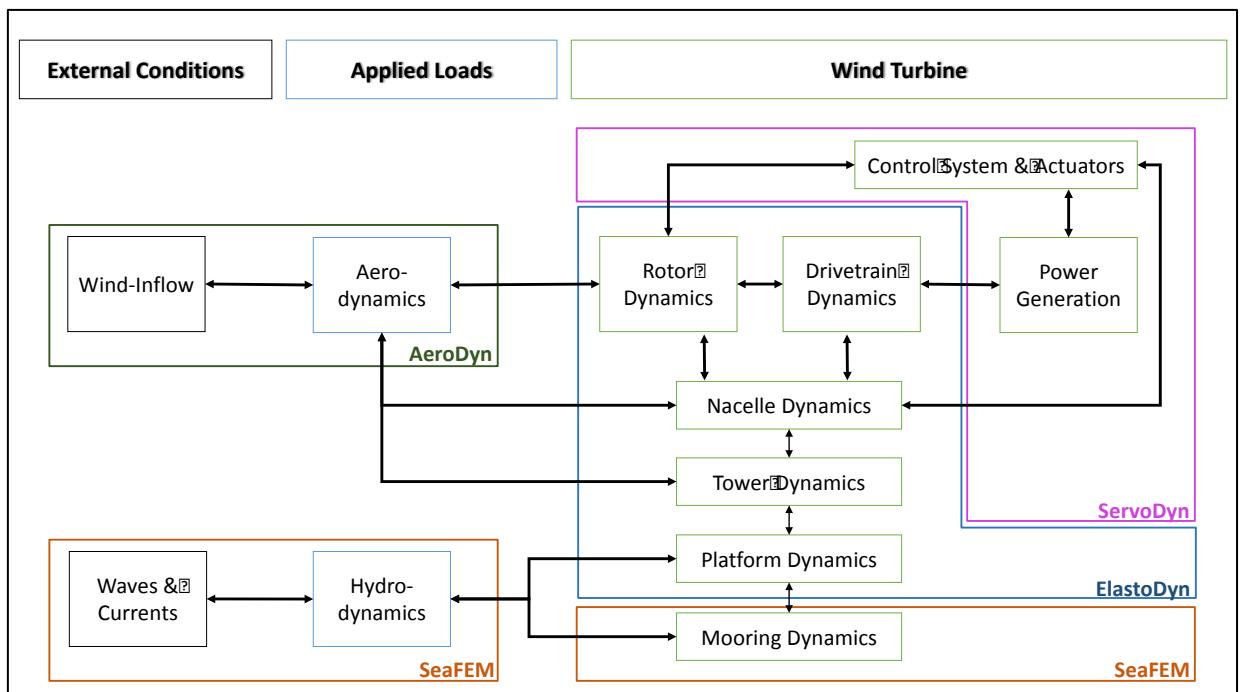


Figura 3-21: Interacción y volúmenes de control del acoplamiento SeaFEM/FAST para sistemas flotantes. Fuente: Elaboración Propia.

Se puede resumir el acoplamiento de códigos en los siguientes puntos, en función de las diferentes partes que comprenden el estudio de un aerogenerador marino:

- **Análisis estructural.** En este apartado, el análisis estructural se lleva a cabo a través de *FAST*, mediante el módulo *ElastoDyn*. Las propiedades y características geométricas estructurales de las palas, torre, góndola y núcleo deberán ser introducidas en este módulo.

- Análisis aerodinámico. Para llevar a cabo el análisis de la aerodinámica del sistema, se emplea el módulo *AeroDyn* y el submódulo *InflowWind*. En este módulo serán introducidas las propiedades de los *airfoil*, así como los archivos de viento, conteniendo las condiciones de simulación requeridas.
 - Análisis hidrodinámico. El análisis hidrodinámico del sistema aerogenerador-plataforma, se realiza con *SeaFEM*. Como se comentaba:
 - Es un código basado en el MEF capaz de resolver el comportamiento en el mar de estructuras flotantes.
 - Emplea tanto mallas estructuradas como no estructuradas.
 - Está basado en la teoría de oleaje de Stokes.
 - Su algoritmo de resolución resulta fácilmente adaptable para incluir fuerzas externas no lineales como, por ejemplo, los efectos restauradores causados por las líneas de fondeo.
 - Incluye los efectos de radiación y difracción, permitiendo un análisis de la respuesta de la estructura flotante en el dominio del tiempo.
 - La caracterización de las fuerzas viscosas sobre estructuras esbeltas se realiza mediante la formulación de Morison.
 - Es capaz de simular oleaje lineal y no lineal y emplear descripción estadística mediante diferentes espectros de oleaje como el Pierson–Moskowitz o JONSWAP.
 - Análisis de los sistemas de fondeo. El análisis de los sistemas de fondeo también se llevará a cabo a través de *SeaFEM*, el cual incluye un modelo cuasi–estático de fondeo completamente acoplado que permite tener en cuenta los efectos de restauración de la línea de fondeo sobre la estructura flotante, ya que su efecto es devuelto al sistema global en cada intervalo de tiempo, permitiendo un completo acoplamiento dinámico. Este modelo de fondeo es similar al implementado por el módulo *HydroDyn* (MAP) de FAST. Uno de los principales aspectos a considerar en la interacción entre los sistemas de fondeo y el movimiento del flotador es la unión o el acoplamiento de los comportamientos dinámicos, que se realizan mediante la relación tensión–desplazamiento que se establece entre ambos. En este punto, cabe decir que *SeaFEM* facilita la incorporación de estas fuerzas no lineales, debidas a la restauración del fondeo.
- En contraposición con los trabajos encontrados en la literatura hasta la fecha, el comportamiento en la mar del objeto flotante se obtiene a partir de la resolución de las ecuaciones de difracción–radiación mediante el MEF, siendo este planteamiento novedoso, pues el análisis se realiza en el dominio del tiempo, evitando el uso de técnicas como la integral de convolución.

Se modelará, entonces, en *SeaFEM*, la plataforma flotante mediante CAD, generando a su vez los volúmenes de control para realizar el cálculo. También se realizará el mallado de las superficies, y se procederá a modelar, además, las líneas de fondeo, bien como catenaria o bien como cable dinámico. Por último, se deberá introducir, a través de programación avanzada Tcl, la matriz de amortiguamiento hidrodinámico de la plataforma simulada.

3.-BIBLIOGRAFÍA

- [1] J.E. Gutiérrez Romero; ETSINO, UPCT. Apuntes de la asignatura: Dinámica de Plataformas y Artefactos. Tema 4: Dinámica no lineal de plataformas y artefactos. Curso 2016/2017.
- [2] J.M. Jonkman, M.L. Buhl Jr. *FAST User's Guide*. 2005
- [3] B. Jonkman, J. Jonkman; NREL. FAST v8.16.00a-bjj. 2016
- [4] J.M. Jonkman, G.J. Hayman, B.J. Jonkman, R.R. Damiani, R.E. Murray; NREL AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual (Draft). 2016
- [5] J.M. Jonkman, G.J. Hayman, B.J. Jonkman, R.R. Damiani, R.E. Murray; NREL User's guide to the Wind Turbine Aerodynamics Computer Software AeroDyn. 2005
- [6] B.J. Jonkman, L. Kilcher; TurbSim User's Guide. 2012
- [7] A. Platt, B. Jonkman, J. Jonkman; NREL. InflowWind User's Guide. 2016
- [8] J.E. Gutiérrez Romero; UPCT. Tesis Doctoral: “Desarrollo de herramientas software para el análisis de aerogeneradores “offshore” sometidos a cargas acopladas de viento y oleaje”. 2014
- [9] SeaFEM Leaflet: http://www.compassis.com/downloads/Manuals/SeaFEM_Leaflet.pdf
- [10] Matha, D. Hauptmann, S. y Hecquet, T. Methodology and results of loads analysis of wind turbines with advanced aeroelastic multi-body simulation. 2010
- [11] Matha, D. Schlipf, M. Cordle, A. Pereira, R. y Jonkman, JM. Challenges in simulation of aerodynamics, hydrodynamics, and mooring-line dynamics of floating offshore wind turbines. 2011
- [12] Hand, M. Simms, D. Fingersh, L. Jager, D. Cotrell, J. Schreck, S. y Larwood; NREL. Unsteady aerodynamics experiment phase VI: Wind tunnel test configurations and available data campaigns. 2001
- [13] Glauert, H. Airplane propellers (D. WF, Ed.). 1963
- [14] Rasmussen, F. Hansen, M. Thomsen, K. Larsen, T. Bertagnolio, F. Johansen, J. y Hansen, A. Present status of aeroelasticity of wind turbines. Wind Energy, 6, 213–238. 2003
- [15] Morison, JR. O'Brien, MP. Johnson, JW. y Schaaf, SA. The forced exerted by surface wave on piles. Journal of Petroleum Technology, 2(5), 149–154. 1950
- [16] Cordle, A. y Jonkman, JM. State of the art in floating wind turbine design tools. 21st International Offshore and Polar Engineering Conference. 2011
- [17] Baltrop, N. Floating structures, a guide for design and analysis. Oilfield Publications. 1998
- [18] IEC. Wind turbines. www.webstore.iec.ch/. 2005
- [19] Jonkman, JM. *Dynamics of offshore floating wind turbines*. Model development and verification. Wind Energy. 2009
- [20] Gutiérrez-Romero, J.E.. García-Espinosa, J. Serván-Camas, Borja. Zamora-Parra, Blas. Marine Structures. Non-linear dynamic analysis of the response of moored floating structures, 49, 116-136. 2016



TRABAJO FINAL DE MÁSTER

4. NORMATIVA PARA LA CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADORES MARINOS

Alejandro Luna García-Valenzuela
TUTOR: José Enrique Gutiérrez Romero



ÍNDICE

ÍNDICE DE ELEMENTOS	61
1.-INTRODUCCIÓN	62
2.-CONDICIONES EXTERNAS.....	63
2.1.-Clasificación de Aerogeneradores	63
2.2.-Condiciones de viento.....	64
2.3.-Condiciones marinas.....	71
3.-DISEÑO Y ANÁLISIS ESTRUCTURAL	78
3.1.- Cargas de diseño	78
3.2.- Situaciones de diseño y casos de carga (DLC)	79
3.3.- Análisis de la Resistencia Límite Última (ULS).....	86
4.-BIBLIOGRAFÍA	93

ÍNDICE DE ELEMENTOS

Figura 4-1: Desviación típica de la turbulencia para el modelo NTM. Fuente [27].....	66
Figura 4-2: Intensidad de turbulencia para el modelo NTM. Fuente [27].....	66
Figura 4-3: Definición de los niveles del mar. Fuente: [28].	77
Figura 4- 4: Enfoques para el cálculo de la carga interna de diseño. Fuente [27].....	87
Figura 4- 5: Shell cilíndrico reforzado. DNV. Fuente [27]	91
 Tabla 4- 1: Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores. Fuente: [27]	64
Tabla 4- 2: Condiciones de Carga en Producción de Potencia. Fuente: [19] (traducido)	81
Tabla 4- 3: Condiciones de Carga en Producción de Potencia con Fallo. Fuente: [19] (traducido)	81
Tabla 4- 4: Condiciones de Carga en Arranque del Generador. Fuente: [19] (traducido)	82
Tabla 4- 5: Condiciones de Carga en Parada Normal (Apagado). Fuente: [19] (traducido).....	82
Tabla 4- 6: Condiciones de Carga en Parada de Emergencia. Fuente: [19] (traducido)	82
Tabla 4- 7: Condiciones de Carga en Parada y Ralentí . Fuente: [19] (traducido).....	83
Tabla 4- 8: Condiciones de Carga en Parada y Fallo. Fuente: [19] (traducido).....	84
Tabla 4- 9: Características de la torre. Fuente: Elaboración Propia	88
Tabla 4-10: Valor del Factor de Material en función de λ . Fuente [19].....	89
Tabla 4- 11: Coeficientes de pandeo para paneles curvos sin reforzar. Fuente [19].....	89

1.-INTRODUCCIÓN

A la hora de realizar las evaluaciones pertinentes del comportamiento estructural de la torre del aerogenerador, una vez ha sido sometido a las condiciones modeladas en las simulaciones que se expondrán más adelante, las normativas que pueden ser aplicadas, para la certificación de estas turbinas eólicas son principalmente tres:

1. DNV GL (*Det Norske Veritas- Germanischer Lloyd*)
2. IEC, serie 61400 (*International Electrotechnical Commission*)
3. ABS (*American Bureau of Shipping*)

La normativa DNV GL ofrece principios, requisitos técnicos y orientación para el diseño, construcción e inspección in-situ de las estructuras de aerogeneradores marinos *offshore*.

DNV-OS-J101 es un estándar de DNV para el diseño de las estructuras de los aerogeneradores offshore, por lo que se debe emplear para el diseño de estructuras de soporte de tipo monopilote, así como para el diseño de la cimentación de aeroturbinas offshore.

Para llevar a cabo el diseño de las estructuras de los aerogeneradores offshore flotantes, así como de su estación de control, se recurrirá al estándar DNV-OS-J103, sin embargo, dado que este está basado en la norma DNV-OS-J101, es este capítulo se procede a resumir de forma somera las principales directrices que se han tomado, de ambos estándares, con objeto de poder certificar el correcto funcionamiento de la estructura de la torre del aerogenerador, tras ser sometido a las distintas condiciones de carga o “DLC”, que la propia norma DNV exige.

Pese a ser estándares de aplicación mundial, están basados en distintas normativas internacionales, en particular, en la serie de normas IEC 61400. Así, la norma DNV-OS-J101 estaría en conformidad con la IEC61400-1, IEC61400-3 y con la IEC61400-22, sin embargo, los requerimientos indicados en la normativa DNV podrían ser más estrictos, en algunos casos, que los indicados por la IEC.

En este capítulo, por tanto, se procederá a desarrollar la normativa aplicada, tanto para realizar las simulaciones pertinentes, como para analizar el comportamiento estructural de la base de la torre del aerogenerador evaluado, al someterlo a las distintas condiciones de carga, ampliamente explicadas en el capítulo anterior.

Cabe comentar que la normativa ABS, no será desarrollada en este capítulo, pues la utilidad de este código radicará en la descripción de la plataforma de tipo Spar flotante OC, así como en la determinación de las condiciones metoceánicas, señaladas en las condiciones de carga de diseño (Design Load Case, DLC) para el emplazamiento escogido, en el caso considerado, en el Golfo de México (GoM).

ABS también propone una serie de casos de carga, así como una normativa para el análisis estructural; sin embargo, ya que por un lado, estos DLC's son menos estrictos (e inferiores en número y variabilidad) que los indicados por DNV, y debido a que el análisis de la estructura está basado en normas como DNV y Norsok, se procede a despreciar las disquisiciones recomendadas en ABS.

2.-CONDICIONES EXTERNAS

Los aerogeneradores marinos están sujetos a condiciones ambientales y eléctricas que pueden afectar a las cargas a las que están sometidos, a su durabilidad y a su operación. Con el fin de asegurar el nivel adecuado de seguridad y fiabilidad, deben ser tomados en consideración en el diseño y establecidos explícitamente en la documentación de diseño, los parámetros ambientales, eléctricos y del suelo relevantes.

Las condiciones ambientales se dividen en condiciones de viento, condiciones marinas (olas, corrientes, nivel de mar, hielo, adherencias marinas, movimiento del suelo marino y socavación) y otras condiciones ambientales. Las condiciones eléctricas se refieren a las condiciones de la red.

Las condiciones de viento son la consideración externa principal para estimar la integridad estructural del conjunto rotor – góndola, aunque las condiciones marinas pueden tener también influencia en algunos casos dependiendo de las propiedades dinámicas de la estructura de soporte. En todos los casos, incluyendo el caso en el que se demuestre que la influencia de las condiciones marinas es de importancia despreciable durante el diseño del conjunto rotor – góndola, se debe demostrar la integridad estructural teniendo en cuenta adecuadamente las condiciones marinas en cada emplazamiento específico en el que el aerogenerador marino vaya a ser instalado.

Para analizar y modelar correctamente los valores normales y extremos de determinadas condiciones ambientales, se deben recurrir, como es el caso de este Trabajo, a las normas IEC61400-1(6.4) y IEC61400-3 (6.5), considerando, en caso de no disponer de otros valores, los siguientes datos:

- Densidad del agua: 1025 kg/m³.
- Salinidad del agua del 3,5%.
- La temperatura del agua más baja a nivel del mar puede ser asumido como 0 ° C.
- Las turbinas de viento deben ser diseñados para un rango de temperatura del aire ambiente de -20 ° C a + 50 ° C con un valor medio + 15 ° C.
- La operación deberá ser posible a temperaturas ambiente de -10 ° C a + 40 ° C.

Las condiciones externas pueden subdividirse en dos tipos, principalmente:

- Condiciones externas normales: son, en general, aquellos eventos que tienen una probabilidad de ser excedidos más de una vez al año (recurrentes).
- Condiciones externas extremas: son eventos con un período de recurrencia de 50 años (poco frecuentes).

Es por ello, por lo que los casos de carga de diseño deben consistir en combinaciones potencialmente críticas de estas condiciones externas, con modos de funcionamiento del aerogenerador y otras situaciones de diseño.

2.1.-Clasificación de Aerogeneradores

Las condiciones externas a considerar en el diseño dependen del emplazamiento o del tipo de emplazamiento deseado para la instalación de un aerogenerador. En la Norma IEC61400-1 se definen las clases de aerogenerador en términos de velocidad de viento y parámetros de turbulencia, siendo el propósito de estas clases el de abarcar la mayoría de las aplicaciones terrestres y marinas. La clasificación de los aerogeneradores ofrece, así, un rango de robustez claramente definido en términos de parámetros de velocidad del viento y de turbulencia.

En la siguiente tabla se especifican los parámetros básicos que definen las clases de aerogeneradores:

Clases de aerogeneradores	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A $I_{ref} (-)$		0,16		
B $I_{ref} (-)$		0,14		
C $I_{ref} (-)$		0,12		

Tabla 4- 1: Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores. Fuente: [27]

Los valores de los parámetros se aplican a la altura del buje, donde:

- V_{ref} : es la velocidad de referencia del viento promediada en 10 min;
- A: designa la categoría para las características de las turbulencias más altas;
- B: designa la categoría para las características de las turbulencias medias;
- C: designa la categoría para las características de las turbulencias más bajas y
- I_{ref} es el valor esperado de la intensidad de turbulencia para 15 m/s.

Como se observa se define una clase más de aerogenerador, clase S, requerida por el proyectista y/o el cliente para su utilización en condiciones especiales de viento u otras condiciones externas o para una clase de seguridad especial. Los valores de diseño para la clase S de los aerogeneradores deben seleccionarse por el proyectista y deben especificarse en la documentación del proyecto. Para esas clases especiales, los valores seleccionados para las condiciones de diseño deben reflejar por anticipado un entorno más severo para la utilización del aerogenerador.

2.2.-Condiciones de viento

Un aerogenerador debe diseñarse para soportar con seguridad las condiciones del viento definidas por la clase seleccionada de aerogeneradores. El régimen del viento para las condiciones de carga y de seguridad se divide en condiciones normales del viento que ocurren frecuentemente durante el funcionamiento normal de los aerogeneradores, y en condiciones extremas del viento que se definen con un periodo de recurrencia de 1 año o de 50 años.

Las condiciones del viento incluyen un flujo medio constante combinado, en muchos casos, con un perfil de ráfaga determinístico variable o con turbulencia. En cualquier caso, debe considerarse la influencia de una inclinación del flujo medio con respecto a un plano horizontal de hasta 8° (invariable con la altura).

La expresión “turbulencia” indica las variaciones aleatorias de la velocidad del viento en un tiempo promedio de 10 min. El modelo de la turbulencia, cuando se utiliza, debe incluir los efectos de la variación de la velocidad del viento, el cizallamiento y la dirección, y permitir un muestreo rotacional por la variabilidad del cizallamiento. Los tres componentes vectoriales de la velocidad del viento turbulento se definen como:

- longitudinal: según la dirección de la velocidad media del viento;
- lateral: horizontal y normal a la dirección longitudinal; y
- ascendente: normal a ambas direcciones longitudinal y lateral, es decir, desviado de la vertical por el ángulo de inclinación del flujo medio.

Para las clases de aerogeneradores normalizados, los requisitos generales para los cálculos de cargas, con viento turbulento, se pueden resumir en los siguientes puntos:

1. El período de simulación, de cada una de las simulaciones realizadas, utilizando un modelo de turbulencia, será de al menos 10 minutos por ejecución de la simulación.
2. En el cálculo de las cargas, cada simulación se lleva a cabo con un valor diferente inicial (“semilla” o “seed”) para producir el campo de viento turbulento.
3. Se aplicarán los campos de turbulencia tridimensionales.
4. La resolución de los campos de velocidades de vientos turbulentos será la adecuada. El espaciado de la rejilla debe estar en línea con las recomendaciones de la norma IEC 61400-1.
5. Para la evaluación de las cargas (rotor y/o estructura de soporte), el campo de velocidades del viento cubrirá toda la planta (rotor y la estructura de soporte) sobre el nivel del agua para aerogeneradores offshore, y sobre el nivel del suelo para las turbinas onshore.

2.2.1.-Condiciones normales de viento

2.2.1.1.-Distribución de la velocidad del viento

La distribución de la velocidad del viento es importante para el diseño de los aerogeneradores porque determina la frecuencia de ocurrencia de las condiciones de carga individuales para situaciones de diseño normales. El valor medio de la velocidad del viento en un periodo de tiempo de 10 min debe suponerse que sigue una distribución de Raleigh a la altura del buje dada por:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp \left[-\pi \left(\frac{V_{hub}}{2V_{ave}} \right)^2 \right], \quad (\text{Ec. 4-1})$$

donde en las clases de aerogeneradores normalizados, V_{ave} (media anual de la velocidad del viento), debe elegirse como:

$$V_{ave} = 0,2 V_{ref} \quad (\text{Ec. 4-2})$$

2.2.1.2.-Modelo normal de perfil de viento (NWP)

El perfil del viento $V(z)$ indica el promedio de la velocidad del viento en función de la altura z sobre el suelo. En el caso de las clases normalizadas de aerogeneradores, el modelo del perfil normal del viento viene dado por la ley exponencial:

$$V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \quad (\text{Ec. 4-3})$$

El exponente α de la ley exponencial debe asumirse que es 0,2.

2.2.1.3.-Modelo de turbulencia normal (NTM)

Para el modelo de turbulencia normal, el valor representativo de la desviación típica de la turbulencia, σ_1 , debe venir dado por el percentil 90% para la velocidad del viento dada a la altura del buje. Este valor para las clases de aerogeneradores normalizados viene dado por:

$$\sigma_1 = I_{ref}(0,75V_{hub} + b); \quad b = 5,6 \text{ m/s} \quad (\text{Ec. 4-4})$$

Los valores para la desviación típica de la turbulencia σ_1 y la intensidad de la turbulencia σ_1/V_{hub} se muestran en las siguientes gráficas:

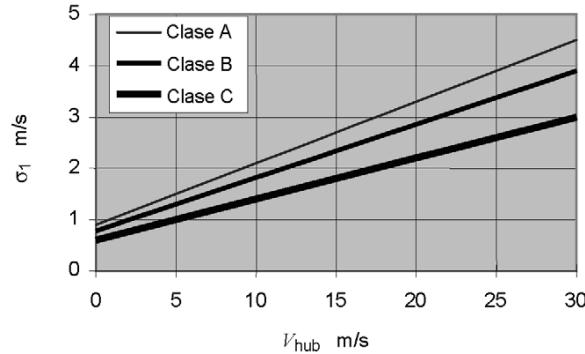


Figura 4-1: Desviación típica de la turbulencia para el modelo NTM. Fuente [27]

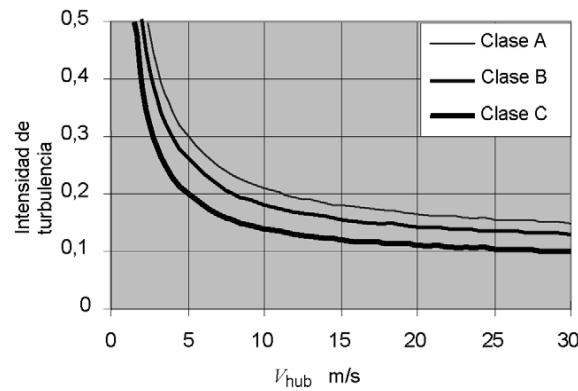


Figura 4-2: Intensidad de turbulencia para el modelo NTM. Fuente [27]

2.2.2.-Condiciones extremas de viento

Las condiciones extremas del viento incluyen los eventos de cizallamiento, así como las velocidades de pico del viento debidas a las tormentas y a las variaciones rápidas de la velocidad del viento y de la dirección.

2.2.2.1.-Modelo de velocidad de viento extrema (EWM)

El EWM debe ser un modelo de viento en régimen permanente o bien turbulento. Los modelos de viento deben basarse en la velocidad del viento de referencia, V_{ref} , y en una desviación típica fijada σ_1 de la turbulencia.

Para el modelo de viento permanente extremo, la velocidad extrema del viento, V_{e50} , con un periodo de recurrencia de 50 años, y la velocidad extrema del viento, V_{e1} , con un periodo de recurrencia de 1 año, deben calcularse en función de la altura z utilizando las ecuaciones siguientes:

$$V_{e50}(z) = 1,4 V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (Ec. 4-5)$$

$$V_{e1}(z) = 0,8 V_{e50}(z) \quad (Ec. 4-6)$$

En el modelo de viento extremo estable, deben permitirse desviaciones a corto plazo de la dirección media del viento asumiendo un defecto de alineación de la orientación en el rango de ± 15 .

Para el modelo de velocidad extrema del viento, el promedio de velocidades del viento de 10 min en función de la altura z con intervalos de recurrencia de 50 años y de 1 año, respectivamente, deben darse por las ecuaciones siguientes:

$$V_{50}(z) = V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (Ec. 4-7)$$

$$V_1(z) = 0,8 V_{50}(z) \quad (Ec. 4-8)$$

La desviación típica de la turbulencia longitudinal debe ser:

$$\sigma_1 = 0,11 V_{hub} \quad (Ec. 4-9)$$

2.2.2.2.-Ráfaga extrema en funcionamiento (EOG)

La ráfaga a la altura del buje de valor V_{gust} debe venir dada para las clases normalizadas de aerogeneradores por la siguiente relación:

$$V_{gust} = \text{Mín.} \left\{ 1,35(V_{e1} - V_{hub}); \; 3,3 \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)} \right) \right\} \quad (Ec. 4-10)$$

donde:

- σ_1 viene dada en la sección 2.2.1.3

- Λ_1 es el parámetro escalar de la turbulencia, conforme a la ecuación:

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7 z, & z \leq 60 \text{ m} \\ 42 \text{ m}, & z \geq 60 \text{ m} \end{cases} \quad (\text{Ec. 4-11})$$

- D es el diámetro del rotor.

La velocidad del viento se define por la ecuación:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0,37V_{gust} \operatorname{sen}\left(\frac{3\pi t}{T}\right)\left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right), & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{para otro caso} \end{cases}, \quad (\text{Ec. 4-12})$$

donde:

- $V(z)$ se define en la sección 2.2.1.2
- $T=10,5\text{s}$

2.2.2.3.-Ráfaga extrema en funcionamiento (ETM)

El modelo de turbulencia extrema debe utilizar el modelo de perfil de viento normal en el apartado 2.2.1.2 y la turbulencia con la desviación típica de la componente longitudinal dada por:

$$\sigma_1 = c \ I_{ref} \left(0,072 \left(\frac{V_{ave}}{c} + 3 \right) \left(\frac{V_{hub}}{c} - 4 \right) + 10 \right); \quad c = 2 \text{ m/s} \quad (\text{Ec. 4-13})$$

2.2.2.4.- Cambio extremo de dirección (EDC)

La magnitud del cambio extremo de dirección, θ_e , debe calcularse utilizando la siguiente relación:

$$\theta_e = \pm 4 \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{hub} \left(1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right) \right)} \right) \quad (\text{Ec. 4-14})$$

donde:

- σ_1 viene dado por la ecuación para el NTM;
- θ_e se limita al intervalo de $\pm 180^\circ$;
- Λ_1 es el parámetro escalar de turbulencia; y
- D es el diámetro del rotor.

El cambio transitorio de la dirección extrema, $\theta(t)$, viene dado por:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & , \quad \text{para } t < 0 \\ \pm 0,5 \theta_e [1 - \cos(\pi t/T)], & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ \theta_e & , \quad \text{para } t > T \end{cases} \quad (\text{Ec. 4-15})$$

donde $T = 6$ s, es la duración del cambio de dirección extrema. El signo debe seleccionarse de modo que se produzca la peor carga transitoria. Al final del cambio transitorio de dirección se supone que la dirección permanece invariable. La velocidad del viento debe seguir el perfil de viento normal del apartado 2.2.1.2.

2.2.2.5.- Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (ECD)

La ráfaga coherente extrema con cambio de dirección tendrá un valor de: $V_{cg}=15\text{m/s}$

La velocidad del viento debe definirse por la relación:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & , \quad \text{para } t \leq 0 \\ V(z) + 0,5 V_{cg} [1 - \cos(\pi t/T)], & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & , \quad \text{para } t \geq T \end{cases} \quad (\text{Ec. 4-16})$$

donde $T = 10$ s es el tiempo de subida y $V(z)$ la velocidad del viento dada por el modelo normal del perfil del viento.

El aumento de la velocidad del viento debe asumirse que se produce simultáneamente con el cambio de dirección θ desde 0° hasta e incluido θ_{cg} , donde la magnitud de θ_{cg} se define como la relación:

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & , \quad \text{para } V_{hub} < 4\text{m/s} \\ \frac{720^\circ \text{m/s}}{V_{hub}} & , \quad \text{para } 4\text{m/s} < V_{hub} < V_{ref} \end{cases} \quad (\text{Ec. 4-17})$$

El cambio de dirección simultánea viene entonces dado por:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & , \quad \text{para } t < 0 \\ \pm 0,5 \theta_{cg} [1 - \cos(\pi t/T)], & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ \theta_{cg} & , \quad \text{para } t > T \end{cases} \quad (\text{Ec. 4-18})$$

donde $T = 10\text{s}$ es el tiempo de subida.

2.2.2.6.- Cizallamiento del viento extremo (EWS)

El cizallamiento del viento extremo se debe calcular utilizando los siguientes transitorios de velocidad del viento:

1. Cizallamiento vertical transitorio (positivo y negativo):

$$V(z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left(\frac{z - z_{hub}}{D} \right) \left(2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{\frac{1}{4}} \right) \left[1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right], & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & \text{otro caso} \end{cases}, \quad (\text{Ec. 4-19})$$

2. Cizallamiento horizontal transitorio:

$$V(y, z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left(\frac{y}{D} \right) \left(2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{\frac{1}{4}} \right) \left[1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right], & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & \text{otro caso} \end{cases}, \quad (\text{Ec. 4-20})$$

donde para ambos cizallamientos vertical y horizontal:

- $\alpha = 0,2$; $\beta = 6,4$; $T = 12$ s;
- σ_1 viene dado por la ecuación para el NTM;
- Λ_1 es el parámetro escalar de turbulencia; y
- D es el diámetro del rotor.

El signo para el transitorio de cizallamiento del viento horizontal debe seleccionarse de modo que se produzca el peor transitorio de carga. Los dos cizallamientos del viento extremos no se aplican simultáneamente.

2.3.-Condiciones marinas

Un aerogenerador marino se debe diseñar para soportar de modo seguro las condiciones marinas adoptadas como base del diseño.

El diseñador debe considerar la influencia de las condiciones marinas en el conjunto rotor – góndola. En la mayoría de los casos, el conjunto rotor – góndola de un aerogenerador marino no será diseñado para un emplazamiento concreto sino más bien para un abanico amplio de ambientes marinos. En esos casos el diseñador puede suponer unas condiciones marinas que representen un ambiente al menos tan severo como el que se espera para el uso del aerogenerador. Dependiendo de las propiedades dinámicas de la estructura de soporte y de las condiciones marinas supuestas, en algunos casos el diseñador puede demostrar por medio de un análisis adecuado que el ambiente marino tiene una influencia despreciable en la integridad estructural del conjunto rotor – góndola.

Por lo que respecta a las cargas y la seguridad las condiciones marinas, como en el caso del viento, se dividen en condiciones marinas normales, que suceden más a menudo que una vez al año durante la operación normal de un aerogenerador marino, y condiciones marinas extremas, que se definen como las que tienen periodos de retorno de 1 o 50 veces al año.

2.3.1.-Olas

Las olas son de forma irregular, altura, longitud y velocidad de propagación variables, y pueden aproximarse a un aerogenerador marino desde una o más direcciones simultáneamente. Las características reales del mar se reflejan describiendo el estado del mar por medio de un modelo de olas aleatorio. El modelo de olas aleatorio representa el estado del mar como la superposición de muchas componentes individuales, cada una de los cuales es una ola periódica con su propia amplitud, frecuencia y dirección de propagación; las componentes tienen fases aleatoriamente separadas entre sí. Un estado del mar de diseño debe describirse por un espectro de olas, S_n , junto con la altura de olas significante, H_s , un periodo de pico espectral, T_p , y una dirección media de olas, θ_{wm} . Donde corresponda, el espectro de olas puede ser complementado con una función de distribución direccional.

En algunas aplicaciones se pueden usar olas regulares o periódicas como una abstracción del mar real, con fines de diseño. Una ola determinista de diseño se debe especificar mediante su altura, periodo y dirección.

En el diseño de un aerogenerador marino se deben tener en cuenta la correlación de condiciones de viento y olas. Esta correlación debe considerarse en términos de la probabilidad conjunta a largo plazo de los siguientes parámetros:

- velocidad media de viento, V ;
- altura significante de ola, H_s ;
- periodo de pico espectral, T_p .

La probabilidad conjunta de estos parámetros está afectada por condiciones locales del emplazamiento tales como alcance, profundidad, batimetría, etcétera. Por lo tanto, la función de probabilidad se debe determinar a partir de medidas apropiadas registradas en periodos suficientemente grandes respaldadas, si proceda, por el uso de técnicas de retroanálisis numérico.

La correlación de condiciones normales de viento y olas puede también considerar las direcciones medias de viento y olas. Las distribuciones de direcciones de viento y olas (multidireccionales) pueden, en algunos casos, tener una influencia importante en las cargas que actúan sobre la

estructura de soporte. La importancia de esta influencia dependerá de la naturaleza de la direccionalidad de viento y de las olas y de hasta qué punto la estructura sea axilsimétrica. El diseñador puede, en algunos casos, demostrar con un análisis apropiado que es conservador, y por lo tanto aceptable suponer que el viento y las olas están alineados (codireccionales) y que actúan desde una única dirección, la más crítica (unidireccionales). Las hipótesis relativas a las direcciones de viento y olas se considerarán para cada caso de carga.

Por otro lado, cuando se tenga en cuenta el desalineamiento entre viento y olas, debe prestarse especial cuidado en que los datos direccionales y las técnicas de modelado del aerogenerador sean fiables.

Se definen a continuación los modelos de olas tanto en términos de representaciones de estados de mar aleatorios como de olas regulares de diseño. Los modelos de estados de mar aleatorios se deberán basar en un espectro de olas apropiado, para el emplazamiento deseado.

2.3.1.1.-Estado de mar normal (NSS)

La altura significante de ola, el periodo de pico espectral y la dirección para cada estado de mar normal se deben elegir, junto con la velocidad media de viento asociada, a partir de la distribución de probabilidad conjunta de los parámetros oceanográficos y meteorológicos apropiados para el emplazamiento deseado.

En los cálculos de cargas últimas los estados de mar normales deben ser, aquéllos estados de mar caracterizados por el valor esperado de la altura significante de ola, H_s , condicionada a un valor dado de velocidad media de viento. El diseñador debe tener en cuenta el rango de periodos espectrales, T_p , adecuados para cada altura significante de ola. Los cálculos de diseño se deben basar en valores del periodo de pico espectral que resulten en las cargas máximas sobre el aerogenerador marino.

2.3.1.2.-Altura normal de ola (NWH)

La altura normal de la ola determinista de diseño, H_{NWH} , se debe suponer igual al valor esperado de la altura significante de ola condicionada a un valor dado de la velocidad media de viento, $H_{s,NSS}$.

Se puede suponer que los periodos de ola que han de ser usados en combinación con las alturas normales de olas están en el intervalo:

$$11,1 \sqrt{H_{s,NSS}(V)/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_{s,NSS}(V)/g} \quad (Ec. 4-21)$$

Los cálculos de diseño basados en NWH deben suponer los valores de periodos de ola comprendidos en este intervalo que proporcionen las cargas más altas sobre el aerogenerador marino.

2.3.1.3.-Estado de mar severo (SSS)

El modelo aleatorio del estado de mar severo se debe considerar en combinación con condiciones normales de viento para el cálculo de las cargas últimas en un aerogenerador marino cuando está produciendo potencia. El modelo de estado de mar severo asocia un estado de mar severo con cada velocidad de viento en el intervalo que corresponde a la producción de potencia. La altura significante de ola, $H_{s,sss}(V)$, para cada estado de mar severo se debe determinar en general por extrapolación de datos oceanográficos y meteorológicos específicos del emplazamiento apropiados de tal modo que la combinación de la altura significante de ola y la velocidad de viento

tenga un periodo de retorno de 50 años. Se puede usar la altura significante de ola con un periodo de retorno de 50 años, H_{s50} , como un valor conservador de $H_{s,sss}(V)$ para todas las velocidades de viento.

El diseñador debe tener en cuenta el intervalo de periodos espectrales de pico, T_p , adecuado para cada altura significante de ola. En este intervalo, los cálculos de diseño se deben basar en valores del periodo de pico espectral que proporcionen las cargas máximas sobre el aerogenerador marino.

2.3.1.4.-Altura severa de ola (SWH)

En el cálculo de las cargas últimas de un aerogenerador marino en producción de potencia hay que incluir la ola de diseño normal determinista en combinación con condiciones normales de viento. El modelo de altura de ola severa asocia una altura de ola severa con cada velocidad de viento media en el rango correspondiente a producción de potencia. La altura de ola severa $H_{SWH}(V)$ se debe determinar en general mediante extrapolación de los datos oceanográficos y meteorológicos apropiados específicos del emplazamiento de tal modo que la combinación de la altura significante de ola y la velocidad media de viento tenga un periodo de retorno de 50 años. Para todas las velocidades medias de viento la altura extrema incondicional de ola, H_{50} , con periodo de retorno de 50 años se puede usar como un valor conservador de $H_{SWH}(V)$.

El diseñador debe tener en cuenta el rango de periodo de ola, T , apropiada para cada altura de ola severa. Se puede suponer que los periodos de ola que deben ser usados en combinación con las alturas de olas severas están en el rango definido por:

$$11,1 \sqrt{H_{s,sss}(V)/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_{s,sss}(V)/g} \quad (\text{Ec. 4-22})$$

Los cálculos de diseño basados en SWH deben suponer los valores de periodos de ola dentro de este intervalo que den las cargas más altas sobre el aerogenerador marino.

2.3.1.5.-Estado de mar extremo (ESS)

El modelo aleatorio de estado de mar extremo debe ser considerado tanto para la altura significante de ola extrema, H_{s50} , con periodo de retorno de 50 años como para la altura significante de ola extrema, H_{s1} , con periodo de retorno de 1 año. Los valores de H_{s50} y H_{s1} deben ser determinados a partir de análisis de datos adecuados, medidos u obtenidos con retroanálisis, correspondientes al emplazamiento del aerogenerador marino. El diseñador debe tener en cuenta el intervalo del periodo de pico espectral, T_p , apropiado para H_{s50} y H_{s1} respectivamente. Los cálculos de diseño se deben basar en valores del periodo de pico espectral que dé las cargas más altas sobre el aerogenerador marino.

En ausencia de información que defina la distribución conjunta de probabilidad a largo plazo de viento y olas, se debe suponer que la velocidad de viento media promediada en diez minutos extrema con periodo de retorno de 50 años sucede durante el estado de mar de tres horas extremo con periodo de retorno de 50 años. Se debe aplicar la misma hipótesis con respecto a la combinación de la velocidad media promediada en diez minutos extrema y el estado de mar de tres horas extremo, ambos con periodo de retorno de 1 año.

2.3.1.6.-Altura de ola extrema (EWH)

La ola determinista extrema de diseño debe ser considerada tanto para la altura de ola extrema, H_{50} , con periodo de retorno de 50 años como para la altura de ola extrema, H_1 , con periodo de retorno de 1 año. Los valores de H_{50} , H_1 y los periodos de ola asociados se pueden determinar a partir del análisis de medidas adecuadas en el emplazamiento del aerogenerador marino. Alternativamente, asumiendo que la altura de ola sigue una distribución de Rayleigh, se puede suponer que:

$$H_{50} = 1,86 H_{s50} \quad (\text{Ec. 4-23})$$

y

$$H_1 = 1,86 H_{s1} \quad (\text{Ec. 4-24})$$

donde las alturas significantes de ola H_{s50} y H_{s1} son valores para un periodo de referencia de tres horas.

El periodo de olas a utilizar en combinación con estas alturas extremas de ola se puede suponer dentro del intervalo definido por:

$$11,1 \sqrt{H_{s,ESS}(V)/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_{s,ESS}(V)/g} \quad (\text{Ec. 4-25})$$

Los cálculos de diseño basados en EWH deben suponer los valores del periodo de ola dentro de este intervalo que den las cargas más altas sobre el aerogenerador marino.

En emplazamientos de aguas someras las alturas de ola extremas H_{50} , H_1 y sus periodos de ola asociados se deben determinar a partir de análisis de medidas adecuadas específicas del emplazamiento. Donde no existan medidas disponibles, H_{50} y H_1 se deben suponer iguales a la altura de la ola rompiente en los casos en los que ésta última sea menor que los valores de H_{50} y H_1 obtenidos a partir de las relaciones de la distribución de Rayleigh descritas más arriba.

2.3.1.7.-Altura reducida de ola (RWH)

La ola de diseño determinista reducida se debe considerar tanto para la altura reducida de ola, H_{red50} , para la definición del suceso con 50 años de periodo de retorno, como para la altura reducida de ola, H_{red1} , para la definición del suceso con 1 año de periodo de retorno. Los valores de H_{red50} , H_{red1} se deben determinar de tal modo que la combinación simultánea con la velocidad

de viento extrema promediada en 3s (V_{e50} , V_{el}) tenga la misma probabilidad que la combinación, más desfavorable, de la altura de ola extrema (H_{50} , H_1) y la velocidad de viento extrema reducida (V_{red50} , V_{red1}). Alternativamente, asumiendo que las alturas de ola siguen una distribución de Rayleigh, se puede suponer que:

$$H_{red50} = 1,3 H_{s50} \quad (\text{Ec. 4-26})$$

y

$$H_{red1} = 1,3 H_{s1} \quad (\text{Ec. 4-27})$$

donde las alturas significantes de ola H_{s50} y H_{s1} son valores correspondientes a periodos de referencia de tres horas.

Estas relaciones se han deducido a partir de la consideración de la distribución de probabilidad conjunta de las variaciones aleatorias de la velocidad de viento con respecto a la media en diez minutos y la variación de las alturas individuales de ola. En la deducción se asume que las variaciones de velocidad de viento siguen una distribución de probabilidad gaussiana y que las alturas de ola siguen una distribución de probabilidad de Rayleigh. La distribución de Rayleigh de alturas de ola puede no ser válida para emplazamientos en aguas someras debido a la aparición de olas rompienes. Para emplazamientos de aguas someras las alturas de ola reducida H_{red50} , H_{red1} y los periodos de ola asociados se deben determinar mediante análisis de medidas adecuadas específicas del emplazamiento. En el caso en el que no estén disponibles tales medidas, se debe suponer que H_{red50} y H_{red1} son iguales que la altura de ola rompiente en los casos en los que ésta última es menor que los valores de H_{red50} y H_{red1} determinados a partir de las relaciones de la distribución de Rayleigh mostradas más arriba.

2.3.1.8.-Olas rompienes

Se debe evaluar la influencia de olas rompienes durante el diseño de un aerogenerador marino. Las olas rompienes se clasifican en rompienes en derrame, en voluta y ondulada, tipos de los que los dos primeros son relevantes para emplazamientos adecuados para aerogeneradores marinos. La profundidad del mar, la pendiente del suelo marino y el periodo de ola determinan si el rompiente es en derrame o en voluta.

Cabe comentar que, en las simulaciones, las olas rompienes no se podrán evaluar debido que requiere modelos de cálculo basados en la Teoría de Stokes de 5º orden, y esto, por el momento, no es posible.

2.3.2.-Corrientes marinas

Aunque en principio las corrientes marinas pueden variar en el espacio y en el tiempo, generalmente se consideran como un campo fluido uniforme de velocidad y dirección constantes, que solo varía en función de la profundidad. Se deben tener en cuenta las siguientes componentes de velocidad de corriente marina:

- corrientes sub-superficiales generadas por mareas astronómicas, mareas meteorológicas y variaciones de presión atmosférica, etc.;
- corrientes superficiales generadas por el viento;
- corrientes de surf, cercanas a la orilla, inducidas por las olas, que discurren paralelas a la costa.

La velocidad total de corriente es la suma vectorial de estas componentes. Las velocidades de partículas fluidas inducidas por las olas y las velocidades de corrientes se deben sumar vectorialmente. La influencia de las corrientes marinas en la relación entre longitud de onda de ola y periodo de ola es pequeña en general y por lo tanto se puede despreciar.

La influencia de las corrientes marinas en las cargas hidrodinámicas de fatiga de un aerogenerador marino puede ser insignificante en casos en los que la velocidad total de corriente sea pequeña comparada con la velocidad de las partículas fluidas inducida por las olas en la cresta de la ola y en los que es poco probable que se den vibraciones de la estructura de soporte debidas al desprendimiento de torbellinos de von Kàrmàn o a témpanos de hielo en movimiento.

2.3.2.1.-Corrientes subsuperficiales

El perfil de corriente sub-superficial se puede caracterizar con una ley potencial sencilla sobre la profundidad de mar d , en la que la velocidad de corriente $U_{ss}(z)$ se define como una función de la altura z sobre el nivel del mar SWL:

$$U_{ss}(z) = U_{ss}(0) \left[\frac{z + d}{d} \right]^{1/7} \quad (\text{Ec. 4-28})$$

Los valores de velocidad superficial $U_{ss}(0)$ con períodos de retorno de 1 y 50 años se pueden determinar mediante análisis de medidas adecuadas en el emplazamiento del aerogenerador marino.

En general se puede aceptar la hipótesis de que las corrientes subsuperficiales están alineadas con la dirección de ola.

2.3.2.2.-Corrientes superficiales generadas por el viento

La corriente generada por el viento se puede caracterizar como una distribución lineal de velocidad $U_w(z)$ que disminuye de la velocidad en la superficie $U_w(0)$ a cero a 20 m bajo el nivel del mar SWL:

$$U_w(z) = U_w(0) \left(\frac{1 + z}{20} \right) \quad (\text{Ec. 4-29})$$

En los emplazamientos en los que la profundidad del mar es menor que 20 m, la velocidad de corriente generada por el mar en el suelo marino será no nula. La velocidad de corriente superficial generada por el viento se puede suponer alineada con la dirección de viento, y se puede estimar a partir de:

$$U_w(0) = 0,01 V_{1-hour} \quad (z = 10 \text{ m}) \quad (\text{Ec. 4-30})$$

donde V_{1-hour} ($z = 10 \text{ m}$) se define como el valor promediado en 1 h de la velocidad de viento a 10 m sobre el nivel del mar SWL.

2.3.2.3.-Modelo de corrientes normales (NCM)

El modelo de corrientes normales se define como la combinación apropiada específica del emplazamiento de corrientes generadas por el viento y corrientes de surf inducidas por la ola rompiente (si aplican) asociadas con las condiciones de olas normales. El modelo de corrientes normales excluye corrientes subsuperficiales generadas por mareas y tormentas.

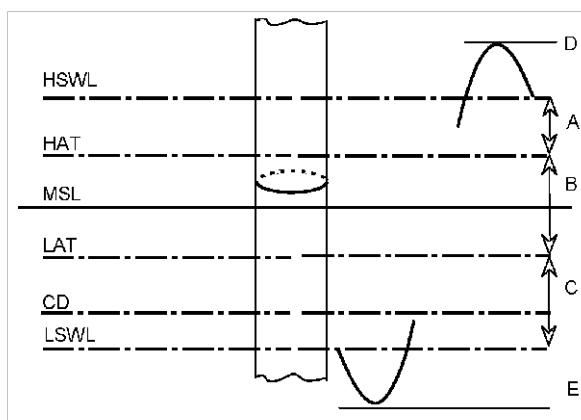
Se debe asumir el modelo de corrientes normales para aquellos casos de carga última que involucren condiciones de olas normales y severas (NSS, NWH, SSS, SWH) y para cada caso de carga la velocidad de las corrientes generadas por el viento se puede estimar a partir de la velocidad media de viento relevante.

2.3.2.4.-Modelo de corrientes extremas (ECM)

El modelo de corrientes extremas se define como la combinación apropiada específica del emplazamiento de corrientes subsuperficiales, corrientes generadas por el viento y corrientes de surf inducidas por la ola rompiente (si aplican) con períodos de retorno de 1 y 50 años. Se debe asumir el modelo de corrientes extremas para aquellos casos de carga última que involucren condiciones de olas extremas o reducidas (ESS, EWH, RWH). Se deben suponer corrientes marinas con el mismo periodo de retorno que el de las olas para estos casos de carga.

2.3.3.-Nivel del mar

Se debe tener en cuenta la variación del nivel del mar en el emplazamiento (de producirse) en el cálculo de las cargas hidrodinámicas sobre un aerogenerador marino. Se puede, sin embargo, suponer un nivel del mar constante e igual al nivel medio del mar (MSL) en los casos de carga última que involucran condiciones de ola normal (NSS, NWH). En la Figura 4-3 se muestran los distintos niveles del mar.



Leyenda

HSWL	Nivel medio máximo del agua	A	Marca meteorológica positiva
HAT	Marca astronómica máxima	B	Carrera de marca
MSL	Nivel medio del mar	C	Marca meteorológica negativa
LAT	Marca astronómica mínima	D	Altura máxima de cresta
CD	Nivel de referencia (generalmente igual a LAT)	E	Valor mínimo de valla
LSWL	Nivel medio mínimo del agua		

Figura 4-3: Definición de los niveles del mar. Fuente: [28].

3.-DISEÑO Y ANÁLISIS ESTRUCTURAL

En cuanto al diseño de las estructuras y componentes resistentes de los aerogeneradores marinos, se debe verificar su integridad y se debe establecer un nivel de seguridad aceptable. Es por ello por lo que se deberá verificar la resistencia última y de fatiga de los miembros estructurales, mediante cálculos o ensayos (simulaciones), con objeto de demostrar la integridad estructural de un aerogenerador marino con el nivel de seguridad apropiado.

Cabe comentar que, en este Trabajo, para abordar este proceso, se ha basado en las disquisiciones recogidas, y explicadas anteriormente, de la norma IEC61400-3, y empleando herramientas informáticas de cálculo como FASTv8 y SeaFEM, tal y como se expuso en el capítulo anterior, procederá a modelar y simular los casos de carga que propone la norma descrita, con objeto de, en primer lugar, analizar el correcto comportamiento de la torre del aerogenerador, según la norma DNV-RP-C202, y en segundo lugar, comprobar que se obtienen resultados similares con el acoplamiento de ambos software, verificando así el correcto funcionamiento del acoplamiento FAST-SeaFEM.

A continuación, se procede a describir las principales cargas a tener en cuenta en el diseño de un aerogenerador marino, y a exponer los casos de carga (DLC) recomendados por la norma IEC61400-3.

3.1.- Cargas de diseño

En los cálculos de diseño se deben considerar cuatro tipologías de cargas, principalmente:

1. Cargas operacionales: resultado de la operación y control de la turbina eólica.
 - Control de la velocidad y el par del rotor al cambiar el paso de las palas u otros dispositivos aerodinámicos.
 - Frenado mecánico.
 - Cargas transitorias que surgen durante el arranque y la parada del rotor.
 - La conexión y desconexión del generador.
 - Movimientos de guiñada (*Yaw*)
 - Momentos de fricción del cojinete, dependientes de la carga.
 - El comportamiento de los sistemas de control y seguridad del aerogenerador.
2. Cargas de inercia y gravitacionales: cargas estáticas y dinámicas que actúan sobre la turbina eólica. Son el resultado de la vibración, rotación, la gravedad y la actividad sísmica.

Influencias en un análisis dinámico:

- Se considerará la dinámica estructural y el acoplamiento de los modos de vibración:
 - La elasticidad de las palas.
 - La elasticidad del tren y generador de accionamiento.
 - Elasticidad de la estructura de soporte.
 - Movimientos globales de la estructura.
- Montaje elástico de la maquinaria, amortiguadores de vibraciones, la rigidez de la estructura de soporte y la influencia de la cimentación.

- La interacción entre la estructura y el suelo debe ser, en general, no lineal.
 - La masa de excentricidad real, para el rotor.
 - Masas hidrodinámicas.
 - Se considerarán movimientos de segundo orden, si son relevantes.
3. Cargas aerodinámicas: subdivididas en cargas quasi-estáticas y dinámicas que son causadas por el flujo de aire y su interacción con las partes estacionarias y móviles de turbinas de viento.
- Influencias:
- Perturbaciones del campo de velocidades del viento, debido a la propia turbina eólica.
 - Influencia del flujo tridimensional en las propiedades aerodinámicas de las palas.
 - Efectos de pérdida dinámica del flujo de aire de los perfiles utilizados.
 - Efectos aerodinámicos inestables.
 - Efectos aeroelásticos.
 - Asimetrías aerodinámicas que pueden surgir debido a las tolerancias de fabricación o montaje del rotor y las palas.
 - Cargas aerodinámicas (sustentación, resistencia y torsión, en su caso) en los elementos estructurales.
 - El coeficiente de la fuerza aerodinámica c_f para piezas estructurales se determinará de acuerdo con EN1991-1-4
4. Cargas hidrodinámicas: subdivididas en cargas estacionarias y no estacionarias, que son causadas por el flujo de agua y su interacción con la estructura de soporte del aerogenerador marino.
- Dependiendo del tipo de estructura de soporte y su rigidez, la respuesta de la estructura se considerará o no en el análisis hidrodinámico.
 - Las vibraciones inducidas por vórtices podrían tener que ser consideradas para estructuras esbeltas.
 - La importancia de los efectos de la radiación y de difracción será considerado en el modelo hidrodinámico (según la normativa DNV GL).

3.2.- Situaciones de diseño y casos de carga (DLC)

Desde el punto de vista del diseño, la vida de un aerogenerador marino se puede representar por un conjunto de situaciones de diseño que cubren las condiciones más significantes que un aerogenerador marino puede experimentar.

Los casos de carga deben determinarse partiendo de la combinación de modos de operación u otras situaciones de diseño, tales como condiciones específicas de montaje, erección o mantenimiento, con las condiciones externas. Se deberán considerar, pues, todos los casos de carga relevantes con una probabilidad de ocurrencia razonable, junto con el comportamiento de los sistemas de control y de protección.

Los casos de carga de diseño empleados para verificar la integridad estructural de un aerogenerador marino deben ser calculados combinando:

1. situaciones normales de diseño y condiciones externas apropiadas normales o extremas;
2. situaciones de diseño con fallos y condiciones externas apropiadas;

3. situaciones de diseño de transporte, instalación y mantenimiento y condiciones externas apropiadas.

Si existe alguna correlación entre una condición externa extrema y una situación con fallos, se debe considerar una combinación realista de las dos como caso de carga de diseño. Dentro de cada situación de diseño se deben considerar varios casos de carga de diseño, y como mínimo se considerarán los casos de carga de diseño que se exponen a continuación.

En la tabla 1 se especifican los casos de carga de diseño para cada situación de diseño mediante la descripción de las condiciones de viento, mar, eléctricas y otras condiciones externas.

Si el controlador de un aerogenerador marino puede, durante casos de carga con modelos de viento determinista, provocar la parada del aerogenerador antes de alcanzar el máximo ángulo de desalineación o la máxima velocidad de viento, entonces debe demostrarse que el aerogenerador puede parar de manera fiable bajo condiciones turbulentas con el mismo cambio en la condición de viento determinista.

Para cada caso de carga de diseño, el tipo de análisis apropiado se denota por “FLS” y “ULS”, en la tabla. “FLS” aplica al análisis de cargas de fatiga, para ser empleadas en la evaluación de la resistencia a fatiga. “ULS” aplica al análisis de cargas últimas, incluyendo la resistencia de los materiales, la deflexión de punta de pala y la estabilidad estructural.

Los casos de carga de diseño marcados con “ULS” se clasifican en normales (N), anormales (A) o de transporte y montaje (T), de los cuales se espera que los casos de carga de diseño normales sucedan frecuentemente a lo largo de la vida del aerogenerador. Las situaciones de diseño anormales suceden con menor frecuencia y se suelen corresponder con situaciones de diseño con fallos severos que provocan la activación de las funciones del sistema de protección. Por otro lado, el tipo de situación de diseño, N, A o T, determina el factor de seguridad parcial γ_f que debe ser aplicado a las cargas últimas, hecho que será desarrollado en el apartado 3.3.2.1.

Cabe comentar que, debido a la dificultad y tiempo de cálculo que conlleva realizar las simulaciones que se describen a continuación, que en ocasiones tienen una duración cercana a la semana de cálculo, no serán evaluadas las condiciones de fatiga, en este Trabajo.

El análisis de fatiga implica la repetición de la misma simulación para situaciones metoceanicas o externas con valores característicos dentro de un intervalo estipulado con la norma, para posteriormente evaluar los resultados con la Regla de Miner. Es por ello por lo que, dado a las limitaciones en tiempo e infraestructura de cálculo, se hace inviable el realizar las citadas evaluaciones repetitivas de fatiga. Asimismo, y con objeto de evaluar las máximas condiciones de carga posible, los DLCs categorizados con “FLS” serán tratados mediante análisis de cargas últimas (“ULS”).

Más adelante, se procederá a explicar el proceso de aplicación de la norma DNV-RP-C202, para la evaluación estructural de la torre del aerogenerador marino, mediante análisis de cargas últimas, como se comentaba. De esta manera, los casos de carga a evaluar en este Trabajo Final de Máster son:

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
1.1	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
1.2	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, MUL	Generada por el Viento	-	FLS
1.3	ETM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
1.4	ECD $U_{10,hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$	NSS or NWH $HS = E[HS U_{10,hub}]$	MIS	Generada por el Viento	-	ULS
1.5	EWS $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS or NWH $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
1.6a	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	SSS $HS = HS, 50\text{-yr}$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
1.6b	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	SWH $HS = H50\text{-yr}$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS

Tabla 4- 2: Condiciones de Carga en Producción de Potencia. Fuente: [19] (traducido)

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
2.1	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Pérdida de Red Eléctrica	ULS
2.2	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Fallo del Sistema de Protección	ULS (A)
2.3a	EOG $U_{10,hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s} \text{ y } V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Fallo Eléctrico con Pérdida de Red Eléctrica	ULS (A)
2.3b	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Fallo Eléctrico con Pérdida de Red Eléctrica	ULS
2.4	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Fallo del Sistema de Protección con Pérdida de Red Eléctrica	FLS

Tabla 4- 3: Condiciones de Carga en Producción de Potencia con Fallo. Fuente: [19] (traducido)

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
3.1	NWP $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	FLS
3.2	EOG $U_{10,hub} = V_{in}, V_{out} \text{ y } V_{r \pm 2 \text{ m/s}}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
3.3	EDC $U_{10,hub} = V_{in}, V_{out} \text{ y } V_{r \pm 2 \text{ m/s}}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	MIS	Generada por el Viento	-	ULS

Tabla 4- 4: Condiciones de Carga en Arranque del Generador. Fuente: [19] (traducido)

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
4.1	NWP $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	FLS
4.2	EOG $U_{10,hub} = V_{out} \text{ y } V_{r \pm 2 \text{ m/s}}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS

Tabla 4- 5: Condiciones de Carga en Parada Normal (Apagado). Fuente: [19] (traducido)

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
5.1	NTM $U_{10,hub} = V_{out} \text{ y } V_{r \pm 2 \text{ m/s}}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS

Tabla 4- 6: Condiciones de Carga en Parada de Emergencia. Fuente: [19] (traducido)

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
6.1a	EWM Viento Turbulento $U_{10,hub} = U_{10,50-yr}$ (desviación estándar de la velocidad del viento $s_{U,c} = 0,11 \cdot U_{10,hub}$)	ESS $H_s = H_s,50-yr$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	-	ULS
6.1b	EWM Viento Uniforme $U_{hub} = 1,4 \cdot U_{10,50-yr}$	RWH $H = \psi \cdot H_{50-yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	-	ULS
6.1c	RWM Viento Uniforme $U_{hub} = 1,1 \cdot U_{10,50-yr}$	EWL $H = H_{50-yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	-	ULS
6.2a	EWM Viento Turbulento $U_{10,hub} = U_{10,50-yr}$ (desviación estándar de la velocidad del viento $s_{U,c} = 0,11 \cdot U_{10,hub}$)	ESS $H_s = H_s,50-yr$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	Pérdida de Red Eléctrica	ULS (A)
6.2b	EWM Viento Uniforme $U_{hub} = 1,4 \cdot U_{10,50-yr}$	RWH $H = \psi \cdot H_{50-yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	Pérdida de Red Eléctrica	ULS (A)
6.3a	EWM Viento Turbulento $U_{10,hub} = U_{10,1-yr}$ (desviación estándar de la velocidad del viento $s_{U,c} = 0,11 \cdot U_{10,hub}$)	ESS $H_s = H_s,1-yr$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	Desalineamiento Extremo de Guiñada	ULS
6.3b	EWM Viento Uniforme $U_{hub} = 1,4 \cdot U_{10,1-yr}$	RWH $H = \psi \cdot H_{1-yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	Desalineamiento Extremo de Guiñada	ULS
6.4	NTM $U_{10,hub} < 0,7 U_{10,50-yr}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	-	FLS

Tabla 4- 7: Condiciones de Carga en Parada y Ralentí . Fuente: [19] (traducido)

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
7.1a	EWM Viento Turbulento $U_{10,hub} = U_{10,1-yr}$ (desviación estándar de la velocidad del viento $s_{U,c} = 0,11 \cdot U_{10,hub}$)	ESS $H_s = H_s,1-yr$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	-	ULS (A)
7.1b	EWM Viento Uniforme $U_{hub} = 1,4 \cdot U_{10,1-yr}$	RWH $H = \psi \cdot H_{1-yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	-	ULS (A)
7.1c	RWM Viento Uniforme $U_{hub} = 0,88 \cdot U_{10,50-yr}$	EWL $H = H_{1-yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	-	ULS (A)
7.2	NTM $U_{10,hub} < 0,7 \cdot U_{10,50-yr}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	-	FLS

Tabla 4- 8: Condiciones de Carga en Parada y Fallo. Fuente: [19] (traducido)

Cabe comentar que además de estas siete situaciones de diseño, existe una octava, en la que se requieren modelar condiciones de transporte, instalación, mantenimiento y de reparación. Debido a la imposibilidad, por el momento, de simular estas condiciones de diseño, con el código FAST v8.16, estos DLC's serán descartados, y por ello no se evaluarán.

En general, se puede presuponer que el viento y las olas tienen siempre la misma dirección (COD) para el cálculo de las cargas que actúan en una determinada estructura para todos los casos de carga de diseño excepto en aquellos (DLC 1.4 y 3.3) que incluyen un cambio transitorio en la dirección media del viento y a aquellos correspondientes a una situación de diseño con el aerogenerador parado (estacionado o en pausa).

La multidireccionalidad (MUL) del viento y de las olas puede tener, en algunos casos, una influencia importante en las cargas que actúan sobre la estructura de soporte dependiendo principalmente de la medida en la que la estructura de soporte no es axilísmétrica. Para algunos casos de carga de diseño, como se indica en las tablas, los cálculos de cargas se pueden llevar a cabo asumiendo que el viento y las olas actúan desde una dirección única, la más crítica (unidireccional, UNI). En estos casos, sin embargo, se debe verificar la integridad estructural aplicando las cargas del peor caso de los calculados en las orientaciones oportunas de la estructura de soporte.

La desalineación en la orientación media o extrema a considerar en cada caso de carga de diseño debe ser la establecida en la Norma IEC 61400-1. La desalineación en la orientación se define como la desviación horizontal del eje del rotor del aerogenerador con respecto a la dirección del viento.

3.2.1- Requisitos para las simulaciones

Para calcular las cargas sobre el aerogenerador, se realizarán simulaciones dinámicas utilizando un modelo estructural dinámico, el cual será introducido en el código *FAST*, a través de los distintos módulos. Posteriormente, como se ha explicado, se sustituirá el *solver* encargado de la dinámica de la plataforma flotante (HydroDyn-MAP), por el software *SeaFEM*, y se volverán a

realizar las simulaciones con el mismo modelo estructural dinámico, y las mismas condiciones arriba explicadas.

Algunos casos de carga, como se puede observar en las tablas anteriores, tienen entrada de viento o mar aleatorios. El tiempo total de datos de cargas, para estos casos, deberá ser lo suficientemente largo para asegurar la fiabilidad estadística de la estimación del valor característico de las cargas. En general, se deben exigir al menos seis realizaciones aleatorias de 10 min (o un periodo continuo de 1 h) para cada valor medio de la velocidad de viento a la altura del núcleo y estado de mar considerados en las simulaciones. Sin embargo, y siguiendo la norma DNV-OS-J103 y J101, todas aquellas simulaciones que conlleven el modelado de situaciones en las que la turbina no se encuentra en labores de producción (*not working*), deberán evaluarse para tiempos inferiores a las 3 horas de simulación, mientras que el resto de simulaciones tendrán entre 3 y 6 horas de tiempo de simulación.

De acuerdo a todas estas consideraciones, y en caso de no encontrar fallos de inestabilidad numérica ligados al no desarrollo completo de mares aleatorios y/o entradas de viento, que conlleven la modificación de este dato temporal, decide evaluar los casos de carga arriba expuestos, para los siguientes lapsos de tiempo:

- Turbina en producción: 4 horas. DLCs 1, 2, 3, 4 y 5
- Turbina “*not working*”: 1 hora. DLCs 6 y 7

3.3.- Análisis de la Resistencia Límite Última (ULS)

3.3.1- Metodología

La metodología que se adoptará para evaluar el comportamiento estructural de la torre del aerogenerador, sometido a las situaciones de carga, será la misma que recomienda tanto la norma IEC-61400, como la norma DNV-OS-J101 y 103. Se trata del método del factor parcial de seguridad, el cual permite tener en cuenta las incertidumbres y la variabilidad en cargas y materiales, las incertidumbres en los métodos de análisis y la importancia de los componentes estructurales con respecto a las consecuencias de los fallos.

Se considera que el nivel de seguridad de una estructura o de un componente estructural es satisfactorio cuando la carga interna de diseño S_d no es superior a la resistencia de diseño R_d :

$$S_d \leq R_d \quad (\text{Ec. 4-31})$$

Este es el denominado criterio de diseño, también conocido como la desigualdad de diseño. La correspondiente ecuación $S_d = R_d$ forma la ecuación de diseño.

Existen dos enfoques para establecer la carga interna de diseño S_{di} asociada con una carga particular F_i :

- *Enfoque 1:* La carga interna de diseño S_{di} se obtiene multiplicando la carga interna característica S_{ki} por un factor de cargas especificado γ_{fi} .

$$S_{di} = \gamma_{fi} S_{ki} \quad (\text{Ec. 4-32})$$

donde la carga interna característica S_{ki} se determina en un análisis estructural con la carga característica F_{ki} .

- *Enfoque 2:* la carga interna de diseño S_{di} se obtiene a partir de un análisis estructural con la carga de diseño F_{di} , donde la carga de diseño F_{di} se obtiene multiplicando la carga característica F_{ki} por un factor de cargas especificado γ_{fi} .

$$F_{di} = \gamma_{fi} F_{ki} \quad (\text{Ec. 4-33})$$

El primer enfoque se usa generalmente para determinar la carga interna de diseño cuando el interés principal es representar correctamente la respuesta dinámica, mientras que el segundo enfoque se usa generalmente si el interés principal es representar correctamente el comportamiento no lineal del material, o las no linealidades geométricas, o ambas. El primer enfoque se aplica usualmente a la determinación de las cargas internas de diseño en la estructura de soporte, incluyendo la torre, a partir de las cargas de viento en el aerogenerador, mientras que el segundo enfoque se aplica usualmente al diseño de la estructura de soporte y de la cimentación con las cargas internas de la torre aplicadas como condición de contorno.

Cabe comentar que, como es obvio, el enfoque que será empleado para determinar las cargas internas de diseño de la torre del aerogenerador, será el *enfoque 1*. De esta manera se modelarán en FAST cada uno de los DLC y se simularán durante un tiempo determinado de cálculo. FAST, en función de las condiciones externas modeladas, someterá al aerogenerador a las cargas (características) que se establezcan, mediante un análisis dinámico y acoplado (aero-hidro-servo-elástico). Obtenidos los resultados de la simulación, y mediante formulación propuesta en la normativa DNV-RP-C202, se procederá a calcular, a través de una hoja de cálculo, la carga interna característica, la cual, siendo multiplicada por el correspondiente factor de carga, dará lugar a la carga interna de diseño (S_d).

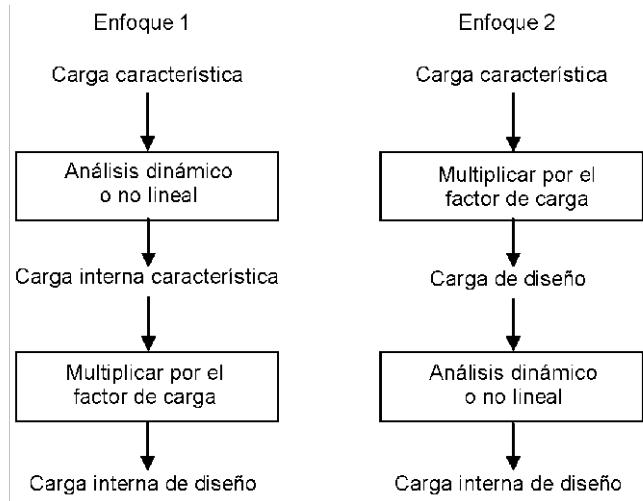


Figura 4- 4: Enfoques para el cálculo de la carga interna de diseño. Fuente [27]

Por otro lado, la resistencia de diseño (R_d) será determinada, en este Trabajo, a partir de la resistencia característica del material:

$$R_d = R \left(\frac{1}{\gamma_m} f_k \right) \quad (\text{Ec. 4-34})$$

donde γ_m es el factor del material para la resistencia del material y f_k es el valor característico de la resistencia del material.

3.3.2- Análisis estructural de la Torre del OWT

La torre de un aerogenerador es el elemento estructural que soporta todo peso del aerogenerador y mantiene elevadas del suelo las palas de la turbina. Fabricadas en acero u hormigón armado y normalmente huecas en su interior, para poder permitir el acceso a la góndola, permiten elevar el aerogenerador lo suficiente como para que sea capaz de acceder a velocidades del viento mayores, en contraste con las bajas velocidades en los puntos cercanos al terreno y la existencia de turbulencias. Pese a ser típicamente de acero de tipo tubular, en la actualidad se suelen utilizar estructuras mixtas en las que la parte inferior es de hormigón y la superior de acero.

Por lo general, a la hora de modelar las torres de los aerogeneradores como estructuras, se suelen emplear o bien elementos tubulares, o bien elementos tipo *shell*. La elección de un modelo u otro, dependerá, según la norma NORSO N-004, del valor de la ratio diámetro-espesor, de forma que:

- si D/t es menor o igual que 120, se emplearán elementos tubulares; y
- si D/t es mayor que 120, se modelará como elementos tipo *shell*.

Tal y como se explicará en el siguiente capítulo, la torre del aerogenerador que se estudiará en este Trabajo, presenta una forma cónica con las siguientes características:

CARACTERÍSTICA	VALOR
D_base (m)=	6,5
t_base (m)=	0,027
D_top (m)=	3,87
t_top (m)=	0,019
Altura total (m)=	77,6
L ong. por Sección (m)=	7,76
Módulo de Young (Pa)=	2,10E+11
Módulo a Cortante (Pa)=	8,08E+10
Densid. acero (Kg/m3)=	8500
Masa total (Kg)=	249,718

Tabla 4- 9: Características de la torre. Fuente: Elaboración Propia

Se trata de una torre de acero, de unos 87,6 metros de altura, compuesta por secciones de 7,76 metros de longitud. Como se busca comprobar el comportamiento de la torre, con objeto de simplificar el cálculo, se procederá a analizar la zona que suele tener una mayor concentración de tensiones, y por ende más propensa a romper, la base o encastre.

Dado que el ratio D/t , tanto en el *top* como en la base de la torre cónica, superan las 120 unidades, se modelará como *shell*, aplicando pues, la norma DNV-RP-C202: “*Resistencia al pandeo de elementos tipo Shell*” (*Buckling Strength of Shells*), sección 3

Cabe comentar que, debido a que la torre es cónica (con unos 2º de inclinación respecto a la vertical), según se recoge en la sección 4.3.1, la resistencia elástica a pandeo de un *shell* cónico, y sin refuerzos longitudinales, debe calcularse como la resistencia elástica a pandeo de un *shell* cilíndrico, definido por el espesor nominal y:

$$r_e = \frac{r_1 + r_2}{2\cos\alpha} \quad l_e = \frac{l}{\cos\alpha} \quad (\text{Ec. 4-35})$$

Puede observarse que como $\cos\alpha \approx 1$, estas correcciones apenas tendrán efecto sobre los cálculos. El requisito de estabilidad para los elementos *shell*, sometidos a uno o más de los siguientes componentes:

- compresión axial o tensión.
- Flexión.
- compresión circunferencial o tensión.
- Torsión.
- Cortar.

viene dado por la siguiente relación:

$$\sigma_{j,Sd} \leq f_{ksd} \quad (\text{Ec. 4-36})$$

Donde f_{ksd} es la resistencia a pandeo de diseño, y, siendo f_{ks} la resistencia característica de pandeo, se define como:

$$f_{ksd} = \frac{f_{ks}}{\gamma_M} \quad (\text{Ec. 4-37})$$

El factor de material γ_M para torres, en las que se aplica la norma DNV-RP-C202, según la norma DNV-OS-J101, se obtiene como:

Tipo de Estructura	$\lambda \leq 0,5$	$0,5 < \lambda < 1,0$	$\lambda \geq 1,0$
Refuerzos viga, beam, en shells	1,10	1,10	1,10
Shells de curvatura simple (cilíndrica, cónica)	1,10	$0,80 + 0,60\lambda$	1,40

 Tabla 4-10: Valor del Factor de Material en función de λ . Fuente [19]

y f_{ks} se calcula como:

$$f_{ks} = \frac{f_y}{\sqrt{1 + \bar{\lambda}_s^4}} \quad (Ec. 4-38)$$

donde:

$$\bar{\lambda}_s^2 = \frac{f_y}{\sigma_{j,Sd}} \left[\frac{\sigma_{a0,Sd}}{f_{Ea}} + \frac{\sigma_{m0,Sd}}{f_{Em}} + \frac{\sigma_{h0,Sd}}{f_{Eh}} + \frac{\tau_{Sd}}{f_{Et}} \right] \quad (Ec. 4-39)$$

f_y = tensión de fluencia del material.

f_{Ea} = resistencia a pandeo elástico para la fuerza axial.

f_{Em} = resistencia a pandeo elástico para momento de flexión.

f_{Eh} = resistencia a pandeo elástico para la presión hidrostática, la presión lateral y la compresión circunferencial, que será despreciada, por la inexistencia de estas cargas en la torre.

f_{Et} = resistencia a pandeo elástico para la torsión y fuerza de cizallamiento.

con:

$$f_E = C \frac{\pi^2 E}{12(1 - \nu^2)} \left(\frac{t}{l} \right)^2 \quad C = \Psi \sqrt{1 + \left(\frac{\rho \xi}{\Psi} \right)^2} \quad Z_l = \frac{l^2}{rt} \sqrt{1 - \nu^2} \quad (Ec. 4-40)$$

	Ψ	ξ	ρ
Tensión axial	1	$0,702 Z_l$	$0,5 \left(1 + \frac{r}{150t} \right)^{-0,5}$
Curvado	1	$0,702 Z_l$	$0,5 \left(1 + \frac{r}{300t} \right)^{-0,5}$
Fuerza de torsión y cortante	5,34	$0,856 Z_l^{3/4}$	0,6
Presión lateral	4	$1,04 \sqrt{Z_l}$	0,6
Presión hidrostática	2	$1,04 \sqrt{Z_l}$	0,6

Tabla 4- 11: Coeficientes de pandeo para paneles curvos sin reforzar. Fuente [19]

y:

$\sigma_{j,Sd}$ = tensión de diseño equivalente de von Misses, obtenida como:

$$\sigma_{j,Sd} = \sqrt{\left(\sigma_{a,Sd} + \sigma_{m,Sd} \right)^2 - \left(\sigma_{a,Sd} + \sigma_{m,Sd} \right) \sigma_{h,Sd} + \sigma_{h,Sd}^2 + 3\tau_{Sd}^2} \quad (Ec. 4-41)$$

$\sigma_{a,Sd}$ = tensión de membrana, de diseño, en la dirección longitudinal, debido a una fuerza axial uniforme, obtenida como:

$$\sigma_{a,Sd} = \frac{N_{Sd}}{2\pi r t} \quad (Ec. 4-42)$$

con:

- r : radio del *shell* (en plano intermedio).
- t : espesor.
- N_{Sd} : fuerza axial de diseño.

y:

$$\sigma_{a0,Sd} = \begin{cases} 0 & \text{para } \sigma_{a,Sd} \geq 0 \\ -\sigma_{a,Sd} & \text{para } \sigma_{a,Sd} < 0 \end{cases} \quad (\text{Ec. 4-43})$$

$\sigma_{m,Sd}$ = tensión de membrana, de diseño, en la dirección longitudinal, debido al pandeo global, obtenida como:

$$\sigma_{m,Sd} = \frac{M_{1,Sd}}{\pi r^2 t} \sin \theta - \frac{M_{2,Sd}}{\pi r^2 t} \cos \theta \quad (\text{Ec. 4-44})$$

con:

- $M_{1,Sd}$: momento de flexión de diseño sobre el eje principal 1.
- $M_{2,Sd}$: momento de flexión de diseño sobre el eje principal 2.
- θ : coordenado circunferencial medido desde el eje 1.

y:

$$\sigma_{m0,Sd} = \begin{cases} 0 & \text{para } \sigma_{m,Sd} \geq 0 \\ -\sigma_{m,Sd} & \text{para } \sigma_{m,Sd} < 0 \end{cases} \quad (\text{Ec. 4-45})$$

$\sigma_{h,Sd}$ = tensión de membrana, de diseño, en la dirección circunferencial, debido a la presión externa. Será despreciada por la inexistencia de presión externa (a parte de la atmosférica), que afecte a la torre.

τ_{Sd} = tensión cortante, de diseño, tangencial a la superficie del elemento *shell*, obtenido como:

$$\tau_{Sd} = |\tau_{T,Sd} + \tau_{Q,Sd}| \quad (\text{Ec. 4-46})$$

donde $\tau_{T,Sd}$ es debido al momento de torsión y $\tau_{Q,Sd}$ es debido a las fuerzas de cizalla generales:

$$\tau_{T,Sd} = \frac{T_{Sd}}{2\pi r^2 t} \quad (\text{Ec. 4-47})$$

$$\tau_{Q,Sd} = -\frac{Q_{1,Sd}}{\pi r t} \sin \theta + \frac{Q_{2,Sd}}{\pi r t} \cos \theta \quad (\text{Ec. 4-48})$$

con:

- T_{Sd} : momento torsional de diseño.
- $Q_{1,Sd}$: momento cortante de diseño, en la dirección del eje principal 1.
- $Q_{2,Sd}$: momento cortante de diseño, en la dirección del eje principal 2.

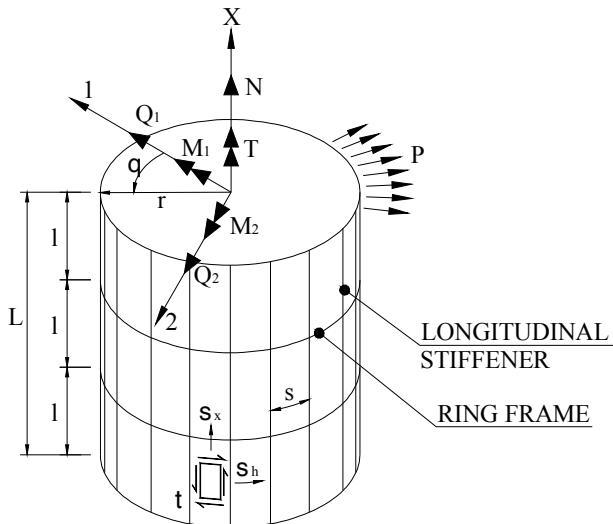


Figura 4- 5: Shell cilíndrico reforzado. DNV. Fuente [27]

3.3.2.1.-Factores de Seguridad Parcial (F.S.P)

Una vez sean calculadas la tensión de diseño de Von Misses ($\sigma_{j,sd}$) y la resistencia a pandeo de diseño f_{ksd} , se procede a aplicar los valores, para cada condición de carga, de los FSP, con objeto de evaluar la siguiente desigualdad:

$$\gamma_n S(F_d) \leq R(f_d) \quad (\text{Ec. 4-49})$$

La resistencia R se corresponde generalmente con el máximo de los valores deseados permitidos de la resistencia del material, de ahí $R(f_d) = f_d$, mientras que la función S para el análisis del esfuerzo de rotura se define usualmente como el mayor valor de la respuesta estructural, de ahí $S(F_d) = F_d$. La ecuación resulta:

$$\gamma_f F_k \leq \frac{1}{\gamma_m \gamma_n} f_k \quad (\text{Ec. 4-50})$$

y por tanto, aplicando la norma anteriormente descrita:

$$\gamma_f \cdot \sigma_{j,sd} \leq \frac{f_{ksd}}{\gamma_n} \quad (\text{Ec. 4-51})$$

Según la norma IEC61400-1:

1. Factores de Seguridad Parcial para Cargas (γ_f), para cargas desfavorables, son:

- Condiciones normales de diseño (N): 1,35.
 - Salvo para el DLC 1.1: 1,25.
- Condiciones anormales de diseño (A): 1,1.
- Condiciones de transporte y montaje (T-M): 1,5.

2. Factores de Seguridad Parcial para Consecuencias de Fallo (γ_m), son:

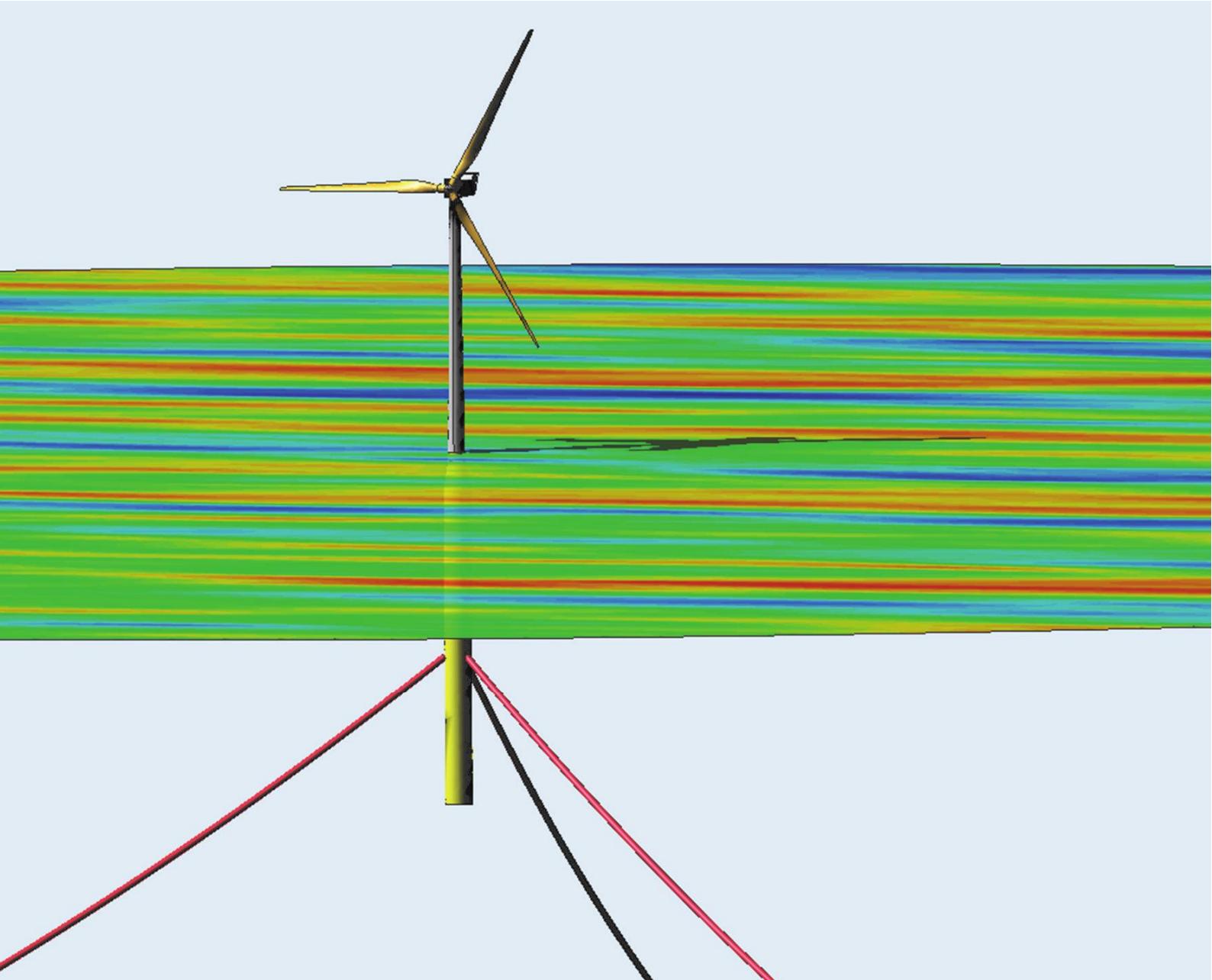
- Componentes de clase 1: $\gamma_m = 1$.

- Componentes de clase 2: $\gamma n = 1$.
- Componentes de clase 3: $\gamma n = 1,3$

Debido a que la torre es un componente de clase 2: “componente estructural no aprueba de fallo, cuyo fallo lleva rápidamente al fallo de una parte importante de un aerogenerador”, entonces $\gamma n = 1$.

4.-BIBLIOGRAFÍA

- [1] J.E. Gutiérrez Romero; ETSINO, UPCT. Apuntes de la asignatura: Dinámica de Plataformas y Artefactos. Tema 4: *Dinámica no lineal de plataformas y artefactos*. Curso 2016/2017.
- [2] J.M. Jonkman, M.L. Buhl Jr. *FAST User's Guide*. 2005
- [3] B. Jonkman, J. Jonkman; NREL. *FAST v8.16.00a-bjj*. 2016
- [4] J.M. Jonkman, G.J. Hayman, B.J. Jonkman, R.R. Damiani, R.E. Murray; *NREL AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual (Draft)*. 2016
- [5] J.M. Jonkman, G.J. Hayman, B.J. Jonkman, R.R. Damiani, R.E. Murray; *NREL User's guide to the Wind Turbine Aerodynamics Computer Software AeroDyn*. 2005
- [6] B.J. Jonkman, L. Kilcher; *TurbSim User's Guide*. 2012
- [7] A. Platt, B. Jonkman, J. Jonkman; NREL. *InflowWind User's Guide*. 2016
- [8] J.E. Gutiérrez Romero; UPCT. Tesis Doctoral: “*Desarrollo de herramientas software para el análisis de aerogeneradores “offshore” sometidos a cargas acopladas de viento y oleaje*”. 2014
- [9] SeaFEM Leaflet: http://www.compassis.com/downloads/Manuals/SeaFEM_Leaflet.pdf
- [10] Matha, D. Hauptmann, S. y Hecquet, T. *Methodology and results of loads analysis of wind turbines with advanced aeroelastic multi-body simulation*. 2010
- [11] Matha, D. Schrifl, M. Cordle, A. Pereira, R. y Jonkman, JM. *Challenges in simulation of aerodynamics, hydrodynamics, and mooring-line dynamics of floating offshore wind turbines*. 2011
- [12] Hand, M. Simms, D. Fingersh, L. Jager, D. Cotrell, J. Schreck, S. y Larwood; NREL. *Unsteady aerodynamics experiment phase VI: Wind tunnel test configurations and available data campaigns*. 2001
- [13] Glauert, H. *Airplane propellers* (D. WF, Ed.). 1963
- [14] Rasmussen, F. Hansen, M. Thomsen, K. Larsen, T. Bertagnolio, F. Johansen, J. y Hansen, A. *Present status of aeroelasticity of wind turbines*. Wind Energy, 6, 213–238. 2003
- [15] Morison, JR. O'Brien, MP. Johnson, JW. y Schaaf, SA. *The forced exerted by surface wave on piles*. Journal of Petroleum Technology, 2(5), 149–154. 1950
- [16] Cordle, A. y Jonkman, JM. *State of the art in floating wind turbine design tools*. 21st International Offshore and Polar Engineering Conference. 2011
- [17] Baltrop, N. *Floating structures, a guide for design and analysis*. Oilfield Publications. 1998
- [18] IEC. *Wind turbines*. www.webstore.iec.ch/. 2005
- [19] DNV. ST-OS-J101: *Design of Offshore Wind Turbine Structures*. 2014
- [20] DNV. ST-OS-J102: *Design of Wind Turbine Blades*. 2010
- [21] DNV. ST-OS-J103: *Design of Floating Wind Turbines*. 2013
- [22] DNV. RP-C202: *Buckling Strength of Shells*. 2013
- [23] GL. *Guidelines for the Certification of Offshore Wind Turbines*. 2005
- [24] ABS. *Floating Wind Turbines*. 2012
- [25] NORSO. N-004: *Design of steel structures*. 2004
- [26] J.M. Jonkman. *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3*. 2010
- [27] AENOR-IEC. UNE-EN-61400-1: *Aerogeneradores, Parte 1: Requisitos de diseño*. 2006
- [28] AENOR-IEC. UNE-EN-61400-3: *Aerogeneradores, Parte 3: Requisitos de diseño para aerogeneradores marinos*. 2010



TRABAJO FINAL DE MÁSTER

5. SISTEMA NREL 5-MW BASELINE OC3-HYWIND



Alejandro Luna García-Valenzuela
TUTOR: José Enrique Gutiérrez Romero

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN	99
2.- AEROGENERADOR NREL 5-MW MODELO BASE.....	100
2.1.-INTRODUCCIÓN	100
2.2.-PROPIEDADES ESTRUCTURALES DE LAS PALAS	101
2.3.-PROPIEDADES AERODINÁMICAS DE LAS PALAS.....	103
2.4.-PROPIEDADES DEL NÚCLEO, GÓNDOLA Y SIST. DE TRANSMISIÓN ...	107
2.5.-PROPIEDADES DEL SISTEMA DE CONTROL.....	108
3.- SISTEMA <i>OC3-HYWIND</i>	111
3.1.-INTRODUCCIÓN	111
3.2.-PROPIEDADES DE LA TORRE.....	112
3.3.-PROP. ESTRUCTURALES DE LA PLATAFORMA FLOTANTE	114
3.4.-PROP. HIDRODINÁMICAS DE LA PLATAFORMA FLOTANTE	116
3.5.-PROPIEDADES DEL SISTEMA DE FONDEO	121
3.6.-PROPIEDADES MODIFICADAS DEL SISTEMA DE CONTROL	123
4.-BIBLIOGRAFÍA	125

ÍNDICE DE ELEMENTOS

Figura 5-1: Remolque de los aerogeneradores flotantes del Hywind Pilot Park. URL:[19]	99
Figura 5- 2: Parámetros de la Pala. Fuente: [2].....	103
Figura 5-3: Coeficientes corregidos del airfoil DU40. Fuente: [10]	104
Figura 5-4: Coeficientes corregidos del airfoil DU35. Fuente: [10]	105
Figura 5-5: Coeficientes corregidos del airfoil DU30. Fuente: [10]	105
Figura 5-6: Coeficientes corregidos del airfoil DU25. Fuente: [10]	105
Figura 5-7: Coeficientes corregidos del airfoil DU21. Fuente: [10].	106
Figura 5-8: Coeficientes corregidos del airfoil NACA64. Fuente: [10].....	106
Figura 5-9: Respuesta del controlador de velocidad variable. Fuente: [10].....	108
Figura 5-10: Diagrama de flujo del Sistema de Control. Fuente: [10]	109
Figura 5- 11: Aerogenerador NREL 5-MW sobre la Spar OC3-Hywind. Fuente: [7]	115
Figura 5-12: Parámetros adimensionales de la spar OC3-Hywind. Fuente: [7].....	118
Figura 5-13: Términos A_{11} , A_{22} y A_{33} de la matriz de Masas Añadidas, de la OC3-Hywind. Fuente: NREL	119
Figura 5-14: Sistema de Fondeo de la plataforma Hywind. Fuente: [12]	121
 Tabla 5-1: Propiedades hidrodinámicas de la plataforma flotante. Fuente: [10].....	100
Tabla 5-2: Propiedades hidrodinámicas de la plataforma flotante. Fuente: [10].....	101
Tabla 5-3: Propiedades estructurales distribuidas de las palas del aerogenerador NREL Offshore 5-MW modelo base. Fuente: [10]	102
Tabla 5-4: Propiedades aerodinámicas distribuidas de las palas. Fuente: [10]	104
Tabla 5-5: Propiedades del Núcleo y la Góndola. Fuente: [10]	107
Tabla 5-6: Propiedades del Sistema de Transmisión. Fuente: [10]	107
Tabla 5-7: Propiedades del Sistema de Control. Fuente: [10].....	109
Tabla 5-8: Propiedades distribuidas de la torre. Fuente: [7]	112
Tabla 5-9: Resumen de las propiedades no distribuidas de la torre. Fuente: [7].....	113
Tabla 5-10: Propiedades estructurales de la plataforma flotante. Fuente: [7]	114
Tabla 5-11: Propiedades hidrodinámicas de la plataforma flotante. Fuente: [7].....	120
Tabla 5-12: Propiedades del Sistema de Fondeo. Fuente: [7] y [6]	122
Tabla 5-13: Propiedades del Sistema de Control Modificadas. Fuente: [7] y [6]	124

1.- INTRODUCCIÓN

En este capítulo se procede a describir en profundidad el aerogenerador desarrollado por NREL, con la colaboración conjunta de los integrantes de la *Offshore Code Comparison Collaboration* (OC3).

El aerogenerador NREL 5-MW modelo base, fue concebido por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), en Estados Unidos, con el objeto de establecer un modelo base para la fabricación y desarrollo de aerogeneradores offshore flotantes.

Primero se llevaron a cabo investigaciones para desarrollar la turbina de 5 MW, basando sus características técnicas en otros estudios y prototipos, como el DOWEC [13], REpower 5M [18] o el Multibrid 5000 [18], entre otros. Determinadas las propiedades de la turbina, palas, conjunto góndola-núcleo y del sistema de control, NREL procedió a establecer las características que debía poseer tanto la torre, que debería soportar todo el sistema, como la plataforma, que mantendría el aerogenerador a flote en el lugar de producción.

Actualmente, y fruto de las investigaciones que se llevaron a cabo, a nivel mundial, la empresa noruega Statoil ha instalado el primer parque de aerogeneradores flotantes del mundo, frente a las costas de Edimburgo, en Escocia (Reino Unido).



Figura 5-1: Remolque de los aerogeneradores flotantes del Hywind Pilot Park. URL:[19]

2.- AEROGENERADOR NREL 5-MW MODELO BASE

2.1.-INTRODUCCIÓN

El aerogenerador NREL 5-MW modelo base, se trata de un desarrollo del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Este modelo tenía como objetivo establecer las propiedades y características técnicas de una turbina representativa de las principalmente empleadas de diferentes escalas, y en emplazamientos tanto *onshore* como *offshore*. Designada como “NREL Offshore 5-MW Baseline Wind Turbine”, sería empleada por NREL en sus investigaciones acerca de los aerogeneradores flotantes, en aguas profundas.

Debido al elevado coste que suponía la estructura de soporte *offshore* de los aerogeneradores que estudió NREL, determinaron que para que un aerogenerador flotante fuera rentable, este al menos tendría que producir 5 MW. Es por ello por lo que situaron la potencia nominal de su modelo base en 5MW.

Para establecer las especificaciones y características técnicas de la turbina, NREL se basó en prototipos en desarrollo como el Multibrid M5000, REpower 5M, así como en los modelos conceptuales empleados en los proyectos WindPACT, RECOFF y DOWEC.

El prototipo Multibrid M5000 presentaba una velocidad en la punta de la pala significativamente grande con respecto a los aerogeneradores *onshore* típicos, además de una masa en la parte alta de la torre reducida, en comparación con otros estudios desarrollados de la Wind PACT. Por otro lado, la turbina REpower 5M presentaba características técnicas que eran más convencionales, por lo que NREL decidió emplear las especificaciones de la REpower 5M, como especificaciones objetivo, para desarrollar su modelo base.

La turbina empleada en el proyecto DOWEC tenía una potencia nominal ligeramente superior (6MW) que la REpower 5M (5MW), sin embargo, el resto de características presentaban un alto grado de similitud, incluso mayor que con respecto a las turbinas de los estudios WindPACT y RECOFF. Este hecho hizo que NREL empleara una gran cantidad de datos del estudio DOWEC para desarrollar su turbina de 5MW.

Así, las principales propiedades escogidas, para el aerogenerador NREL 5-MW modelo base, se recogen en la Tabla 5-1.

Potencia Nominal	5 MW
Orientación del Rotor, Configuración	Cara al viento, 3 Palas
Control	Velocidad y Paso de Pala Variable
Tren de Transmisión	Alta velocidad, Reductora Multi-etapa
Rotor, Diámetro del Núcleo, Altura del Núcleo	126 m, 3m, 90m
Velocidad del Viento de: Arranque, Esperada, Corte	3 m/s, 11,4 m/s, 25 m/s
Velocidad del Rotor de: Arranque, Esperada	6,9 rpm, 12,1 rpm
Velocidad Esperada en la Punta de la Pala	80 m/s
Overhang, Inclinación del Eje y Precono	5 m, 5°, 2,5°
Masa del Rotor, Masa de la Gondola	110.000 kg, 240.000 kg
Masa de la Torre	347.460 kg
Coordenadas del Centro de Masas (total) rpto. al Nivel del Mar/Tierra y a lo largo de la Línea Central.	(-0,2 m, 0,0 m, 64 m)

Tabla 5-1: Propiedades hidrodinámicas de la plataforma flotante. Fuente: [10]

2.2.-PROPIEDADES ESTRUCTURALES DE LAS PALAS

El aerogenerador NREL Offshore 5-MW modelo base, presenta tres palas. Las propiedades estructurales distribuidas de cada una de ellas, están basadas en las de la pala tipo LM Glasfiber, de 62,6 metros de largo, empleadas en el estudio DOWEC. Sin embargo, debido a que estas palas eran 1,1 metros más largas que las de la turbina REpower 5M, estas fueron “truncadas”, hasta los 61,5 metros de longitud (*span*), con objeto de obtener las citadas propiedades distribuidas para las palas del modelo base de NREL.

En la Tabla 5-3 se presentan las propiedades resultantes, las cuales aparecen denotadas de la siguiente manera:

- *Radius*: define la envergadura de cada uno de los puntos de evaluación, a lo largo del eje de paso de pala, con respecto al centro del rotor.
- *BlFract*: es la distancia fraccional a lo largo del eje de paso de pala, desde la raíz de la pala (0,0), hasta la punta (1,0). La raíz de la pala se encuentra a 1,5 m a lo largo del eje de paso de pala desde el centro del rotor (coincide con la mitad del diámetro del núcleo).
- *AeroCent*: por lo general, el eje de paso de pala, pasa por cada sección *airfoil* hacia el 25% de la cuerda de la misma. Por ello, este parámetro denota la distancia fraccional al centro aerodinámico desde el eje de paso de pala, a lo largo de la cuerda de cada sección.
- *FlpStff*, *EdgStff*, *FlpIner*, *EdgIner*: son los valores de la rigidez e inercia de la zona *flap* y borde, respecto de los ejes estructurales principales de cada sección transversal, según la orientación que marca el ángulo de giro estructural (*twist*), *StrcTwst*. Estos ángulos son los mismos que los de *twist* aerodinámico.
- *GJSstff*: representa los valores de la rigidez torsional de las palas. Debido a que NREL no tenía datos de la rigidez extensional de las palas *EASstff*, la estimaron como 10^7 veces el momento de inercia de la masa media en cada punto de evaluación.
- *EdgcgOf*, *FlpcgOf*, *FlpEAOf*, *EdgEAOf*: son las distancias *offset* a lo largo de la cuerda, desde el eje de paso de pala hasta el centro de masas de cada sección, del borde y el *flap*, en régimen normal (cg) y elástico (EA).
- *BMassDen*: son los valores distribuidos de masa por metro de cada sección de pala. NREL incrementó estos en el modelo un 4,356% para situar la masa total (integrada) de cada pala en 17.740 kg, que coincide con el valor de las palas de la turbina REpower 5M.

En la Tabla 5-2 se resumen las propiedades estructurales no distribuidas de las palas.

Longitud, rpto. la Raíz	61,5 m
Factor de Escala de la Masa	4,536 %
Masa Total (Integrada)	17.740 kg
Segundo Momento de Inercia de la Masa, rto. la Raíz	11.776.047 kg·m ²
Primer Momento de Inercia de la Masa, rto. la Raíz	363.231 kg·m
Localización del Centro de Masas, rto. la Raíz	20,475 m
Ratio Amortiguamiento Estructural (Todos los Modos)	0,477465 %

Tabla 5-2: Propiedades hidrodinámicas de la plataforma flotante. Fuente: [10]

Radius (m)	BlFract (-)	AeroCent (-)	StrcTwst (deg)	BMassDen (kg/m)	FlpStff (N·m ²)	EdgStff (N·m ²)	GJSstff (N·m ²)	EAStff (N)	Alpha (-)	FlpIner (kg·m)	Edglner (kg·m)	PrecrvRef (m)	PreswpRef (m)	FlpcgOf (m)	EdgcgOf (m)	FlpEAOf (m)	EdgEAOf (m)
1,50	0,00000	0,25000	13,308	678,935	1,81E+10	1,81E+10	5,56E+09	9,73E+09	0,0	972,86	973,04	0,0	0,0	0,0	0,00017	0,0	0,0
1,70	0,00325	0,25000	13,308	678,935	1,81E+10	1,81E+10	5,56E+09	9,73E+09	0,0	972,86	973,04	0,0	0,0	0,0	0,00017	0,0	0,0
2,70	0,01951	0,24951	13,308	773,363	1,94E+10	1,96E+10	5,43E+09	1,08E+10	0,0	1091,52	1066,38	0,0	0,0	0,0	-0,02309	0,0	0,0
3,70	0,03577	0,24510	13,308	740,550	1,75E+10	1,95E+10	4,99E+09	1,01E+10	0,0	966,09	1047,36	0,0	0,0	0,0	0,00344	0,0	0,0
4,70	0,05203	0,23284	13,308	740,042	1,53E+10	1,98E+10	4,67E+09	9,87E+09	0,0	873,81	1099,75	0,0	0,0	0,0	0,04345	0,0	0,0
5,70	0,06829	0,22059	13,308	592,496	1,08E+10	1,49E+10	3,47E+09	7,61E+09	0,0	648,55	873,02	0,0	0,0	0,0	0,05893	0,0	0,0
6,70	0,08455	0,20833	13,308	450,275	7,23E+09	1,02E+10	2,32E+09	5,49E+09	0,0	456,76	641,49	0,0	0,0	0,0	0,06494	0,0	0,0
7,70	0,10081	0,19608	13,308	424,054	6,31E+09	9,14E+09	1,91E+09	4,97E+09	0,0	400,53	593,73	0,0	0,0	0,0	0,07718	0,0	0,0
8,70	0,11707	0,18382	13,308	400,638	5,53E+09	8,06E+09	1,57E+09	4,49E+09	0,0	351,61	547,18	0,0	0,0	0,0	0,08394	0,0	0,0
9,70	0,13335	0,17156	13,308	382,062	4,98E+09	6,88E+09	1,16E+09	4,03E+09	0,0	316,12	490,84	0,0	0,0	0,0	0,10174	0,0	0,0
10,70	0,14959	0,15931	13,308	399,655	4,94E+09	7,01E+09	1,00E+09	4,04E+09	0,0	303,6	503,86	0,0	0,0	0,0	0,10758	0,0	0,0
11,70	0,16585	0,14706	13,308	426,321	4,69E+09	7,17E+09	8,56E+08	4,17E+09	0,0	289,24	544,7	0,0	0,0	0,0	0,15829	0,0	0,0
12,70	0,18211	0,13481	13,181	416,820	3,95E+09	7,27E+08	6,72E+08	4,08E+09	0,0	246,57	569,9	0,0	0,0	0,0	0,22235	0,0	0,0
13,70	0,19837	0,12500	12,848	406,186	3,39E+09	7,08E+08	5,47E+08	4,09E+09	0,0	215,91	601,28	0,0	0,0	0,0	0,30756	0,0	0,0
14,70	0,21465	0,12500	12,192	381,420	2,93E+09	6,24E+08	4,49E+08	3,67E+09	0,0	187,11	546,56	0,0	0,0	0,0	0,30386	0,0	0,0
15,70	0,23089	0,12500	11,561	352,822	2,57E+09	5,05E+08	3,36E+08	3,15E+09	0,0	160,84	468,71	0,0	0,0	0,0	0,26519	0,0	0,0
16,70	0,24715	0,12500	11,072	349,477	2,39E+09	4,95E+08	3,11E+08	3,01E+09	0,0	148,56	453,76	0,0	0,0	0,0	0,25941	0,0	0,0
17,70	0,26341	0,12500	10,792	346,538	2,27E+09	4,81E+09	2,92E+08	2,88E+09	0,0	140,3	436,22	0,0	0,0	0,0	0,25007	0,0	0,0
19,70	0,29595	0,12500	10,232	339,333	2,05E+09	4,50E+09	2,61E+08	2,61E+09	0,0	124,61	398,18	0,0	0,0	0,0	0,23155	0,0	0,0
21,70	0,32846	0,12500	9,672	330,004	1,83E+09	4,24E+09	2,29E+08	2,36E+09	0,0	109,42	362,08	0,0	0,0	0,0	0,20382	0,0	0,0
23,70	0,36098	0,12500	9,110	321,990	1,59E+09	4,00E+09	2,01E+08	2,15E+09	0,0	94,36	335,01	0,0	0,0	0,0	0,19934	0,0	0,0
25,70	0,3935	0,12500	8,534	313,820	1,36E+09	3,75E+09	1,74E+08	1,94E+09	0,0	80,24	308,57	0,0	0,0	0,0	0,19323	0,0	0,0
27,70	0,42602	0,12500	7,932	294,734	1,10E+09	3,45E+09	1,44E+08	1,63E+09	0,0	62,67	263,87	0,0	0,0	0,0	0,14994	0,0	0,0
29,70	0,45855	0,12500	7,321	287,120	8,76E+08	3,14E+09	1,20E+08	1,43E+09	0,0	49,42	237,06	0,0	0,0	0,0	0,15421	0,0	0,0
31,70	0,49106	0,12500	6,711	263,343	6,81E+08	2,73E+09	8,12E+07	1,17E+09	0,0	37,34	196,41	0,0	0,0	0,0	0,13252	0,0	0,0
33,70	0,52358	0,12500	6,122	253,207	5,35E+08	2,55E+09	6,91E+07	1,05E+09	0,0	29,14	180,34	0,0	0,0	0,0	0,13313	0,0	0,0
35,70	0,5561	0,12500	5,546	241,666	4,09E+08	2,33E+09	5,75E+07	9,23E+08	0,0	22,16	162,43	0,0	0,0	0,0	0,14035	0,0	0,0
37,70	0,58862	0,12500	4,971	220,638	3,15E+08	1,83E+09	4,59E+07	7,61E+08	0,0	17,33	134,83	0,0	0,0	0,0	0,1395	0,0	0,0
39,70	0,62115	0,12500	4,401	200,293	2,39E+08	1,58E+09	3,60E+07	6,48E+08	0,0	13,3	116,3	0,0	0,0	0,0	0,15134	0,0	0,0
41,70	0,65366	0,12500	3,834	179,404	1,76E+08	1,32E+09	2,74E+07	5,40E+08	0,0	9,96	97,98	0,0	0,0	0,0	0,17418	0,0	0,0
43,70	0,68618	0,12500	3,332	165,094	1,26E+08	1,18E+09	2,09E+07	5,31E+08	0,0	7,3	98,93	0,0	0,0	0,0	0,24922	0,0	0,0
45,70	0,7187	0,12500	2,890	154,411	1,07E+08	1,02E+09	1,85E+07	4,60E+08	0,0	6,22	85,78	0,0	0,0	0,0	0,26022	0,0	0,0
47,70	0,75122	0,12500	2,503	138,935	9,09E+07	7,98E+08	1,63E+07	3,76E+08	0,0	5,19	69,96	0,0	0,0	0,0	0,22554	0,0	0,0
49,70	0,78376	0,12500	2,116	129,555	7,63E+07	7,10E+08	1,45E+07	3,29E+08	0,0	4,36	61,41	0,0	0,0	0,0	0,22795	0,0	0,0
51,70	0,81626	0,12500	1,730	107,264	6,11E+07	5,18E+08	9,07E+06	2,44E+08	0,0	3,36	45,44	0,0	0,0	0,0	0,206	0,0	0,0
53,70	0,84878	0,12500	1,342	98,776	4,95E+07	4,55E+08	8,06E+06	2,12E+08	0,0	2,75	39,57	0,0	0,0	0,0	0,21662	0,0	0,0
55,70	0,8813	0,12500	0,954	90,248	3,94E+07	3,95E+08	7,08E+06	1,82E+08	0,0	2,21	34,09	0,0	0,0	0,0	0,22784	0,0	0,0
56,70	0,89756	0,12500	0,760	83,001	3,47E+07	3,54E+08	6,09E+06	1,60E+08	0,0	1,93	30,12	0,0	0,0	0,0	0,23124	0,0	0,0
57,70	0,91382	0,12500	0,574	72,906	3,04E+07	3,05E+08	5,75E+06	1,09E+08	0,0	1,69	20,15	0,0	0,0	0,0	0,14826	0,0	0,0
58,70	0,93008	0,12500	0,404	68,772	2,65E+07	2,81E+08	5,33E+06	1,00E+08	0,0	1,49	18,53	0,0	0,0	0,0	0,15346	0,0	0,0
59,20	0,93821	0,12500	0,319	66,264	2,38E+07	2,62E+08	4,94E+06	9,22E+07	0,0	1,34	17,11	0,0	0,0	0,0	0,15382	0,0	0,0
59,70	0,94636	0,12500	0,253	59,340	1,96E+07	1,59E+08	4,24E+06	6,32E+07	0,0	1,1	11,55	0,0	0,0	0,0	0,0947	0,0	0,0
60,20	0,95447	0,12500	0,216	55,914	1,60E+07	1,38E+08	3,66E+06	5,33E+07	0,0	0,89	9,77	0,0	0,0	0,0	0,09018	0,0	0,0
60,70	0,9626	0,12500	0,178	52,484	1,28E+07	1,19E+08	3,13E+06	4,45E+07	0,0	0,71	8,19	0,0	0,0	0,0	0,08561	0,0	0,0
61,20	0,97073	0,12500	0,140	49,114	1,01E+07	1,02E+08	2,64E+06	3,69E+07	0,0	0,56	6,82	0,0	0,0	0,0	0,08035	0,0	0,0
61,70	0,97886	0,12500	0,101	45,818	7,55E+06	8,51E+07	2,17E+06	2,99E+07	0,0	0,42	5,57	0,0	0,0	0,0	0,07096	0,0	0,0
62,20	0,98699	0,12500	0,062	41,669	4,60E+06	6,43E+07	1,58E+06	2,13E+07	0,0	0,25	4,01	0,0	0,0	0,0	0,05424	0,0	0,0
62,70	0,99512	0,12500	0,023	11,453	2,50E+05	6,61E+06	2,50E+05	4,85E+06	0,0	0,04	0,94	0,0	0,0	0,0	0,05387	0,0	0,0
63,00	1,00000	0,12500	0,000	10,319	1,70E+05	5,01E+06	1,90E+05	3,53E+06	0,0	0,02	0,68	0,0	0,0	0,0	0,05181	0,0	0,0

Tabla 5-3: Propiedades estructurales distribuidas de las palas del aerogenerador NREL Offshore 5-MW modelo base. Fuente: [10]

2.3.-PROPIEDADES AERODINÁMICAS DE LAS PALAS

Al igual que ocurría con las propiedades estructurales de las palas, NREL se basó también en el estudio DOWEC para establecer las propiedades aerodinámicas de las mismas, para desarrollar la turbina NREL 5-MW modelo base.

En la Tabla 5-4 se recogen las características aerodinámicas distribuidas de las palas, donde los parámetros empleados son:

- *RNodes*: determina la localización de los nodos, a lo largo del eje de paso de pala, desde el centro del rotor hasta las secciones transversales.
- *DRNodes*: es la longitud de los elementos, y deben sumar 61,5 metros.
- *AeroTwst*: son los valores del ángulo de giro (*twist*) aerodinámico.
- *Chord*: es la longitud de la cuerda en cada sección.
- *Airfoil Table*: NREL diseñó ocho tablas de datos con las características de los *airfoil*, para describir numéricamente las formas de las palas:
 - 2 tablas *airfoil* describen cilindros con coeficientes de arrastre de 0,5 (Cylinder1.dat), y de 0,35 (Cylinder2.dat); ambos sin sustentación.
 - Las 6 tablas *airfoil* restantes fueron creadas por NREL con el objeto de corregir el comportamiento tridimensional y bidimensional de los datos *airfoil* aportados en el estudio DOWEC. En estas tablas “DU” se refiere a *Delft University*, mientras que “NACA” se refiere a la *National Advisory Committee for Aeronautics*.

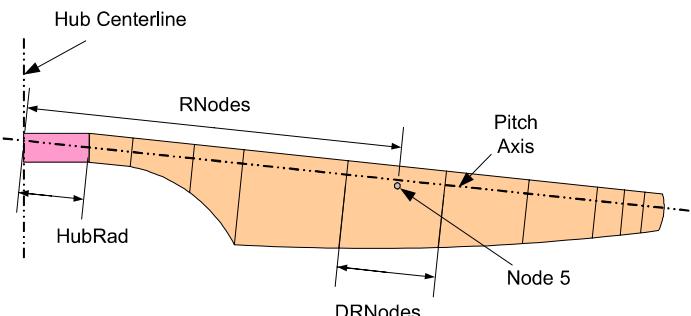


Figura 5- 2: Parámetros de la Pala. Fuente: [2]

Cabe comentar que NREL empleó 17 elementos en cada pala, para llevar a cabo la modelización de las mismas. Sin embargo, y debido a que las condiciones que se simularán son más extremas y desfavorables que las realizadas por NREL, con objeto de capturar correctamente las cargas y momentos sobre las palas del aerogenerador, así como de dotar de una mayor estabilidad numérica a los cálculos, se incrementó el número de los elementos a 19. Así, se redujo el tamaño de los elementos (*DRNodes*), siendo constante a lo largo de toda la pala.

Node (-)	Rnodes (m)	AeroTwst (deg)	DRNodes (m)	Chord (m)	Airfoil Table (-)
1	3,1184	13,308	3,2368	3,542	Cylinder1.dat
2	6,3553	13,308	3,2368	3,542	Cylinder1.dat
3	9,5921	13,308	3,2368	3,854	Cylinder1.dat
4	12,8289	13,308	3,2368	4,167	Cylinder2.dat
5	16,0658	13,308	3,2368	4,557	DU40_A17.dat
6	19,3026	11,480	3,2368	4,652	DU35_A17.dat
7	22,5395	10,162	3,2368	4,458	DU35_A17.dat
8	25,7763	9,011	3,2368	4,249	DU30_A17.dat
9	29,0132	7,795	3,2368	4,007	DU25_A17.dat
10	32,2500	6,544	3,2368	3,748	DU25_A17.dat
11	35,4868	5,361	3,2368	3,502	DU21_A17.dat
12	38,7237	4,188	3,2368	3,256	DU21_A17.dat
13	41,9605	3,125	3,2368	3,01	NACA64_A17.dat
14	45,1974	2,319	3,2368	2,764	NACA64_A17.dat
15	48,4342	1,526	3,2368	2,518	NACA64_A17.dat
16	51,6711	0,863	3,2368	2,313	NACA64_A17.dat
17	54,9079	0,370	3,2368	2,086	NACA64_A17.dat
18	54,9079	0,106	3,2368	1,419	NACA64_A17.dat
19	54,9079	0,106	3,2368	1,419	NACA64_A17.dat

Tabla 5-4: Propiedades aerodinámicas distribuidas de las palas. Fuente: [10]

En las figuras 5-3 a 5-8, NREL muestra los coeficientes tridimensionales de los *airfoil* corregidos, en función del ángulo de ataque:

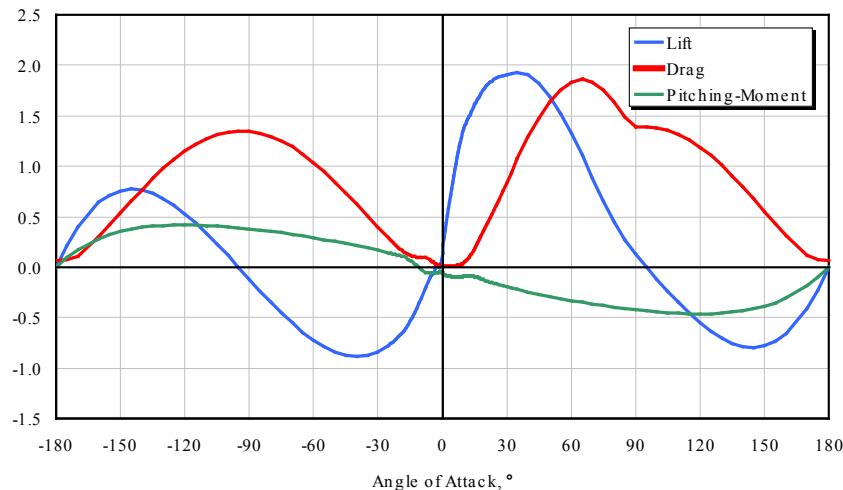


Figura 5-3: Coeficientes corregidos del airfoil DU40. Fuente: [10]

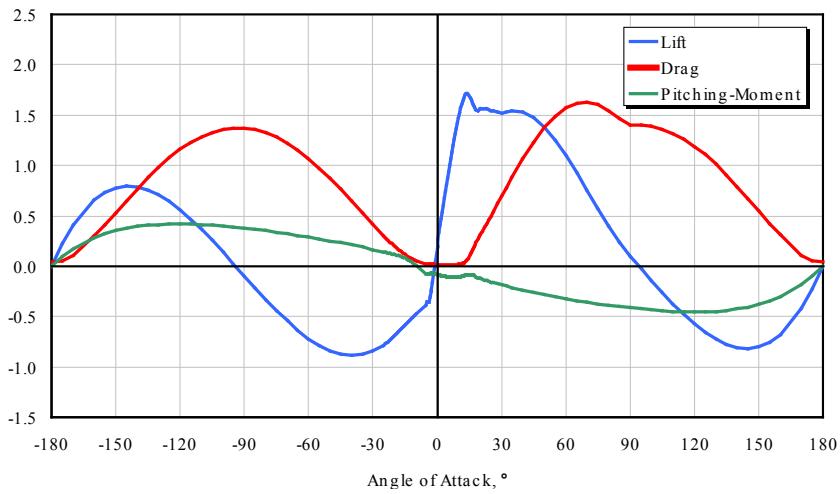


Figura 5-4: Coeficientes corregidos del airfoil DU35. Fuente: [10]

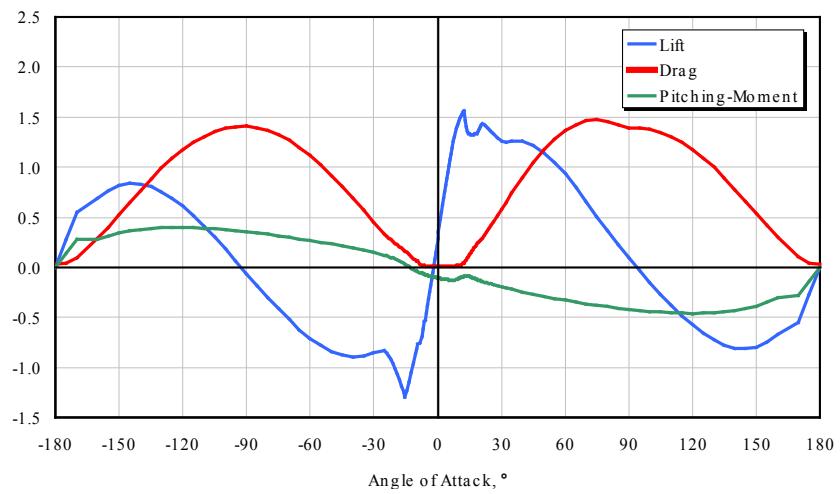


Figura 5-5: Coeficientes corregidos del airfoil DU30. Fuente: [10]

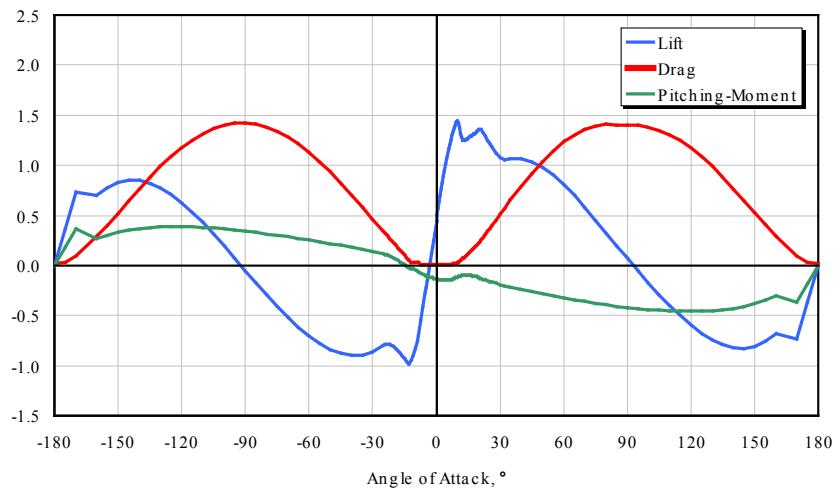


Figura 5-6: Coeficientes corregidos del airfoil DU25. Fuente: [10]

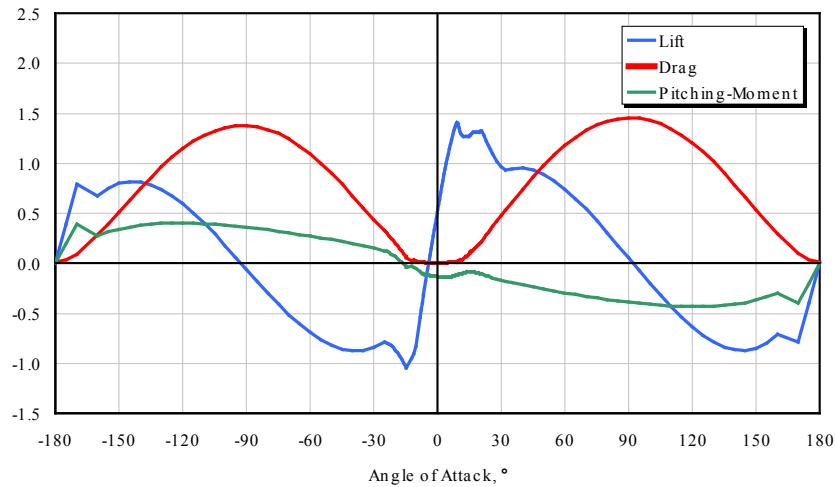


Figura 5-7: Coeficientes corregidos del airfoil DU21. Fuente: [10].

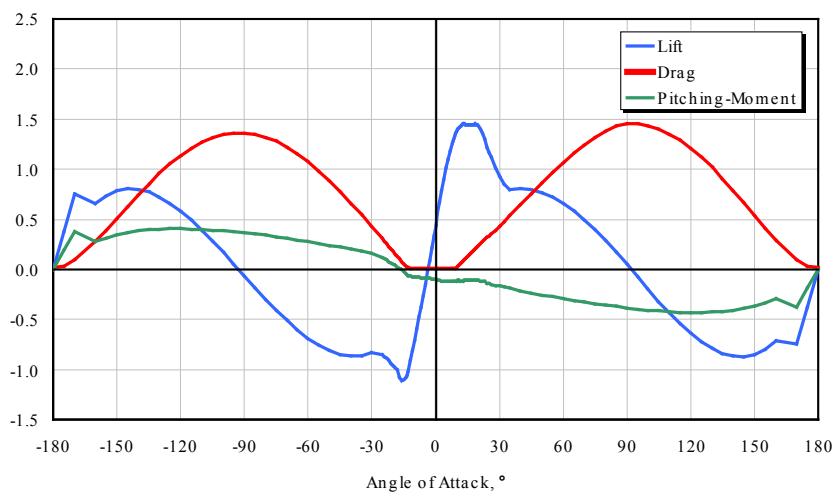


Figura 5-8: Coeficientes corregidos del airfoil NACA64. Fuente: [10].

2.4.-PROPIEDADES DEL NÚCLEO, GÓNDOLA Y SISTEMA DE TRANSMISIÓN

De nuevo, NREL, basándose en el estudio DOWEC, así como en el aerogenerador REpower 5M, diseñó el conjunto Núcleo-Góndola, siendo los resultados de este desarrollo los que se resumen en la Tabla 5-5.

Elevación del Cojinete de Guiñada sobre el Suelo	87,6 m
Distancia Vertical a lo largo del Eje de Guiñada desde el Cojinete de Guiñada al Eje	1,96256 m
Distancia a lo largo del Eje desde el Centro del Núcleo hasta el Eje de Guiñada	5,01910 m
Distancia a lo largo del Eje desde el Centro del Núcleo hasta el Cojinete Principal	1,912 m
Masa del Núcleo	56.780 kg
Inercia del Núcleo rpto. del Eje de Baja Velocidad	115.926 kg·m ²
Masa de la Góndola	240.000 kg
Inercia de la Góndola rpto. del Eje de Guiñada	2.607.890 kg·m ²
Centro de Masas de la Góndola Viento-Abajo del Eje de Guiñada	1,9 m
Centro de Masas de la Góndola sobre el Eje de Guiñada	1,75 m
Constante del Resorte Lineal Equivalente del Actuador de Guiñada de la Góndola-	9.028.320.000 N·m/rad
Constante del Amortiguamiento Lineal Equivalente del Actuador de Guiñada de la Góndola-	19.160.000 N·m/(rad/s)
Velocidad Nominal de Guiñada	0,3 deg/s

Tabla 5-5: Propiedades del Núcleo y la Góndola. Fuente: [10]

Por otro lado, a la hora de diseñar el Sistema de Transmisión, NREL se basó, aparte de en las turbinas DOWEC y REpower 5M, también en el prototipo RECOFF. Las características de este sistema pueden resumirse en la Tabla 5-6.

Velocidad Nominal del Rotor	12,1 rpm
Velocidad Nominal del Generador	1173,7 rpm
Ratio de la Reductora	97:1
Eficiencia Eléctrica del Generador	94,4 %
Inercia del Generador respecto del Eje de Alta Velocidad	534,116 kg·m ²
Constante del Resorte Torsional Equivalente del Eje Principal	867.637.000 N·m/rad
Constante del Amortiguamiento Torsional Equiv. del Eje Principal	6.215.000 N·m/(rad/s)
Par de Frenada Máximo del Eje de Alta Velocidad	28.116,2 N·m
Tiempo de Frenada Constante del Eje de Alta Velocidad	0,6 s

Tabla 5-6: Propiedades del Sistema de Transmisión. Fuente: [10]

2.5.-PROPIEDADES DEL SISTEMA DE CONTROL

Para el aerogenerador NREL-5MW modelo base, NREL incorporó una configuración basada en un sistema de control de velocidad y de paso de pala variable. En estas turbinas eólicas, la aproximación más empleada para modelar la producción eléctrica consiste en el diseño de dos sistemas básicos: por un lado, el de control del par del generador, y por otro, el controlador de paso de pala. Estos sistemas trabajan de forma independiente, para la mayor parte del rango de velocidad del viento, de forma que el objetivo del primer sistema es el de maximizar la producción de potencia eléctrica por debajo de la velocidad del viento esperada o nominal, mientras que el objetivo del controlador del paso de pala es el de regular la velocidad del generador, por encima de la citada velocidad nominal.

El par del generador se computa como una función tabulada de la velocidad del generador, mediante cinco regiones de control:

- Región 1: es una región de control situada antes de la velocidad de viento de arranque de la producción (*cut-in*), donde el par es cero y no se produce energía eléctrica.
 - Región 1½: es una región de arranque de la turbina. Es una zona de transición lineal.
- Región 2: es una región de control para optimizar la producción. Aquí el par del generador es proporcional al cuadrado de la velocidad del mismo, con objeto de mantener el ratio de velocidad de la punta de la pala óptimo.
 - Región 2½: se emplea para limitar la velocidad de la punta de la pala, a la potencia de producción nominal.
- Región 3: en esta región la potencia del generador se mantiene constante con objeto de que el par sea inversamente proporcional a la velocidad del citado generador. Aquí, el actuador del paso de pala se computa empleando un controlador de ganancia proporcional-integral programada, en función de la diferencia entre la velocidad del generador en cada instante y la velocidad nominal del mismo (1173,3 rpm).

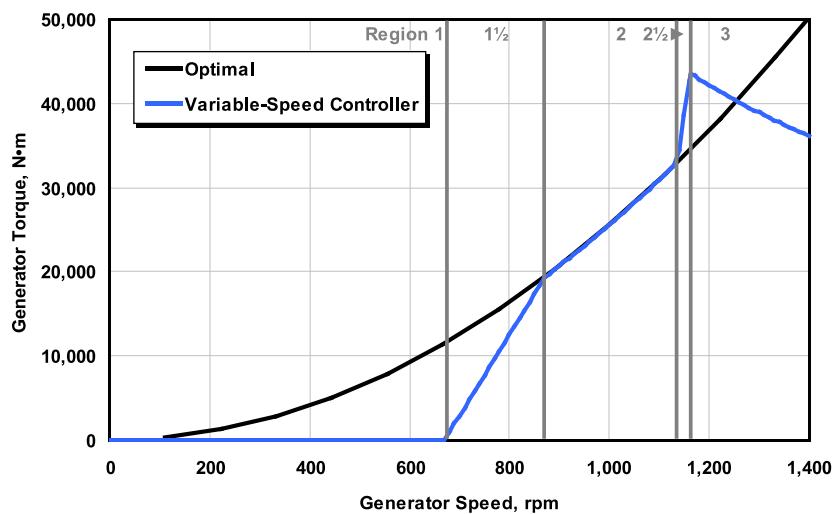


Figura 5-9: Respuesta del controlador de velocidad variable. Fuente: [10]

El funcionamiento del Sistema de Control del aerogenerador NREL 5-MW modelo base, puede describirse con el flujoGRAMA de la figura 5-10.

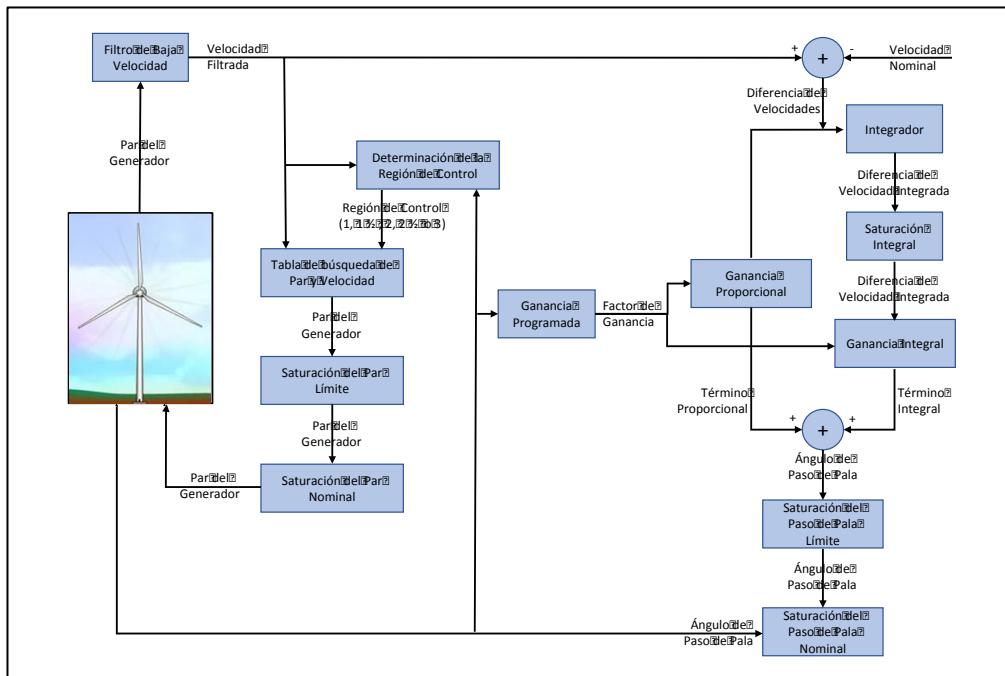


Figura 5-10: Diagrama de flujo del Sistema de Control. Fuente: [10]

En la Tabla 5-7 se resumen las propiedades del Sistema de Control del aerogenerador de NREL.

Frecuencia del Filtro de Baja Velocidad del Generador	0,25 Hz
Coeficiente de Potencia Pico	0,482
Ratio de Velocidad en la Punta de la Palanca al Coeficiente de Potencia Pico	7,55
Ángulo de Paso de Palanca al Coeficiente de Potencia Pico	0,0°
Par del Generador (constante) en la Región 2	0,0255764 N·m/rpm ²
Potencia Mecánica Nominal	5,296610 MW
Par Nominal del Generador	43.093,55 N·m
Velocidad de Transición del Generador entre las Regiones 1 y 1½	670 rpm
Velocidad de Transición del Generador entre las Regiones 1½ y 2	871 rpm
Velocidad de Transición del Generador entre las Regiones 2½ y 3	1.161,963
Pendiente del Par del Generador en la Región 2½ (porcentaje)	10%
Paso de Palanca Mínimo para asegurar el Par de la Región 3	1°
Par Máximo del Generador	47.402,91 N·m
Par Máximo Esperado del Generador	15.000 N·m/s
Ganancia Proporcional al Mínimo Paso de Palanca	0,01882681 s
Ganancia Integral al Mínimo Paso de Palanca	0,008068634
Ángulo de Paso de Palanca al que se Duplica la Potencia del Rotor	6,302336°
Paso de Palanca Mínimo, Máximo	0°, 90°
Máxima Velocidad de Cambio de Paso de Palanca	8 °/s
Constante del Resorte Lineal Equivalente del Actuador del Paso de Palanca	971.350.000 N·m/rad
Constante del Amortiguamiento Lineal Equivalente del Actuador del Paso de Palanca	206.000 N·m/rad/s

Tabla 5-7: Propiedades del Sistema de Control. Fuente: [10]

Cabe comentar que posteriormente, cuando NREL, junto con los colaboradores de la *Offshore Code Comparison Collaboration* (OC3), desarrollaron la plataforma spar flotante (*OC3-Hywind*), en la que encastrarían el aerogenerador, realizaron ciertas modificaciones en tres de los parámetros arriba expuestos (Ganancia Integral, Proporcional y Par del Generador). Estas variaciones serán expuestas en el apartado 3.6.

3.- SISTEMA OC3-HYWIND

3.1.-INTRODUCCIÓN

La Fase IV del Anexo XXIII de la IEA, *Offshore Code Comparison Collaboration* (OC3) implicó el modelado de un aerogenerador flotante en alta mar. En este informe se documentaron las especificaciones del sistema de flotación, que necesitaron los colaboradores de la OC3, para la construcción de modelos de aero-hidro-servo-elásticos.

Al igual que en las fases anteriores del proyecto OC3, la Fase IV utiliza las especificaciones de la turbina eólica offshore “baseline” de 5-MW, de la *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Esta turbina, como se comentaba, es representativa, respecto a las utilidades y potencia de producción de los modelos de distinta escala en el mercado. Tanto es así que ha sido adoptada como modelo de referencia en programas de investigación, como, por ejemplo, el proyecto “European UpWind”.

En la Fase IV, el sistema rotor-góndola de esta turbina de 5-MW, incluyendo las propiedades aerodinámicas y estructurales, permanecieron invariables, sin embargo, la estructura de soporte (torre y subestructura) fueron investigadas y las propiedades del sistema de control se modificaron con objeto de incrementar la estabilidad del sistema.

Es posible encontrar numerosos tipos de plataforma flotante para las turbinas eólicas en el mar, incluyendo boyas tipo Spar, plataformas con tirantes tensionados (TLP), barcazas y conceptos híbridos de los mismos. A petición de los colaboradores de la OC3, el concepto de boyo Spar llamado “*Hywind*”, y desarrollado por la empresa noruega Statoil, fue elegido para las actividades de modelado de la Fase IV. Este concepto fue elegido por su simplicidad en el diseño, la idoneidad para el modelado y la afinidad para la comercialización.

Ha de tenerse en cuenta que los datos de la plataforma y el sistema de fondeo fueron suministrados por Statoil. Los datos proporcionados fueron empleados para el desarrollo de la versión conceptual de la plataforma *Hywind*, cuya finalidad sería la de apoyar la turbina eólica de 5-MW.

A petición de Statoil, los datos que proporcionaron originalmente han sido condensados y modificados por NREL, con objeto de que sean adecuados para su difusión pública. Además, algunos aspectos de estos datos también se adaptaron ligeramente, de forma que el diseño de la plataforma fuera adecuado para soportar la turbina “baseline” 5-MW, la cual presenta propiedades que son ligeramente diferentes de las de la turbina empleada por Statoil, en su desarrollo del sistema.

Así, el nuevo sistema se denotó como el “Sistema OC3-*Hywind*”, para distinguirlo del concepto original *Hywind* de Statoil.

3.2.-PROPIEDADES DE LA TORRE

La base de la torre es coincidente con la parte superior de la plataforma y se encuentra a una altura de 10 m sobre el nivel del mar (SWL). La parte superior de la torre es coincidente con el cojinete de guiñada (*yaw bearing*) y se encuentra a una altura de 87,6 m por encima de la SWL. Estas propiedades son todas relativas a la posición inicial (sin desplazamiento) de la plataforma.

Las propiedades distribuidas de la torre del aerogenerador baseline NREL 5-MW, situado sobre la boyas Spar *OC3- Hywind*, están basadas en el diámetro de la base de 6,5 m, que coincide con el diámetro superior de la plataforma, y en el espesor de la base de la torre (0,027 m), en la parte superior, de diámetro (3,87 m) y de espesor (0,019 m), y en las propiedades mecánicas efectivas del acero de la torre, utilizado en el *DOWEC 6MW Pre-Design* (Tabla 9, página 31), las cuales se recogen a continuación:

- el módulo de Young: 210 GPa
- el módulo de cortante 80,8 GPa,
- la densidad efectiva del acero: 8.500 kg/m³. Este valor se aumentó por encima del valor típico de acero de 7.850 kg/m³ para considerar la pintura, tornillos, soldaduras y bridas que no están incluidos en los datos de espesor de la torre. El radio y el espesor de la torre se supone que son cónicos de forma lineal desde la base de la torre a la torre superior.

Cabe comentar que, debido a la falta de datos técnicos para modelar la torre del aerogenerador, el autor del Trabajo procedió, como se comentaba en el capítulo anterior, a emplear en las simulaciones una torre cónica de 77,6 metros de altura y con los diámetros y espesores arriba expuestos. Así mismo, la dificultad y la carencia de seguridad que conllevaría la fabricación e instalación de una torre de estas dimensiones, formada por una sola plancha (con forma de virola cilíndrica), hizo que el autor optara por dividir la torre en 10 secciones (o anillos) de 7,76 metros de longitud, cada uno, dando lugar, a evaluaciones estructurales, más fidedignas. Además, con objeto de simular el efecto que generan los refuerzos de estas secciones, en el comportamiento estructural de toda la torre, el autor junto con el tutor del Trabajo, decidieron incrementar en un 50% la rigidez de la misma. Este hecho se refleja en las propiedades distribuidas (parámetros: TwFASStif y TwSSStif).

Elevación (m)	HtFract (-)	TMassDen (kg/m)	TwFASStif (Nm ²)	TwSSStif (Nm ²)	TwGJStif (N·m ²)	TwEASStif (N)	TwFAIner (kg·m)	TwSSIIner (kg·m)	TwFAcgOf (m)	TwSScgOf (m)
10,00	0,00E+00	4,67E+03	9,06E+11	9,06E+11	4,65E+14	1,15E+14	24443,70	24443,70	0,0	0,0
17,76	1,00E-01	4,35E+03	7,76E+11	7,76E+11	3,98E+14	1,07E+14	20952,20	20952,20	0,0	0,0
25,52	2,00E-01	4,03E+03	6,61E+11	6,61E+11	3,39E+14	9,97E+13	17847,00	17847,00	0,0	0,0
33,28	3,00E-01	3,74E+03	5,60E+11	5,60E+11	2,87E+14	9,23E+13	15098,50	15098,50	0,0	0,0
41,04	4,00E-01	3,45E+03	4,70E+11	4,70E+11	2,41E+14	8,52E+13	12678,60	12678,60	0,0	0,0
48,80	5,00E-01	3,17E+03	3,91E+11	3,91E+11	2,01E+14	7,83E+13	10560,10	10560,10	0,0	0,0
56,56	6,00E-01	2,90E+03	3,23E+11	3,23E+11	1,66E+14	7,18E+13	8717,20	8717,20	0,0	0,0
64,32	7,00E-01	2,65E+03	2,64E+11	2,64E+11	1,35E+14	6,55E+13	7124,90	7124,90	0,0	0,0
72,08	8,00E-01	2,41E+03	2,13E+11	2,13E+11	1,10E+14	5,95E+13	5759,80	5759,80	0,0	0,0
79,84	9,00E-01	2,17E+03	1,70E+11	1,70E+11	8,74E+13	5,37E+13	4599,30	4599,30	0,0	0,0
87,60	1,00E+00	1,95E+03	1,34E+11	1,34E+11	6,89E+13	4,83E+13	3622,10	3622,10	0,0	0,0

Tabla 5-8: Propiedades distribuidas de la torre. Fuente: [7]

En la primera columna, *Elevación*, se reflejan las posiciones verticales a lo largo de la línea central de la torre, respecto al SWL.

$HtFract$ es la altura fraccionada a lo largo de la línea central de la torre, desde la base (0) hasta la parte superior de la torre (1). $TMassDen$ es el peso por metro de cada punto de elevación de la torre.

En cuanto a los parámetros de rigidez:

- $TwFAStif$ son los valores de la rigidez proa-popa (*fore-aft*).
- $TwSSStif$ representa los valores de la rigidez banda-banda (side to side).
- $TwGJStif$ hace referencia a los valores de rigidez a torsión de la torre.
- $TwEASTif$ denota la rigidez extensional a cada punto de elevación de la torre.

Los parámetros de inercia son:

- $TwFAIner$, que son los valores de la inercia proa-popa (*fore-aft*) y;
- $TwSSIner$, que representa los valores iniciales banda-banda (side to side).

Por último, los parámetros offset del centro de masas de cada uno de los puntos de elevación evaluados son:

- $TwFACgOf$ son los valores proa-popa (*fore-aft*).
- $TwSSCgOff$ representa los valores banda-banda (side to side).

Finalmente, la masa total resultante (integrando los valores $TMassDen$, a lo largo de la torre) es 249,718 kg, y está centrada a 43,4 m, a lo largo de la línea central por encima del SWL. Además, se especifica un amortiguamiento estructural crítico de un 1% para todos los modos de la torre aislada (en voladizo, sobre una base rígida sin considerar la masa del conjunto rotor-góndola), tal y como se recoge en el citado *DOWEC study* (página 21).

En la Tabla 5-9 se exponen las propiedades no distribuidas de la torre.

Elevación hasta la base de la torre (top de la plataforma) sobre SWL	10 m
Elevación hasta el top de la torre (<i>Yaw Bearing</i>) sobre SWL	87,6 m
Masa total de la torre (integrada)	249,718 kg
Pos. vertical del C. de Masas sobre SWL, a lo largo de la línea central	43,4 m
Ratio del amortiguamiento estructural de la torre (todos los modos)	1%

Tabla 5-9: Resumen de las propiedades no distribuidas de la torre. Fuente: [7]

3.3.-PROPIEDADES ESTRUCTURALES DE LA PLATAFORMA FLOTANTE

La torre está en voladizo a una altura de 10 m por encima del SWL, situada en la parte superior de la plataforma flotante. Esta última será considerada como un cuerpo rígido en los análisis.

Con un calado de 120 m, la boyas Spar OC3-Hywind consta de dos regiones cilíndricas conectadas por una zona cónica de forma lineal ahusada. El diámetro de cilindro superior es de 6,5 m mientras que el del cilindro situado bajo la zona cónica es de 9,4 m, para reducir las cargas hidrodinámicas cerca de la superficie libre. La región cónica se extiende desde una profundidad de 4 m, a una profundidad de 12 m, por debajo del SWL.

Las propiedades que se describen a continuación, son todas relativas a la posición inicial (no desplazada) de la plataforma.

La masa de la plataforma flotante, incluyendo el lastre, es 7.466.330 kg. Esta fue calculada de forma que el peso combinado del conjunto rotor-gondola, torre, y plataforma, más el peso del sistema de fondeo en el agua (sin incluir la pequeña porción que descansa sobre el fondo marino), fuera equilibrado con la fuerza de empuje hidrostático (el peso del fluido desplazado) de la plataforma no desplazada en aguas tranquilas. El Centro de Masas (CM), de la plataforma junto con el lastre se encuentra a 89,9155 m bajo el SWL, a lo largo de línea central de la misma por debajo de la plataforma de SWL.

Las inercias de balance y cabeceo de la plataforma sobre su CM son de 4,229,230,000 kg·m² y la de guiñada, sobre su línea central, es de 164,230,000 kg·m². Estas inercias se calcularon utilizando una distribución de masa apropiada a la plataforma flotante.

Se debe comentar que las inercias del sistema *OC3-Hywind* completo son más elevadas que las del sistema *Hywind* de Statoil, debido a que la turbina modelo base NREL 5-MW es más pesada que la turbina empleada en el sistema *Hywind*.

En la Tabla 5-10 se resumen las propiedades estructurales de la boyas Spar *OC3-Hywind*.

Profundidad de la base de la plataforma bajo el SWL (Calado total)	120 m
Elevación hasta el top de la plataforma (base de la torre) sobre el SWL	10 m
Profundidad hasta el top de la región cónica bajo el SWL	4m
Profundidad a la parte inferior de la región cónica bajo el SWL	12 m
Diámetro de la plataforma por encima de la zona cónica	6,5 m
Diámetro de la plataforma por debajo de la zona cónica	9,4 m
Masa de la plataforma incluyendo el Lastre	7,466,330 kg
Posición del CM bajo el SWL, a lo largo de la línea central de la plataforma	89,9155 m
Inercia de balance respecto del CM	4,229,230,000 kg·m ²
Inercia de balance respecto del CM	4,229,230,000 kg·m ²
Inercia de guiñada respecto de la línea central de la plataforma	164,230,000 kg·m ²

Tabla 5-10: Propiedades estructurales de la plataforma flotante. Fuente: [7]



Figura 5- 11: Aerogenerador NREL 5-MW sobre la Spar OC3-Hywind. Fuente: [7]

En los siguientes apartados, algunas especificaciones de la plataforma se refieren al marco inercial de referencia y a los grados de libertad (GDL) de la plataforma. Así:

- X, Y, Z representan el conjunto de ejes ortogonales de este marco de referencia, siendo el plano XY el que determina el SWL y el eje Z vertical, dirigido hacia arriba, en sentido opuesto gravedad, a lo largo de la línea central de la plataforma sin desplazar.
- Los grados de libertad de la plataforma, como cuerpo rígido, incluyen largada (*surge*), deriva (*sway*), arfada (*heave*), cabeceo (*pitch*), balance (*roll*) y guiñada (*yaw*).

La largada es considerada positiva a lo largo del eje X positivo, la deriva a lo largo del eje Y, y la arfada a lo largo del eje Z. Por otro lado, el balance se define respecto al eje X, el cabeceo del eje Y, y la guiñada del eje Z.

3.4.-PROPIEDADES HIDRODINÁMICAS DE LA PLATAFORMA FLOTANTE

Las cargas hidrodinámicas incluyen las siguientes contribuciones:

- hidrostáticas lineales,
- excitación lineal generada por ondas incidentes,
- radiación lineal a través de las olas generadas por el movimiento de la plataforma,
- y los efectos no lineales.

La carga total en la plataforma flotante, procedente de las fuerzas hidrostáticas lineales, $F_i^{Hidrostática}$, es:

$$F_i^{Hidrostática}(q) = \rho g V_0 \delta_{i3} - C_{ij}^{Hidrostática} q_j \quad (Ec. 5-1)$$

donde ρ es la densidad del agua, g es la aceleración de la gravedad, V_0 es el volumen de fluido desplazado cuando la plataforma se encuentra en su posición original, δ_{i3} es el componente (i,3) de la función Kronecker-Delta (matriz identidad), $C_{ij}^{Hidrostática}$ es el componente (i,j) de la matriz de restauración hidrostática y q_j es el j-ésimo grado de libertad de la plataforma. q sin el subíndice representa el conjunto de los grados de libertad de la plataforma. Los subíndices i y j tienen valores del 1 al 6, uno para cada GDL (1 = largada, 2 = deriva, 3 = arfada, 4 = balance, 5 = cabeceo, 6 = guiñada). La ecuación 5-1 no incluye los efectos de restauración gravitacionales. En cambio, estos se suponen incluidos dentro de los modelos estructurales dinámicos.

El primer miembro de la ecuación 5-1 representa la fuerza de empuje, según el principio de Arquímedes. Por otro lado, el segundo miembro hace referencia a la variación de las fuerzas y momentos hidrodinámicos, conforme la plataforma se desplaza de su posición inicial.

Siendo la densidad del agua 1,025 kg/m³, entonces:

$$\rho g V_0 = 80.708.100 \text{ N} \quad (Ec. 5-2)$$

$$C_{ij}^{Hidrostát.} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 332.941 \text{ N/m} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -4.999.180.000 \text{ Nm/rad} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -4.999.180.000 \text{ Nm/rad} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (Ec. 5-3)$$

Los términos de balance (4,4) y de cabeceo (5,5) son negativos debido a que la posición vertical del centro de flotación se encuentra muy por debajo del SWL.

El resto de las cargas hidrodinámicas, asociadas a la excitación del oleaje incidente y a la radiación de olas por el movimiento de la plataforma, dependen de si se produce o no separación del flujo. Para una plataforma flotante que interactúa con olas de superficie, se aplican diferentes formulaciones para los flujos separados y no separados. Para cilindros, la formulación depende, entre otros factores, del número Keulegan-Carpenter, K, y el número de Reynolds oscilatorio, Re:

$$K = \frac{VT}{D} \quad (Ec. 5-4)$$

y

$$Re = \frac{VD}{\nu}, \quad (Ec. 5-5)$$

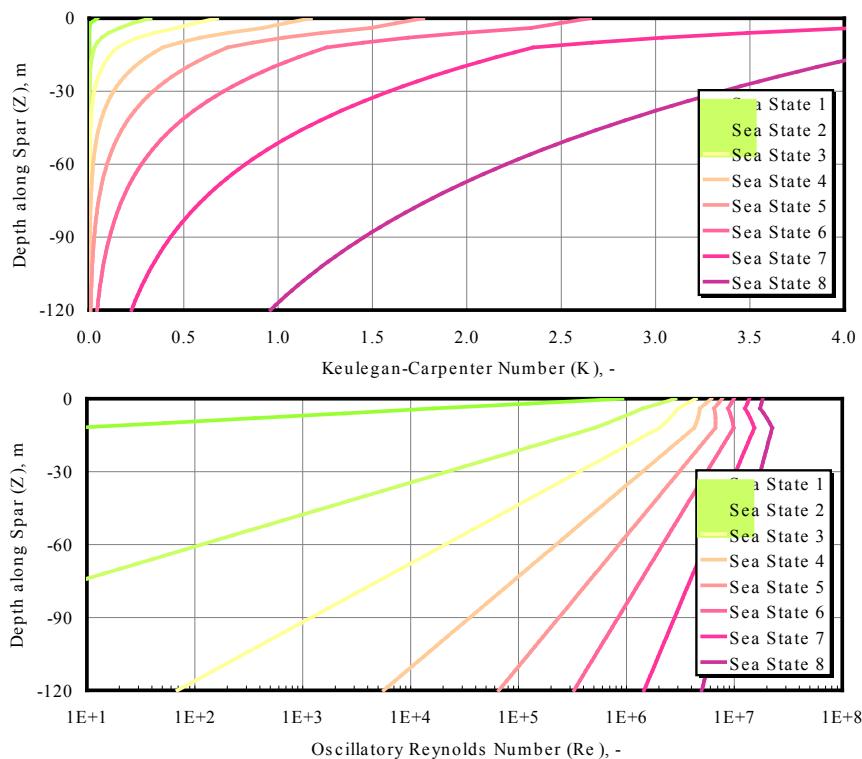
donde D es el diámetro del cilindro, ν es la viscosidad cinemática del fluido, T es el periodo de la ola, y V es la amplitud de la velocidad del fluido normal al cilindro.

Cabe comentar que se realizaron estudios por parte de NREL, con objeto de comprobar la aplicabilidad de la teoría de flujo potencial. Para ello calcularon los valores del número de Keulegan-Carpenter, del número de Reynolds y el ratio Diámetro-Longitud de ola, en función del estado de mar (desde aguas tranquilas a estado de mar extremo) y de la profundidad a lo largo de la spar.

Estos resultados concluyeron que para la boyaspar *OC3-Hywind*, los números de Keulegan-Carpenter y el oscilatorio de Reynolds, aumentan con el incremento de la severidad de las olas, y disminuyen con la profundidad, a lo largo de la boyaspar. La separación de flujo se produce cuando el número Keulegan-Carpenter excede de 2, por lo que para valores inferiores a 2, se aplica la teoría del flujo potencial. En consecuencia, la teoría de flujo potencial se aplica a lo largo de toda la spar, para todas las condiciones de mar, excepto para las alturas de ola extrema, donde se producirán separaciones de flujo en las partes más cercanas a la superficie libre (SWL).

Por otro lado, observaron que el ratio Diámetro-Longitud de onda disminuía al aumentar la severidad de las condiciones de las olas y es más bajo por encima de la zona cónica de la plataforma. Los efectos de difracción son importantes cuando esta relación es superior a 0,2 y no son importantes para relaciones más pequeñas, por lo que, en consecuencia, los efectos de difracción sólo son importantes en la spar en condiciones de olas suaves, donde las cargas hidrodinámicas son pequeñas.

En la Figura 5-122, se recogen los resultados obtenidos por parte de NREL:



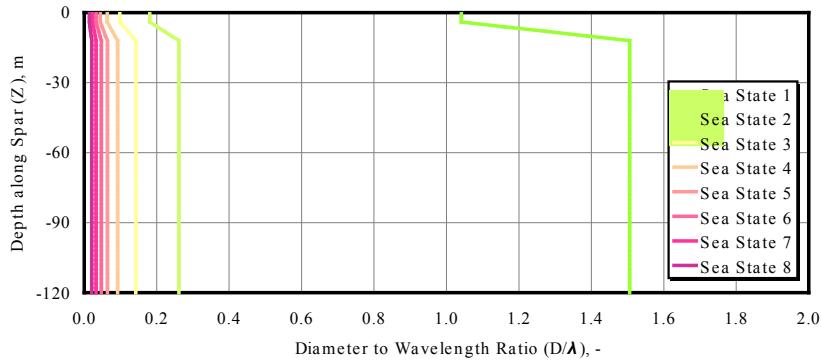


Figura 5-12: Parámetros adimensionales de la spar OC3-Hywind. Fuente: [7]

En condiciones de mar severas, las cargas hidrodinámicas de la teoría de flujo potencial lineal deben ser incrementadas con las cargas provocadas por la separación de flujo. Por otra parte, muchos códigos de análisis de la dinámica del aerogenerador no pueden modelar la hidrodinámica por la teoría de flujo potencial lineal. Para hacer frente a estas situaciones se emplea un modelo hidrodinámico simplificado basado en la formulación de Morison. Esta formulación es aplicable para el cálculo de las cargas hidrodinámicas en estructuras cilíndricas cuando:

1. los efectos de difracción son insignificantes
2. la amortiguación de la radiación producida es despreciable; y
3. el flujo podría separarse.

A partir de los resultados presentados anteriormente, se puede establecer la formulación de Morison como válida para la boyas *OC3-Hywind*, en la mayoría de condiciones, debido a que (1) los efectos de difracción son insignificantes en estados de mar de moderados a severos, (2) la amortiguación de la radiación en la mayoría de modos de movimiento es pequeña, y (3) la separación del flujo ocurrirá en estados de mar severos, como se comentaba, en las zonas de la boyas próximas al SWL.

Como se comentaba en el Capítulo 3, a la hora de realizar las simulaciones en este Trabajo, la hidrodinámica de la plataforma será calculada en función del código(s) empleado(s) de la siguiente manera:

- FAST (AEMISH): la hidrodinámica de la plataforma, incluyendo los efectos de masas añadidas, así como de radiación-difracción, será calculada mediante el módulo HydroDyn, a través de la integral de convolución.
- FAST-SeaFEM (AEMIS): en este caso se calcula mediante elementos finitos (FEM).

El coeficiente de masa añadida, C_A , empleado en la ecuación de Morison, fue calculado por NREL para aportar masa añadida en la largada (*surge*) independientemente de si se aplica la teoría lineal de flujo potencial o la formulación de Morison. Si se considera que C_A no depende de la profundidad y que el movimiento es de baja frecuencia, entonces el término $C_A \rho V_0$ (de la ecuación de Morison), debe ser igual al límite de frecuencia nula de A_{11} (de la solución de flujo potencial, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**13). Con esta igualdad, NREL obtuvo un valor de C_A para la *OC3-Hywind* de 0,969954.

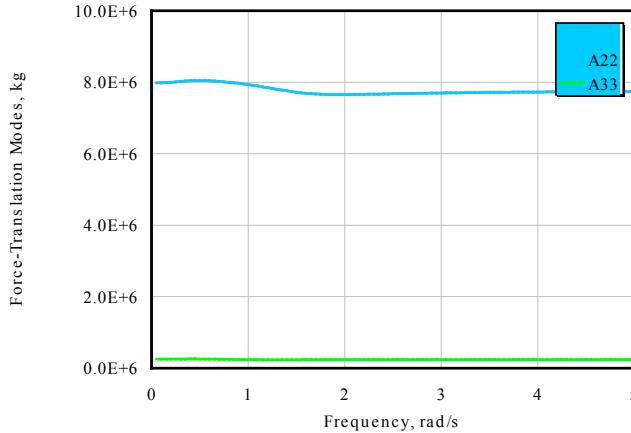


Figura 5-13: Términos A_{11} , A_{22} y A_{33} de la matriz de Masas Añadidas, de la OC3-Hywind. Fuente: NREL

Por otro lado, el coeficiente viscoso de arrastre, C_D , tendrá un valor de 0,6, ya que es el normal para cuerpos cilíndricos con números de Reynolds oscilatorios elevados (por encima de 10^5), como es el caso de la Spar evaluada.

Según Statoil, el amortiguamiento lineal de radiación (de la teoría de flujo potencial) y el arrastre viscoso no lineal (de la formulación de Morison), cuando se sumaban, no lograban capturar por completo todo el amortiguamiento hidrodinámico de los movimientos reales de la plataforma Hywind. Para ello, la empresa noruega recomendó, a los participantes de la OC3, que incrementaran con un amortiguamiento lineal adicional, los valores de *damping* de los modelos hidrodinámicos de la plataforma descrita. Para ello Statoil aportó las respuestas en flotación libre (*free-decay*) del sistema Hywind, en aguas tranquilas, para los seis grados de libertad de la plataforma, como cuerpo rígido.

NREL, con ayuda del código FAST, determinó que el amortiguamiento lineal necesario para los movimientos de largada y deriva era de 100.000 N/(m/s), 130.000 N/(m/s) para la arfada y 13.000.000 N/(m/s) para la guíñada. Con estos valores se lograba igualar las respuestas en *free-decay* aportadas por Statoil. Así, se tiene:

$$F_i^{\text{Amortig. adicional}}(\dot{q}) = -B_{ij}^{\text{Lineal}} \dot{q}_j, \quad (\text{Ec. 5-6})$$

con:

$$B_{ij}^{\text{Lineal}} = \begin{bmatrix} 100.000 \text{ N/(m/s)} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 100.000 \text{ N/(m/s)} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 130.000 \text{ N/(m/s)} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 13.000.000 \text{ Nm/(rad/s)} \end{bmatrix}, \quad (\text{Ec. 5-7})$$

donde B_{ij}^{Lineal} es el componente (i,j) de la matriz de amortiguamiento lineal adicional, y \dot{q}_j es la primera derivada respecto del tiempo del grado de libertad j -ésimo, de la plataforma, siguiendo la misma nomenclatura que en la ecuación 5-1.

Densidad del agua (ρ)	1,025 kg/m ³
Profundidad considerada (h)	320 m
Fuerza de Empuje en la posición inicial ($\rho g V_0$)	80.708.100 N
Restauración hidrostática en Arfada ($C_{33}^{Hidrostática}$)	332.941 N/m
Restauración hidrostática en Balance ($C_{44}^{Hidrostática}$)	-4.999.180.000 Nm/rad
Restauración hidrostática en Cabeceo ($C_{55}^{Hidrostática}$)	-4.999.180.000 Nm/rad
Coeficiente de Masas Añadidas (C_A)	0,969954
Coeficiente de Arrastre Viscoso (C_D)	0,6
Coeficiente de Amortiguamiento Lineal en Largada (B_{11}^{Lineal})	100.000 N/(m/s)
Coeficiente de Amortiguamiento Lineal en Deriva (B_{22}^{Lineal})	100.000 N/(m/s)
Coeficiente de Amortiguamiento Lineal en Arfada (B_{33}^{Lineal})	130.000 N/(m/s)
Coeficiente de Amortiguamiento Lineal en Guiñada (B_{66}^{Lineal})	13.000.000 Nm/(rad/s)

Tabla 5-11: Propiedades hidrodinámicas de la plataforma flotante. Fuente: [7].

En la **!Error! No se encuentra el origen de la referencia.**11, se resumen las propiedades hidrodinámicas (a excepción de la solución lineal de flujo potencial), explicados en este apartado.

3.5.-PROPIEDADES DEL SISTEMA DE FONDEO

Para evitar el arrastre o deriva, la plataforma Hywind de Statoil presenta un sistema de fondeo de tres líneas de catenaria. Las líneas se unen a la plataforma a través de un llamado “crowfoot” (conexión delta), para aumentar la rigidez de guiñada del fondeo. Además, cada línea se compone de varios segmentos de distintas propiedades y de un peso macizo.

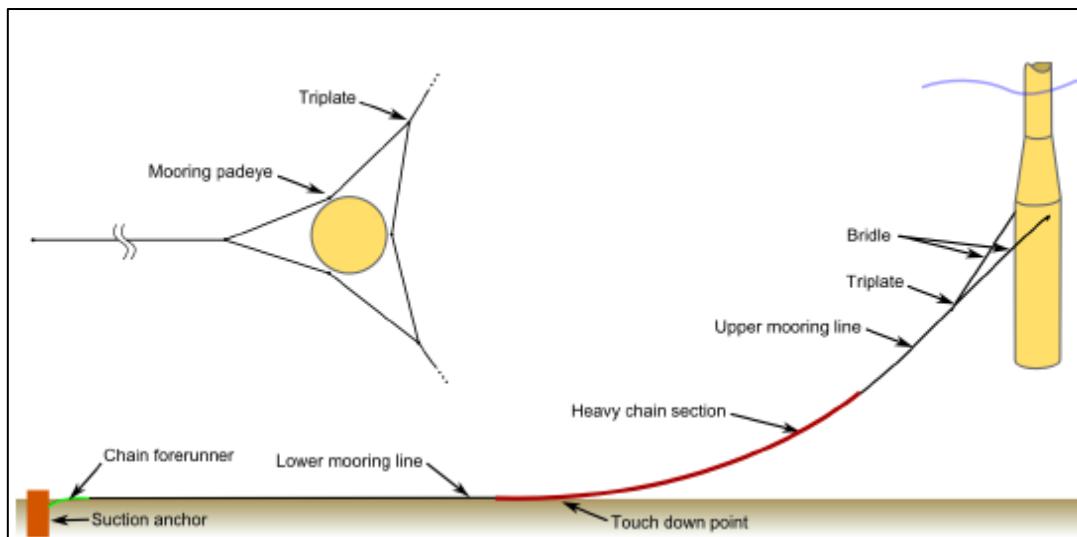


Figura 5-14: Sistema de Fondeo de la plataforma Hywind. Fuente: [12]

Con el fin de simplificar el análisis del sistema de fondeo de la *OC3-Hywind*, NREL realizó tres simplificaciones principales:

1. las conexiones delta fueron eliminadas, por lo que se requiere un incremento en la rigidez de guiñada, para lograr el valor global adecuado,
2. cada una de las líneas multisegmento se sustituye con una línea homogénea equivalente, con propiedades similares como los valores promedio de masa, el peso y la rigidez.
3. el amortiguamiento del sistema de fondeo de la plataforma, incluyendo la resistencia hidrodinámica y el arrastre de línea y de la línea con el fondo, se desprecia.

Considerando estas simplificaciones, y siguiendo tanto el documento de NREL: Fase IV del Anexo XXIII de la IEA, *Offshore Code Comparison Collaboration* (OC3), junto con la norma ABS *Floating Wind Turbines* (2012), página 75, las características del sistema de fondeo se resumen en la **12.**

En este Trabajo, debido a que, para computar las cargas del fondeo, se utilizará o bien el submódulo de FAST, MAP, o bien el software SeaFEM, que permite definir (entre otras opciones) las líneas de fondeo en modo “catenaria”, se emplearán modelos lineales de catenaria en ambos casos. Cabe comentar que en el caso de SeaFEM, también existía la posibilidad de realizar cálculos más precisos definiendo las líneas como cable dinámico (FEM), sin embargo, el incremento notable en tiempo de cálculo, y la obtención de resultados aceptables mediante el modelo de catenaria, hicieron que el autor del Trabajo, junto con el tutor, decidieran desechar esta opción.

Así pues, si el modelo de línea de fondeo se considera lineal y se desprecian tanto la inercia como el amortiguamiento, la carga total en la plataforma flotante, ejercida por parte de las citadas líneas F_i^{Lineas} , es:

$$F_i^{\text{Líneas}}(q) = F_i^{\text{Líneas},0} - C_{ij}^{\text{Líneas}} q_j, \quad (\text{Ec. 5-8})$$

donde $F_i^{\text{Líneas},0}$ es el término i -ésimo de la carga total del sistema de fondeo actuando sobre la plataforma flotante en su posición inicial (no desplazada), $C_{ij}^{\text{Líneas}}$ es el componente (i,j) de la matriz linearizada de restauración de todas las líneas de fondeo, y q_j es el grado de libertad j -ésimo, siguiendo la nomenclatura de la ecuación 5-1.

Número de Líneas de Fondeo	3
Ángulo entre Líneas de Fondeo	120°
Profundidad hasta las Anclas, bajo el SWL (Profund. Total)	320 m
Profundidad hasta los Puntos de Anclaje en la Plataforma, bajo el SWL	70 m
Radio hasta las Anclas, desde la Línea Central de la Plataforma	853,87 m
Radio hasta los Puntos de Anclaje desde la Línea Central de la Plataforma	5,2 m
Longitud de las Líneas de Fondeo (sin estirar)	902,2 m
Diámetro de las Líneas de Fondeo	0,09 m
Peso por metro equivalente de las Líneas de Fondeo	77,7066 kg/m
Peso por metro equivalente en el agua de las Líneas de Fondeo	698,094 N/m
Rigidez (de extensión) equivalente de las Líneas de Fondeo	384,243,000 N
Rigidez de Guiñada Adicional	98,340,000 Nm/rad

Tabla 5-12: Propiedades del Sistema de Fondeo. Fuente: [7] y [6]

Para los modelos de catenaria, $F_i^{\text{Líneas},0}$ representa la pretensión de los puntos de anclaje de la plataforma, que depende del peso de las líneas de fondeo suspendidas, es decir, sin considerar los tramos apoyados en el fondo. Por otro lado $C_{ij}^{\text{Líneas}}$ es el resultado combinado de la rigidez elástica de las líneas, y la rigidez geométrica efectiva función del peso de estas en el agua, considerando el diseño del sistema de fondeo completo.

NREL llevó a cabo un estudio con FAST para determinar estas matrices características del fondeo, obteniendo:

$$F_i^{\text{Líneas},0} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -1.607.000 N \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 5-9})$$

y

$$C_{ij}^{\text{Líneas}} = \begin{bmatrix} 41,180 \text{ kN/m} & 0 & 0 & 0 & -2.821 \text{ kN/rad} & 0 \\ 0 & 41,180 \text{ kN/m} & 0 & 2.821 \text{ kN/rad} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 11,940 \text{ kN/m} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2.816 \text{ kNm/m} & 0 & 311.100 \text{ kNm/rad} & 0 & 0 \\ -2.816 \text{ kNm/m} & 0 & 0 & 0 & 311.100 \text{ kNm/rad} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 11.560 \text{ Nm/rad} \end{bmatrix}, \quad (\text{Ec. 5-10})$$

Al ser un modelo lineal, es obvio que será solo válido para pequeños desplazamientos respecto al punto de linearización.

3.6.-PROPIEDADES MODIFICADAS DEL SISTEMA DE CONTROL

El aerogenerador NREL-5MW, como se comentaba en el apartado 2.5, presenta un sistema de control convencional de velocidad y paso variable. Una consecuencia del control de paso variable de las turbinas eólicas, sin embargo, es que el empuje del rotor se reduce con el aumento de la velocidad del viento por encima de la velocidad estimada (*rated*). Asimismo, este efecto puede introducir amortiguación negativa en el sistema que puede llevar a grandes movimientos resonantes del aerogenerador flotante.

Para salvaguardar la integridad del aerogenerador flotante, es imprescindible que la amortiguación del cabeceo de la plataforma sea positiva y lo más elevada posible.

NREL junto a Statoil presentaron modificaciones de los sistemas de control de turbinas de viento convencionales, con el objeto de eliminar el potencial de amortiguación negativa de cabeceo de la plataforma y de mejorar la respuesta de los sistemas de los aerogeneradores flotantes. NREL aplicó estas modificaciones al sistema de control original de la turbina NREL 5-MW, logrando así que fuera adecuado para cuando la turbina se instalara en la boyas *OC3-Hywind*.

La primera modificación que realizaron fue una reducción de las ganancias en el sistema de control del paso de pala. En un controlador de paso de pala ideal, el azimut del rotor responde como un sistema de segundo orden, con una frecuencia natural y un ratio de amortiguación determinado. Para mantener una relación razonable entre las ganancias proporcionales e integrales en este sistema de control, se redujeron escogiendo una frecuencia natural más pequeña del controlador, mientras que se mantenía el ratio de amortiguamiento recomendado. El valor de esta frecuencia para el sistema de control de la NREL-5MW, era de 0,6 rad/s, pero se encontraba por encima de la frecuencia natural del cabeceo de la plataforma, de aproximadamente 0,21 rad/s. Esta relación entre las frecuencias tenía el potencial de introducir amortiguación negativa en el cabeceo de la plataforma.

Además, Statoil encontró que la frecuencia natural de respuesta más pequeña del controlador, debía ser más baja que la menor frecuencia natural crítica de la estructura de soporte, para garantizar que los movimientos de esta estructura de soporte del aerogenerador flotante, con control activo de paso de pala, son amortiguados positivamente.

Así, reduciendo la frecuencia natural de respuesta del controlador a 0,2 rad/s, ésta será más baja que la frecuencia natural de cabeceo de la plataforma y también menor que la frecuencia de excitación de las olas de la mayoría de los estados de la mar. De esta manera, se determinó que, para la turbina NREL-5MW, la ganancia proporcional reducida al mínimo paso de pala es de 0,006275604 s y la ganancia integral reducida al mínimo paso de pala es de 0,0008965149.

La segunda modificación fue un cambio en la estrategia de control del par del generador cuando se opera a potencia nominal. Este cambio consistió en pasar de una región de control a potencia constante del generador, a otra con el par de generador constante. Así, el par del generador se fijó en 43.093,55 N·m. Con esta modificación se logró que el controlador del par del generador no introdujera amortiguación negativa en la respuesta de rotor (que debe ser compensada por el controlador del paso de pala).

Cabe comentar que NREL incorporó estos cambios en el DLL (*Dinamic Link Library*) que será empleado para modelar el sistema de control del aerogenerador, con el módulo *ServoDyn*.

En la Tabla 5-1313 se resumen las propiedades del sistema de control, modificadas.

Ganancia Proporcional al mínimo Paso de Pala	0.006275604 s
Ganancia Integral al mínimo Paso de Pala	0,0008965149
Par del Generador (constante)	43.093,55 N·m

Tabla 5-13: Propiedades del Sistema de Control Modificadas. Fuente: [7] y [6]

4.-BIBLIOGRAFÍA

- [1] J.E. Gutiérrez Romero; ETSINO, UPCT. Apuntes de la asignatura: Dinámica de Plataformas y Artefactos. Tema 4: *Dinámica no lineal de plataformas y artefactos*. Curso 2016/2017.
- [2] J.M. Jonkman, M.L. Buhl Jr. *FAST User's Guide*. 2005
- [3] B. Jonkman, J. Jonkman; NREL. *FAST v8.16.00a-bj*. 2016
- [4] Morison, JR. O'Brien, MP. Johnson, JW. y Schaaf, SA. *The forced exerted by surface wave on piles*. Journal of Petroleum Technology, 2(5), 149–154. 1950
- [5] GL. *Guidelines for the Certification of Offshore Wind Turbines*. 2005
- [6] ABS. *Floating Wind Turbines*. 2012
- [7] J.M. Jonkman. *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3*. 2010
- [8] AENOR-IEC. *UNE-EN-61400-1: Aerogeneradores, Parte 1: Requisitos de diseño*. 2006
- [9] AENOR-IEC. *UNE-EN-61400-3: Aerogeneradores, Parte 3: Requisitos de diseño para aerogeneradores marinos*. 2010
- [10] NREL. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. 2009
- [11] Larsen, T. J. and Hanson, T. D., *A Method to Avoid Negative Damped Low Frequent Tower Vibrations for a Floating, Pitch Controlled Wind Turbine*. 2007
- [12] Statoil. *Hywind Scotland Pilot Park. Environmental Statement*. 2015
- [13] Goezinne, F., “*Terms of reference DOWEC*”, *DOWEC Dutch Offshore Wind Energy Converter 1997-2003*. 2001
- [14] de Vries, E., “*Multibrid: ‘A New Offshore Wind Turbine Contender’*,” *Renewable Energy World*, Vol.7, No. 5. 2001
- [15] Malcolm, D. J. and Hansen, A. C., WindPACT Turbine Rotor Design Study, NREL/SR-500-32495, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. 2002
- [16] Multibrid Technology, *Technical Data Multibrid M5000*. 2004
- [17] National Renewable Energy Laboratory, About the Program: WindPACT. 2005
- [18] REpower Systems, REpower 5M. 2005
- [19] URL: <http://www.maritimejournal.com/news101/marine-renewable-energy/turbine-arrives-for-floating-wind-farm>



TRABAJO FINAL DE MÁSTER

6. SIMULACIONES FUERTEMENTE ACOPLADAS: AEMISH



Alejandro Luna García-Valenzuela
TUTOR: José Enrique Gutiérrez Romero

ÍNDICE

ÍNDICE DE ELEMENTOS.....	130
1.- INTRODUCCIÓN.....	138
2.- EMPLAZAMIENTO DEL AEROGENERADOR	140
3.- PREPROCESADO DE CONDICIONES DE CARGA	146
3.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1: PRODUCCIÓN DE POTENCIA	146
3.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 2: PRODUCCIÓN DE POTENCIA Y FALLO	154
3.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 3: ARRANQUE DEL AEROGENERADOR.....	158
3.4.- SITUACIÓN DE DISEÑO 4: PARADA NORMAL (APAGADO)	162
3.5.- SITUACIÓN DE DISEÑO 5: PARADA DE EMERGENCIA	164
3.6.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6: PARADO Y EN RALENTÍ	166
3.7.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7: PARADO Y FALLO	173
3.8.- SITUACIÓN DE DISEÑO 8: TRANSPORTE, INSTALACIÓN, MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN	176
4.- SIMULACIÓN DE LAS CONDICIONES DE CARGA.....	177
5.- POSTPROCESADO DE CONDICIONES DE CARGA	179
5.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1: PRODUCCIÓN DE POTENCIA	180
5.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 2: PRODUCCIÓN DE POTENCIA Y FALLO	208
5.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 3: ARRANQUE DEL AEROGENERADOR.....	230
5.4.- SITUACIÓN DE DISEÑO 4: PARADA NORMAL (APAGADO)	258
5.5.- SITUACIÓN DE DISEÑO 5: PARADA DE EMERGENCIA	271
5.6.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6: PARADO Y EN RALENTÍ	281
5.7.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7: PARADO Y FALLO	306
6.- ANÁLISIS DE RESULTADOS	319
6.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1	320
6.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 2	320
6.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 3	321
6.4.- SITUACIÓN DE DISEÑO 4	321
6.5.- SITUACIÓN DE DISEÑO 5	322
6.6.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6	322
6.7.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7	323
7.-BIBLIOGRAFÍA	324

ANEXO I: CÓDIGO DEL PROGRAMA DE MATLAB: “LECTOR DE ARCHIVOS DE SALIDA DE FASTV8.16”	325
---	-----

ÍNDICE DE ELEMENTOS

Figura 6-1: Región del Golfo de México Central. Fuente: [4]	140
Figura 6-2: A la izquierda H. Katrina en su pico de intensidad (28/08/2005), a la derecha Nueva Orleans tras el paso del H. Katrina. Fuente: [5]	141
Figura 6-3: Ubicación de la Station 42889-Medusa Spar. Fuente [6]	142
Figura 6-4: Actividad del Huracán Katrina del 23 al 30 de Agosto. Fuente: [5]	142
Figura 6-5: Espectro de JONSWAP ($\gamma=2,4$)-GoM.....	144
Figura 6-6: Representación de los parámetros que definen la malla de análisis. Fuente: [11] .	147
Figura 6-7: Esparcimiento (Spreading) del oleaje. Fuente: Fas.org	152
Figura 6-8: Hoja de parámetros de entrada fst (FAST Input File), del Código FASTv8.16 ...	177
Figura 6-9: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.1.	180
Figura 6-10: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.1	180
Figura 6-11: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.1	181
Figura 6-12: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.1.....	181
Figura 6-13: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.1.....	182
Figura 6-14: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.1	182
Figura 6-15: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.2	183
Figura 6-16: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.2	183
Figura 6-17: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.2	184
Figura 6-18: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.2.....	184
Figura 6-19: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.2.....	185
Figura 6-20: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.2	185
Figura 6-21: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.3	186
Figura 6-22: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.3	186
Figura 6-23: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.3	187
Figura 6-24: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.3	187
Figura 6-25: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.3.....	188
Figura 6-26: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.3	188
Figura 6-27: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.4R	189
Figura 6-28: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.4R.....	189
Figura 6-29: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.4R	190
Figura 6-30: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.4R	190
Figura 6-31: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.4R	191
Figura 6-32: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.4R	191
Figura 6-33: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.4R+2	192
Figura 6-34: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.4R+2	192
Figura 6-35: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.4R+2	193
Figura 6-36: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.4R+2.	193
Figura 6-37: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.4R+2.....	194
Figura 6-38: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.4R+2.....	194
Figura 6-39: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.4R-2	195
Figura 6-40: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.4R-2	195
Figura 6-41: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.4R-2	196
Figura 6-42: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.4R-2..	196
Figura 6-43: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.4R-2.....	197
Figura 6-44: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.4R-2.....	197
Figura 6-45: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.5	198
Figura 6-46: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.5	198

Figura 6-47: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.5	199
Figura 6-48: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.5	199
Figura 6-49: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.5.....	200
Figura 6-50: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.5.....	200
Figura 6-51: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.6a	201
Figura 6-52: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.6a	201
Figura 6-53: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.6a	202
Figura 6-54: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.6a	202
Figura 6-55: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.6a.....	203
Figura 6-56: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.6a.....	203
Figura 6-57: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.6b	204
Figura 6-58: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.6b	204
Figura 6-59: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.6b	205
Figura 6-60: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.6b.....	205
Figura 6-61: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.6b.....	206
Figura 6-62: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.6b.....	206
Figura 6-63: Evolución del Cabeceo de la Plataforma. DLC 1.6b	207
Figura 6-64: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.1	208
Figura 6-65: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.1	208
Figura 6-66: Evolución de la Potencia Generada DLC 2.1	209
Figura 6-67: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.1	209
Figura 6-68: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.1.....	210
Figura 6-69: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.1	210
Figura 6-70: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.2	211
Figura 6-71: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.2	211
Figura 6-72: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.2	212
Figura 6-73: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.2.....	212
Figura 6-74: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.2.....	213
Figura 6-75: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.2.....	213
Figura 6-76: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.3a R+2.....	214
Figura 6-77: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.3a R+2.....	214
Figura 6-78: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.3a R+2	215
Figura 6-79: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.3a R+2	215
Figura 6-80: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.3a R+2	216
Figura 6-81: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.3a R+2	216
Figura 6-82: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.3a R-2.....	217
Figura 6-83: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.3a R-2	217
Figura 6-84: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.3a R-2	218
Figura 6-85: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.3a R-2.....	218
Figura 6-86: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.3a R-2	219
Figura 6-87: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.3a R-2	219
Figura 6-88: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.3a Vout.....	220
Figura 6-89: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.3a Vout.....	220
Figura 6-90: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.3a Vout	221
Figura 6-91: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.3a Vout	221
Figura 6-92: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.3a Vout.....	222

Figura 6-93: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.3a Vout	222
Figura 6-94: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.3b	223
Figura 6-95: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.3b	223
Figura 6-96: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.3b	224
Figura 6-97: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.3b.....	224
Figura 6-98: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.3b.....	225
Figura 6-99: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.3b.....	225
Figura 6-100: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.4	226
Figura 6-101: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.4	226
Figura 6-102: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.4	227
Figura 6-103: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.4.....	227
Figura 6-104: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.4.....	228
Figura 6-105: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.4.....	228
Figura 6-106: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.1	230
Figura 6-107: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.1	230
Figura 6-108: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.1	231
Figura 6-109: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.1.....	231
Figura 6-110: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.1.....	232
Figura 6-111: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.1	232
Figura 6-112: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.2 Vin.....	233
Figura 6-113: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.2 Vin	233
Figura 6-114: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.2 Vin.....	234
Figura 6-115: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.2 Vin.....	234
Figura 6-116: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.2 Vin.....	235
Figura 6-117: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.2 Vin.....	235
Figura 6-118: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.2 R+2.....	236
Figura 6-119: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.2 R+2	236
Figura 6-120: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.2 R+2	237
Figura 6-121: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.2 R+2	237
Figura 6-122: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.2 R+2.....	238
Figura 6-123: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.2 R+2	238
Figura 6-124: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.2 R- 2.....	239
Figura 6-125: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.2 R-2	239
Figura 6-126: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.2 R-2	240
Figura 6-127: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.2 R-2.....	240
Figura 6-128: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.2 R-2.....	241
Figura 6-129: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.2 R-2.....	241
Figura 6-130: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.2 Vout.....	242
Figura 6-131: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.2 Vout	242
Figura 6-132: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.2 Vout.....	243
Figura 6-133: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.2 Vout	243
Figura 6-134: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.2 Vout.....	244
Figura 6-135: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.2 Vout.....	244
Figura 6-136: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.3 Vin.....	245
Figura 6-137: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.3 Vin	245

Figura 6-138: Evolución de la Potencia Generada DLC 3.3 Vin	246
Figura 6-139: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.3 Vin	246
Figura 6-140: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.3 Vin.....	247
Figura 6-141: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.3 Vin.....	247
Figura 6-142: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.3 R+2.....	248
Figura 6-143: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.3 R+2	248
Figura 6-144: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.3 R+2	249
Figura 6-145: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.3 R+2	249
Figura 6-146: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.3 R+2.....	250
Figura 6-147: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.3 R+2	250
Figura 6-148: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.3 R-2.....	251
Figura 6-149: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.3 R-2	251
Figura 6-150: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.3 R-2	252
Figura 6-151: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.3 R-2	252
Figura 6-152: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.3 R-2.....	253
Figura 6-153: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.3 R-2.....	253
Figura 6-154: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.3 Vout.....	254
Figura 6-155: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.3 Vout	254
Figura 6-156: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.3 Vout	255
Figura 6-157: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.3 Vout	255
Figura 6-158: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.3 Vout.....	256
Figura 6-159: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.3 Vout	256
Figura 6-160: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 4.1	258
Figura 6-161: Evolución de la Altura de Ola. DLC 4.1	258
Figura 6-162: Evolución de la Potencia Generada. DLC 4.1	259
Figura 6-163: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 4.1	259
Figura 6-164: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 4.1.....	260
Figura 6-165: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 4.1.....	260
Figura 6-166: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 4.2 R+2.....	261
Figura 6-167: Evolución de la Altura de Ola. DLC 4.2 R+2	261
Figura 6-168: Evolución de la Potencia Generada. DLC 4.2 R+2	262
Figura 6-169: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 4.2 R+2	262
Figura 6-170: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 4.2 R+2.....	263
Figura 6-171: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas DLC 4.2 R+2	263
Figura 6-172: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 4.2 R-2.....	264
Figura 6-173: Evolución de la Altura de Ola. DLC 4.2 R-2	264
Figura 6-174: Evolución de la Potencia Generada. DLC 4.2 R-2	265
Figura 6-175: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 4.2 R-2	265
Figura 6-176: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 4.2 R-2.....	266
Figura 6-177: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 4.2 R-2.....	266
Figura 6-178: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 4.2 Vout.....	267
Figura 6-179: Evolución de la Altura de Ola. DLC 4.2 R-2	267
Figura 6-180: Evolución de la Potencia Generada. DLC 4.2 R-2	268
Figura 6-181: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 4.2 R-2	268
Figura 6-182: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 4.2 R-2.....	269

Figura 6-183: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 4.2 R-2	269
Figura 6-184: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 5.1 R+2	271
Figura 6-185: Evolución de la Altura de Ola DLC 5.1 R+2	271
Figura 6-186: Evolución de la Potencia Generada. DLC 5.1 R+2	272
Figura 6-187: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 5.1 R+21	272
Figura 6-188: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 5.1 R+2	273
Figura 6-189: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 5.1 R+2	273
Figura 6-190: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 5.1 R-2	274
Figura 6-191: Evolución de la Altura de Ola. DLC 5.1 R-2	274
Figura 6-192: Evolución de la Potencia Generada. DLC 5.1 R-2	275
Figura 6-193: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 5.1 R-2275	275
Figura 6-194: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 5.1 R-2	276
Figura 6-195: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 5.1 R-2	276
Figura 6-196: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 5.1 Vout	277
Figura 6-197: Evolución de la Altura de Ola. DLC 5.1 Vout	277
Figura 6-198: Evolución de la Potencia Generada. DLC 5.1 Vout	278
Figura 6-199: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 5.1 Vout	278
Figura 6-200: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 5.1 Vout	279
Figura 6-201: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 5.1 Vout	279
Figura 6-202: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.1a	281
Figura 6-203: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.1a	281
Figura 6-204: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.1a	282
Figura 6-205: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.1a	282
Figura 6-206: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.1a	283
Figura 6-207: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.1a	283
Figura 6-208: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.1b	284
Figura 6-209: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.1b	284
Figura 6-210: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.1b	285
Figura 6-211: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.1b	285
Figura 6-212: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.1b	286
Figura 6-213: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.1b	286
Figura 6-214: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.1c	287
Figura 6-215: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.1c	287
Figura 6-216: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.1c	288
Figura 6-217: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.1c	288
Figura 6-218: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.1c	289
Figura 6-219: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.1c	289
Figura 6-220: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.2a	290
Figura 6-221: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.2a	290
Figura 6-222: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.2a	291
Figura 6-223: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.2a	291
Figura 6-224: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.2a	292
Figura 6-225: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.2a	292
Figura 6-226: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.2b	293
Figura 6-227: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.2b	293

Figura 6-228: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.2b	294
Figura 6-229: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.2b....	294
Figura 6-230: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.2b.....	295
Figura 6-231: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.2b.....	295
Figura 6-232: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.3a	296
Figura 6-233: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.3a	296
Figura 6-234: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.3a	297
Figura 6-235: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.3a	297
Figura 6-236: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.3a.....	298
Figura 6-237: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.3a.....	298
Figura 6-238: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.3b	299
Figura 6-239: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.3b	299
Figura 6-240: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.3b	300
Figura 6-241: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.3b....	300
Figura 6-242: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.3b.....	301
Figura 6-243: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.3b.....	301
Figura 6-244: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.4	302
Figura 6-245: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.4	302
Figura 6-246: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.4	303
Figura 6-247: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.4....	303
Figura 6-248: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.4.....	304
Figura 6-249: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.4.....	304
Figura 6-250: Evolución de los movimientos de guíñada, cabeceo y balance. DLC 6.1c	305
Figura 6-251: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 7.1a	306
Figura 6-252: Evolución de la Altura de Ola. DLC 7.1a	306
Figura 6-253: Evolución de la Potencia Generada. DLC 7.1a	307
Figura 6-254: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 7.1a....	307
Figura 6-255: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 7.1a.....	308
Figura 6-256: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 7.1a.....	308
Figura 6-257: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 7.1b	309
Figura 6-258: Evolución de la Altura de Ola DLC 7.1b	309
Figura 6-259: Evolución de la Potencia Generada. DLC 7.1b	310
Figura 6-260: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 7.1b....	310
Figura 6-261: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 7.1b.....	311
Figura 6-262: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 7.1b.....	311
Figura 6-263: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 7.1c	312
Figura 6-264: Evolución de la Altura de Ola DLC 7.1c	312
Figura 6-265: Evolución de la Potencia Generada. DLC 7.1c	313
Figura 6-266: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 7.1c....	313
Figura 6-267: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 7.1c.....	314
Figura 6-268: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 7.1c	314
Figura 6-269: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 7.2	315
Figura 6-270: Evolución de la Altura de Ola. DLC 7.2	315
Figura 6-271: Evolución de la Potencia Generada. DLC 7.2	316
Figura 6-272: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 7.2.....	316
Figura 6-273: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 7.2.....	317
Figura 6-274: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 7.2.....	317

Tabla 6-1: Correspondencia entre los parámetros de la torre de la norma DNV-RP-C202 y FAST	139
Tabla 6-2: Propiedades relevantes del aerogenerador NREL 5-MW Baseline OC3-Hywind. Fuente: [3]	139
Tabla 6-3: Condiciones operacionales de Oleaje/Viento- GoM Central. Fuente: [4]	140
Tabla 6-4: Perfil de Corriente Operacional- GoM Central. Fuente: [4]	140
Tabla 6-5: Condiciones huracanadas- GoM Central. Fuente: [4]	141
Tabla 6-6: Características del Huracán Katrina. Fuente: [5]	141
Tabla 6-7: Características de la Station 42889- GoM Central. Fuente: [6]	142
Tabla 6-8: Extrapolación de Datos del Boletín API. Fuente: [10]	145
Tabla 6-9: Parámetros con Periodo de Retorno de 1 Año para el GoM Central	145
Tabla 6-10: Situación de Diseño 1: Producción de Potencia. Fuente: [9]	146
Tabla 6-11: Modelado del NTM con Turbsim. Situación de Diseño 1	147
Tabla 6-12: Valores “default” del parámetro PLExp, según el modelo de viento. Fuente [11]	148
Tabla 6-13: Modelado del ETM con Turbsim. Situación de Diseño 1	148
Tabla 6-14: Modelado del ECD con IECWind. Situación de Diseño 1	149
Tabla 6-15: Modelado del EWS con IECWind. Situación de Diseño 1	149
Tabla 6-16: Modelado del NSS en HydroDyn. Situación de Diseño 1	150
Tabla 6-17: Modelado del SSS en HydroDyn. Situación de Diseño 1	150
Tabla 6-18: Modelado del SWH en HydroDyn. Situación de Diseño 1	151
Tabla 6-19: Modelado del oleaje Co-direccional, Unidireccional en HydroDyn. Situación de Diseño 1	152
Tabla 6-20: Modelado del oleaje Co-direccional, Multidireccional en HydroDyn. Situación de Diseño 1	153
Tabla 6-21: Modelado del oleaje desalineado en HydroDyn. Situación de Diseño 1	153
Tabla 6-22: Modelado de la Corriente en HydroDyn. Situación de Diseño 1	153
Tabla 6-23: Situación de Diseño 2: Producción de Potencia y Fallo. Fuente: [9]	154
Tabla 6-24: Modelado del EOG con IECWind. Situación de Diseño 2	155
Tabla 6-25: Pérdida de Red Eléctrica (ServoDyn). Situación de Diseño 2	156
Tabla 6-26: Fallo del Sistema de Protección (ServoDyn). Situación de Diseño 2	156
Tabla 6-27: Fallo Eléctrico con Pérdida de Red Eléctrica (ServoDyn). Situación de Diseño 2	157
Tabla 6-28: Fallo del Sistema de Protección con Pérdida de Red Eléctrica (ServoDyn). Situación de Diseño 2	157
Tabla 6-29: Situación de Diseño 3: Arranque del Aerogenerador. Fuente: [9]	158
Tabla 6-30: Modelado del NWP con IECWind. Situación de Diseño 3	159
Tabla 6-31: Modelado del EOG con IECWind. Situación de Diseño 3	159
Tabla 6-32: Modelado del EDC con IECWind. Situación de Diseño 3	160
Tabla 6-33: Controlador Simple de Velocidad y Par Variable (ServoDyn). Fuente: [17]	161
Tabla 6-34: Arranque del Aerogenerador (ServoDyn). Situación de Diseño 3	161
Tabla 6-35: Arranque del Aerogenerador (ElastoDyn). Situación de Diseño 3	161
Tabla 6-36: Situación de Diseño 4: Parada Normal. Fuente: [9]	162
Tabla 6-37: Parada Normal del Aerogenerador (ServoDyn). Situación de Diseño 4	163
Tabla 6-38: Parada Normal del Aerogenerador (ElastoDyn). Situación de Diseño 4	163
Tabla 6-39: Situación de Diseño 5: Parada de Emergencia. Fuente: [9]	164
Tabla 6-40: Modelado de las 3 condiciones NTM con Turbsim. Situación de Diseño 5	164
Tabla 6-41: Parada de Emergencia del Aerogenerador (ServoDyn). Situación de Diseño 5	165
Tabla 6-42: Parada de Emergencia del Aerogenerador (ElastoDyn). Situación de Diseño 5	165
Tabla 6-43: Situación de Diseño 6: Parado y en Ralentí. Fuente: [9]	166
Tabla 6-44: Modelado del EWM turbulento con Turbsim. Situación de Diseño 6	168
Tabla 6-45: Modelado del EWM uniforme con IECWIND. Situación de Diseño 6	169
Tabla 6-46: Modelado del NTM con Turbsim. Situación de Diseño 6	169
Tabla 6-47: Modelado del ESS (50 años) en HydroDyn. Situación de Diseño 6	170
Tabla 6-48: Modelado del ESS (1 año) en HydroDyn. Situación de Diseño 6	170

Tabla 6-49: Modelado del RWH (50 años) en HydroDyn. Situación de Diseño 6	170
Tabla 6-50: Modelado del RWH (1 año) en HydroDyn. Situación de Diseño 6	171
Tabla 6-52: Modelado del oleaje Desalineado-Multidireccional en HydroDyn. Situación de Diseño 6	171
Tabla 6-52: Modelado del Desalineamiento Extremo por Guiñada en HydroDyn. Situación de Diseño 6	171
Tabla 6-53: Modelado de la Corriente (50 años) en HydroDyn. Situación de Diseño 6	171
Tabla 6-54: Modelado de la Corriente (1 año) en HydroDyn. Situación de Diseño 6	172
Tabla 6-55: Aerogenerador Parado y en Ralentí (ServoDyn). Situación de Diseño 6	172
Tabla 6-56: Aerogenerador Parado y en Ralentí (ElastoDyn). Situación de Diseño 6	172
Tabla 6-57: Situación de Diseño 7: Parado y Fallo. Fuente: [9]	173
Tabla 6-58: Aerogenerador Parado y con Fallo (ServoDyn). Situación de Diseño 7	175
Tabla 6-59: Aerogenerador Parado y con Fallo (ElastoDyn). Situación de Diseño 7	175
Tabla 6-60: Parámetros de entrada en la hoja fst (FAST Input File) . Situaciones de Diseño: 1, 2, 3, 4 y 5	178
Tabla 6-61: Parámetros de entrada en la hoja fst (FAST Input File) . Situaciones de Diseño: 6 y 7	178
Tabla 6-62: Parámetros temporales de entrada en la hoja fst (FAST Input File) . DLC's: 6.3a y 6.3b	178
Tabla 6-63: Parámetros Característicos de Control de las Simulaciones	179
Tabla 6-64: Factores de Seguridad Parciales. Fuente [22]	319
Tabla 6-65: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 1	320
Tabla 6-66: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 2	320
Tabla 6-67: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 3	321
Tabla 6-68: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 4	321
Tabla 6-69: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 5	322
Tabla 6-70: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 6	322
Tabla 6-71: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 7	323

1.- INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo, se procede a exponer el proceso que se llevó a cabo para abordar la certificación de la torre del aerogenerador NREL 5-MW Baseline, con la plataforma flotante tipo Spar OC3-Hywind.

El citado proceso puede resumirse en los siguientes puntos:

1. *Preprocesado.* Acudiendo a los DLC's descritos en el Capítulo 4, se procederá a modelar y preparar los casos de carga, para ser simulados, mediante el código FAST v8.16. Para realizar este modelado, el autor del Trabajo deberá introducir todos los parámetros requeridos por los distintos módulos del programa, que son:

- AeroDyn 14: para obtener las cargas aerodinámicas. Cabe comentar que pese a estar disponible en la web de NREL la versión 15 de AeroDyn, a la hora de realizar las simulaciones aparecían de manera constante inestabilidades de tipo numérico que impedían finalizar los cálculos debido a un “tower strike” (las palas golpean la torre). Según comentaba uno de los desarrolladores del código FAST (Bonnie Bonkman), esto podía corregirse, de forma provisional, recompilando FAST con un paquete de modificaciones en su código [1]. Sin embargo, debido a la dificultad que esto conllevaba, se decidió utilizar la versión 14, mucho más estable, solventando de esta manera el problema.
- ElastoDyn: este módulo se emplea para modelar las características la dinámica y cinemática del aerogenerador. También pueden introducirse datos relacionados con las condiciones iniciales.
- MAP: este submódulo se utiliza para la definición y cálculo de las líneas del fondeo del sistema aerogenerador flotante.
- InflowWind: módulo requerido para aportar a AeroDyn los datos de viento, generando las series temporales del mismo.
- ServoDyn: este módulo se utiliza para modelar el comportamiento del sistema de control del aerogenerador. Permitirá, además, simular condiciones de fallo del sistema, tal y como se indica en la normativa DNV-J103 [2].
- HydroDyn: mediante este módulo de FAST, en este capítulo se procederá a resolver las cargas dinámicas de los estados de mar para las diferentes condiciones contempladas en los DLC's. Para ello, introduciendo los valores aportados en los DLC's, se definirán distintos estados de mar, así como de corriente. Por medio del software WAMIT, serán introducidas las características técnicas de la boyas OC3-Hywind, tal y como se comentó en el Capítulo 5 de este trabajo. En el próximo capítulo, se procederá a repetir las simulaciones, pero esta vez empleando SeaFEM, en lugar de HydroDyn para resolver la hidromecánica del sistema.

Las siglas de los módulos y submódulos del código FAST, que se emplearán en la realización de las simulaciones dan nombre al proceso que se desarrolla en este capítulo: AeroDyn - ElastoDyn - MAP - InflowWind - ServoDyn - HydroDyn (AEMISH).

2. *Simulación.* Una vez hayan sido introducidos correctamente todos los valores de los respectivos parámetros de los módulos de FAST, para cada una de las condiciones de carga, se procederá a ejecutar el cálculo de cada una de las mismas, mediante la consola de Windows (cmd).
3. *Postprocesado.* Terminado el cálculo (por completo) de cada DLC, a continuación, se procede a extraer los resultados del archivo .out que se genera. Como estos archivos incorporan una gran cantidad de datos alfanuméricos (millones), ya que se realizan simulaciones de hasta 4 horas, con un paso de tiempo muy reducido (0,0125s) y existe un elevado número de parámetros de salida, los procesadores de texto convencionales, como

son Excel, Word o en Bloc de Notas, no pueden abrir estos archivos de alto peso. Por ello, el autor del Trabajo desarrolló un programa en Matlab con el que se pudiera extraer toda la información de estos archivos, permitiendo además realizar el tratamiento y postprocesado de resultados (almacenándolos en memoria, graficando series temporales de resultados, comparándolos, extrayendo máximos y mínimos, etc.). El código del programa de Matlab será expuesto en el ANEXO I de este capítulo.

4. *Análisis de Resultados.* Una vez que se han tratado los resultados de cada DLC, y se ha comprobado que el cálculo no es erróneo (no hay inestabilidad numérica, se ha modelado correctamente el DLC, etc.), se procede, de nuevo mediante el programa de Matlab, a extraer los valores máximos de los parámetros de la torre, necesarios para evaluar el comportamiento estructural de la misma, tal y como se expuso en el Capítulo 4.

La correspondencia entre los parámetros de la norma DNV-RP-C202, para la evaluación estructural de la torre como elemento *shell*, y los parámetros de salida de la torre, en el archivo de resultados de FAST, puede resumirse en la Tabla 6-1.

Nombre del Parámetro	DNV-RP-C202	FAST v8.16
Fuerza Axial de Diseño	N_{sd}	TwrBsFzt
Momento Flector de Diseño, Eje 1	$M_{1,sd}$	TwrBsMxt
Momento Flector de Diseño, Eje 2	$M_{2,sd}$	TwrBsMyt
Momento Torsional de Diseño	T_{sd}	TwrBsMzt
Fuerza Cortante de Diseño, Eje 1	$Q_{1,sd}$	TwrBsFxt
Fuerza Cortante de Diseño, Eje 2	$Q_{2,sd}$	TwrBsFyt

Tabla 6-1: Correspondencia entre los parámetros de la torre de la norma DNV-RP-C202 y FAST

Con objeto de recordar los datos más relevantes del aerogenerador que va a ser estudiado, NREL 5-MW OC3-Hywind, en la Tabla 6-2 se expone un resumen de los mismos.

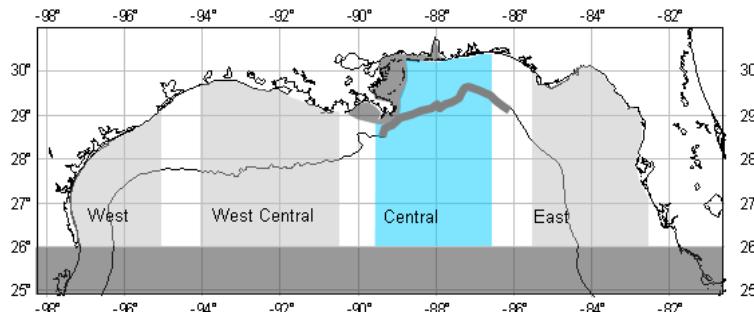
Clase de Aerogenerador (IEC)	Clase II
Potencia Nominal	5 MW
Orientación del Rotor, Configuración	Cara al viento, 3 Palas
Control	Velocidad y Paso de Pala Variable
Tren de Transmisión	Alta velocidad, Reductora Multi-etapa
Rotor, Diámetro del Núcleo, Altura del Núcleo	126 m, 3m, 90m
Velocidad del Viento de: Arranque, Esperada, Corte	3 m/s, 11,4 m/s, 25 m/s
Velocidad del Rotor de: Arranque, Esperada	6,9 rpm, 12,1 rpm
Velocidad Esperada en la Punta de la Pala	80 m/s
Overhang, Inclinación del Eje y Precono	5 m, 5°, 2,5°
Masa del Rotor, Masa de la Gondola	110.000 kg, 240.000 kg
Masa de la Torre	347.460 kg
Coordenadas del Centro de Masas (total) rpto. al Nivel del Mar/Tierra y a lo largo de la Línea Central.	(-0,2 m, 0,0 m, 64 m)

Tabla 6-2: Propiedades relevantes del aerogenerador NREL 5-MW Baseline OC3-Hywind. Fuente: [3]

Se debe comentar que NREL recomienda emplear el modelo de generador definido en las librerías *DLL* procedentes del software de DNV Bladed [16], pues es bastante más preciso en la computación del mismo, que el modelo del “*Simple Variable-Speed Torque Controller*”, con los parámetros señalados en el Capítulo anterior (Tabla 5-7). Por ello, en todas las simulaciones, excepto en la Situación de Diseño 3, se empleará el modelo de Bladed, indicando en ServoDyn: *VSContrl=5*.

2.- EMPLAZAMIENTO DEL AEROGENERADOR

A la hora de realizar las simulaciones, con objeto de evaluar el comportamiento del citado aerogenerador, para las condiciones metoceanicas para las que fue diseñado por NREL, el emplazamiento del mismo será el Golfo de México, en su parte Central, tal y como se recoge en la Figura 6-1.



Con una profundidad de 320 metros [4], las condiciones metoceanicas para este emplazamiento según la norma ABS se resumen en las tablas de la 6-3 a la 6-5.

Velocidad del Viento (10 minutos) (Elevación: 95m) (m/s)	Velocidad del Viento (1 hora) (Elevación: 10m) (m/s)	Altura de Ola Signif. (H _s) (m)	Periodo Pico (Tp) (s)
3,00 (veloc. de arranque)	2,53	0,13	1,61
4,00	3,35	0,23	2,14
8,00	6,55	0,87	4,17
9,00	7,64	1,19	4,87
11,40 (veloc. esperada)	9,17	1,71	5,84
13,40	10,68	2,32	6,80
18,00	14,06	4,02	8,96
24,00	18,32	6,82	11,68
25,00 (veloc. de corte)	19,02	7,35	12,12

Tabla 6-3: Condiciones operacionales de Oleaje/Viento- GoM Central. Fuente: [4]

Profundidad (m)	Velocidad (m/s)
0,00	0,40
70,00	0,40
90,00	0,10
319,00	0,10

Tabla 6-4: Perfil de Corriente Operacional- GoM Central. Fuente: [4]

Se debe comentar que, debido a que en el código FAST, si se emplea un modelo WAMIT (como es el caso), no se permite introducir condiciones de altura de marea (parámetro MSL2SWL, HydroDyn), los datos aportados por ABS [4] referentes al nivel del mar serán obviados.

Periodo de Retorno (Años)	10	50	100
Viento (Elevación: 10m)	V del Viento Media, 1 h (m/s)	33,00	44,20
	V del Viento Media, 10 min (m/s)	36,50	47,40
	V del Viento Media, 1 min (m/s)	41,00	54,10
	Racha de 3s (m/s)	46,90	62,90
Oleaje	Altura de Ola Significativa (m)	9,90	14,60
	Altura Máxima de Ola (m)	17,40	25,80
	Periodo Pico Espectral (s)	13,00	15,00
	Periodo de Ola Máxima (s)	11,70	13,50
Perfil de Corriente	Velocidad de Corriente (m/s)	1,32 a 0,0 m	1,67 a 0,0 m
	Velocidad de Corriente (m/s)	0,99 a 27,7 m	1,25 a 34,95 m
	Velocidad de Corriente (m/s)	0,0 a 55,4 m	0,0 a 69,90 m

Tabla 6-5: Condiciones huracanadas- GoM Central. Fuente: [4]

Tal y como puede observarse en los DLC's que se simularán, en el Capítulo 4, existen condiciones de carga (DLC's: 6.3a, 6.3b, 7.1a, 7.1b, 7.1c) en las que se deben aplicar situaciones de viento y oleaje con periodos de retorno de un año. Como estas no son aportadas por ABS, a continuación, se describe el proceso que se siguió para obtener los parámetros característicos con periodo de retorno de un año.

Con el objeto de evaluar el comportamiento del aerogenerador descrito, para las situaciones más desfavorables [4], los valores de viento y oleaje con un periodo de retorno anual fueron obtenidas en condiciones huracanadas, tal y como son las aportadas por la norma ABS para periodos de retorno de 10, 50 y 100 años (Tabla 6-5).

Realizando un estudio entre los huracanes más devastadores que se desarrollaron en el Golfo de México entre el año 2000 y el 2016, fue el Huracán Katrina, en 2005 el que mayor categoría alcanzó (Categoría 5), y el que más daños materiales y pérdidas humanas se le adjudicó.

Duración:	23-31 Agosto (2005)
Vientos máximos:	280 km/h (1 minuto)
Daños materiales:	108.000 mill. USD (récord)
Fallecimientos:	1836
Áreas afectadas:	Bahamas, Florida, Cuba, Luisiana, Misisipi, Alabama, Costa Este EEUU

Tabla 6-6: Características del Huracán Katrina. Fuente: [5]



Figura 6-2: A la izquierda H. Katrina en su pico de intensidad (28/08/2005), a la derecha Nueva Orleans tras el paso del H. Katrina. Fuente: [5]

Acudiendo a la base de datos de la *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) [6], se procedió a escoger una estación-boya que se ubicara en la región central del GoM, y próxima al lugar en el que tuvo lugar el pico de intensidad del huracán, el día 28 de agosto de 2005, frente a las costas de Nueva Orleans. La boya elegida fue la *Station 42889*, situada en una plataforma *Medusa Spar*, en la región central del GoM.

Nombre:	Station 42889 - Medusa Spar - Mississippi Canyon 582A
Localización:	28.394 N 89.465 W - (GoM Central Region)
Operada por:	Murphy Exploration & Production Company
Profundidad:	677.6 m
Altura de Medida sobre el Nivel del Mar:	10 m

Tabla 6-7: Características de la Station 42889- GoM Central. Fuente: [6]



Figura 6-3: Ubicación de la Station 42889-Medusa Spar. Fuente [6]



Figura 6-4: Actividad del Huracán Katrina del 23 al 30 de Agosto. Fuente: [5]

Determinada la estación de medida, se accedió al histórico de datos grabados en agosto de 2005. Sin embargo, se observó que, en la base de datos, la última medida antes de la desconexión de la estación fue a las 14:00h del 27 de agosto de 2005, horas antes del pico de intensidad del huracán. La intensidad de las rachas de viento (de hasta 280 km/h) probablemente propiciarían el apagado

de la estación de medida, por seguridad del sistema; por lo que el autor del Trabajo decidió emplear los últimos datos medidos, ya que aun así reflejarían perfectamente las condiciones metoceánicas huracanadas, pues propiciaron el apagado de la estación de medida.

La velocidad media del viento que se obtuvo, para el lapso temporal entre las 14:00h y las 15:00h, el 27 de agosto del 2005 fue de:

$$U_{10m-1hmean-1year} = 17,426 \text{ m/s}, \quad (\text{Ec. 6-1})$$

donde $U_{10m-1hmean-1year}$ es la velocidad media del viento en análisis de 1 hora, a una altura de medida de 10 metros sobre el nivel del mar, cada año (en condiciones de huracán).

Según ABS [4], para las condiciones en las que la velocidad del viento presenta un periodo de retorno inferior a 10 años, se pueden emplear las correlaciones teóricas entre velocidad eólica y, altura de ola y periodo, que se proponen en la Referencia [7]:

$$H_{s-1year} = 0,0094 \cdot 0,16^{5/3} \cdot \frac{U_{10}^2}{g} = 6,171 \text{ m}, \quad (\text{Ec. 6-2})$$

$$T_{p-1year} = \frac{U_{10}}{g} \cdot \frac{1}{0,16} = 11,102 \text{ s}, \quad (\text{Ec. 6-3})$$

donde $H_{s-1year}$ y $T_{p-1year}$ son la altura de ola significativa, y el periodo pico espectral, de un año de periodo de retorno y g es la aceleración de la gravedad.

A continuación, y tal y como se especifica en la Referencia [4], con los valores de altura de ola significativa y de periodo pico, se obtuvo el espectro de JONSWAP, para ese estado de mar, y tomando como parámetro de pico (γ) 2,4.

Para construir el espectro de JONSWAP, se acudió a la norma DNV RP-C205 [8]:

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{16} \cdot H_s^2 \omega_p^4 \cdot \omega^{-5} \exp\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right), \quad (\text{Ec. 6-4})$$

$$S_{JWP}(\omega) = A_\gamma S_{PM}(\omega) \gamma^{\exp\left(-0,5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma \omega_p}\right)^2\right)}, \quad (\text{Ec. 6-5})$$

donde:

ω es la frecuencia angular,

ω_p es la frecuencia pico angular del espectro; $\omega_p = 2\pi/T_p$,

σ es el parámetro de anchura espectral, siendo:

- $\sigma = \sigma_a = 0,07$, si $\omega \leq \omega_p$
- $\sigma = \sigma_b = 0,09$, si $\omega > \omega_p$

A_γ es un factor de normalización; $A_\gamma = 1 - 0,287 \ln(\gamma)$, y

$S_{PM}(\omega)$ y $S_{JWP}(\omega)$, son los espectros de Pierson-Moskowitz y de JOSWAP, respectivamente.

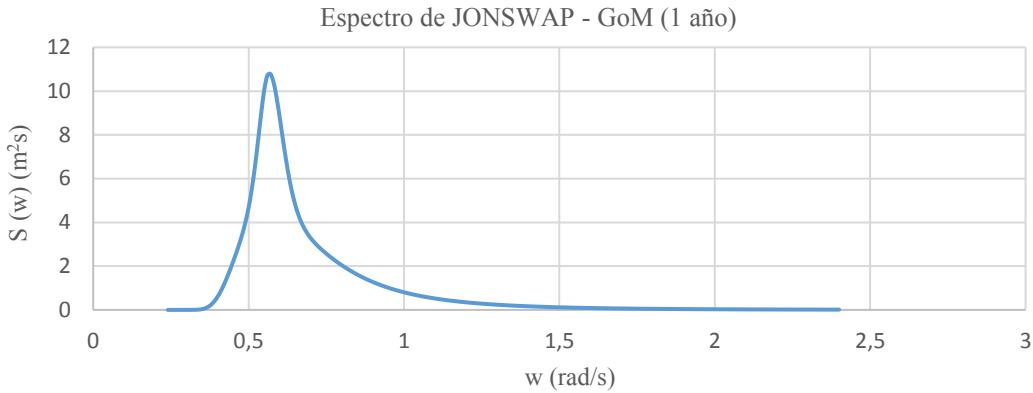


Figura 6-5: Espectro de JONSWAP ($\gamma=2,4$)-GoM.

Obtenido el espectro, se procedió a calcular los momentos espectrales de orden 0 y 2, con objeto de calcular el periodo de corte por cero, T_z :

$$T_z = 2\pi \sqrt{\frac{m_0}{m_2}} = 10,902 \text{ s} \quad (\text{Ec. 6-6})$$

Ahora, si se supone un estado de mar como el modelado con el espectro JONSWAP, con una duración de 3 horas, el número de olas (N), es de:

$$N = \frac{3 \cdot 3600}{T_z} = 990,65 \quad (\text{Ec. 6-7})$$

Siguiendo la norma DNV ST-J101 [9], para calcular la altura de ola máxima, con un periodo de retorno de 1 año, se calcula como:

$$H_{max-1year} = \left[\sqrt{\frac{1}{2} \ln N} + \frac{0,2886}{\sqrt{2 \ln N}} \right] H_{s-1year} = 11,939 \text{ m} \quad (\text{Ec. 6-8})$$

El periodo espectral de ola máxima puede obtenerse como:

$$T_{max-1year} = 0,9 \cdot T_{p-1year} = 9,992 \text{ s} \quad (\text{Ec. 6-9})$$

Por último, para calcular la velocidad de la corriente superficial, con un periodo de retorno de un año, debido a la falta de datos para calcularla, tal y como se ha realizado con el resto de parámetros, se acudió al Boletín de API [10], y se realizó una extrapolación logarítmica con los datos de otros períodos de retorno (de 10 a 100 años). También se aprovecharía la ocasión para comprobar la bondad del resultado de la velocidad de viento $U_{10m-1hmean-1year}$, ya que de este parámetro depende el resto de los cálculos realizados en este apartado.

Periodo de Retorno (Años)	10	25	50	100	→ 1 año
Velocidad del Viento media, 1h (m/s)	33,00	40,10	44,40	48,00	→ 18,46
Velocidad de la Corriente (m/s)	1,65	2,00	2,22	2,40	→ 0,92

Tabla 6-8: Extrapolación de Datos del Boletín API. Fuente: [10]

Las regresiones realizadas, que presentaron un parámetro R^2 de 0,99 suficiente para ser consideradas correctas, permitieron conocer que el valor de la velocidad de corriente con un periodo de retorno de 1 año es de 0,92 m/s y que la velocidad del viento $U_{10m-1hmean-1year}$, calculada al principio del apartado puede tomarse como correcta, ya que dista menos de un 6% de la extrapolada con el informe API [10].

Finalmente, y con objeto de resumir los parámetros con periodo de retorno de 1 año, calculados en este apartado, en la Tabla 6-9 se exponen los resultados obtenidos.

U_{1h_1year} (a 10m de altura rpto. SWL) (m/s)	17,426
H_{s_1year} (m)	6,171
T_{p_1year} (m)	11,102
H_{max_1year} (m)	11,939
T_{max_1year} (s)	9,992
Velocidad Superf. Corriente _{1year} (m/s)	0,920

Tabla 6-9: Parámetros con Periodo de Retorno de 1 Año para el GoM Central.

3.- PREPROCESADO DE CONDICIONES DE CARGA

En este apartado se procede a exponer los valores de los parámetros más característicos e importantes de cada condición de carga, que se emplearon para realizar las simulaciones propuestas por la norma (como se explica en el Capítulo 4), únicamente con el código FAST v8.16 con los módulos y submódulos (AEMISH) ampliamente descritos con anterioridad (Capítulo 3); de forma que serán obviados todos aquellos parámetros descriptivos como: características geométricas, aerodinámicas e hidrodinámicas, etc., del aerogenerador de NREL, reflejadas en el Capítulo 5. No obstante, junto a este Trabajo y en formato informático, se añade una hoja de cálculo Excel (*Hoja_04_v02_Parámetros y Resultados en las Simulaciones*), en la que se exponen todos y cada uno de los valores que han de tener los parámetros de entrada de FAST, para poder reproducir las simulaciones que se realizaron en el Trabajo. Además, se recogen los resultados de cada caso de carga.

3.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1: PRODUCCIÓN DE POTENCIA

Las características principales para simular las condiciones de carga, de la Situación de Diseño 1, pueden resumirse en la Tabla 6-10.

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
1.1	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
1.2	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, MUL	Generada por el Viento	-	FLS
1.3	ETM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
1.4	ECD $U_{10,hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$	NSS or NWH $HS = E[HS U_{10,hub}]$	MIS	Generada por el Viento	-	ULS
1.5	EWS $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS or NWH $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
1.6a	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	SSS $HS = HS,50\text{-yr}$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
1.6b	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	SWH $HS = H50\text{-yr}$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS

Tabla 6-10: Situación de Diseño 1: Producción de Potencia. Fuente: [9]

A continuación, se procede a exponer como se realizó el modelado de las diferentes situaciones metoceánicas, así como de funcionamiento del aerogenerador, de los DLC en la condición de producción de potencia.

3.1.1.- Condiciones de Viento

Modelo de Turbulencia Normal (NTM)

Para modelar el Modelo de Turbulencia Normal (NTM), como se explicaba en el Capítulo 4, será empleado el submódulo *Turbsim*, generando así un archivo binario que describirá una situación de viento turbulento de 4 horas de duración, a través de los siguientes parámetros de entrada:

NumGrid_Z, NumGrid_Y	31
NumGrid_Y	31
TimeStep (s)	0,05
AnalysisTime, UsableTime (s)	14400, 14400
GridHeight, GridWidth (m)	145, 1000
TurbModel	IECKAI
IECstandard, IECTurbc	1-ed3, B
IEC_WindType	NTM
RefHt (m)	95
URef (m/s)	11,4
PLExp	default

Tabla 6-11: Modelado del NTM con *Turbsim*. Situación de Diseño 1.

Cabe comentar que la velocidad de viento (11,4 m/s) a la altura de referencia (95 m), así como todas las velocidades que se seleccionaran en los DLC, serán sacadas de las tablas: Tabla 6-3, Tabla 6-5 y Tabla 6-9, en función de la situación de diseño de la que se trate.

Por otro lado, tanto el número de elementos de la malla de análisis del rotor, como el tamaño de la misma, fueron parámetros determinados con el método prueba-error. En las primeras simulaciones que se realizaron, se fue determinando el tamaño óptimo, y se seleccionó finalmente el que impedía que el cálculo se detuviera con el error “*FF wind array was exhausted*”, que reflejaba la salida de la(s) pala(s) del plano de la malla, por flexión (*bending*) de las mismas, debido a las cargas del viento.

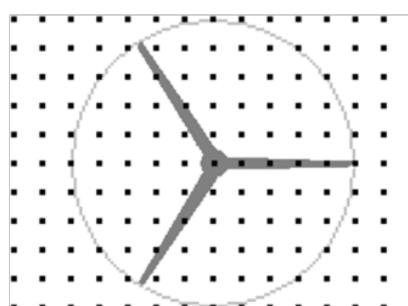


Figura 6-6: Representación de los parámetros que definen la malla de análisis. Fuente: [11]

El parámetro *Plexp* se emplea para computar la componente *u* de la velocidad media del viento, a través del disco del rotor.

$$\bar{u}(z) = \bar{u}_{hub} \left(\frac{z}{HubHt} \right)^{Plexp} \quad (Ec. 6-10)$$

donde *z* es la altura por encima del nivel del mar y \bar{u}_{hub} es el valor medio de la componente *u* de la velocidad del viento a la altura del núcleo (*HubHt*).

Situando “default” para este parámetro en Turbsim, con el modelo *IECKAI*, *Plexp* tiene los siguientes valores, según el modelo de viento:

Modelo de Viento	Plexp
EWM	0,11
NTM	0,14
Otros	0,2

Tabla 6-12: Valores “default” del parámetro *Plexp*, según el modelo de viento. Fuente [11]

Modelo de Turbulencia Extremo (ETM)

Para modelar el Modelo de Turbulencia Extremo (ETM), se procede a emplear de nuevo el módulo Turbsim. Los valores de los parámetros característicos son los que se resumen en la Tabla 6-16.

NumGrid_Z, NumGrid_Y	31
NumGrid_Y	31
TimeStep (s)	0,05
AnalysisTime, UsableTime (s)	14400, 14400
GridHeight, GridWidth (m)	145, 1000
TurbModel	IECKAI
IECstandard, IECturbc	1-ed3, B
IEC_WindType	2ETM
RefHt (m)	95
URef (m/s)	11,4
Plexp	default

Tabla 6-13: Modelado del ETM con Turbsim. Situación de Diseño 1.

Se debe comentar que el número 2 que aparece delante de ETM, es para indicarle al programa Turbsim que la turbina es de Clase II, como se comentaba al principio del capítulo (Tabla 6-2).

Ráfaga Coherente Extrema con Cambio de Dirección (ECD)

El modelado de esta situación de viento, ya que no presenta turbulencia, se trata de un perfil eólico uniforme. Para generar el archivo que aporte la serie temporal de la velocidad del viento al submódulo de FAST, InflowWind, en este caso se procede a emplear el código IECWind, el cual fue explicado en el Capítulo 3.

Como puede observarse en la Tabla 6-10, se deben realizar 3 tres simulaciones para analizar el DLC 1.4, ya que cada una de ellas tendrá una condición ECD distinta (con distintas velocidades):

1. $U_{10,hub\ 1} = V_{esperada} - 2 = 11,4 - 2 = 9,4\ m/s$
2. $U_{10,hub\ 2} = V_{esperada} + 2 = 11,4 + 2 = 13,4\ m/s$
3. $U_{10,hub\ 3} = V_{esperada} = 11,4\ m/s$

Así, los valores de los parámetros característicos de entrada en IECWind, para obtener el citado archivo de viento, se resumen en la Tabla 6-14.

Time Start IEC transient condition (s)	40
IEC WIND TURBINE CLASS	2
Wind turbine hub-height (m)	90
Wind turbine rotor diameter (m)	126
Cut-in; Rated; Cut-out wind speed (m/s)	3; 11,4; 25
Conditions to generate	ECD-2.0, ECD+2.0, ECD+r

Tabla 6-14: Modelado del ECD con IECWind. Situación de Diseño 1.

El valor del tiempo para comenzar la transición, es el recomendado por la IEC61400-1 [13].

Cortadura Extrema de Viento (EWS)

De nuevo, para generar el archivo de viento EWS, de tipo uniforme, se emplea el código IECWind, siendo, los valores de los parámetros, los que se recogen en la

Time Start IEC transient condition (s)	40
IEC WIND TURBINE CLASS	2
Wind turbine hub-height (m)	90
Wind turbine rotor diameter (m)	126
Cut-in; Rated; Cut-out wind speed (m/s)	3; 11,4; 25
Condition to generate	EWSH+24.0

Tabla 6-15.

Time Start IEC transient condition (s)	40
IEC WIND TURBINE CLASS	2
Wind turbine hub-height (m)	90
Wind turbine rotor diameter (m)	126
Cut-in; Rated; Cut-out wind speed (m/s)	3; 11,4; 25
Condition to generate	EWSH+24.0

Tabla 6-15: Modelado del EWS con IECWind. Situación de Diseño 1.

El nombre de la condición a generar incorpora los siguientes datos:

- H: se refiere a que la dirección del viento y por ende de la fuerza cortante es horizontal.
- +24.0: IECWind, siguiendo con las recomendaciones de la norma IEC61400-1 [13], la velocidad a la altura del núcleo es de 24 m/s, con objeto de simular las condiciones más desfavorables.

3.1.2.- Condiciones de Oleaje

Estado de Mar Normal (NSS)

Para modelar el Estado de Mar Normal (NSS), si se acude a la Tabla 6-3, para la velocidad del viento escogida (11,4 m/s), y se emplearán los datos que se recogen en la Tabla 6-16.

El parámetro *WaveMod* se emplea para seleccionar el modelo de olas incidentes. El valor 2 refleja que se utilizará el modelo espectral de oleaje irregular (estocástico) de JONSWAP (o Pierson-Moskowitz), como se comentaba en el apartado 2.

El valor del parámetro de pico espectral *WavePkShp* es *default*, ya que esto hará que HydroDyn lo calcule según las recomendaciones de la IEC61400-3, en función de la altura de ola significativa, para cada estado de mar [12].

WtrDpth (m)	320
WaveMod	2
WavePkShp	default
WaveDT (s)	0,25
WaveHs (m)	1,71
WaveTp (s)	5,84

Tabla 6-16: Modelado del NSS en HydroDyn. Situación de Diseño 1.

Estado de Mar Severo (SSS)

Para modelar el Estado de Mar Severo (NSS), como puede observarse en la Tabla 6-10, la altura de ola significativa y el periodo pico espectral, se corresponden con los valores con periodo de retorno de 50 años. Por ello, acudiendo a la Tabla 6-5, e incluyendo los datos explicados con anterioridad, los valores de los parámetros característicos pueden resumirse en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

WtrDpth (m)	320
WaveMod	2
WavePkShp	default
WaveDT (s)	0,25
WaveHs (m)	14,6
WaveTp (s)	15

Tabla 6-17: Modelado del SSS en HydroDyn. Situación de Diseño 1.

Altura de Ola Severa (SWH)

Para modelar la Altura de Ola Severa, se deben emplear los valores de altura de ola máxima y periodo de ola máxima, para un periodo de retorno de 50 años (Tabla 6-5). Así los valores de los parámetros característicos de entrada en HydroDyn se recogen en la Tabla 6-18.

WtrDpth (m)	320
WaveMod	2
WavePkShp	default
WaveDT (s)	0,25
WaveHs (m)	25,8
WaveTp (s)	13,5

Tabla 6-18: Modelado del SWH en HydroDyn. Situación de Diseño 1.

3.1.3.- Dirección de Viento y Olas

Co-direccionalidad (COD) - Unidireccionalidad (UNI)

Para simular correctamente la codireccionalidad (COD) y unidireccionalidad (UNI) del viento y las olas, se deben emplear los valores de los siguientes parámetros característicos, recogidos en la Tabla 6-19, en el módulo HydroDyn:

WaveDir (°)	0
WaveDirMod	0
WaveDirSpread	1
WaveNDir	1
WaveDirRange (°)	0

Tabla 6-19: Modelado del oleaje Co-direccional, Unidireccional en HydroDyn. Situación de Diseño 1.

WaveDir es el parámetro que indica la dirección principal de propagación de las olas, por lo que, considerando que la dirección del viento siempre es positiva en el sentido del Eje X, esto es, normal respecto al plano de las palas, para que el oleaje sea codireccional el ángulo de propagación será de 0°.

WaveDirMod especifica el modelo de dispersión o esparcimiento del oleaje. Si se le da el valor 0, esto deshabilita el esparcimiento direccional, resultando en estados de mar de olas de cresta larga. Si se activa (1) permite modelar estados de mar de cresta corta, con una dirección principal de propagación de olas *WaveDir*, a través de la comúnmente utilizada función cosenoidal del esparcimiento ($\text{COS}^2\theta$) para definir el espectro direccional, basado en el coeficiente de *spreading* (S), cuyo valor se indica con el parámetro *WaveDirSpread*.

Para discretizar el espectro de esparcimiento, se emplea el parámetro *WaveNDir*, para señalar el número de fuentes energéticamente iguales. Si tiene el valor 1, esto es equivalente a hacer *WaveDirMod* 0.

Por último, el parámetro *WaveDirRange*, hace referencia al rango (en grados) de esparcimiento del oleaje [12].

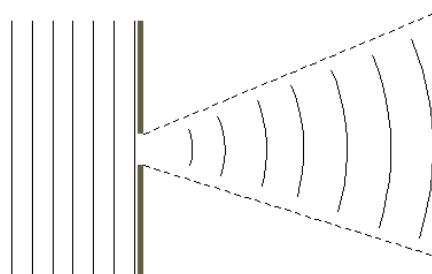


Figura 6-7: Esparcimiento (Spreading) del oleaje. Fuente: Fas.org

Co-direccionalidad (COD) – Multidireccionalidad (MUL)

La co-direccionalidad (COD) multidireccional (MUL) del viento y las olas, se modela con los valores de los siguientes parámetros característicos, recogidos en la Tabla 6-20, en el módulo de FAST, HydroDyn.

Como se observa, el número de fuentes o direcciones de oleaje (*WaveNDir*) asciende a 5, y las olas se espacian en un rango desde los 0° a los 60°, como se muestra en la Figura 6-7.

WaveDir (°)	0
WaveDirMod	1
WaveDirSpread	1
WaveNDir	5
WaveDirRange (°)	60

Tabla 6-20: Modelado del oleaje Co-direccional, Multidireccional en HydroDyn. Situación de Diseño 1.

Desalineamiento (MIS)

El desalineamiento del viento y el oleaje se modela, de nuevo en HydroDyn, con los valores de los parámetros recogidos en la Tabla 6-21.

WaveDir (°)	45
WaveDirMod	0
WaveDirSpread	1
WaveNDir	1
WaveDirRange (°)	0

Tabla 6-21: Modelado del oleaje desalineado en HydroDyn. Situación de Diseño 1.

3.1.4.- Corrientes Marinas

En todos los casos de carga de la Situación de Diseño 1, las corrientes marinas a simular son aquellas que se generan por la acción del viento. Se modelarán, de nuevo, a través de HydroDyn, empleando los parámetros que se recogen en la Tabla 6-22.

CurrMod	1
CurrSSV0 (m/s)	0,4
CurrSSDir (°)	default
CurrNSRef (m)	70
CurrNSV0 (m/s)	0,4
CurrNSDir (°)	0

Tabla 6-22: Modelado de la Corriente en HydroDyn. Situación de Diseño 1.

Tal y como se recomienda en la Referencia [2], los dos submodelos empleados para simular las corrientes son el de proximidad a la superficie (NS, Near-Surface) y el subsuperficial (SS).

Situando el valor *default* en el parámetro *CurrSSDir*, HydroDyn supondrá que la corriente superficial es codireccional con la dirección de propagación principal del oleaje (*WaveDir*).

Los valores arriba indicados se obtuvieron de la Tabla 6-4.

3.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 2: PRODUCCIÓN DE POTENCIA Y FALLO

Las características principales para simular las condiciones de carga, de la Situación de Diseño 2, pueden resumirse en la Tabla 6-23.

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
2.1	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Pérdida de Red Eléctrica	ULS
2.2	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Fallo del Sistema de Protección	ULS (A)
2.3a	EOG $U_{10,hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Fallo Eléctrico con Pérdida de Red Eléctrica	ULS (A)
2.3b	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Fallo Eléctrico con Pérdida de Red Eléctrica	ULS
2.4	NTM $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	Fallo del Sistema de Protección con Pérdida de Red Eléctrica	FLS

Tabla 6-23: Situación de Diseño 2: Producción de Potencia y Fallo. Fuente: [9]

A continuación, se procede a exponer como se realizó el modelado de las diferentes situaciones metoceánicas, así como de funcionamiento y fallo del aerogenerador, reflejados en los DLC's, en la condición de producción de potencia con ocurrencia de fallo.

3.2.1.- Condiciones de Viento

Las condiciones eólicas, empleadas en esta Situación de Diseño son dos:

- El Modelo de Turbulencia Normal (NTM), que se modelará de la misma forma, descrita en el apartado 3.1.1.
- Ráfaga en Operación Extrema (EOG).

Ráfaga en Operación Extrema (EOG)

Se trata de un perfil eólico uniforme, sin turbulencia por lo que, de nuevo, se acude al código IECWind y a la Referencia [13] para modelarlo.

Como puede observarse en la Tabla 6-24, se deben realizar tres simulaciones para analizar el DLC 2.3a, con tres velocidades de viento distintas.

1. $U_{10,hub\ 1} = V_{esperada} - 2 = 10 - 2 = 8\ m/s$
2. $U_{10,hub\ 2} = V_{esperada} + 2 = 10 + 2 = 12\ m/s$
3. $U_{10,hub\ 3} = V_{corte} = 25\ m/s$

Se debe comentar que la $V_{esperada}$ fue reducida a 10 m/s debido a que las simulaciones realizadas con 11,4 m/s eran muy inestables numéricamente, y el cálculo se detenía. Por la misma causa, la simulación realizada con la velocidad de corte no se pudo realizar, como se comentará en el apartado de análisis de resultados.

Así, los valores de los parámetros característicos de entrada en IECWind, para obtener el citado archivo de viento, se resumen en la Tabla 6-14.

Time Start IEC transient condition (s)	40
IEC WIND TURBINE CLASS	2
Wind turbine hub-height (m)	90
Wind turbine rotor diameter (m)	126
Cut-in; Rated; Cut-out wind speed (m/s)	3; 10; 25
Conditions to generate	EOGR-2.0, EOGR+2.0, EOGo

Tabla 6-24: Modelado del EOG con IECWind. Situación de Diseño 2.

3.2.2.- Condiciones de Oleaje

La condición de oleaje a modelar en esta Situación de Diseño es, para todos los DLC's, la del Estado de Mar Normal (NSS), ya descrita en el apartado 3.1.2., de este capítulo.

3.2.3.- Dirección de Viento y Olas

De nuevo, como en esta Situación de Diseño, las olas son co-direccionales (COD), en una sola dirección (UNI), para modelar esta condición, se seguirán las disquisiciones expuestas en el apartado 3.1.3.

3.2.4.- Corrientes Marinas

En cuanto a las corrientes, como son generadas por el viento, y estas condiciones coinciden con las de la Situación de Diseño 1, se modelarán tal y como se refleja en el apartado 3.1.4.

3.2.5.- Condiciones de Fallo

A continuación, se procede a describir el modelado de las distintas condiciones de fallo, que afectan al comportamiento del aerogenerador, cuando se encuentra en producción, tal y como se refleja en la Tabla 6-23.

Para realizar esta descripción, siguiendo con las recomendaciones de la Referencia [14], se indicará que parámetros, de los distintos módulos de FAST (AEMISH), se ven afectados.

Pérdida de Red Eléctrica (DLC 2.1)

Para modelar este fallo, solo será necesario ajustar el parámetro *TimGenOf* del módulo ServoDyn. Como el tiempo de simulación, como se indicará en el apartado 4, es de cuatro horas (14400 s), el autor del Trabajo decidió hacer que la Red Eléctrica del aerogenerador cayera a los 9000 s de simulación, sin ningún tipo de repercusión en los actuadores de frenada de emergencia o similares. Esta caída de red, hará que el generador deje de producir potencia eléctrica a los 9000s.

TimGenOf (s)	9000
--------------	------

Tabla 6-25: Pérdida de Red Eléctrica (ServoDyn). Situación de Diseño 2.

Fallo del Sistema de Protección (DLC 2.2)

El modelado de la caída del Sistema de Protección, conlleva que uno de los sistemas que se encarga de salvaguardar la integridad del aerogenerador flotante, frente a las condiciones ambientales y de funcionamiento, falla, haciendo que este se comporte de manera inestable e incontrolada.

El autor del Proyecto, siguiendo las recomendaciones de la Referencia [14], decidió hacer fallar el Sistema de Control del Paso de Pala a los 9000 s de simulación, de manera que las palas cambiarían su paso de forma repentina, desde el ángulo en el que se encontraran en ese momento (función de la velocidad del viento y del perfil de producción seleccionado) hasta los 0º (“modo vela”), ofreciendo la máxima resistencia aerodinámica posible. En condiciones normales de funcionamiento, esta situación de accidente, debido a su peligrosidad, debería evitarse a toda costa, ya que podría desencadenar la rotura de la estructura de soporte del aerogenerador, así como la de las palas.

Los parámetros a ajustar en el módulo ServoDyn, para modelar este fallo, se recogen en la Tabla 6-26.

TPitManS (1), (2), (3) (s)	9000, 9000, 9000
BlPitchF (1), (2), (3) (º)	0, 0, 0

Tabla 6-26: Fallo del Sistema de Protección (ServoDyn). Situación de Diseño 2.

Fallo Eléctrico con Pérdida de Red Eléctrica (DLC's: 2.3a y 2.3b)

Para modelar este fallo, en primer lugar, a los 9000 s se produciría la caída de la Red Eléctrica (Tabla 6-25), en segundo lugar y en consecuencia del hecho anterior, se dispararía, tres segundos

después, el freno de emergencia, aplicando un par de frenada sobre el Eje de Alta Velocidad (HSS) de 28116,2 N·m, como se indicaba en el Capítulo 5 (Tabla 5-6).

Así, los parámetros a ajustar en el módulo ServoDyn, para modelar este fallo, se recogen en la Tabla 6-267.

TimGenOf (s)	9000
HssBreakMode	1
THSSBrDp (s)	9003
HSSBrDT (s)	0,6
HSSBrTqF (N·m)	28116,2

Tabla 6-27: Fallo Eléctrico con Pérdida de Red Eléctrica (ServoDyn). Situación de Diseño 2.

Fallo del Sistema de Protección con Pérdida de Red Eléctrica (DLC 2.4)

El modelado de esta condición de fallo es una combinación entre los otros tres casos descritos con anterioridad. A los 9000 s de simulación, se produce una caída de la Red Eléctrica, y del Sistema de Control del Paso de Pala, que hace que las tres palas cambien el paso de pala a 0° (“modo vela”). Esto hará que se accione el freno de emergencia, del Eje de Alta Velocidad (HSS), tres segundos después, como se ha descrito en el punto anterior.

Así, los parámetros a modificar en ServoDyn, se recogen en la Tabla 6-28.

TimGenOf (s)	9000
TPitManS (1), (2), (3) (s)	9000
BlPitchF (1), (2), (3) (°)	0, 0, 0
HssBreakMode	1
THSSBrDp (s)	9003
HSSBrDT (s)	0,6
HSSBrTqF (N·m)	28116,2

Tabla 6-28: Fallo del Sistema de Protección con Pérdida de Red Eléctrica (ServoDyn). Situación de Diseño 2.

3.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 3: ARRANQUE DEL AEROGENERADOR

Las características principales para simular las condiciones de carga, de la Situación de Diseño 3, pueden resumirse en la Tabla 6-29.

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
3.1	NWP $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	FLS
3.2	EOG $U_{10,hub} = V_{in}, V_{out}$ y $V_r \pm 2 \text{ m/s}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS
3.3	EDC $U_{10,hub} = V_{in}, V_{out}$ y $V_r \pm 2 \text{ m/s}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	MIS	Generada por el Viento	-	ULS

Tabla 6-29: Situación de Diseño 3: Arranque del Aerogenerador. Fuente: [9]

A continuación, se procede a exponer como se realizó el modelado de las diferentes situaciones metoceánicas, así como de funcionamiento del aerogenerador, reflejados en los DLC's, en la condición de arranque del aerogenerador flotante.

3.3.1.- Condiciones de Viento

Modelo de Perfil Vertical de Viento Normal (NWP)

Al tratarse de un perfil de viento uniforme, el modelo NWP será generado mediante el código IECWind descrito en la Referencia [13].

Los valores de los parámetros característicos de entrada en IECWind, para obtener el citado archivo de viento, se resumen en la Tabla 6-30.

Time Start IEC transient condition (s)	40
IEC WIND TURBINE CLASS	2
Wind turbine hub-height (m)	90
Wind turbine rotor diameter (m)	126
Cut-in; Rated; Cut-out wind speed (m/s)	3; 11,4; 25
Conditions to generate	NWP11.4

Tabla 6-30: Modelado del NWP con IECWind. Situación de Diseño 3.

Ráfaga en Operación Extrema (EOG)

Se trata de un perfil eólico uniforme, sin turbulencia por lo que, de nuevo, se acude al código IECWind y a la Referencia [13] para modelarlo.

Como se observa en la Tabla 6-29, se deben realizar cuatro simulaciones para analizar el DLC 3.2, con cuatro velocidades de viento distintas.

1. $U_{10,hub\ 1} = V_{arranque} = 3\ m/s$
2. $U_{10,hub\ 2} = V_{esperada} - 2 = 11,4 - 2 = 9,4\ m/s$
3. $U_{10,hub\ 3} = V_{esperada} + 2 = 11,4 + 2 = 13,4\ m/s$
4. $U_{10,hub\ 4} = V_{corte} = 25\ m/s$

Los valores de los parámetros de entrada en IECWind, se resumen en la Tabla 6-31.

Time Start IEC transient condition (s)	40
IEC WIND TURBINE CLASS	2
Wind turbine hub-height (m)	90
Wind turbine rotor diameter (m)	126
Cut-in; Rated; Cut-out wind speed (m/s)	3; 11,4; 25
Conditions to generate	EOGi EOGR-2.0, EOGR+2.0, EOGo

Tabla 6-31: Modelado del EOG con IECWind. Situación de Diseño 3.

Cambio Extremo de Dirección (EDC)

De nuevo, se trata de un perfil eólico uniforme, sin turbulencia por lo que, se acude al código IECWind y a la Referencia [13] para modelarlo.

Como se observa en la Tabla 6-29, se deben realizar cuatro simulaciones para analizar el DLC 3.3, con cuatro velocidades de viento distintas.

1. $U_{10,hub\ 1} = V_{arranque} = 3\ m/s$
2. $U_{10,hub\ 2} = V_{esperada} - 2 = 11,4 - 2 = 9,4\ m/s$
3. $U_{10,hub\ 3} = V_{esperada} + 2 = 11,4 + 2 = 13,4\ m/s$
4. $U_{10,hub\ 4} = V_{corte} = 25\ m/s$

Los valores de los parámetros de entrada en IECWind, se resumen en la Tabla 6-32.

Time Start IEC transient condition (s)	40
IEC WIND TURBINE CLASS	2
Wind turbine hub-height (m)	90
Wind turbine rotor diameter (m)	126
Cut-in; Rated; Cut-out wind speed (m/s)	3; 11,4; 25
Conditions to generate	EDC+i, ECD+r+2.0 EDC+r-2.0 EDC+o

Tabla 6-32: Modelado del EDC con IECWind. Situación de Diseño 3.

3.3.2.- Condiciones de Oleaje

La condición de oleaje, a modelar en esta Situación de Diseño es, para todos los DLC's, la del Estado de Mar Normal (NSS), ya descrita en el apartado 3.1.2., de este capítulo.

3.3.3.- Dirección de Viento y Olas

De nuevo, como en esta Situación de Diseño, las olas son co-direccionales (COD) y unidireccionales (UNI), o bien (DLC 3.3) desalineadas (MIS), el modelado de estas condiciones se realizará siguiendo lo expuesto en el apartado 3.1.3.

3.3.4.- Corrientes Marinas

En cuanto a las corrientes, de nuevo, como son generadas por el viento, y estas condiciones coinciden con las de la Situación de Diseño 1, se modelarán tal y como se refleja en el apartado 3.1.4.

3.3.5.- Modelado del Arranque del Aerogenerador

Siguiendo las recomendaciones de NREL [14], para modelar el arranque del aerogenerador flotante, una vez que se den las condiciones idóneas para la producción, se establecerá la necesidad de que el Eje de Alta Velocidad (que se supone engranado) alcance una velocidad de giro de 700 rpm. Sin embargo, y en el caso de que existiera una velocidad de viento insuficiente, para hacer girar el HSS a esa velocidad, ajustando el parámetro *TimGenOn* a 150 s, se obliga al generador a arrancar (producir electricidad), si transcurrido ese lapso (desde el inicio de la simulación), el HSS no girara a la velocidad impuesta.

Ya que las condiciones iniciales del aerogenerador (modeladas en ElastoDyn) son que la velocidad de rotación del rotor (*RotSpeed*) sea nula, y que el paso inicial de las tres palas (*BlPitch*) sea de 90°, transcurridos 500s de simulación, con los parámetros *TPitManS* y *BlPitch*, se obligará al controlador del paso de pala a hacerlas girar hasta un ángulo de 7°. Esto se debe hacer así debido a que, para modelar las condiciones de arranque, NREL recomienda desactivar el Sistema de Control de Paso de Pala (*PCMode=0*, *TPOn=0*).

Por otro lado, para computar correctamente el comportamiento del generador, como el modelo de Bladed no contempla la variación de carga y de potencia generada que se produce al arrancar el aerogenerador, se debe activar el Controlador Simple de Velocidad y Par Variable (*VSCtrl=1*), indicando en ServoDyn los valores de los parámetros que se reflejan en la Tabla 6-33

VS_RtGnSp (rpm)	1173,7
VS_RtTq (N·m)	43093,55
VS_Rgn2K (N·m/rpm ²)	0,0255764
VS_SlPc (%)	10

Tabla 6-33: Controlador Simple de Velocidad y Par Variable (ServoDyn). Fuente: [17]

Finalmente, los parámetros a modificar en ServoDyn y ElastoDyn, para modelar el arranque del aerogenerador, se resumen en la Tabla 6-34 y Tabla 6-35.

PCMode	0
TPOn (s)	0
GenTiStr	False
SpdGenOn (s)	700
TimGenOn (s)	150
TPitManS (1), (2), (3) (s)	500, 500, 500
BlPitchF (1), (2), (3) (°)	7, 7, 7
VSCtrl	1

Tabla 6-34: Arranque del Aerogenerador (ServoDyn). Situación de Diseño 3.

BlPitch (1), (2), (3) (°)	0, 0, 0
RotSpeed (rpm)	0

Tabla 6-35: Arranque del Aerogenerador (ElastoDyn). Situación de Diseño 3.

3.4.- SITUACIÓN DE DISEÑO 4: PARADA NORMAL (APAGADO)

Las características principales para simular las condiciones de carga, de la Situación de Diseño 4, pueden resumirse en la Tabla 6-36.

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
4.1	NWP $V_{in} < U_{10,hub} < V_{out}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	FLS
4.2	EOG $U_{10,hub} = V_{out}$ y $V_r \pm 2 \text{ m/s}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS

Tabla 6-36: Situación de Diseño 4: Parada Normal. Fuente: [9]

A continuación, se procede a exponer como se realizó el modelado de las diferentes situaciones metoceánicas, así como de funcionamiento del aerogenerador, reflejados en los DLC's, en la condición de parada (apagado) normal.

3.4.1.- Condiciones de Viento

Las condiciones eólicas, empleadas en esta Situación de Diseño son dos:

- Modelo de Perfil Vertical de Viento Normal (NWP);
- Ráfaga en Operación Extrema (EOG).

Debido a que estos modelos de viento ya fueron expuestos, se modelarán de la misma forma que se describe en el apartado 3.4.1.

3.4.2.- Condiciones de Oleaje

La condición de oleaje, a modelar en esta Situación de Diseño es, para todos los DLC's, la del Estado de Mar Normal (NSS), ya descrita en el apartado 3.1.2., de este capítulo.

3.4.3.- Dirección de Viento y Olas

De nuevo, como en esta Situación de Diseño, las olas son co-direccionales (COD), en una sola dirección (UNI), para modelar esta condición, se seguirán las disquisiciones expuestas en el apartado 3.1.3.

3.4.4.- Corrientes Marinas

En cuanto a las corrientes, como son generadas por el viento, y estas condiciones coinciden con las de la Situación de Diseño 1, se modelarán tal y como se refleja en el apartado 3.1.4.

3.4.5.- Modelado de la Parada Normal del Aerogenerador

Siguiendo de nuevo las recomendaciones de NREL [14], para modelar el apagado o parada normal del aerogenerador, en primer lugar, se forzará al generador a arrancar al comienzo de la simulación (*TimGenOn=0*). Ya que tiene que estar activo el sistema dinámico de Control de Paso de Pala, modelado con Bladed (*PCMode=5*) y que, a los 14000 s, se apagará el aerogenerador (dejando de producir potencia eléctrica), se deberá indicar en ServoDyn que, en ese instante, el paso de las tres palas pase a 90°, situación con la menor resistencia aerodinámica, para que el viento deje de inducir el giro del rotor y este vaya frenándose paulatinamente, sin accionar freno HSSBrake, solo con el freno motor.

Así, los parámetros a modificar en ServoDyn y ElastoDyn, para modelar esta Situación de Diseño, se resumen en la Tabla 6-37 y Tabla 6-38.

PCMode	5
TimGenOn (s)	0
GenTiStr	True
GenTiStp	False
TPitManS (1), (2), (3) (s)	14000, 14000, 14000
BlPitchF (1), (2), (3) (°)	90, 90, 90
VSCtrl	5

Tabla 6-37: Parada Normal del Aerogenerador (ServoDyn). Situación de Diseño 4.

BlPitch (1), (2), (3) (°)	7, 7, 7
RotSpeed (rpm)	12,1

Tabla 6-38: Parada Normal del Aerogenerador (ElastoDyn). Situación de Diseño 4.

3.5.- SITUACIÓN DE DISEÑO 5: PARADA DE EMERGENCIA

Las características principales para simular las condiciones de carga, de la Situación de Diseño 5, pueden resumirse en la Tabla 6-39.

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
5.1	NTM U _{10,hub} = V _{out} y V _r ± 2 m/s	NSS HS = E[HS U _{10,hub}]	COD, UNI	Generada por el Viento	-	ULS

Tabla 6-39: Situación de Diseño 5: Parada de Emergencia. Fuente: [9]

A continuación, se procede a exponer como se realizó el modelado de las diferentes situaciones metoceanicas, así como de funcionamiento del aerogenerador, reflejados en los DLC's, en la condición de parada de emergencia.

3.5.1.- Condiciones de Viento

Modelo de Turbulencia Normal (NTM)

Para modelar el Modelo de Turbulencia Normal (NTM), como se explicaba en el apartado 3.1.1, será empleado el submódulo *Turbsim*. La diferencia con el citado apartado es que, en este caso, se deben realizar tres simulaciones, cada una para una velocidad distinta de viento:

1. $U_{10,hub\ 1} = V_{esperada} - 2 = 11,4 - 2 = 9,4\ m/s$
2. $U_{10,hub\ 2} = V_{esperada} + 2 = 11,4 + 2 = 13,4\ m/s$
3. $U_{10,hub\ 3} = V_{corte} = 25\ m/s$

Los valores de los parámetros característicos de entrada en *Turbsim*, se recogen en la Tabla 6-41.

NumGrid_Z, NumGrid_Y	31
NumGrid_Y	31
TimeStep (s)	0,05
AnalysisTime, UsableTime (s)	14400, 14400
GridHeight, GridWidth (m)	145, 1000
TurbModel	IECKAI
IECstandard, IECturbc	1-ed3, B
IEC_WindType	NTM
RefHt (m)	95
URef 1, 2, 3 (m/s)	9,4; 13,4; 25
PLExp	default

Tabla 6-40: Modelado de las 3 condiciones NTM con *Turbsim*. Situación de Diseño 5.

3.5.2.- Condiciones de Oleaje

La condición de oleaje a modelar en esta Situación de Diseño, es la del Estado de Mar Normal (NSS), ya descrita en el apartado 3.1.2., de este capítulo.

3.5.3.- Dirección de Viento y Olas

De nuevo, como en esta Situación de Diseño, las olas son co-direccionales (COD), en una sola dirección (UNI), para modelar esta condición, se seguirán las disquisiciones expuestas en el apartado 3.1.3.

3.5.4.- Corrientes Marinas

En cuanto a las corrientes, como son generadas por el viento, y estas condiciones coinciden con las de la Situación de Diseño 1, se modelarán tal y como se refleja en el apartado 3.1.4.

3.5.5.- Modelado de la Parada de Emergencia del Aerogenerador

Para modelar esta Situación de Diseño, y siguiendo de nuevo las recomendaciones de NREL [14], sencillamente se simulará que el Sistema de Control del Aerogenerador, a los 14000 s detecte un fallo eléctrico (o de cualquier tipo), haciendo saltar el freno del Eje de Alta Velocidad (HSSBrake), como se explicaba en el apartado 3.2 de este capítulo.

Así, los parámetros a modificar en ServoDyn y ElastoDyn, para modelar la Parada de Emergencia, se resumen en la Tabla 6-41 y Tabla 6-42.

PCMode	5
TimGenOn (s)	0
GenTiStr	True
GenTiStp	False
VSCtrl	5
HssBreakMode	1
THSSBrDp (s)	9003
HSSBrDT (s)	0,6
HSSBrTqF (N·m)	28116,2

Tabla 6-41: Parada de Emergencia del Aerogenerador (ServoDyn). Situación de Diseño 5.

BIPitch (1), (2), (3) (°)	10, 10, 10
RotSpeed (rpm)	12,1

Tabla 6-42: Parada de Emergencia del Aerogenerador (ElastoDyn). Situación de Diseño 5.

3.6.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6: PARADO Y EN RALENTÍ

Las características principales para simular las condiciones de carga, de la Situación de Diseño 6, pueden resumirse en la Tabla 6-43.

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
6.1a	EWM Viento Turbulento U10,hub = U10,50-yr (desviación estándar de la velocidad del viento sU,c = 0,11·U10hub)	ESS Hs = Hs,50-yr	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	-	ULS
6.1b	EWM Viento Uniforme Uhub = 1,4·U10,50-yr	RWH H = $\psi \cdot H_{50\text{-}yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	-	ULS
6.1c	RWM Viento Uniforme Uhub = 1,1·U10,50-yr	EWL H = H50-yr	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	-	ULS
6.2a	EWM Viento Turbulento U10,hub = U10,50-yr (desviación estándar de la velocidad del viento sU,c = 0,11·U10hub)	ESS Hs = Hs,50-yr	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	Pérdida de Red Eléctrica	ULS (A)
6.2b	EWM Viento Uniforme Uhub = 1,4·U10,50-yr	RWH H = $\psi \cdot H_{50\text{-}yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	Pérdida de Red Eléctrica	ULS (A)
6.3a	EWM Viento Turbulento U10,hub = U10,1-yr (desviación estándar de la velocidad del viento sU,c = 0,11·U10hub)	ESS Hs = Hs,1-yr	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	Desalineamiento Extremo de Guiñada	ULS
6.3b	EWM Viento Uniforme Uhub = 1,4·U10,1-yr	RWH H = $\psi \cdot H_{1\text{-}yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	Desalineamiento Extremo de Guiñada	ULS
6.4	NTM U10,hub < 0,7U10,50-yr	NSS HS = E[HS U10,hub]	COD, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	-	FLS

Tabla 6-43: Situación de Diseño 6: Parado y en Ralentí. Fuente: [9]

A continuación, se procede a exponer como se realizó el modelado de las diferentes situaciones metoceánicas, así como de funcionamiento y fallo del aerogenerador, reflejados en los DLC's, en la condición de parado y en ralentí.

3.6.1.- Condiciones de Viento

Modelo de Velocidad Extrema de Viento (EWM)

El modelado del EWM se realizará con los códigos Turbsim e IECWind, en función del tipo de viento del que se trate, turbulento o uniforme, respectivamente.

Los archivos de viento binarios, con turbulencia, serán generados para los DLC's: 6.1a, 6.2a y 6.3a. Como se observa en la Tabla 6-43, en los dos primeros casos de carga, la velocidad del viento a la altura del núcleo es $U_{10,50-year} = 50,10 \text{ m/s}$ (Tabla 6-5), la velocidad media en lapsos de 10 minutos, con un periodo de retorno de 50 años; mientras que en el caso 6.3a, la velocidad a emplear es $U_{10,1-year}$, en lapsos de 10 minutos, con un periodo de retorno de un año.

Como la velocidad que se obtuvo en el apartado 2 de este capítulo era $U_{1h,1-year}$, se tuvo que acudir a la Referencia [19], para determinarla, como se refleja en la Ec. 6-11.

$$U_{10,1-year} \approx 0,8 \cdot U_{10,50-year} = 40,08 \text{ m/s}, \quad (\text{Ec. 6-11})$$

Como se comentaba en el Capítulo 4, la Situación de Diseño 6 (y 7), presenta un tiempo de simulación de una hora (3600 s), al no ser condiciones de producción de potencia eléctrica, del aerogenerador. Es por ello por lo que, ahora, los archivos de viento que se deben generar son de una duración total de 3600s. Turbsim, sin embargo, solo presenta la opción de desarrollar condiciones EWM de 10 minutos de duración, por lo que según NREL [18], existen dos opciones para realizar las simulaciones:

1. Seis simulaciones de 10min con TURBSIM, con diferentes "seeds" o números aleatorios, empleando el modelo EWM y mediante un script ("PEARL script"), unir los seis archivos en uno, para tener así los 3600s.
2. Realizar una única simulación en TURBSIM, de 3600s, empleando el modelo turbulento NTM, y especificando el "power-law coefficient", la velocidad del viento y la intensidad de turbulencia, propia de la EWM.

Por simplicidad, se escogió el segundo método, por lo que los valores de los parámetros de entrada en Turbsim, para modelar el EWM turbulento, se recogen en la Tabla 6-44.

NumGrid_Z, NumGrid_Y	31
NumGrid_Y	31
TimeStep (s)	0,05
AnalysisTime, UsableTime (s)	3600, 3600
GridHeight, GridWidth (m)	145, 1000
TurbModel	IECKAI
IECstandard, IECTurbc	1-ed3, 11
IEC_WindType	NTM
RefHt (m)	10
URef (m/s)	50,1
PLExp	0,11

Tabla 6-44: Modelado del EWM turbulento con Turbsim. Situación de Diseño 6.

Por otro lado, en los DLC's 6.1b, 6.1c, 6.2b, 6.3b, el modelo de viento es EWM uniforme (sin turbulencia), por lo que en la Tabla 6-45, se recogen los valores de los parámetros de entrada en IECWind necesarios para generar los archivos de viento correspondientes.

Time Start IEC transient condition (s)	40
IEC WIND TURBINE CLASS	2
Wind turbine hub-height (m)	90
Wind turbine rotor diameter (m)	126
Cut-in; Rated; Cut-out wind speed (m/s)	3; 11,4; 25
Wind Speeds (corregidas en los archivos *.wnd) (m/s)	DLC6.1b: 70,14 DLC6.1c: 55,11 DLC6.2b: 70,14 DLC6.3b: 47,60
Conditions to generate:	DLC6.1b: EWM50 DLC6.1c: EWM50 DLC6.2b: EWM50 DLC6.3b: EWM01

Tabla 6-45: Modelado del EWM uniforme con IECWIND. Situación de Diseño 6.

Modelo de Turbulencia Normal (NTM)

Para modelar en este caso el NTM, se realizará con Turbsim y de la misma manera que se describió en el apartado 3.1.1, pero ahora cambiando la velocidad a $0,7 \cdot U_{10,50\text{-year}}$. Así:

NumGrid_Z, NumGrid_Y	31
NumGrid_Y	31
TimeStep (s)	0,05
AnalysisTime, UsableTime (s)	14400, 14400
GridHeight, GridWidth (m)	145, 1000
TurbModel	IECKAI
IECstandard, IECTurbc	1-ed3, B
IEC_WindType	NTM
RefHt (m)	10
URef (m/s)	35,07
PLExp	default

Tabla 6-46: Modelado del NTM con Turbsim. Situación de Diseño 6.

3.6.2.- Condiciones de Oleaje

Estado de Mar Extremo (ESS)

Para modelar el Estado de Mar Extremo, se realizará de la misma manera que el SSS, en el apartado 3.1.2.WaveMod	2
WavePkShp	default
WaveDT (s)	0,25
WaveHs (m)	14,6

WaveTp (s)	15
------------	----

Tabla 6-47: Modelado del ESS (50 años) en HydroDyn. Situación de Diseño 6.

Para el DLC 6.3a, en el que se requiere la altura de ola significativa y su periodo, con retorno de un año, se emplearán los valores calculados en el apartado 2 (Tabla 6-9).

WaveMod	2
WavePkShp	default
WaveDT (s)	0,25
WaveHs (m)	6,171
WaveTp (s)	11,102

Tabla 6-48: Modelado del ESS (1 año) en HydroDyn. Situación de Diseño 6.

Altura Reducida de Ola (RWH)

En este caso, la altura de ola máxima, se ve reducida por el parámetro ψ , como se observa en la Ec. 6-12.

$$H = \psi \cdot H_{50-year}, \quad (\text{Ec. 6-12})$$

donde, como se recoge en la Referencia [2]:

$$\psi = \frac{H_{5-year}}{H_{50-year}} = \frac{14,85}{25,80} \approx 0,6 \quad (\text{Ec. 6-13})$$

H_{5-year} , se calculó mediante una extrapolación logarítmica entre los valores de altura de ola máxima, para distintos períodos de retorno (10, 50 y 100 años), recogido en la Tabla 6-5. Así, finalmente:

$$H = 15,48 \text{ m} \quad (\text{Ec. 6-14})$$

WaveMod	2
WavePkShp	default
WaveDT (s)	0,25
WaveHs (m)	15,48
WaveTp (s)	13,50

Tabla 6-49: Modelado del RWH (50 años) en HydroDyn. Situación de Diseño 6.

Para el DLC 6.3b, en el que se requiere la altura de ola significativa y su periodo, con retorno de un año, se emplearán los valores calculados en el apartado 2 (Tabla 6-9).

WaveMod	2
WavePkShp	default
WaveDT (s)	0,25
WaveHs (m)	7,16
WaveTp (s)	9,992

Tabla 6-50: Modelado del RWH (1 año) en HydroDyn. Situación de Diseño 6.

3.6.3.- Dirección de Viento y Olas

Desalineamiento (MIS) - Multidireccionalidad (MUL)

Para simular correctamente el desalineamiento multidireccional del viento y las olas, se deben emplear los valores de los siguientes parámetros característicos, recogidos en la Tabla 6-51, en el módulo HydroDyn:

WaveDir (°)	90
WaveDirMod	1
WaveDirSpread	1
WaveNDir	5
WaveDirRange (°)	60

Tabla 6-51: Modelado del oleaje Desalineado-Multidireccional en HydroDyn. Situación de Diseño 6.

En los DLC's 6.3a y 6.3b, el desalineamiento extremo por guiñada, se modelará conforme a lo estipulado en la Referencia [20].

WaveDir (°)	90
WaveDirMod	1
WaveDirSpread	1
WaveNDir	5
WaveDirRange (°)	20

Tabla 6-52: Modelado del Desalineamiento Extremo por Guiñada en HydroDyn. Situación de Diseño 6.

3.6.4.- Corrientes Marinas

En los casos de carga de la Situación de Diseño 6, las corrientes marinas a simular son aquellas que se generan por la acción del viento, para 50 y 1 año de periodo de retorno. Los parámetros para modelarlas se recogen en la Tabla 6-53 y Tabla 6-54.

CurrMod	1
CurrSSV0 (m/s)	1,67
CurrSSDir (°)	default
CurrNSRef (m)	34,95
CurrNSV0 (m/s)	1,25
CurrNSDir (°)	0

Tabla 6-53: Modelado de la Corriente (50 años) en HydroDyn. Situación de Diseño 6.

CurrMod	1
CurrSSV0 (m/s)	0,92
CurrSSDir (°)	default
CurrNSRef (m)	34,95
CurrNSV0 (m/s)	0,92
CurrNSDir (°)	0

Tabla 6-54: Modelado de la Corriente (1 año) en HydroDyn. Situación de Diseño 6.

3.6.5.- Modelado del Aerogenerador Parado y al Ralentí

Los parámetros a modificar en ServoDyn y ElastoDyn, para modelar el comportamiento del aerogenerador en parada y al ralentí, se resumen en la Tabla 6-41 y Tabla 6-42.

Con el parámetro $HSSBrTqF$, se forzará al freno del Eje de Alta Velocidad a accionarse desde el principio de la simulación, con un par de frenada de 10 N·m. Este valor permitirá no aplicar el 100% del par de frenada, permitiendo así una leve rotación del rotor del aerogenerador, comenzando a 4 rpm.

Las palas permanecerán con la mínima resistencia aerodinámica posible (90°), para evitar el giro a alta velocidad del rotor, ya que no se pretende producir energía eléctrica a lo largo de toda la simulación ($TimGenOn=14999$).

La eficiencia del generador debe ser inferior al 100%, para simular el ralentí, tal y como se recoge en la Referencia [14].

PCMode	5
TimGenOn (s)	14999
GenTiStr	True
GenTiStp	True
HssBrMode	1
THSSBrDp (s)	0
HSSBrDT (s)	0
HSSBrTqF (N·m)	10
TPitManS (1) (2) (3) (s)	0, 0, 0
BlPitchF (1) (2) (3) (°)	90, 90, 90

Tabla 6-55: Aerogenerador Parado y en Ralentí (ServoDyn). Situación de Diseño 6.

BlPitch (1), (2), (3) (°)	90, 90, 90
RotSpeed (rpm)	4
GBoxEff (%)	95

Tabla 6-56: Aerogenerador Parado y en Ralentí (ElastoDyn). Situación de Diseño 6.

3.6.6.- Modelado de la Pérdida de Red Eléctrica

Para modelar esta condición, en los DLC's 6.2a y 6.2b, se seguirá lo descrito en el apartado 3.2.5.

3.7.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7: PARADO Y FALLO

Las características principales para simular las condiciones de carga, de la Situación de Diseño 7, pueden resumirse en la Tabla 6-57.

DLC	Condiciones de Viento	Condiciones de Oleaje	Dirección de Viento y Olas	Corrientes Marinas	Otras Condiciones	Estado Límite
7.1a	EWM Viento Turbulento $U_{10,hub} = U_{10,1-yr}$ (desviación estándar de la velocidad del viento $s_{U,c} = 0,11 \cdot U_{10,hub}$)	ESS $H_s = H_s,1-yr$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	-	ULS (A)
7.1b	EWM Viento Uniforme $U_{hub} = 1,4 \cdot U_{10,1-yr}$	RWH $H = \psi \cdot H_{1-yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	-	ULS (A)
7.1c	RWM Viento Uniforme $U_{hub} = 0,88 \cdot U_{10,50-yr}$	EWL $H = H_{1-yr}$	MIS, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 1 año	-	ULS (A)
7.2	NTM $U_{10,hub} < 0,7 \cdot U_{10,50-yr}$	NSS $HS = E[HS U_{10,hub}]$	COD, MUL	Generada por el Viento. P.Retorno: 50 años	-	FLS

Tabla 6-57: Situación de Diseño 7: Parado y Fallo. Fuente: [9]

A continuación, se procede a exponer como se realizó el modelado de las diferentes situaciones metoceánicas, así como de funcionamiento y fallo del aerogenerador, reflejados en los DLC's, en la condición de parado y fallo.

3.7.1.- *Condiciones de Viento*

Las condiciones eólicas, empleadas en esta Situación de Diseño son dos:

- Modelo de Velocidad Extrema de Viento (EWM) turbulento y uniforme, que se modelarán de la misma forma, descrita en el apartado 3.6.1.
- Modelo de Turbulencia Normal (NTM), que se modelará como se refleja en el apartado 3.6.1.

3.7.2.- *Condiciones de Oleaje*

Las condiciones de oleaje, en esta Situación de Diseño, son las mismas que las descritas en el apartado 3.6.2.

3.7.3.- *Dirección de Viento y Olas*

La dirección relativa entre el viento y el oleaje, en esta Situación de Diseño, son las mismas que las descritas en el apartado 3.6.3.

3.7.4.- *Corrientes Marinas*

En cuanto a las corrientes, como son generadas por el viento, y estas condiciones coinciden con las de la Situación de Diseño 6, se modelarán tal y como se refleja en el apartado 3.6.4.

3.7.5.- *Modelado del Aerogenerador Parado y con Fallo*

Para modelar esta Situación de Diseño, los valores de los parámetros empleados en la Situación 6 (Parado y al Ralentí), serán utilizados de nuevo, pero con las siguientes modificaciones:

1. Se modelará un fallo en el Sistema de Control del Paso de Pala, a los 3000s, que hará que el ángulo de paso, de la Pala 2 cambie de forma inmediata a 40°, generando inestabilidad en el sistema rotor, y propagándose a la estructura de soporte.
2. El par de frenado permanente (desde el inicio de la simulación), se variará al valor nominal (28116,2 N·m), ya que cuando el paso de pala se varíe, el valor empleado en la Situación de Diseño 6, podría ser insuficiente para parar el eje.
3. La velocidad inicial del giro del rotor será de 0 rpm, ya que cuando se produzca el fallo, el rotor comenzará a girar por sí mismo.

Los parámetros a modificar en ServoDyn y ElastoDyn, para modelar el comportamiento del aerogenerador en parada y al ralentí, se resumen en la Tabla 6-41 y Tabla 6-42.

PCMode	5
TimGenOn (s)	14999
GenTiStr	True
GenTiStp	True
HssBrMode	1
THSSBrDp (s)	0
HSSBrDT (s)	0
HSSBrTqF (N·m)	28116,2
TPitManS (1) (2) (3) (s)	0, 3000, 0
BlPitchF (1) (2) (3) (°)	90, 40, 90

Tabla 6-58: Aerogenerador Parado y con Fallo (ServoDyn). Situación de Diseño 7.

BlPitch (1), (2), (3) (°)	90, 90, 90
RotSpeed (rpm)	0
GBoxEff (%)	95

Tabla 6-59: Aerogenerador Parado y con Fallo (ElastoDyn). Situación de Diseño 7.

3.8.- SITUACIÓN DE DISEÑO 8: TRANSPORTE, INSTALACIÓN, MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN

Debido a la imposibilidad, por el momento, de simular estas condiciones de diseño, con el código FAST v8.16, estos DLC's serán descartados, y por ello no se evaluarán.

4.- SIMULACIÓN DE LAS CONDICIONES DE CARGA

Introducidos correctamente todos los valores en los diferentes módulos y submódulos de FAST (AEMISH), para modelar las situaciones de carga descritas anteriormente, a continuación se deberá desarrollar la hoja del “glue-code” (.fst), con objeto de que las simulaciones sean ejecutadas correctamente, es decir:

- con un tiempo de simulación correcto, en función de la Situación de Diseño,
- con un paso de tiempo y entre llamadas al Jacobiano óptimo, según las recomendaciones de NREL [14], y
- activando los módulos necesarios para la ejecución de los DLC’s.

```
----- FAST v8.16.* INPUT FILE -----
*****SIMULATION CONTROL *****
TRUE Echo - Echo simulation data to <RootName>.ech (flag)
"Fatal" AbortLevel - Error level when simulation should abort (string) {"WARNING", "SEVERE", "FATAL"}
14400 TMax - Total run time (s)
0.0125 DT - Recommended module time step (s)
1 InterpOrder. - Interpolation order for input/output time history (-) {1=linear, 2=quadratic}
0 NumCrtn. - Number of correction iterations (-) {0=explicit calculation, i.e., no corrections}
1.5 DT_UJac - Time between calls to get Jacobians (s)
1E+06 UJacSciFact - Scaling factor used in Jacobians (-)

FEATURE SWITCHES AND FLAGS -
1 CompLast - Compute structural dynamics (switch) {0=Elastodyn; 2=Elastodyn + BeamDyn for blades}
1 CompInflow - Compute inflow wind velocities (switch) {0=stagnant; 1=inflowwind; 2=external from OpenFOAM}
1 CompMoor - Compute mooring system (switch) {0=none; 1=mooring; 2=FEMooring; 3=MoorDyn; 4=OrcaFlex}
1 CompServo - Compute control and electrical-drive dynamics (switch) {0=None; 1=ServoDyn}
1 CompHydro - Compute hydrodynamic loads (switch) {0=None; 1=HydroDyn}
0 CompSub - Compute sub-structural dynamics (switch) {0=None; 1=SubDyn}
1 CompMooring - Compute mooring system (switch) {0=None; 1=MAP++; 2=FEMooring; 3=MoorDyn; 4=OrcaFlex}
0 CompIce - Compute ice loads (switch) {0=None; 1=IceFlue; 2=IceDyn}

INPUT FILES -
"NRELOffshBslinesSMW_0C3HwWind_Elastodyn.dat" EDFile - Name of file containing Elastodyn input parameters (quoted string)
"NRELOffshBslinesSMW_BeamDyn.dat" BDBldfile(1) - Name of file containing BeamDyn input parameters for blade 1 (quoted string)
"NRELOffshBslinesSMW_BeamDyn.dat" BDBldfile(2) - Name of file containing BeamDyn input parameters for blade 2 (quoted string)
"NRELOffshBslinesSMW_BeamDyn.dat" BDBldfile(3) - Name of file containing BeamDyn input parameters for blade 3 (quoted string)
"NRELOffshBslinesSMW_InflowWind.dat" InflowFile - Name of file containing inflow wind parameters (quoted string)
"NRELOffshBslinesSMW_0C3HwWind_AeroDyn14.int" AeroFile - Name of file containing aerodynamic input parameters (quoted string)
"NRELOffshBslinesSMW_0C3HwWind_ServoDyn.dat" ServoFile - Name of file containing control and electrical-drive input parameters (quoted string)
"NRELOffshBslinesSMW_0C3HwWind_HydroDyn.dat" HydroFile - Name of file containing hydrodynamic input parameters (quoted string)
"unused" Subfile - Name of file containing sub-structural input parameters (quoted string)
"NRELOffshBslinesSMW_0C3HwWind_MAP.dat" MooringFile - Name of file containing mooring system input parameters (quoted string)
"unused" Icfile - Name of file containing ice input parameters (quoted string)

OUTPUT -
True SumPrint - Print summary data to "<RootName>.sum" (flag)
1 StsTime - Amount of time between screen status messages (s)
99999 ChkptTime - Amount of time between creating checkpoint files for potential restart (s)
0.0125 DT_Out - Time step for tabular output (s) (or "default")
0 TStart - Time to begin tabular output (s)
1 SubfileFmt - Format for sub-structural (non-tabular) output file (switch) {1: text file [<RootName>.out], 2: binary file [<RootName>.outb], 3: both}
True TabDelim - Use tab delimiters in text tabular output file? (flag) (uses spaces if false)
"ES10.3E2" OutFmt - Format used for text tabular output, excluding the time channel. Resulting field should be 10 characters. (quoted string)

LINEARIZATION -
False Linearize - Linearization analysis (flag)
2 NLnTimes - Number of times to linearize (-) (>=1) [unused if Linearize=False]
30, 60 LInTimes - List of times at which to linearize (s) [1 to NLnTimes] [unused if Linearize=False]
1 LinInputs - Inputs included in linearization (switch) {0=none; 1=standard; 2=all module inputs (debug)} [unused if Linearize=False]
1 LinOutputs - Outputs included in linearization (switch) {0=None; 1=from OutList(s); 2=all module outputs (debug)} [unused if Linearize=False]
False LinOutJac - Include full Jacobians in linearization output (for debug) (flag) [unused if Linearize=False; used only if LinInputs=LinOutputs=2]
False LinOutMod - Write module-level linearization output files in addition to output for full system? (flag) [unused if Linearize=False]

VISUALIZATION -
0 WrVTK - VTK visualization data output: (switch) {0=none; 1=initialization data only; 2=animation}
2 VTK_type - Type of VTK visualization data: (switch) {1=surfaces; 2=basic meshes (lines/points); 3=all meshes (debug)} [unused if WrVTK=0]
false VTK_fields - Write mesh fields to VTK data files? (flag) [true/false] [unused if WrVTK=0]
15 VTK_fps - Frame rate for VTK output (frames per second) [will use closest integer multiple of DT] [used only if WrVTK=2]
```

Figura 6- 8: Hoja de parámetros de entrada fst (FAST Input File), del Código FASTv8.16.

En la Figura 6- 8, se muestra, como ejemplo, una hoja *fst* característica, en la que se observan seis bloques de datos:

1. Controles de la simulación: empleados para ajustar el paso de tiempo (*DT*), el tiempo total de simulación (*TMax*), y los parámetros relativos al Jacobiano, entre otros.
2. Interruptores y *flags*: estos se utilizan para activar (1) o desactivar (2) la computación de ciertas características del modelo del aerogenerador, en función del módulo del que se trate.
3. Archivos de entrada: aquí se introducen los directorios en los que se encuentran los archivos *primary* de los distintos módulos con los que se trabajará (AEMISH).
4. Salidas: estos parámetros permiten indicar: el paso de tiempo de datos de salida tabulados (*DT_Out*), así como los distintos tiempos de inicio de grabación de datos (*TStart*) y de “checkpoint”, además de ajustar el formato de datos de salida.
5. Parámetros de linearización: no empleados, ya que no se llegó a activar la linearización en las simulaciones de FAST.
6. Parámetros de visualización: tampoco se utilizaron, pues no fue necesario para realizar las simulaciones.

En las siguientes tablas (Tabla 6-60, Tabla 6-61 y Tabla 6-62), se recogen los parámetros más importantes de las hojas fst, de las distintas situaciones de diseño, que se utilizaron para la ejecución de las simulaciones con los módulos AEMISH.

TMax (s)	14400
DT (s)	0,0125
DT_UJac (s)	1,5
CompElast	1
CompInflow	1
CompAero	1
CompServo	1
CompHydro	1
CompSub	0
CompMooring	1
CompIce	0
DT_Out (s)	0,0125
TStart	0
OutFileFmt	1

Tabla 6-60: Parámetros de entrada en la hoja fst (FAST Input File) . Situaciones de Diseño: 1, 2, 3, 4 y 5

TMax (s)	3600
DT (s)	0,0125
DT_UJac (s)	1,5
CompElast	1
CompInflow	1
CompAero	1
CompServo	1
CompHydro	1
CompSub	0
CompMooring	1
CompIce	0
DT_Out (s)	0,0125
TStart	0
OutFileFmt	1

Tabla 6-61: Parámetros de entrada en la hoja fst (FAST Input File) . Situaciones de Diseño: 6 y 7

TMax (s)	3600
DT (s)	0,01
DT_Out (s)	0,01

Tabla 6-62: Parámetros temporales de entrada en la hoja fst (FAST Input File) . DLC's: 6.3a y 6.3b

Tal y como refleja la Tabla 6-62, fue necesario reducir los pasos temporales de los DLC's 6.3a y 6.3b, a 0,01s, con el objeto de incrementar la estabilidad numérica del cálculo.

5.- POSTPROCESADO DE CONDICIONES DE CARGA

Una vez que las simulaciones terminan de calcular, como se comentaba en la introducción de este capítulo, se procede a analizar cada hoja de salida de resultados tabulados (*.out*), mediante el programa de Matlab (ANEXO 1), desarrollado por el autor del Trabajo, con los siguientes objetivos:

- Verificar el correcto modelado de las condiciones metoceánicas, de comportamiento y de fallo del aerogenerador, tal y como se describió en el Apartado 3.
- Transformar el archivo tabulado de texto en vectores resultado, uno por cada parámetro de salida, con el objeto de poder trabajar con estos valores:
 - obteniendo máximos y mínimos,
 - valores eficaces RMS,
 - transformadas rápidas de Fourier (FFT),
 - graficando los resultados respecto del tiempo, y
 - hallando los valores de los parámetros estructurales de la torre (Tabla 6-1)

A continuación, se procede a evaluar, caso a caso, el modelado de las condiciones descritas en el apartado anterior, mediante el desarrollo temporal de los parámetros característicos recogidos en la Tabla 6-63, de los cientos de parámetros de salida disponibles, como se comentaba en el Capítulo 3.

VIENTO	Wind1VelX Wind1VelY Wind1VelZ
MAR	Wave1Elev
GENERADOR	GenPwr GenSpeed
ROTOR	RotSpeed
PALAS (PASO VARIABLE)	BldPitch1 BldPitch2 BldPitch3

Tabla 6-63: Parámetros Característicos de Control de las Simulaciones.

5.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1: PRODUCCIÓN DE POTENCIA

DLC 1.1

- Viento

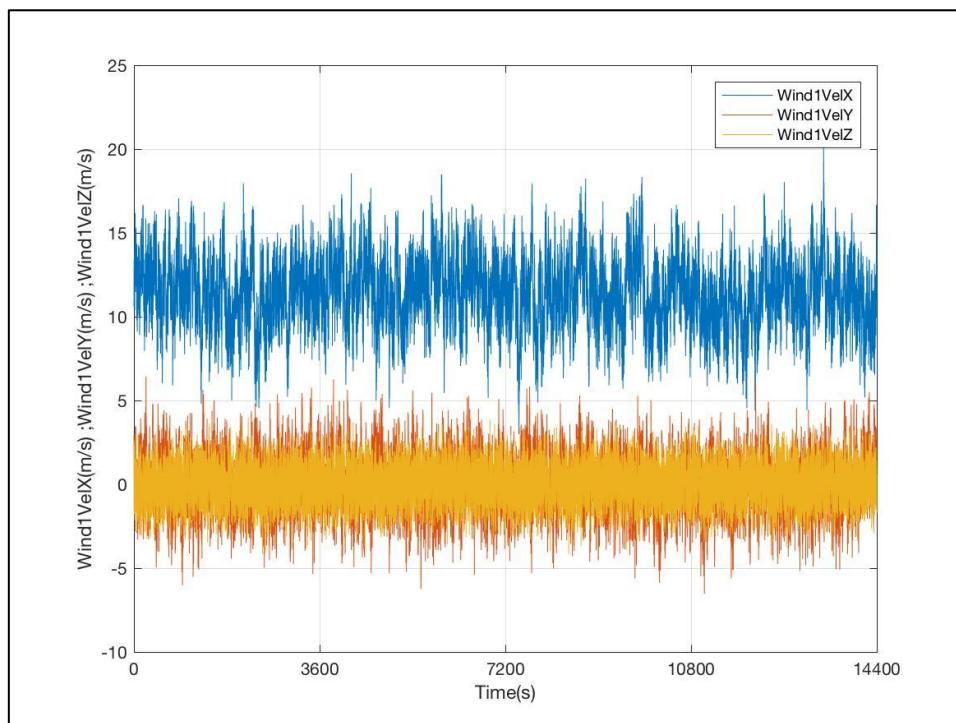


Figura 6-9: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.1

- Oleaje

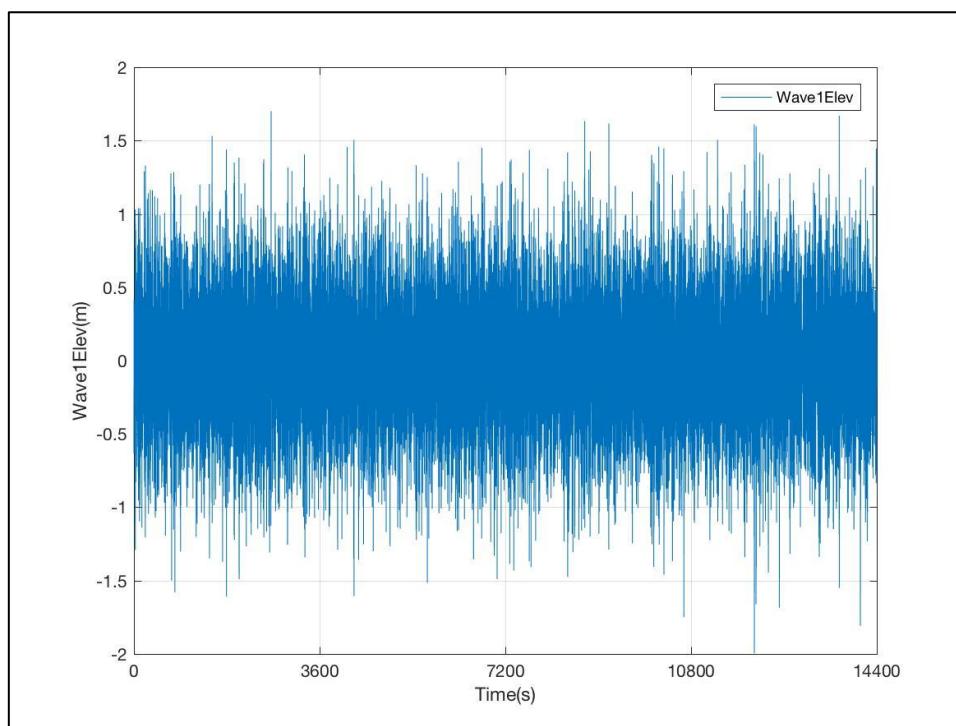


Figura 6-10: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.1

- Generador

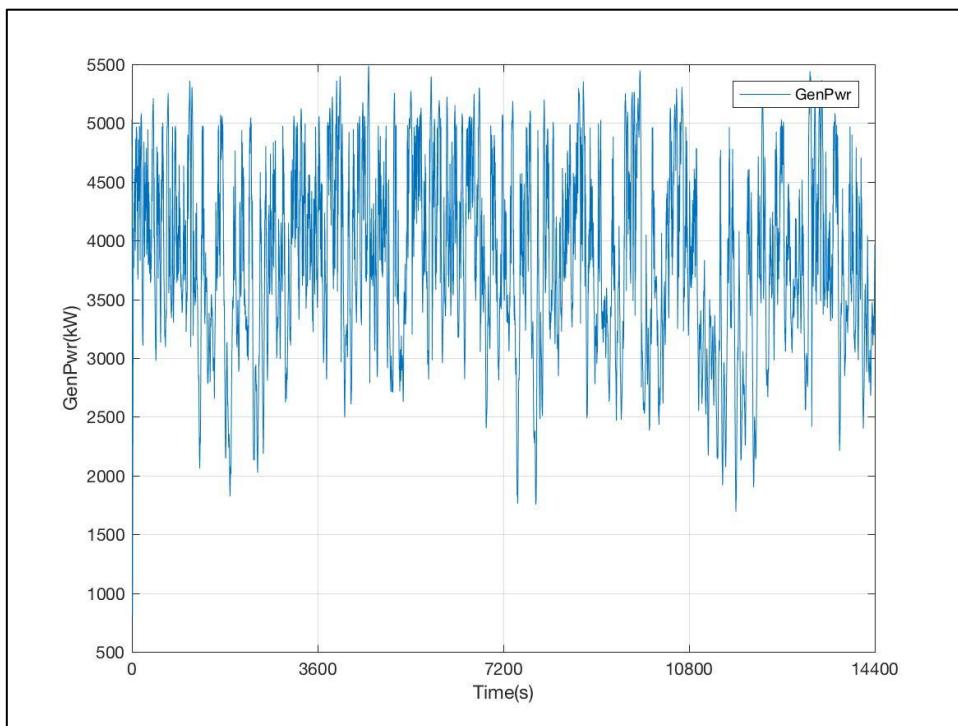


Figura 6-11: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.1

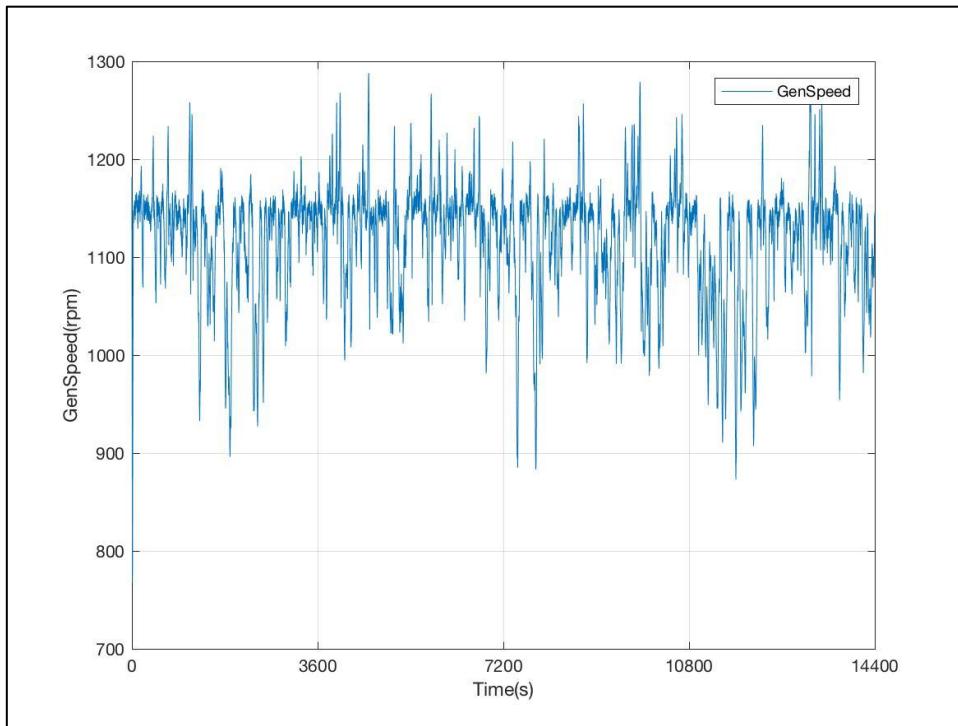


Figura 6-12: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.1

- Rotor

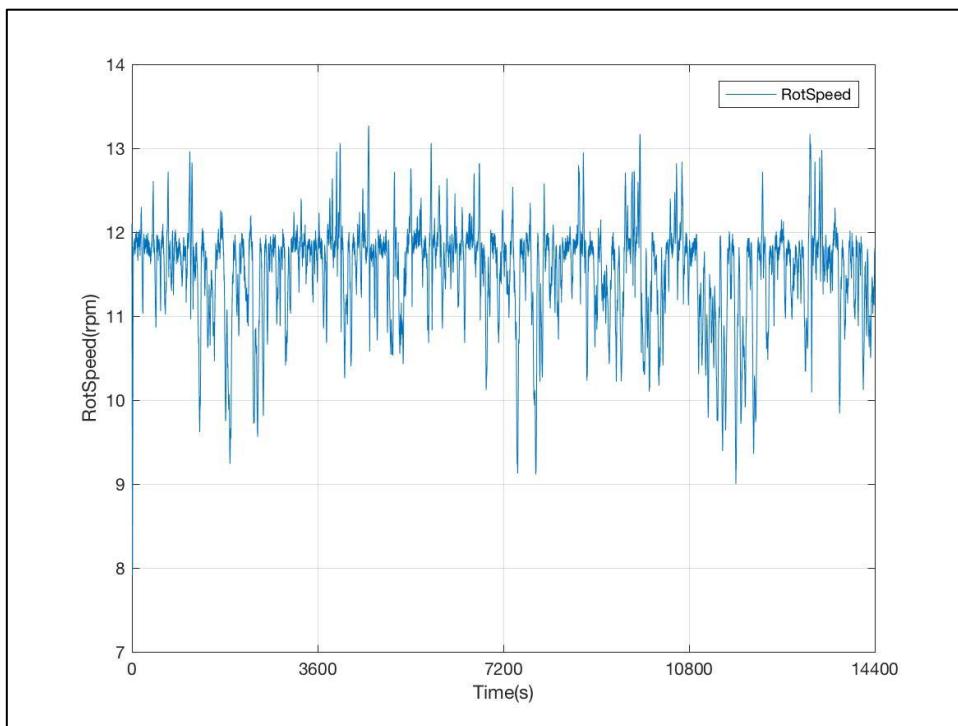


Figura 6-13: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.1

- Paso de Pala

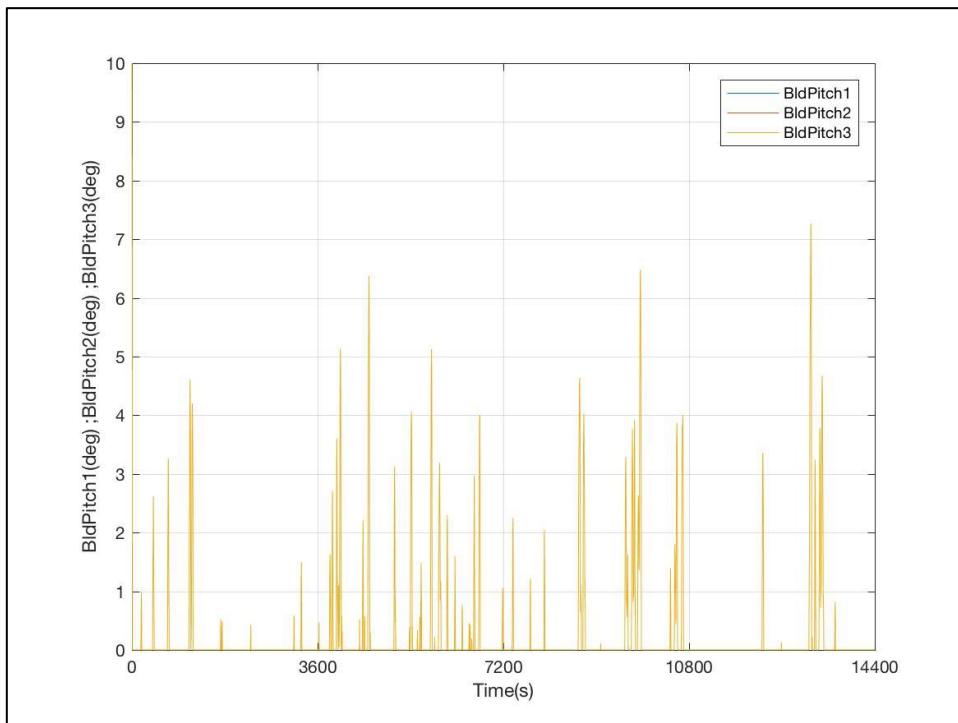


Figura 6-14: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.1

DLC 1.2

- Viento

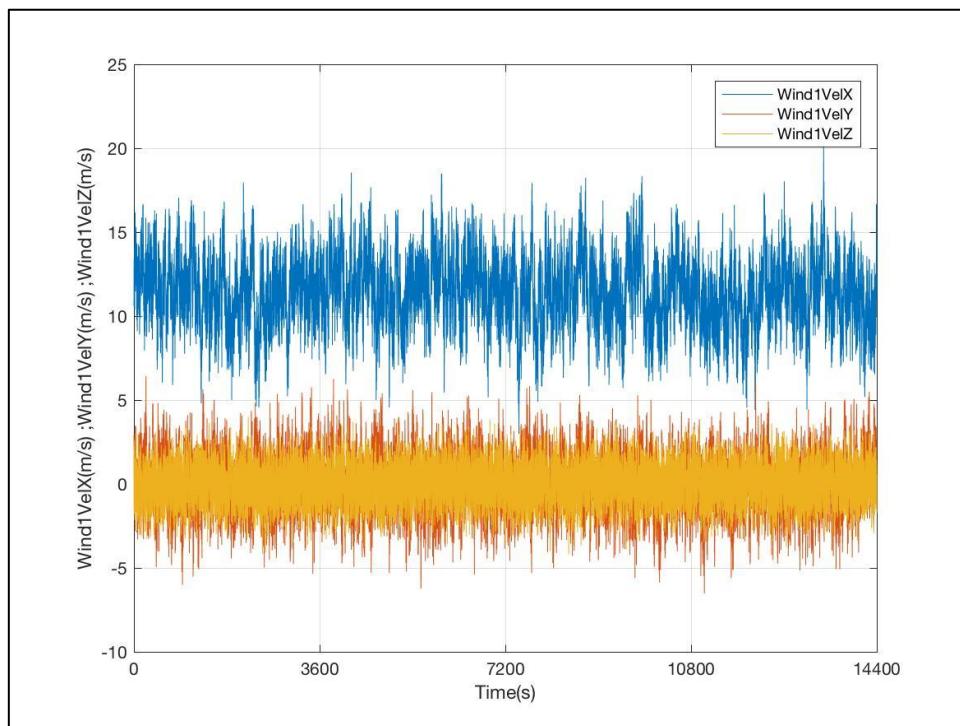


Figura 6-15: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.2

- Oleaje

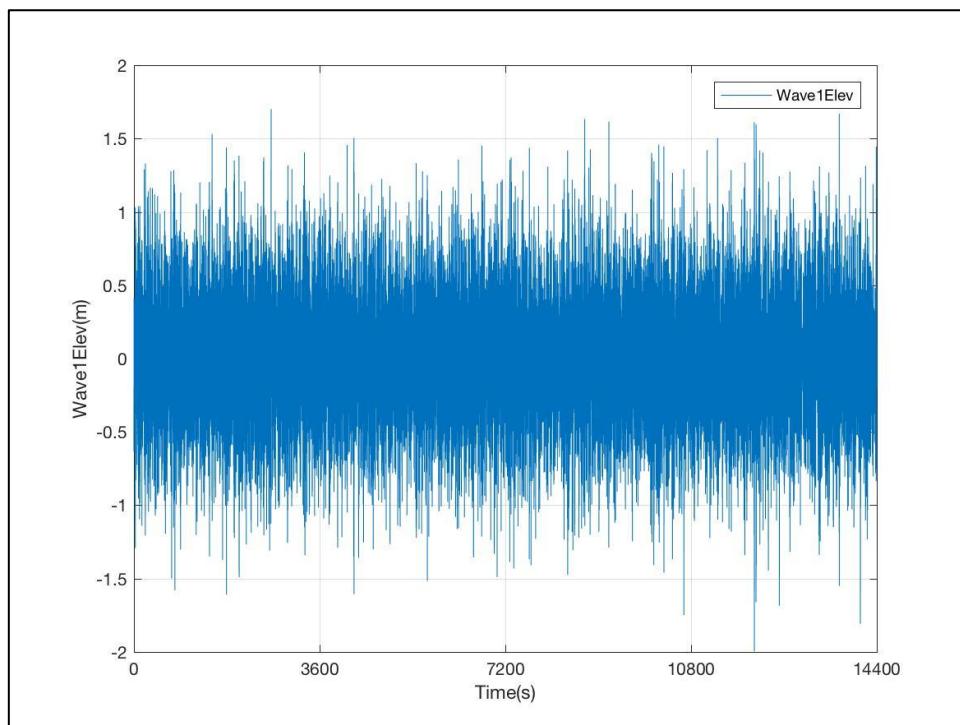


Figura 6-16: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.2

- Generador

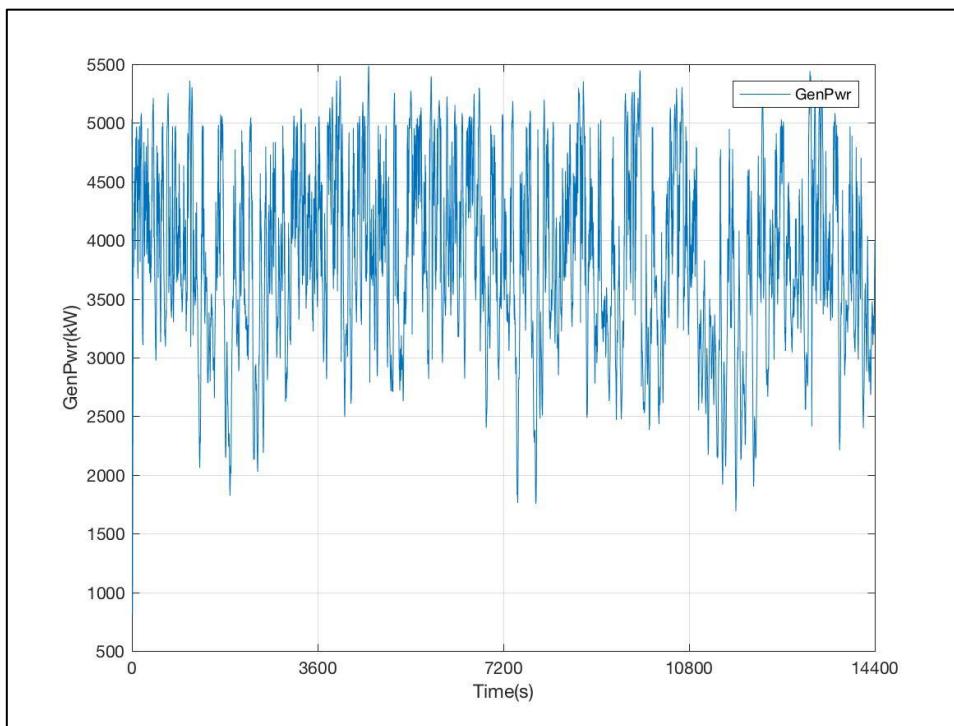


Figura 6-17: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.2

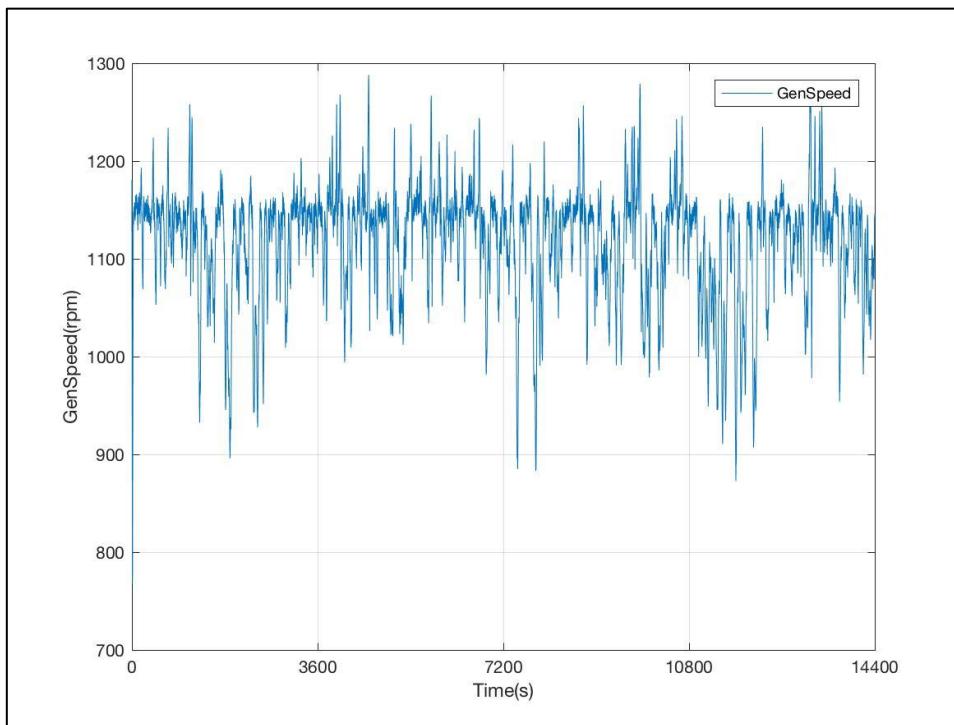


Figura 6-18: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.2

- Rotor

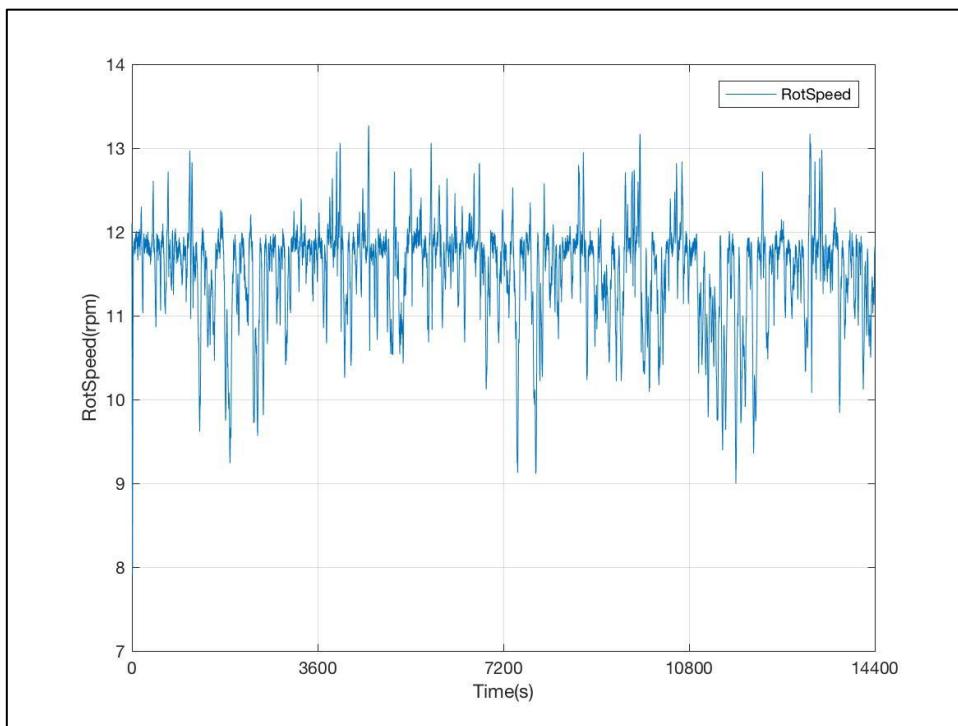


Figura 6-19: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.2

- Paso de Pala

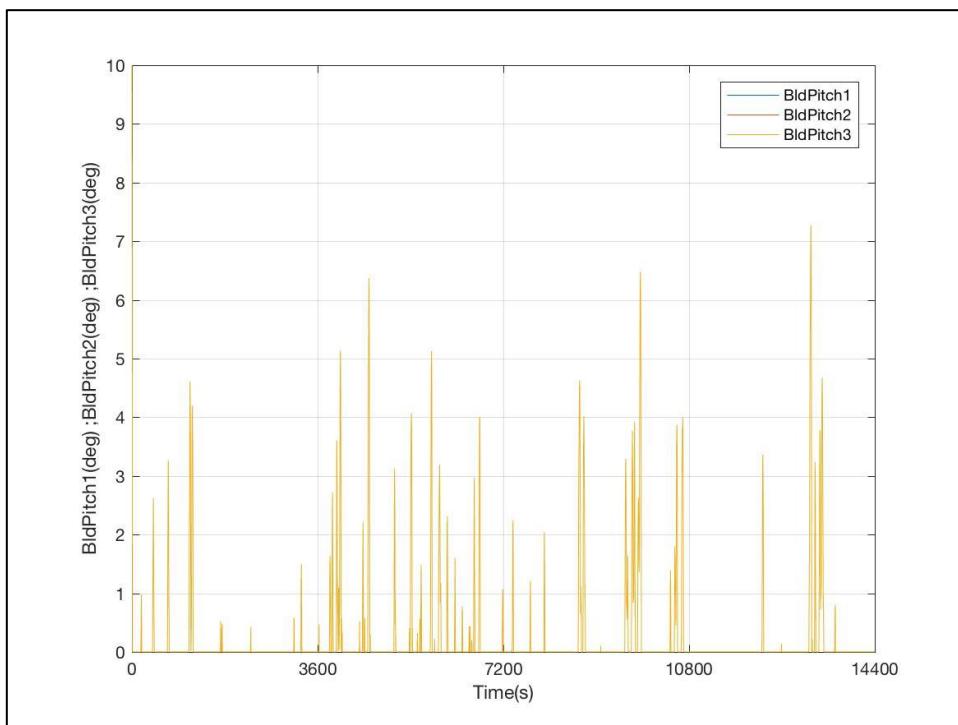


Figura 6-20: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.2

DLC 1.3

- Viento

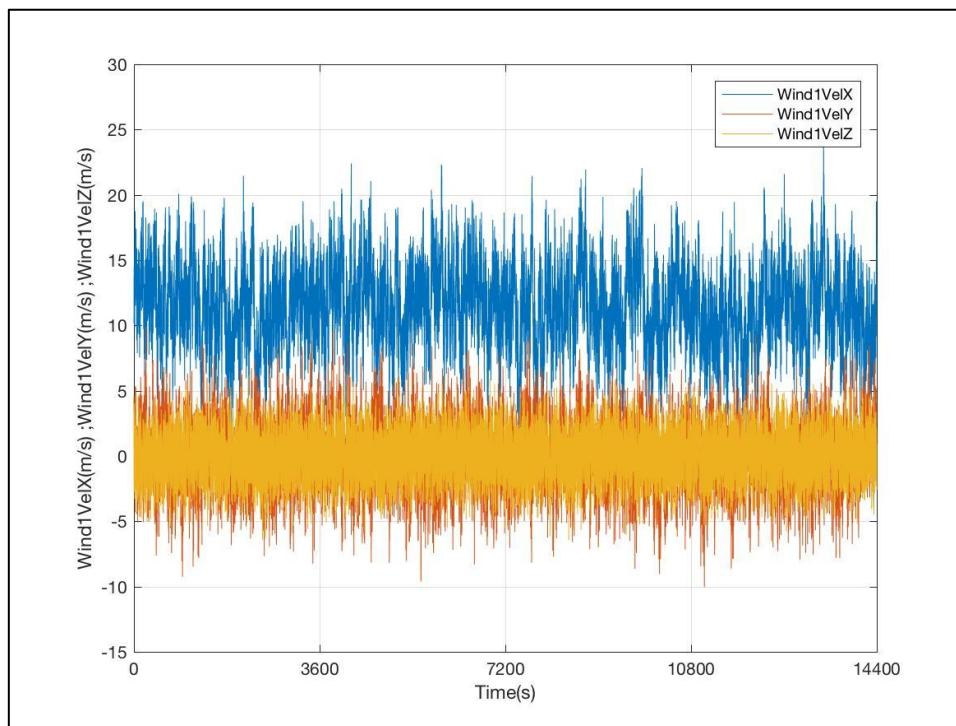


Figura 6-21: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.3

- Oleaje

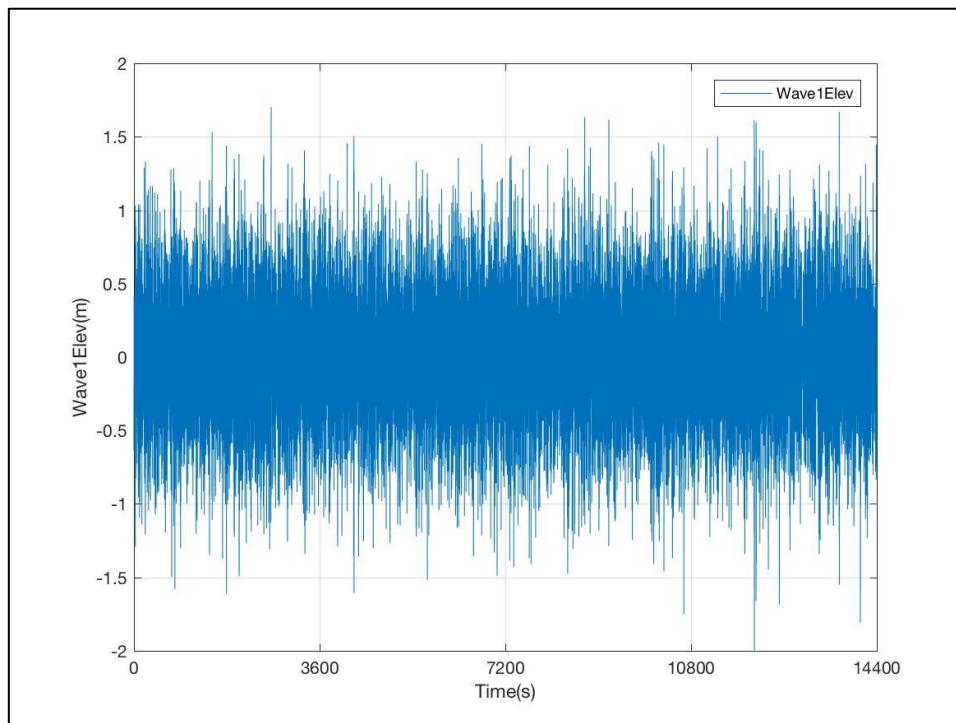


Figura 6-22: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.3

- Generador

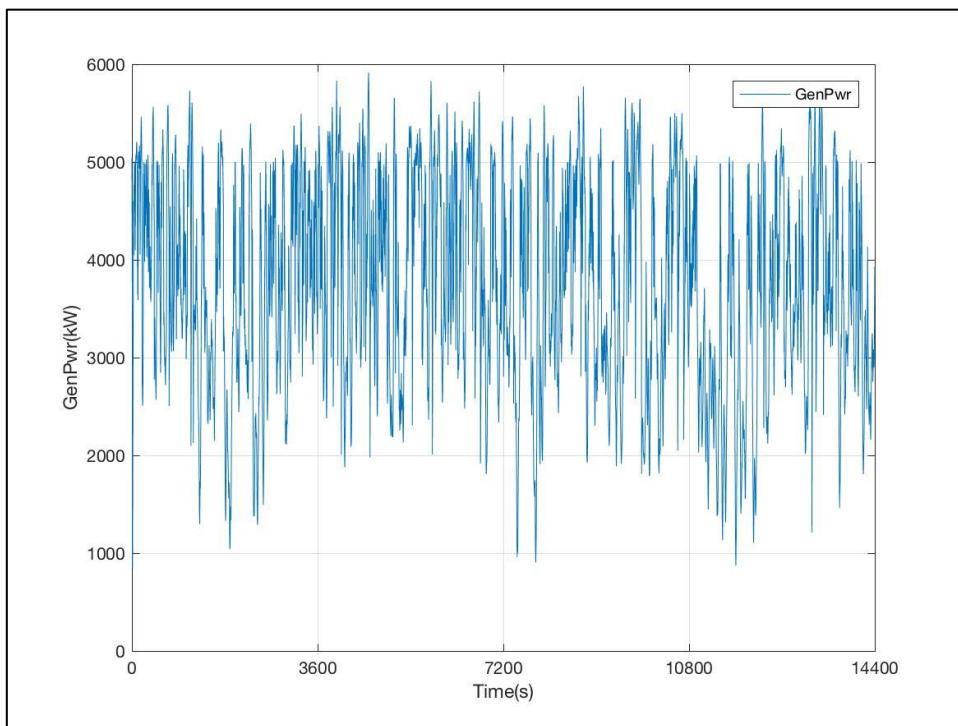


Figura 6-23: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.3

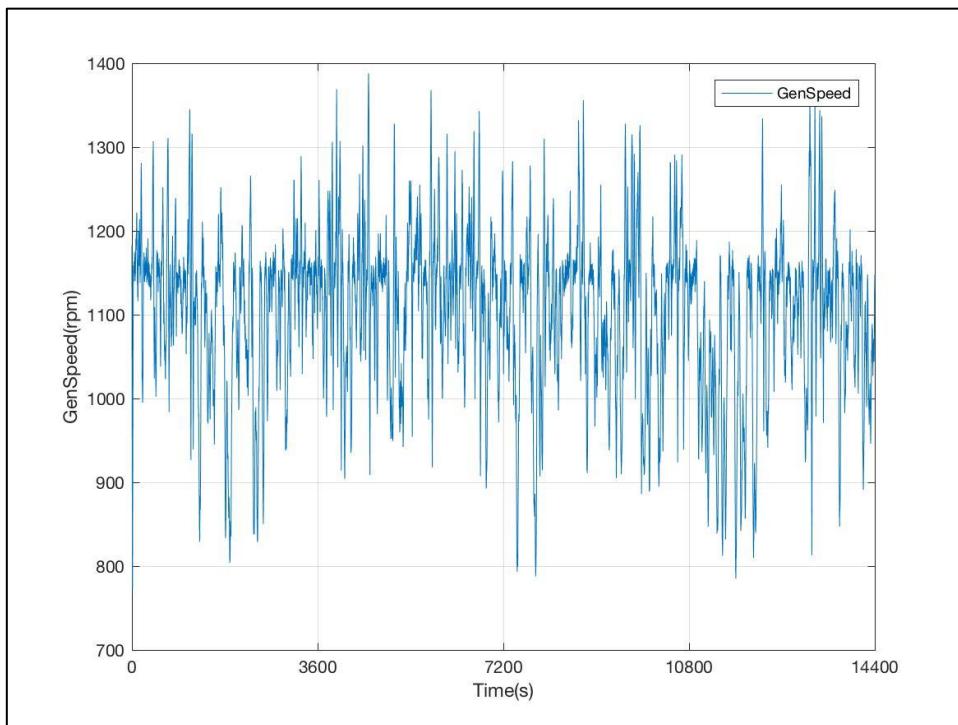


Figura 6-24: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.3

- Rotor

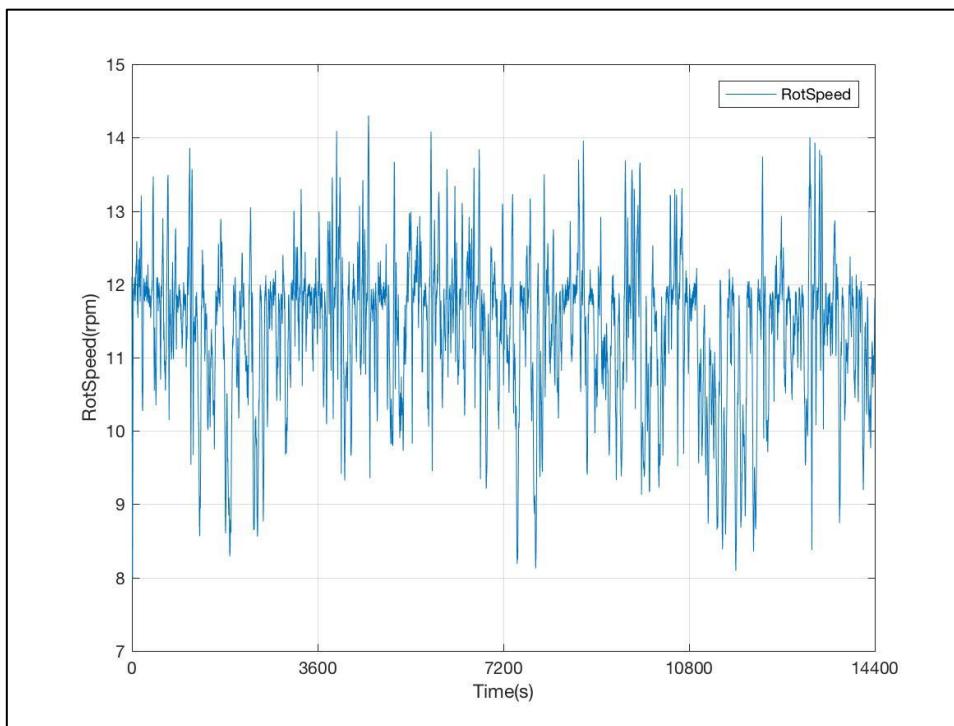


Figura 6-25: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.3

- Paso de Pala

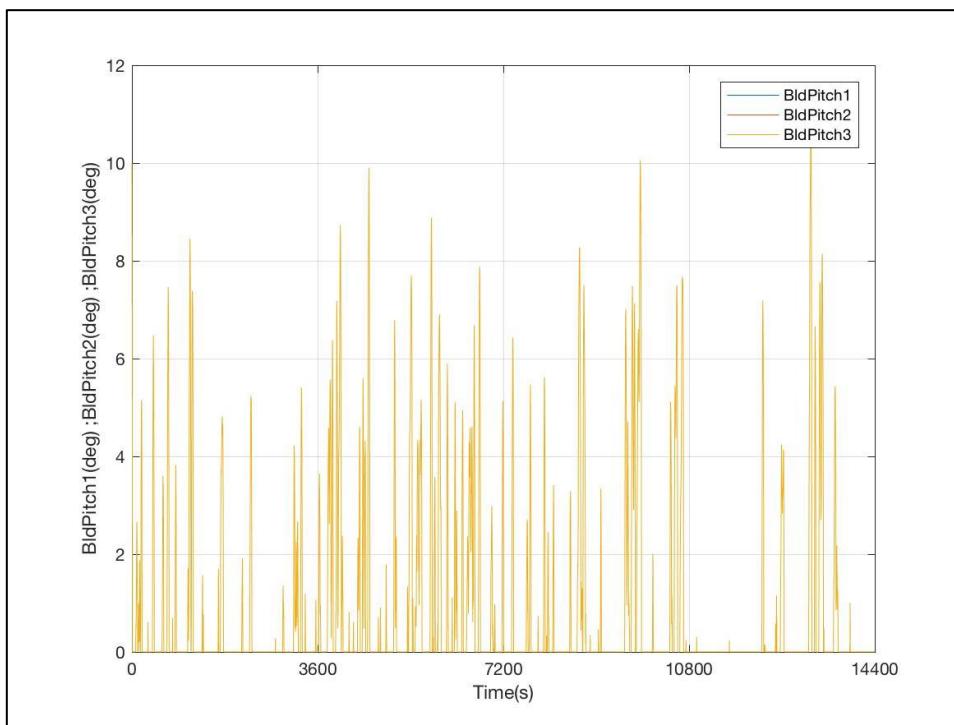


Figura 6-26: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.3

DLC 1.4

DLC 1.4R

- Viento

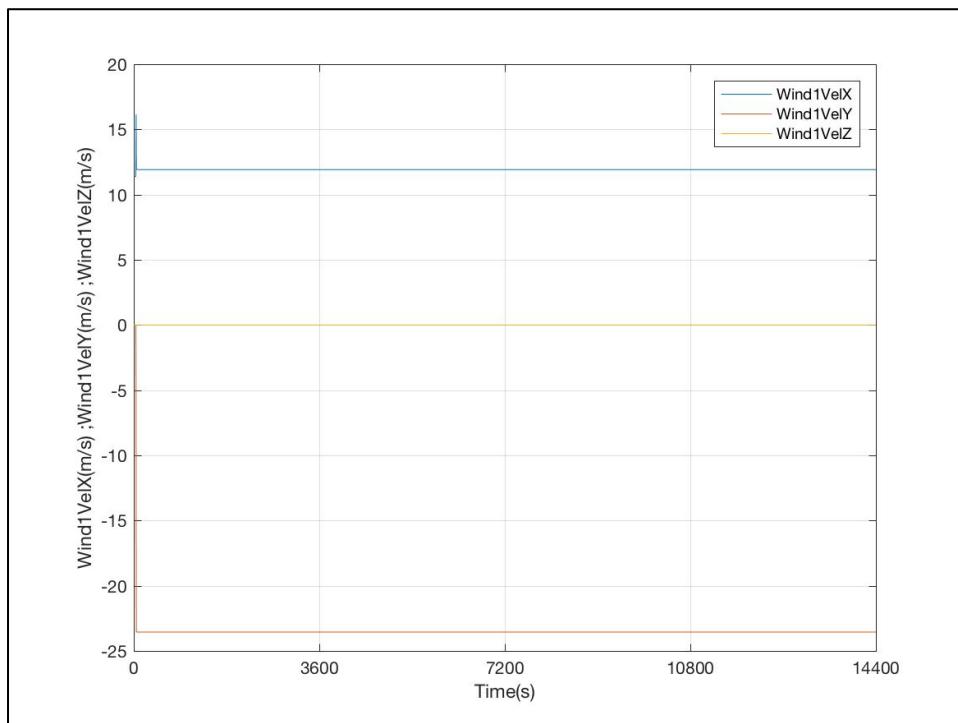


Figura 6-27: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.4R

- Oleaje

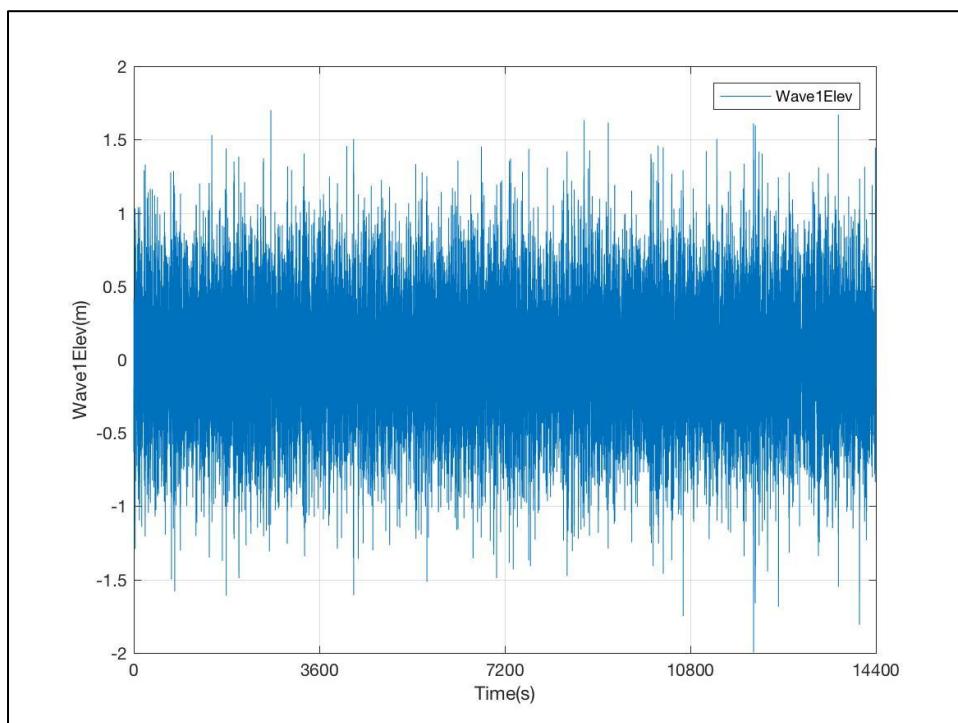


Figura 6-28: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.4R

- Generador

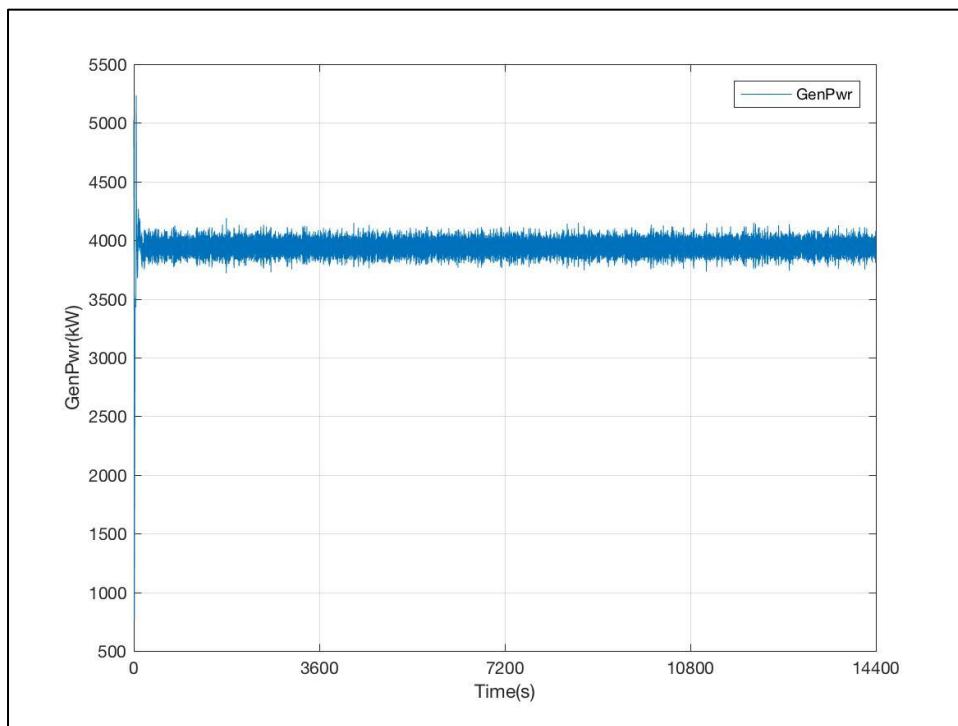


Figura 6-29: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.4R

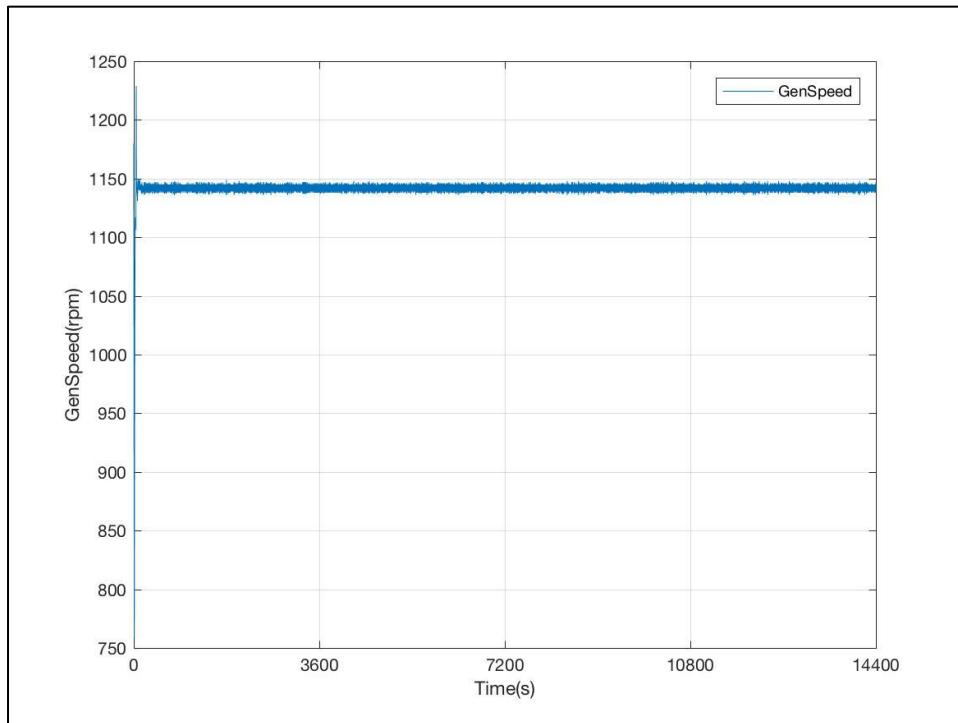


Figura 6-30: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.4R

- Rotor

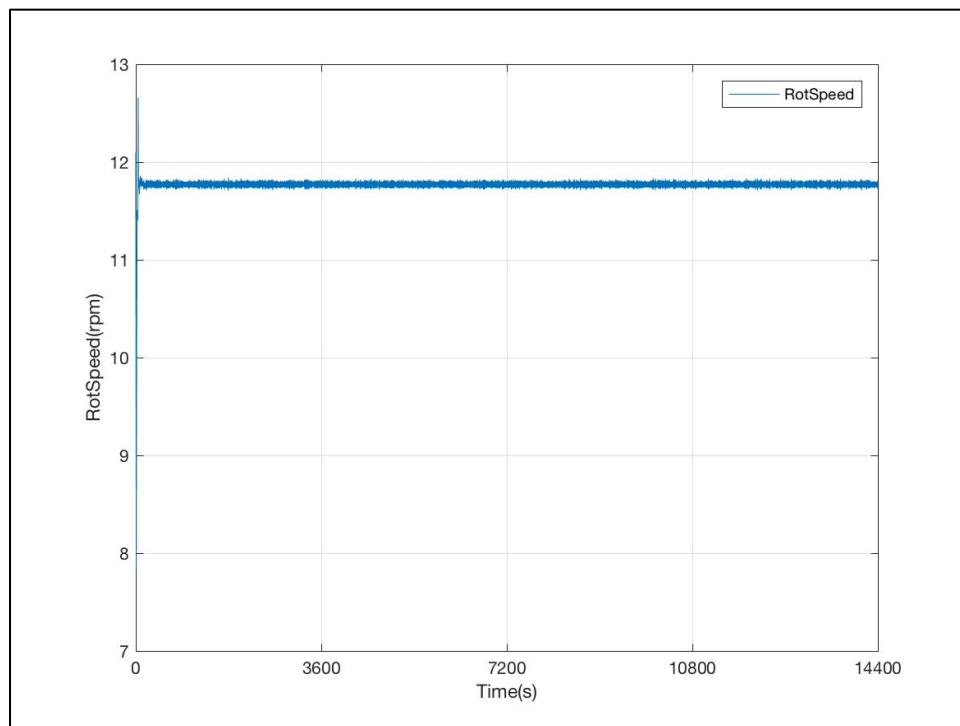


Figura 6-31: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.4R

- Paso de Pala

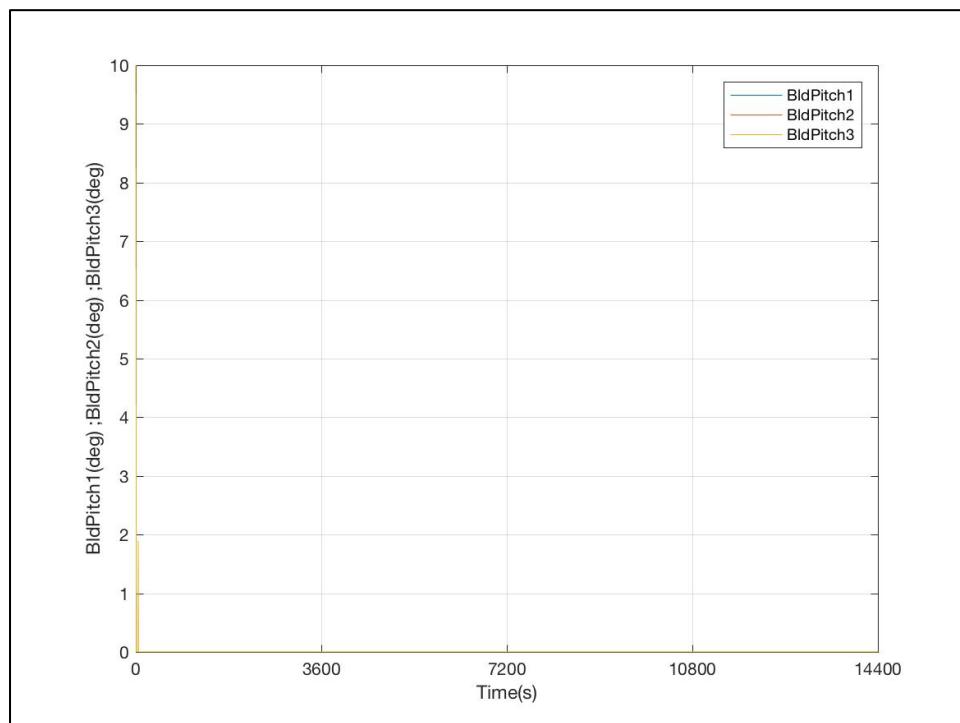


Figura 6-32: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.4R

DLC 1.4r+2

- Viento

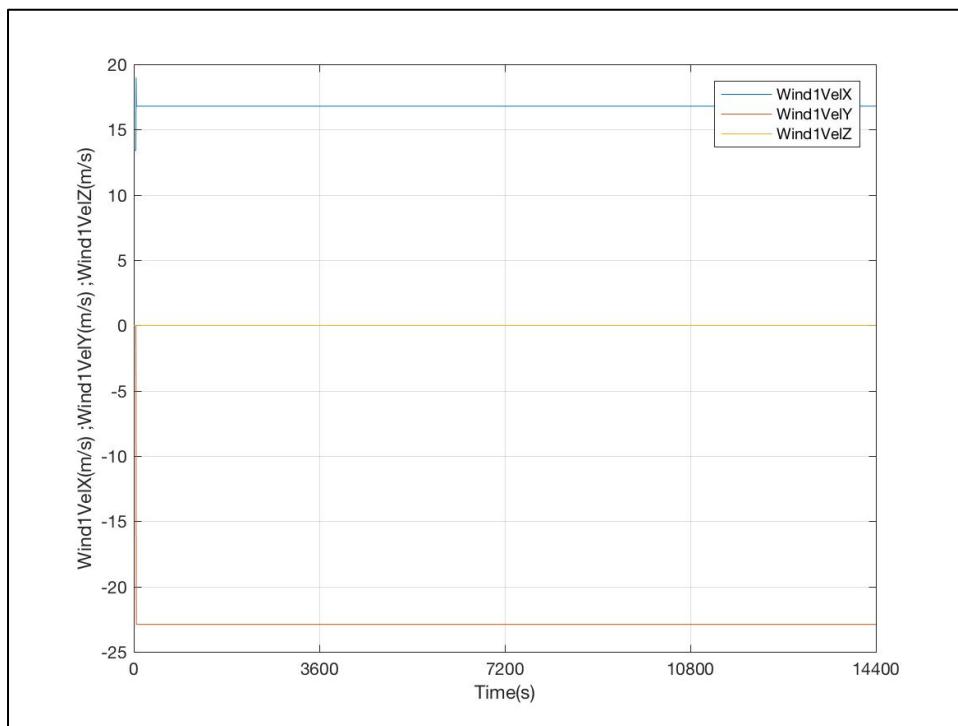


Figura 6-33: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.4R+2

- Oleaje

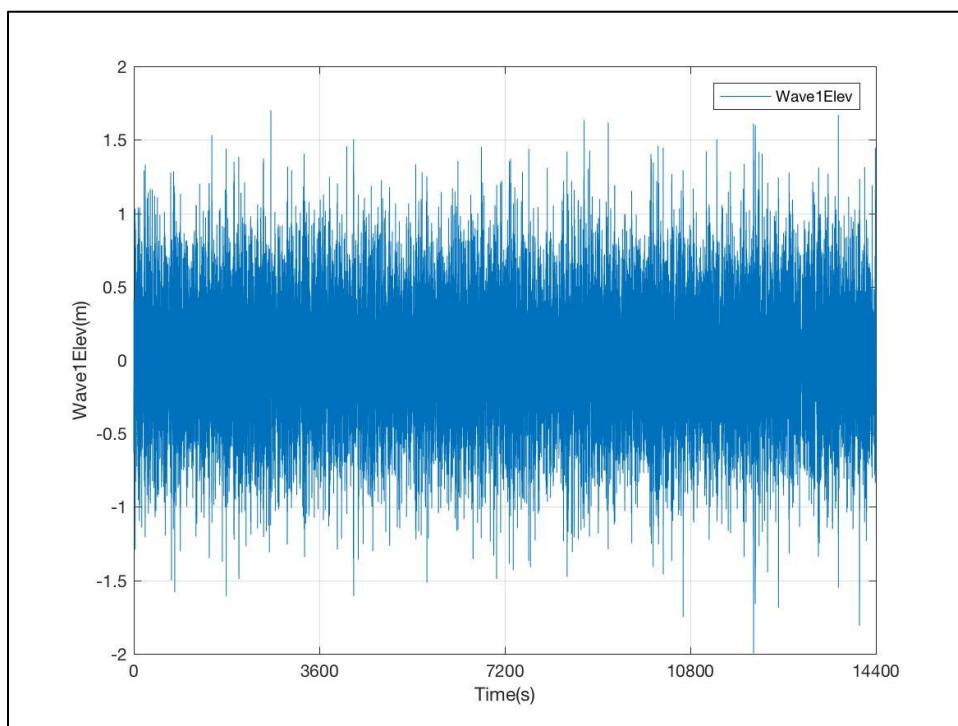


Figura 6-34: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.4R+2

- Generador

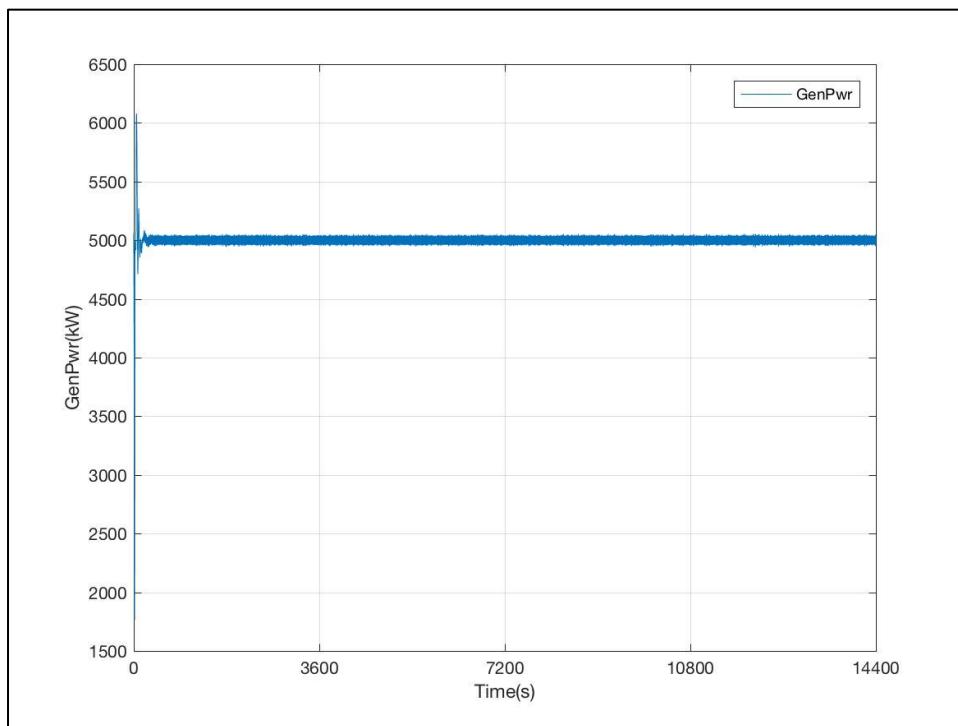


Figura 6-35: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.4R+2

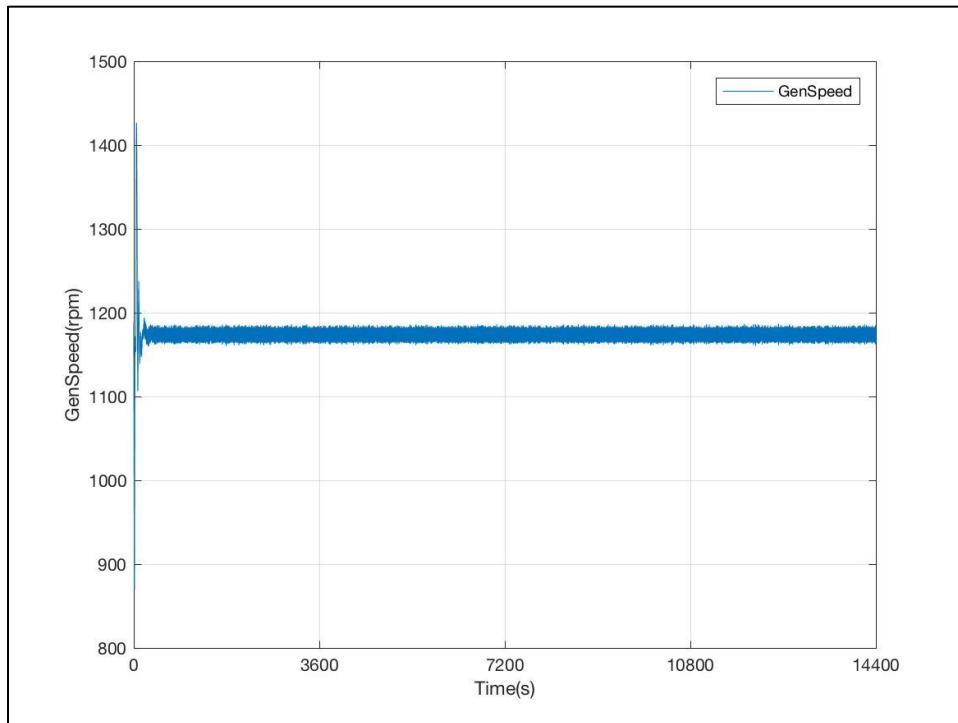


Figura 6-36: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.4R+2

- Rotor

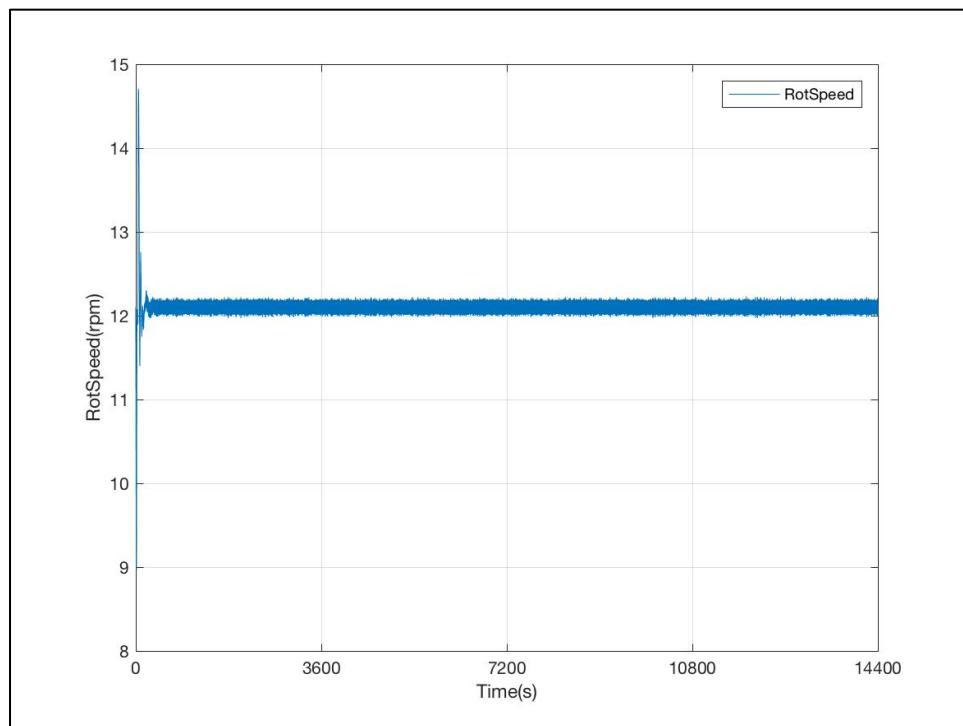


Figura 6-37: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.4R+2

- Paso de Pala

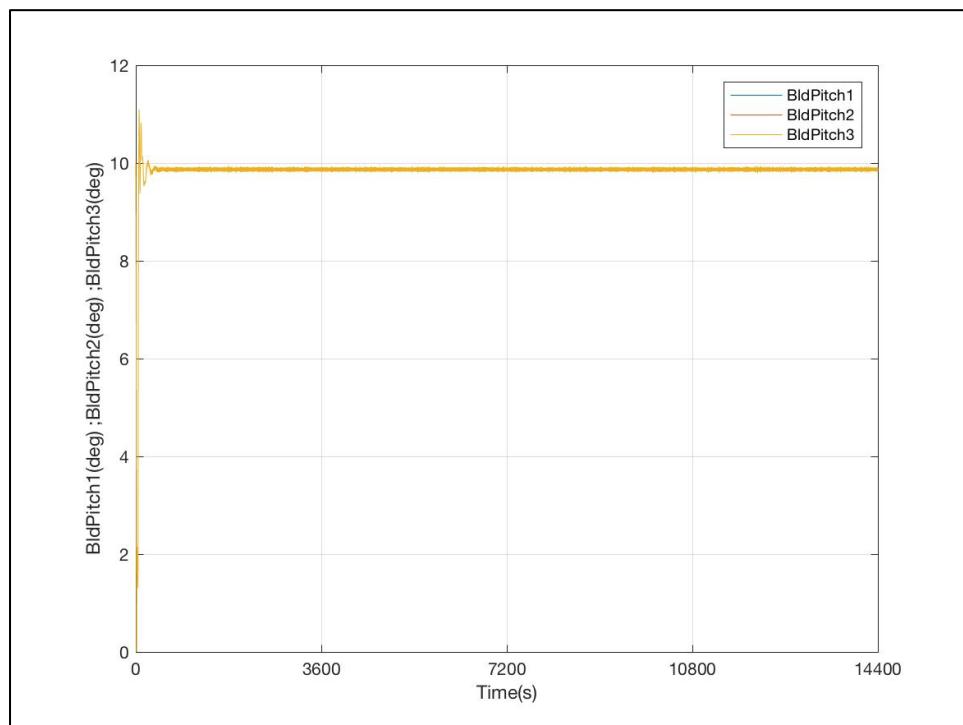


Figura 6-38: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.4R+2

DLC 1.4R-2

- Viento

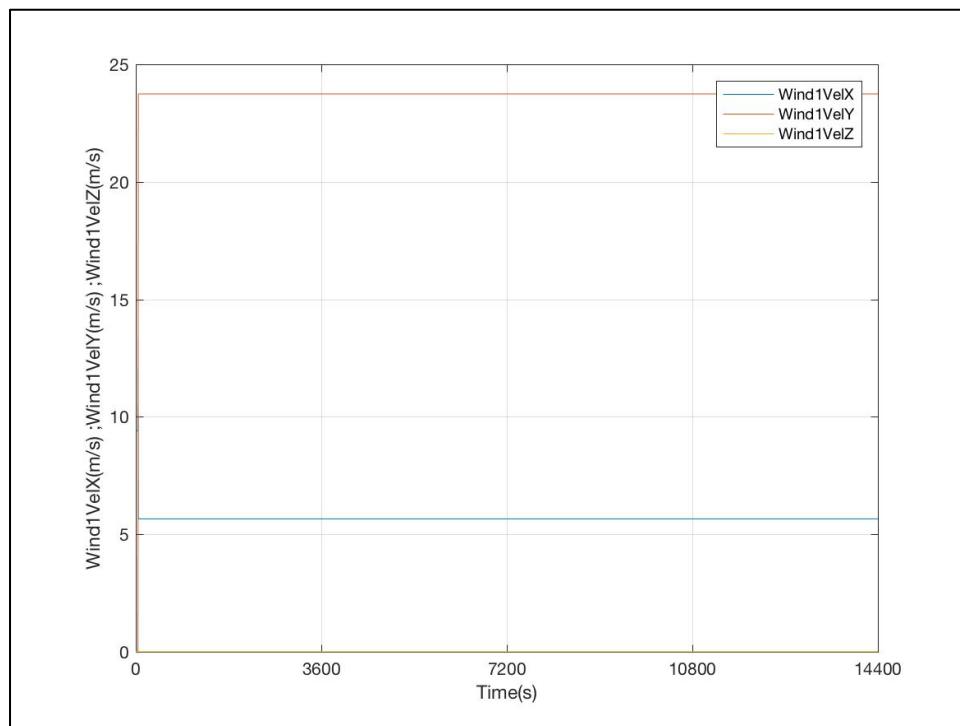


Figura 6-39: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.4R-2

- Oleaje

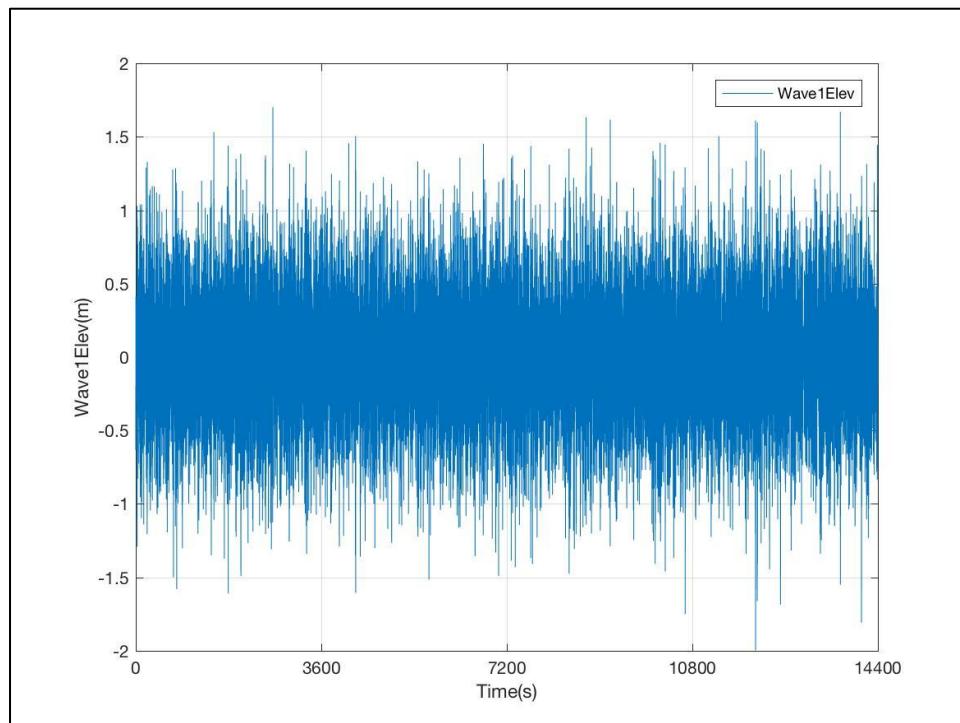


Figura 6-40: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.4R-2

- Generador

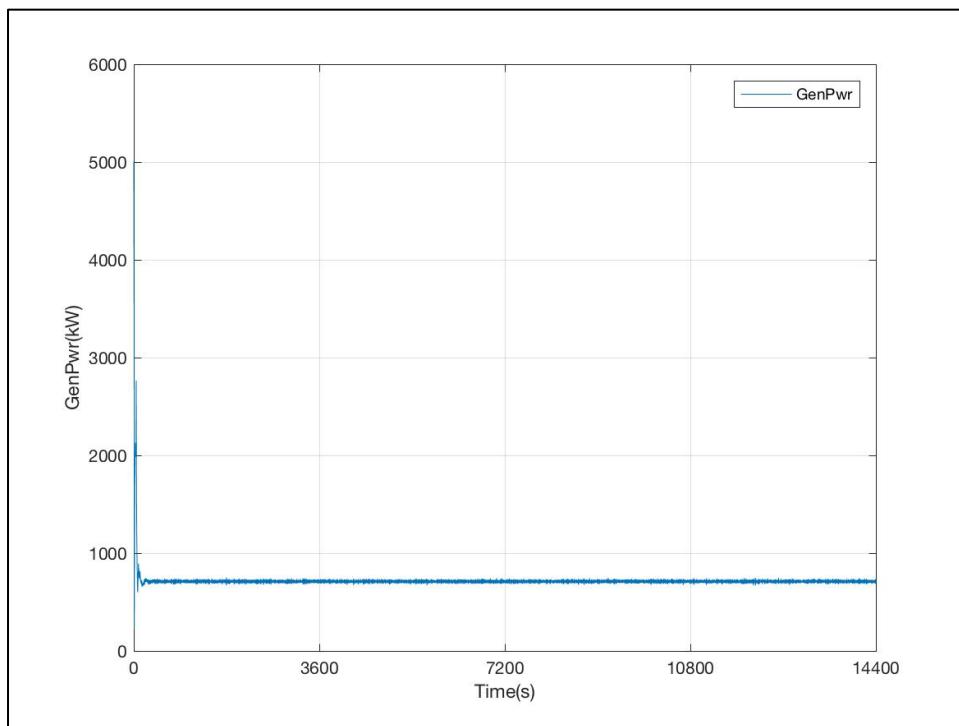


Figura 6-41: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.4R-2

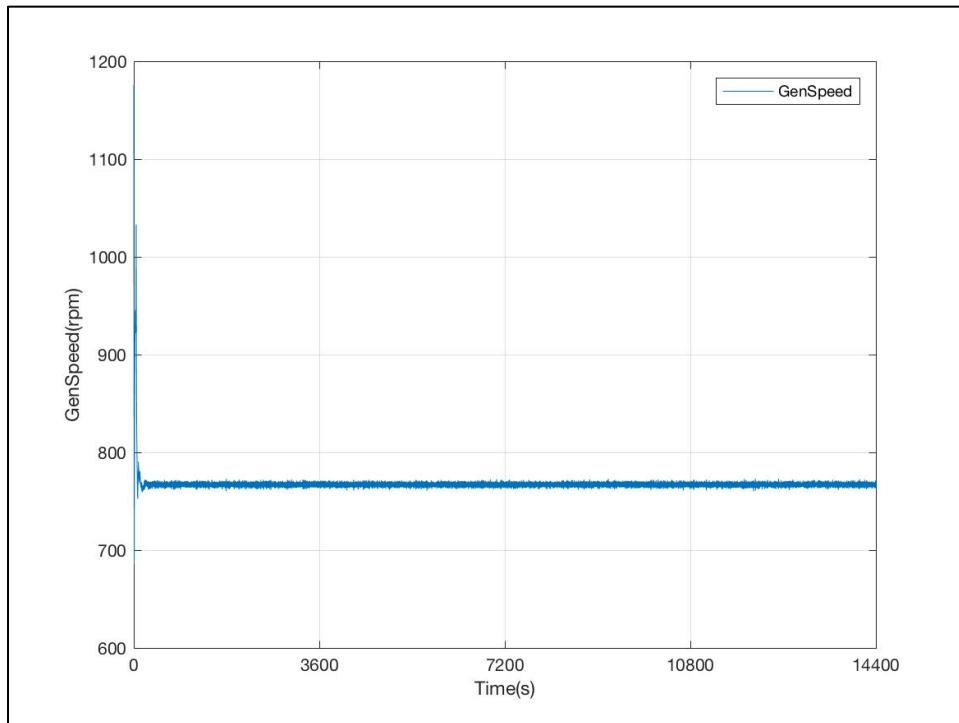


Figura 6-42: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.4R-2

- Rotor

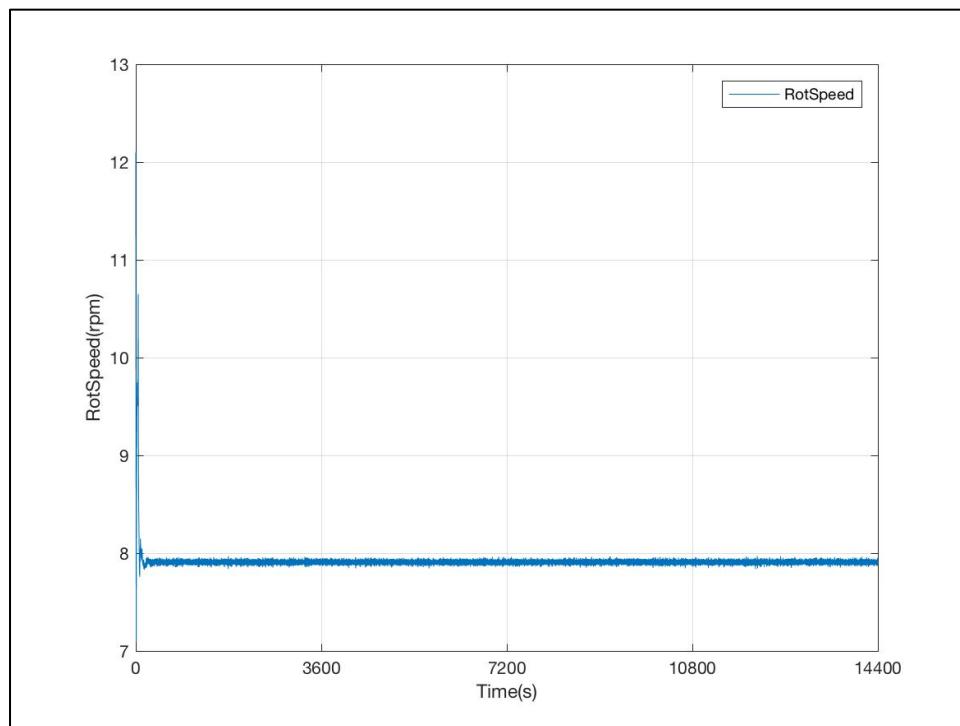


Figura 6-43: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.4R-2

- Paso de Pala

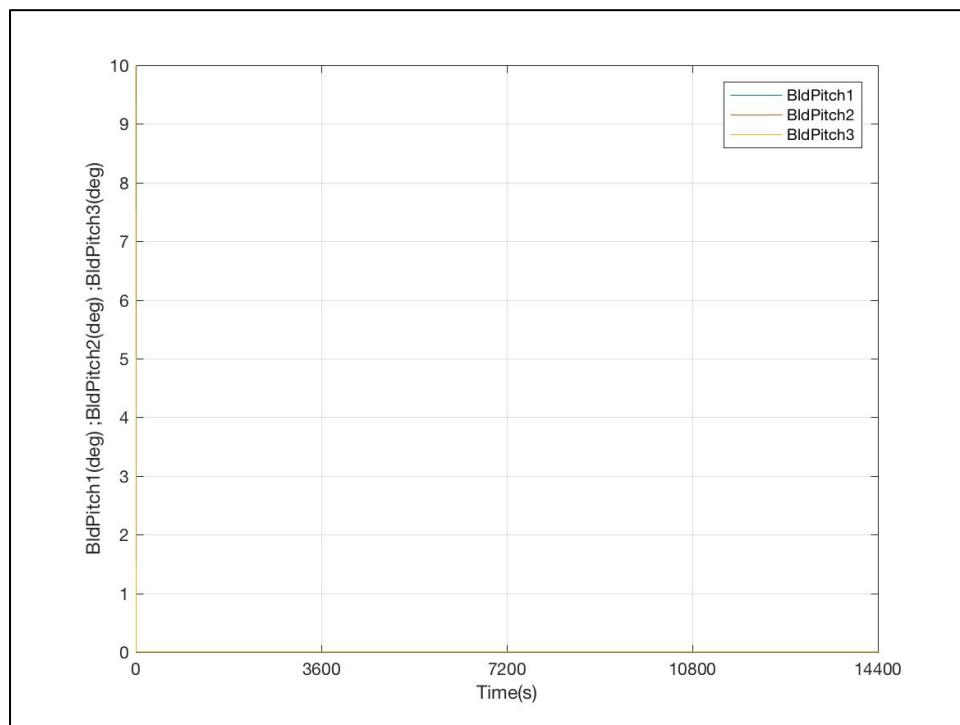


Figura 6-44: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.4R-2

DLC 1.5

- Viento

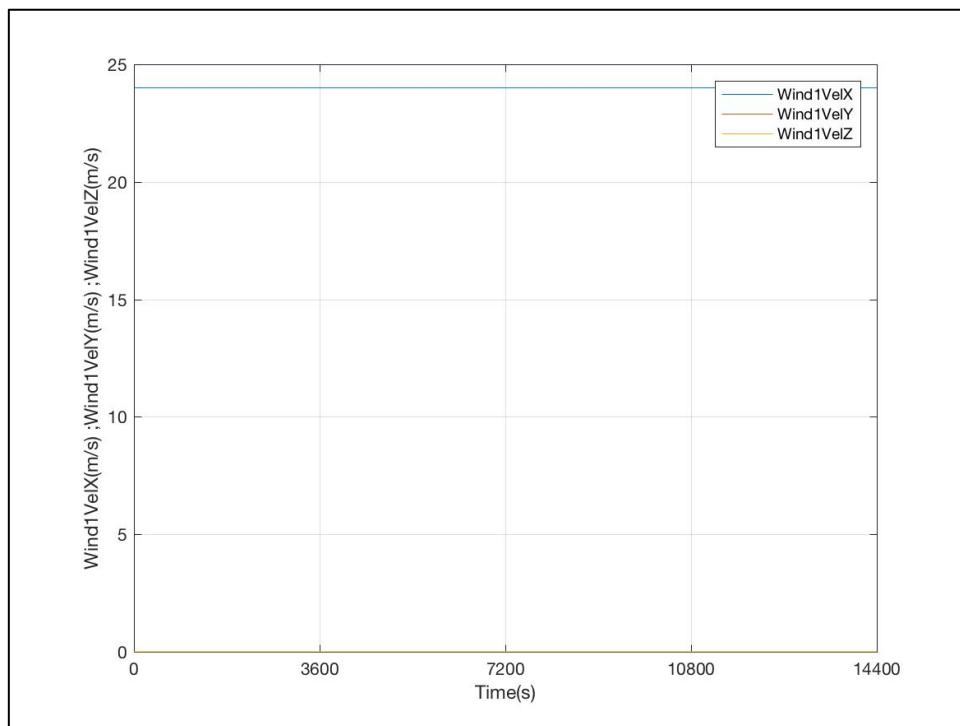


Figura 6-45: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.5

- Oleaje

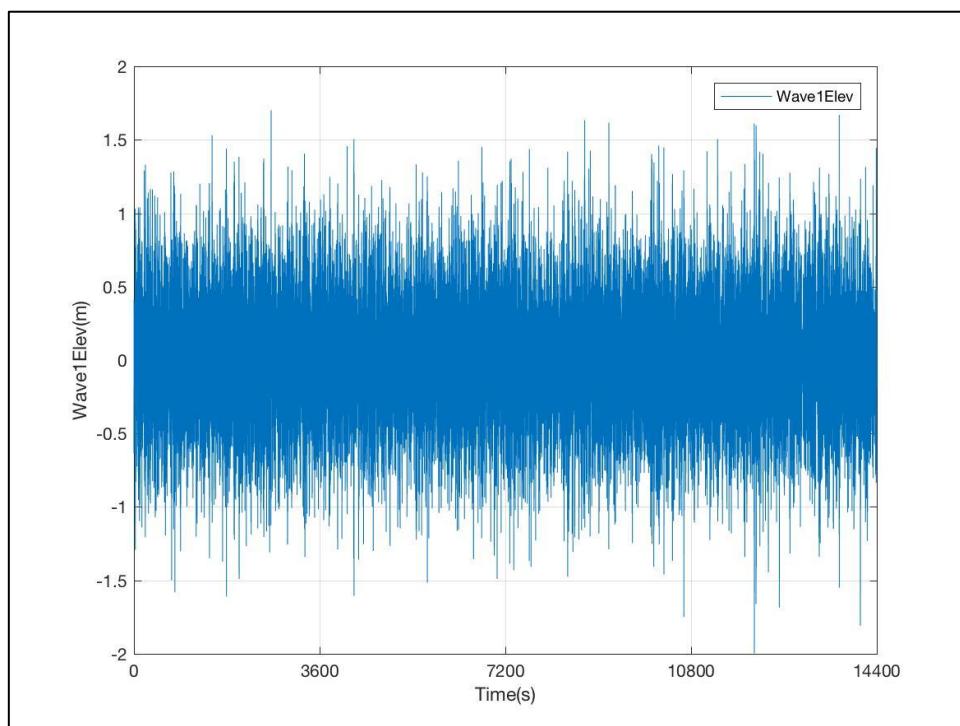


Figura 6-46: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.5

- Generador

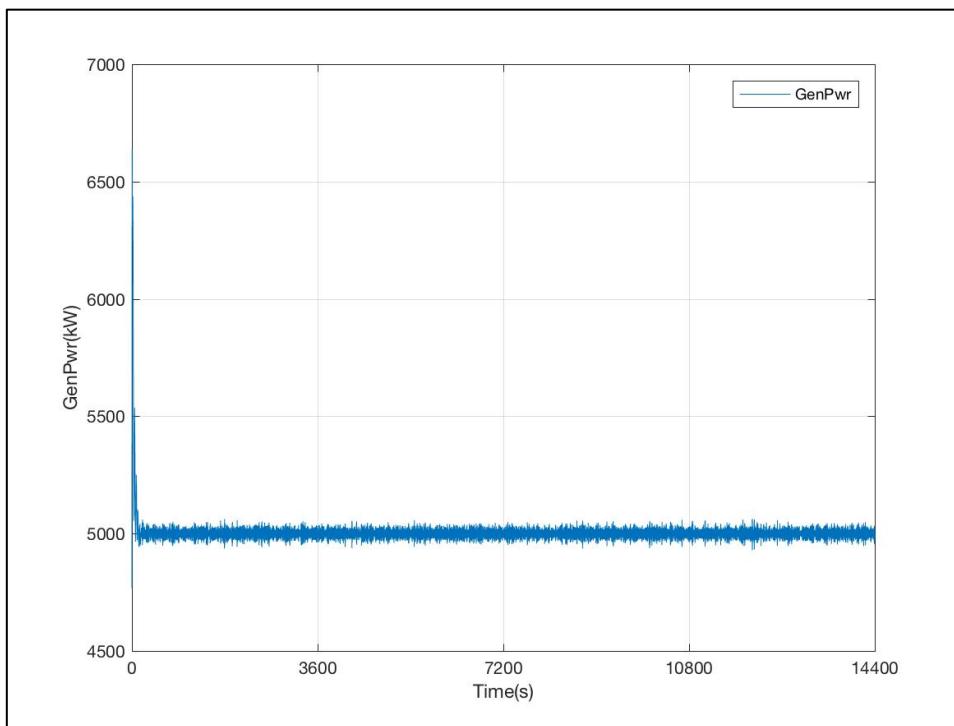


Figura 6-47: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.5

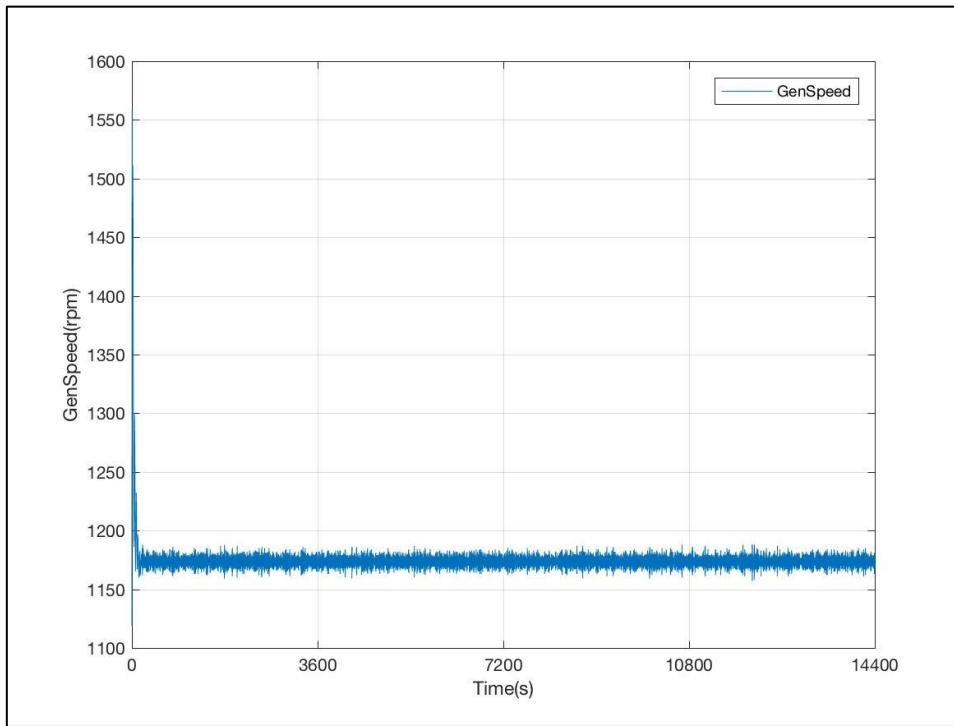


Figura 6-48: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.5

- Rotor

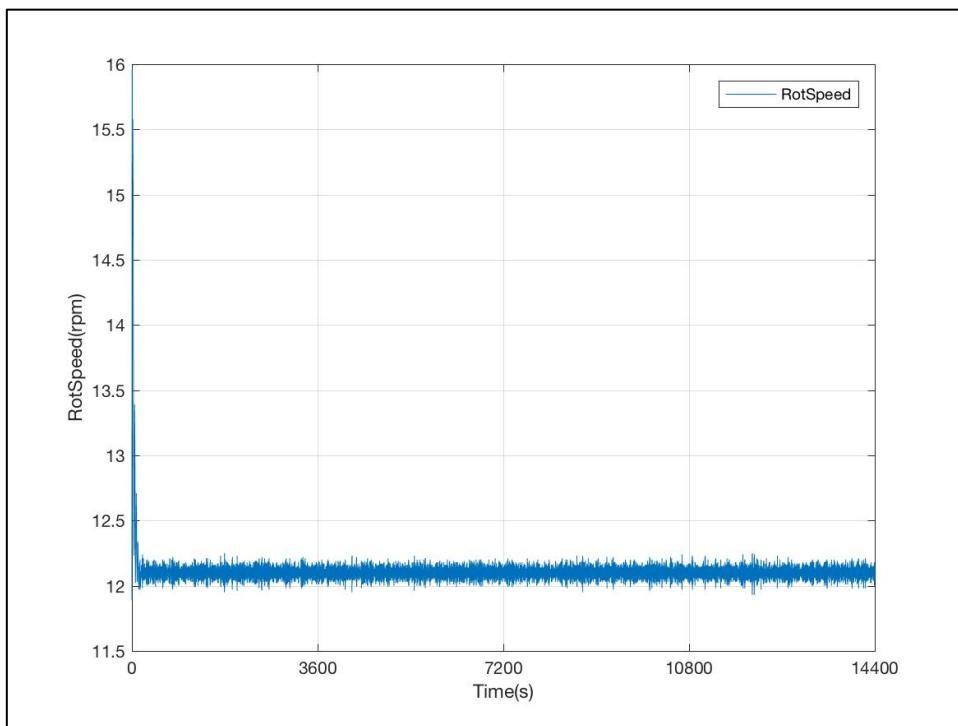


Figura 6-49: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.5

- Paso de Pala

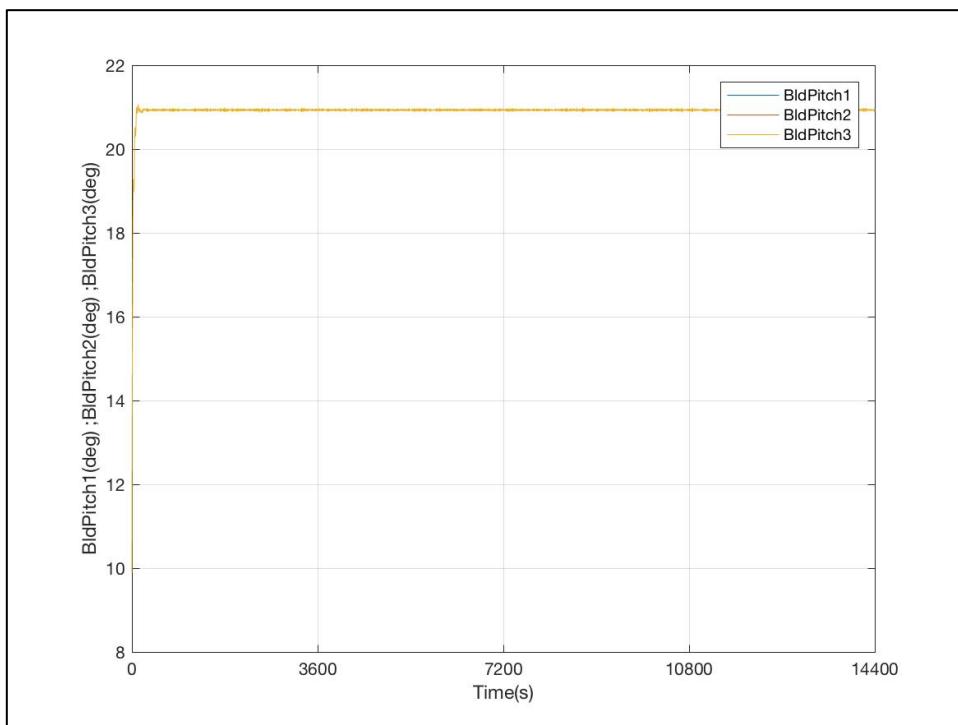


Figura 6-50: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.5

DLC 1.6a

- Viento

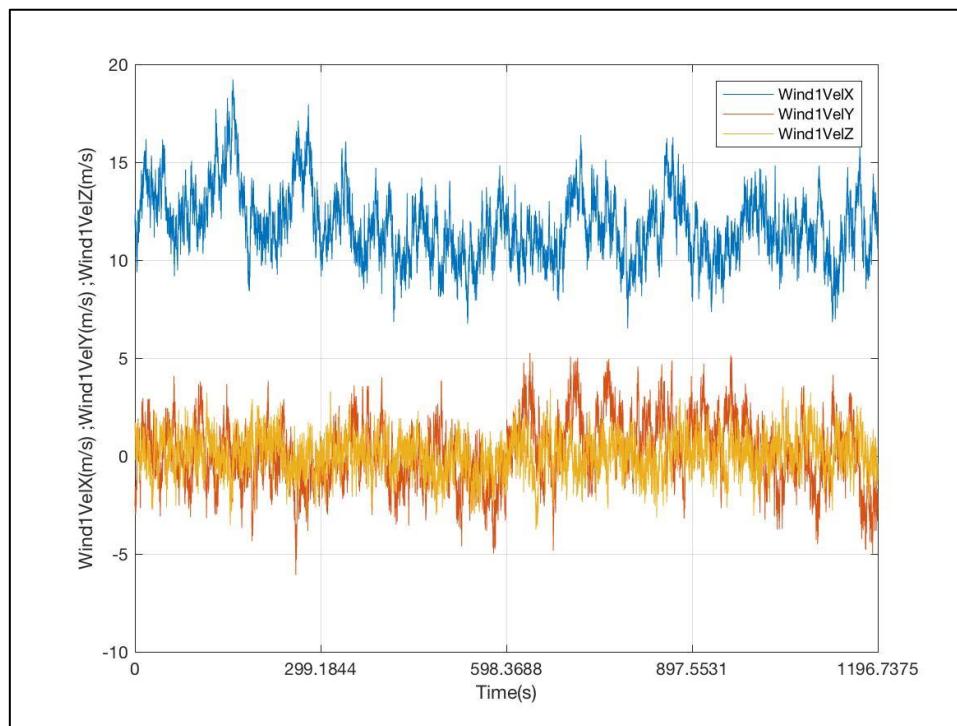


Figura 6-51: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.6a

- Oleaje

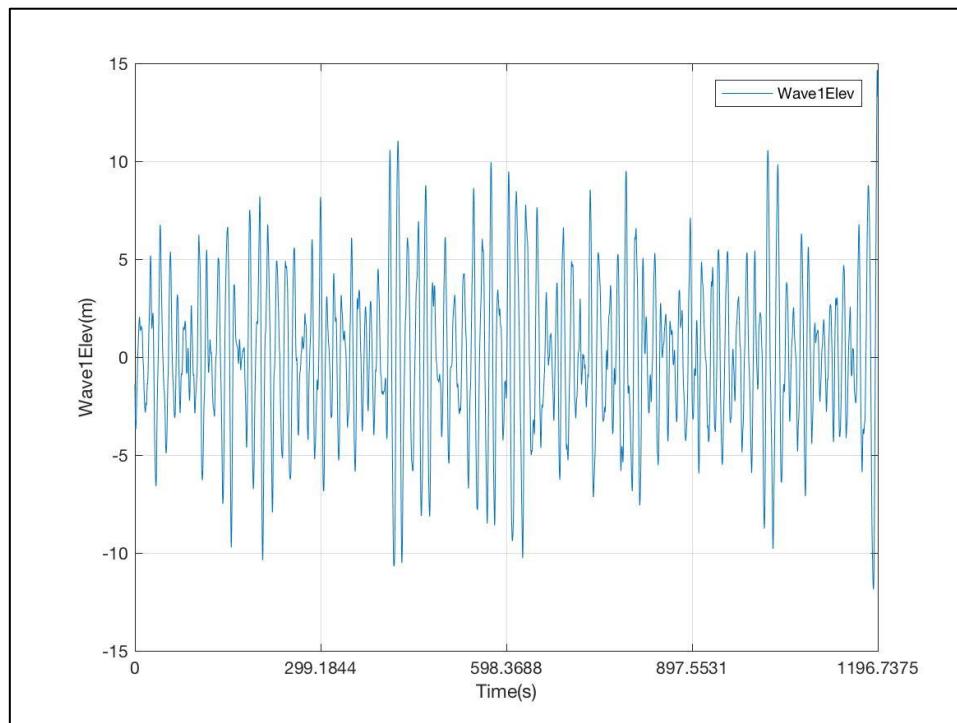


Figura 6-52: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.6a

- Generador

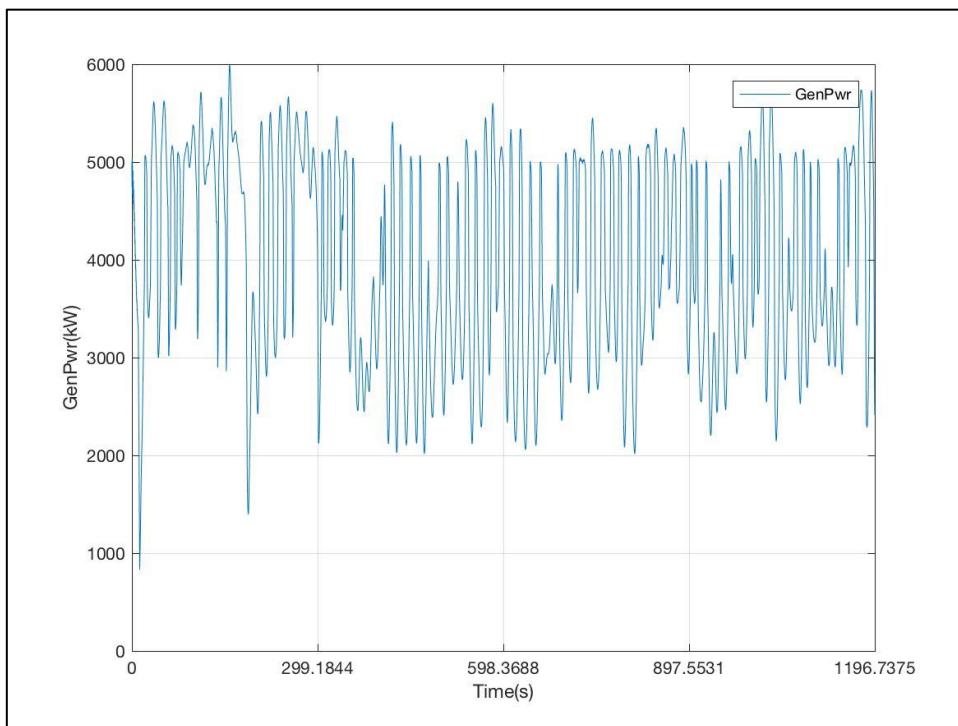


Figura 6-53: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.6a

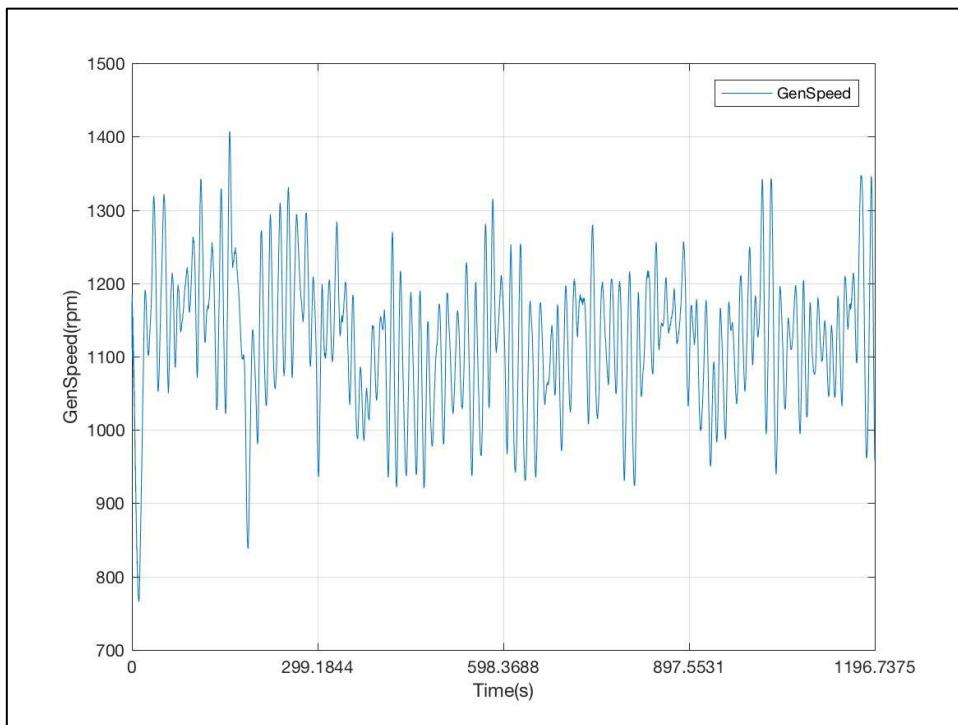


Figura 6-54: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.6a

- Rotor

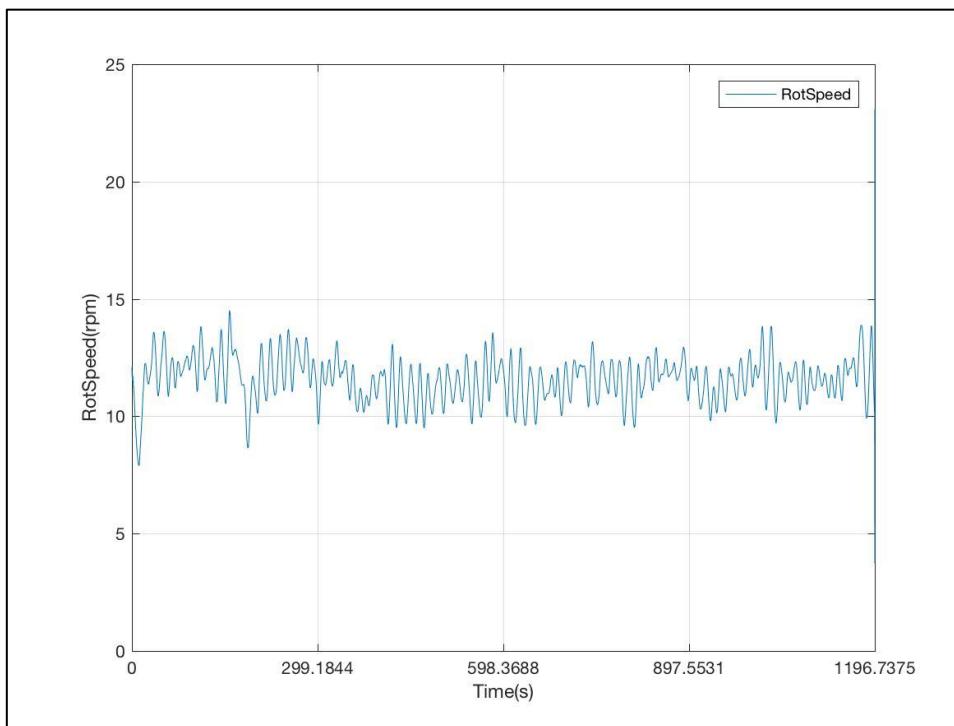


Figura 6-55: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.6a

- Paso de Pala

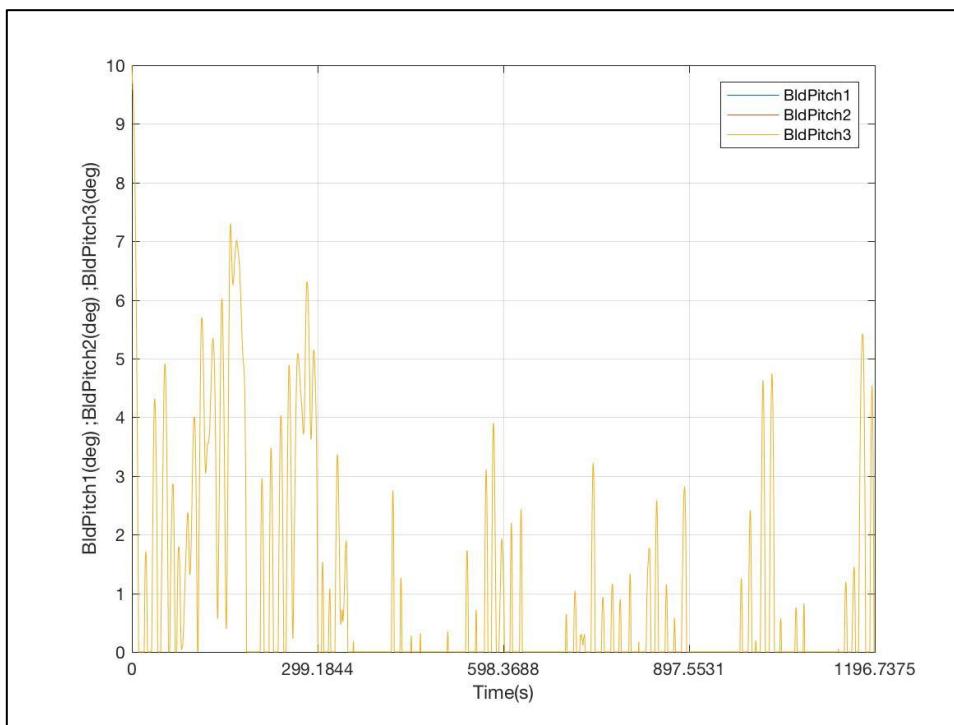


Figura 6-56: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.6a

DLC 1.6b

- Viento

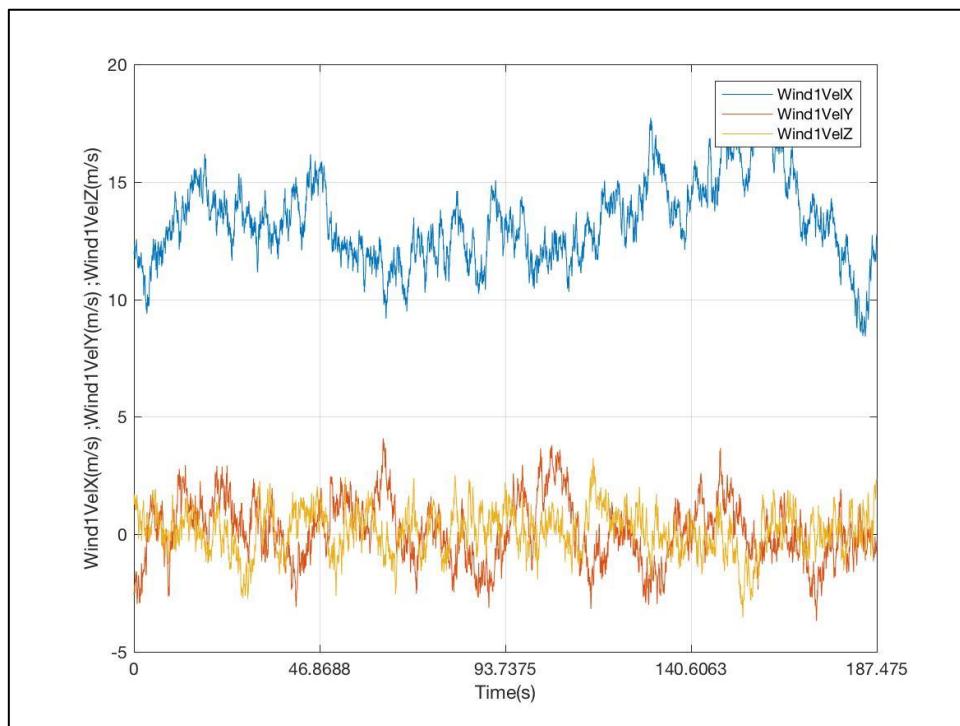


Figura 6-57: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 1.6b

- Oleaje

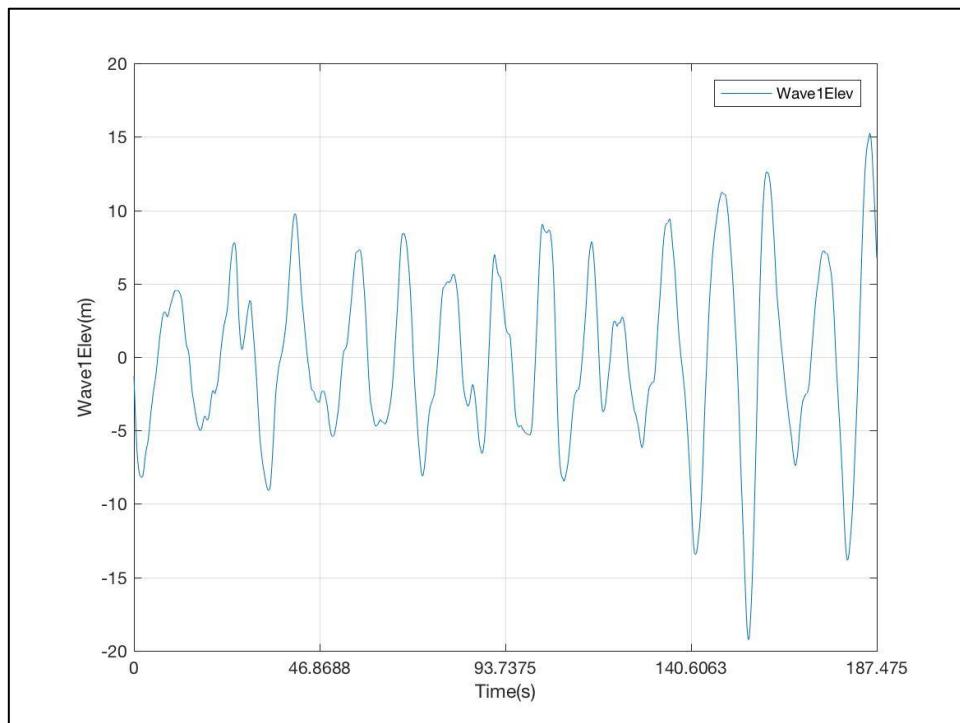


Figura 6-58: Evolución de la Altura de Ola. DLC 1.6b

- Generador

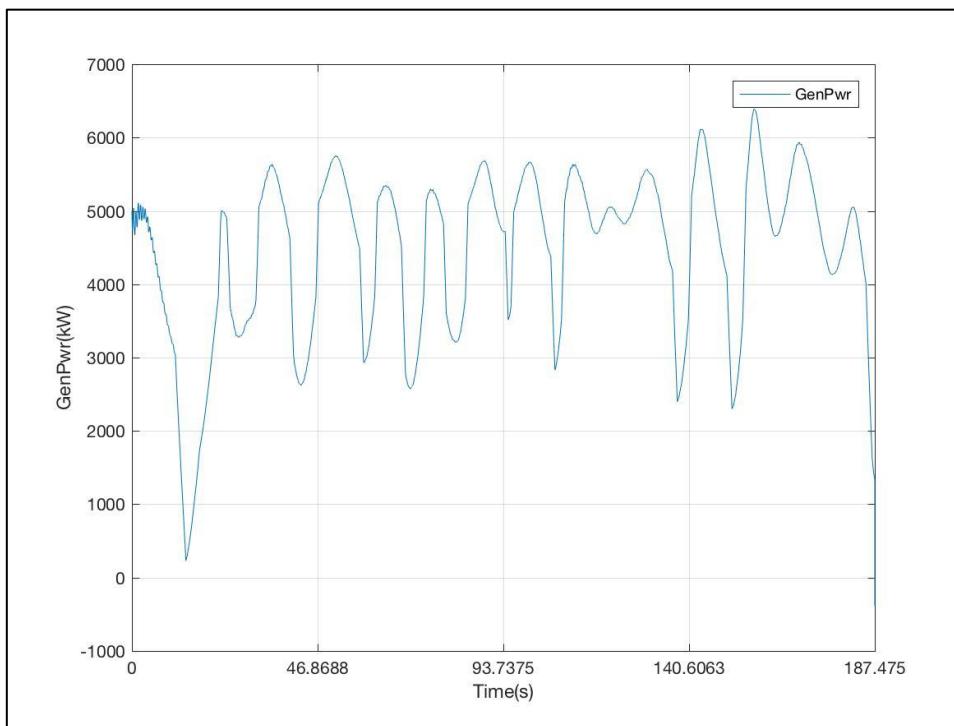


Figura 6-59: Evolución de la Potencia Generada. DLC 1.6b

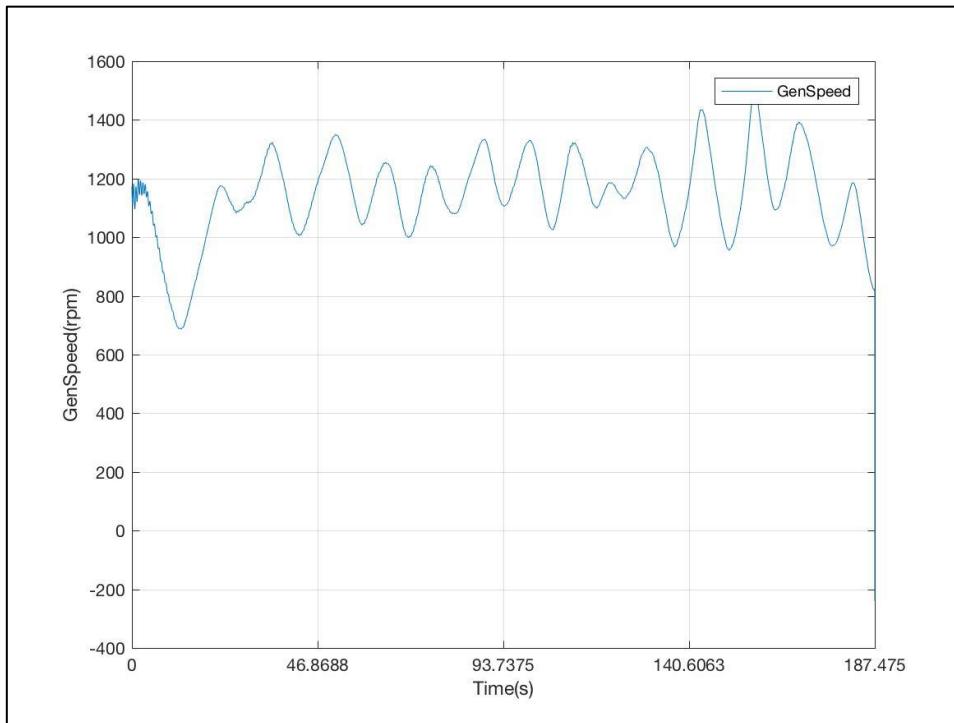


Figura 6-60: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 1.6b

- Rotor

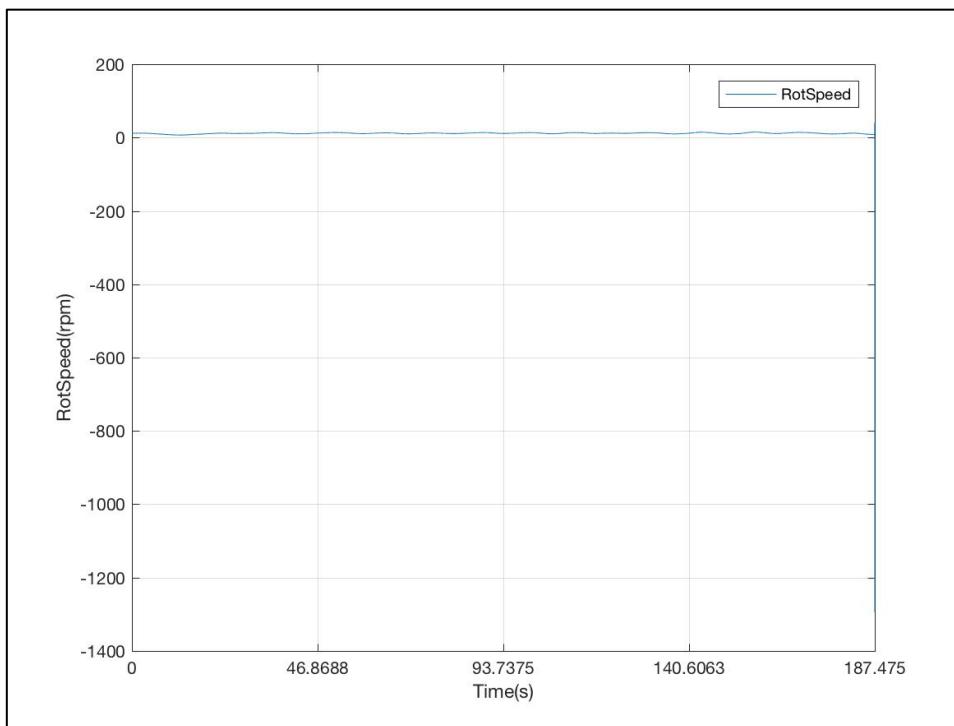


Figura 6-61: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 1.6b

- Paso de Pala

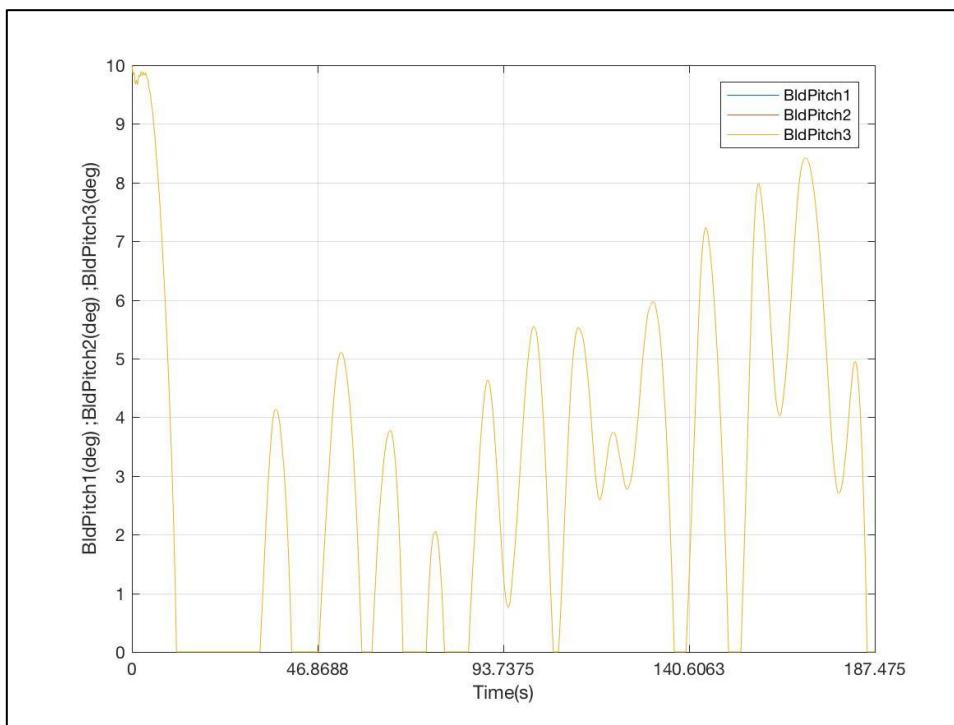


Figura 6-62: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 1.6b

5.1.1.-OBSERVACIONES

A la vista de los resultados obtenidos en las hojas *.out tabuladas, se pueden observar las siguientes incidencias:

1. **DLC 1.4 R-2 y DLC 1.4 R**: debido a que la velocidad de entrada en el *hub* del viento es baja en estos casos (cercana a la velocidad de corte: 3 m/s), el ángulo del paso de las palas no fue computado correctamente, siendo nulo en toda la simulación (Figura 6-32 y Figura 6-44). Es por ello por lo que no serán considerados en el análisis de resultados, considerando pues correcta la simulación *DLC 1.4 R+2*.
2. **DLC 1.6a y DLC 1.6b**: estas dos simulaciones, por motivos de inestabilidad numérica ligadas a las severas condiciones marinas, interrumpieron el cálculo en torno a los 1100s (6.1a) y 187s (6.1b) de simulación (de 14400s). Los errores reportados por FAST, para ambas condiciones, fueron los mismos: “*FF wind array was exhausted*” (los límites del archivo de viento FF han sido alcanzados) y “*Line Failed*” (la/s línea/s de fondeo ha/n fallado). En la Figura 6-63, puede observarse el desarrollo temporal del parámetro *PtfmPitch*, que hace referencia a la evolución del cabeceo de la plataforma. Como se ve, en el momento del fallo del programa, se dispara de forma repentina, hecho que genera la parada del cálculo.

Estos errores, como se comentaba, son sintomáticos de inestabilidad en el cálculo, por lo que, estos DLC's no serán evaluados en el Apartado de análisis de resultados (Apartado 6).

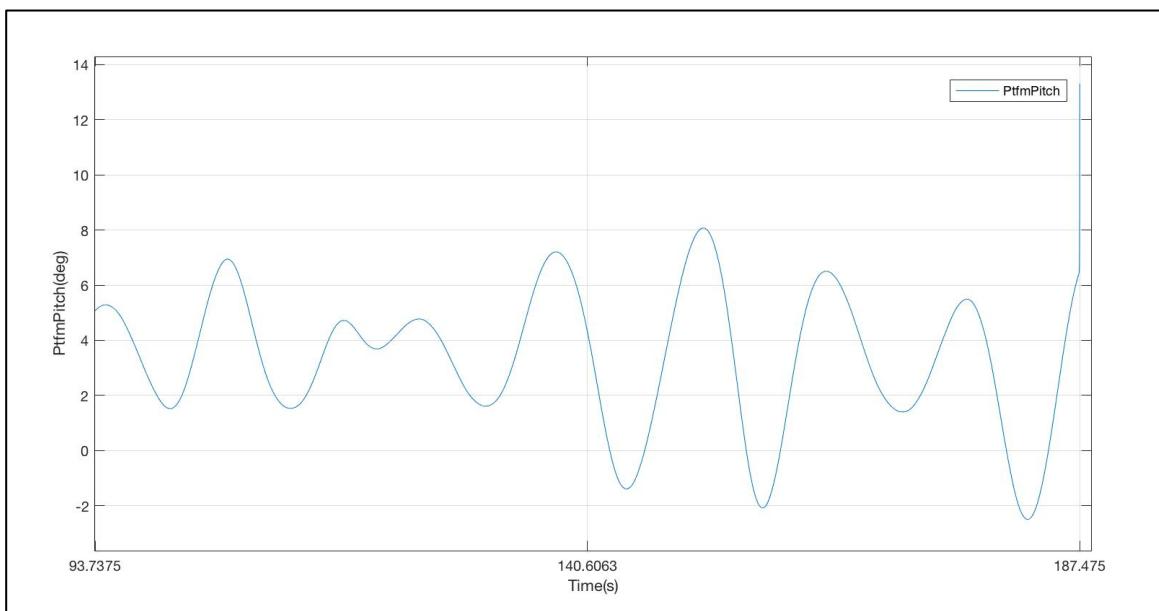


Figura 6-63: Evolución del Cabeceo de la Plataforma. DLC 1.6b

5.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 2: PRODUCCIÓN DE POTENCIA Y FALLO

DLC 2.1

- Viento

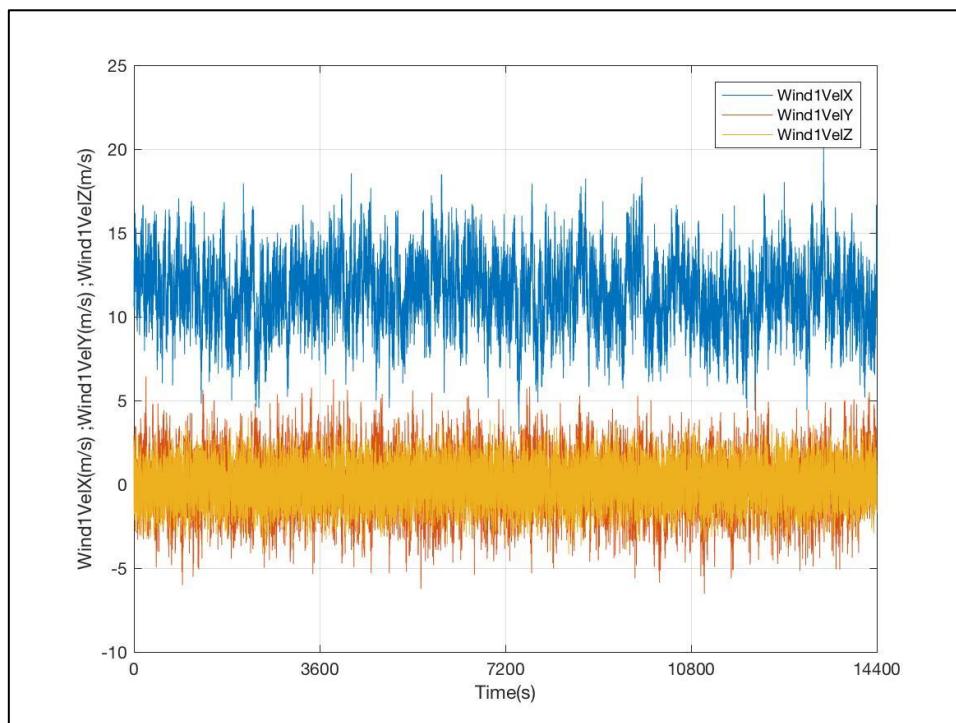


Figura 6-64: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.1

- Oleaje

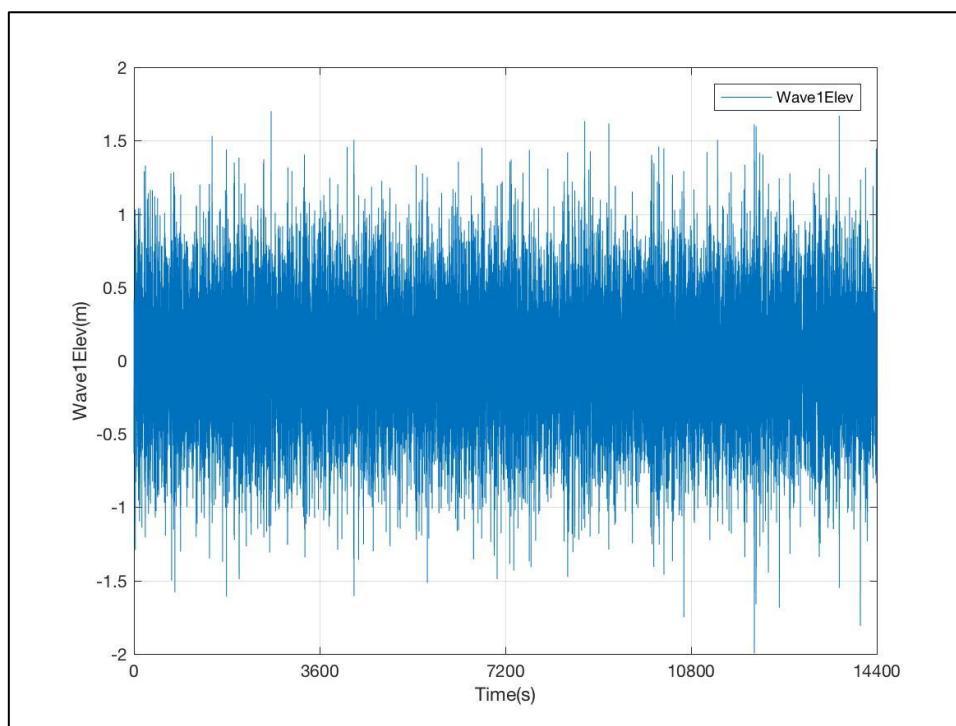


Figura 6-65: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.1

- Generador

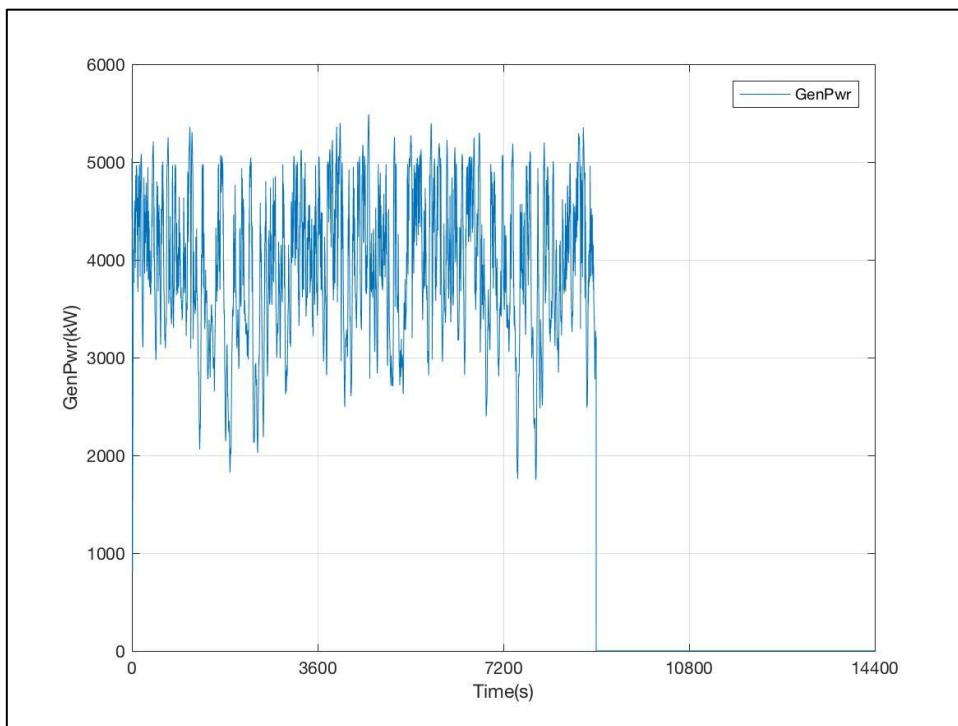


Figura 6-66: Evolución de la Potencia Generada DLC 2.1

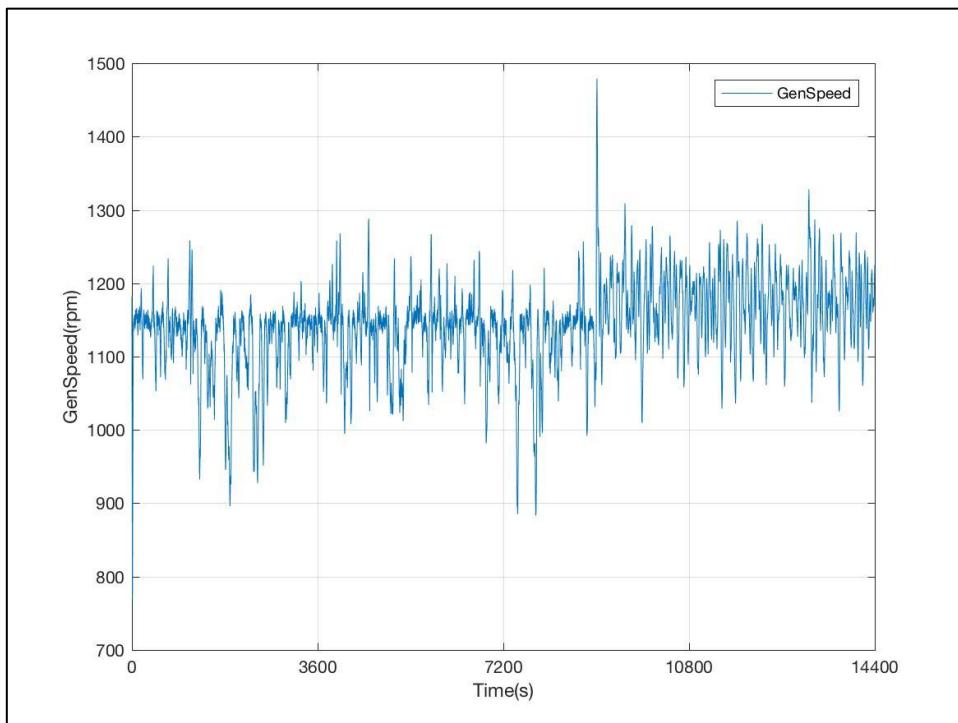


Figura 6-67: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.1

- Rotor

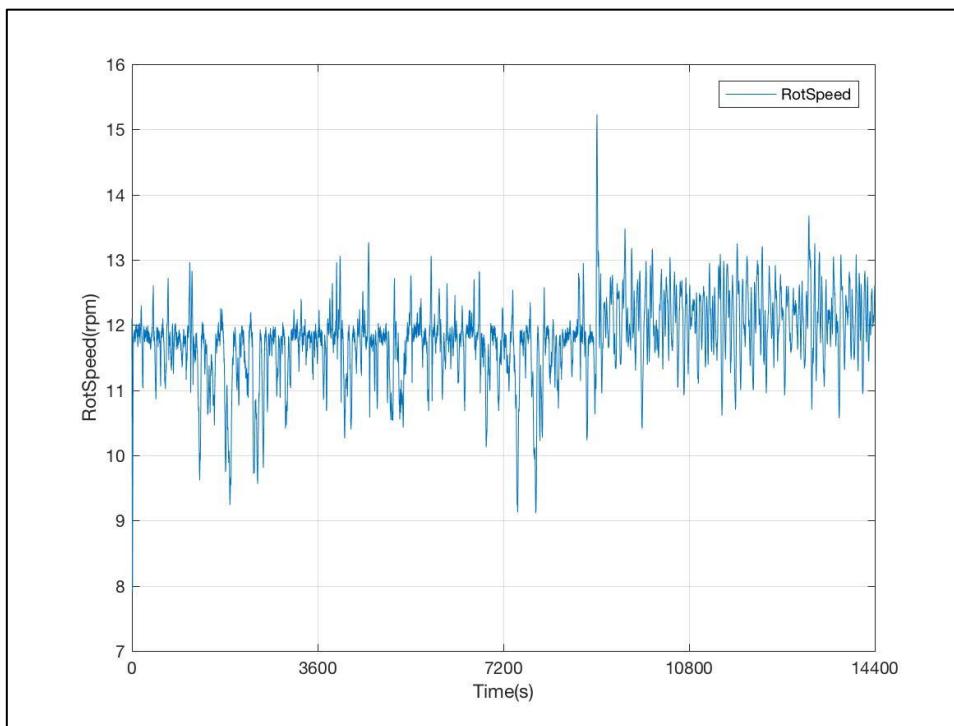


Figura 6-68: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.1

- Paso de Pala

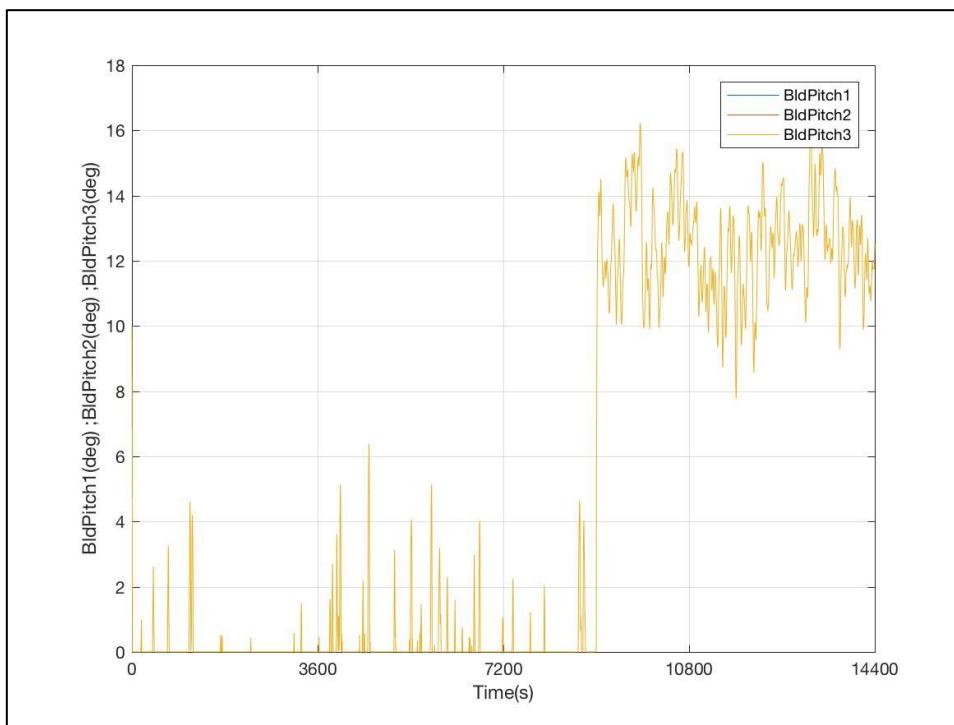


Figura 6-69: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.1

DLC 2.2

- Viento

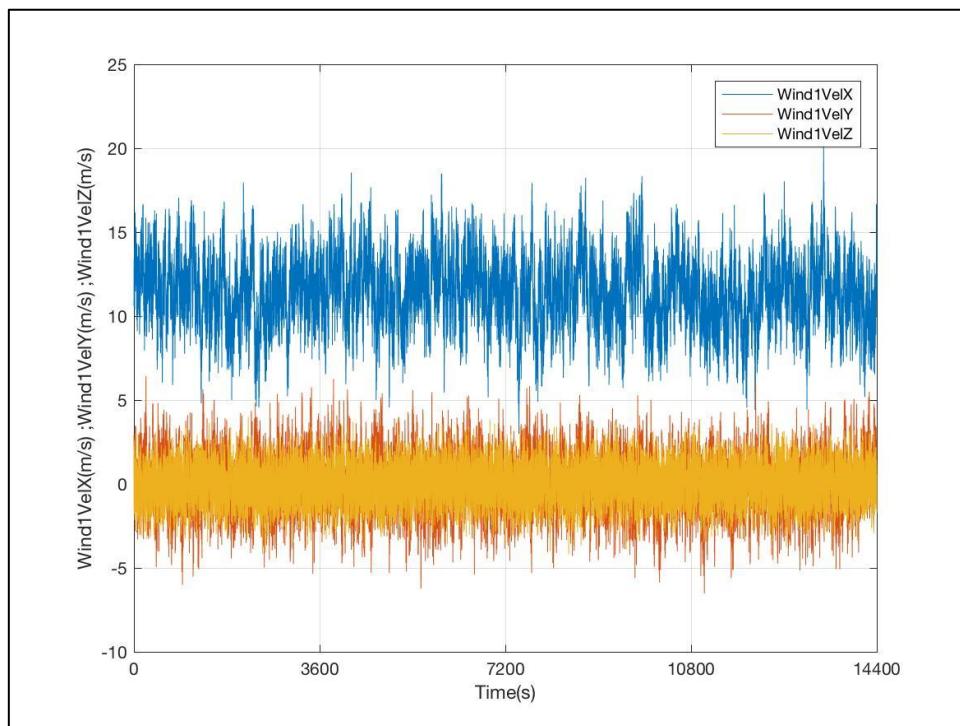


Figura 6-70: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.2

- Oleaje

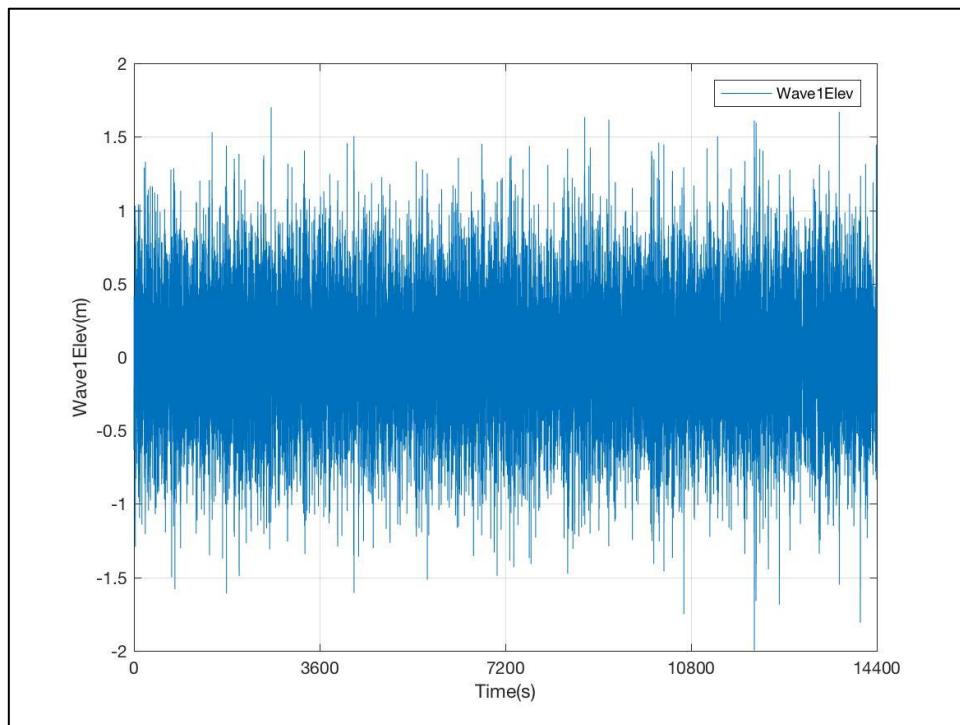


Figura 6-71: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.2

- Generador

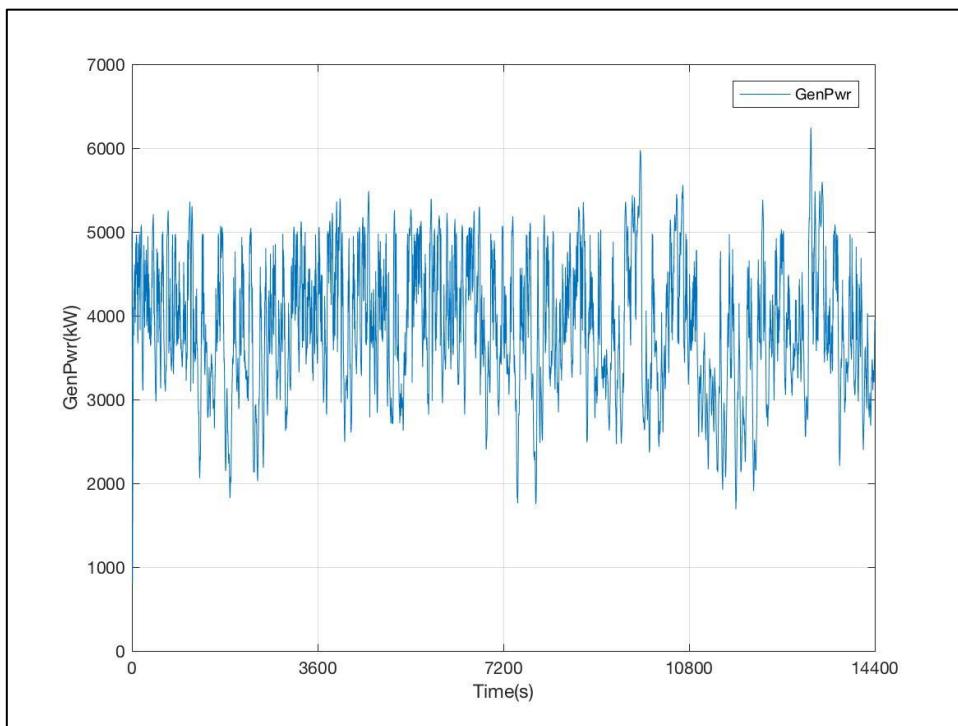


Figura 6-72: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.2

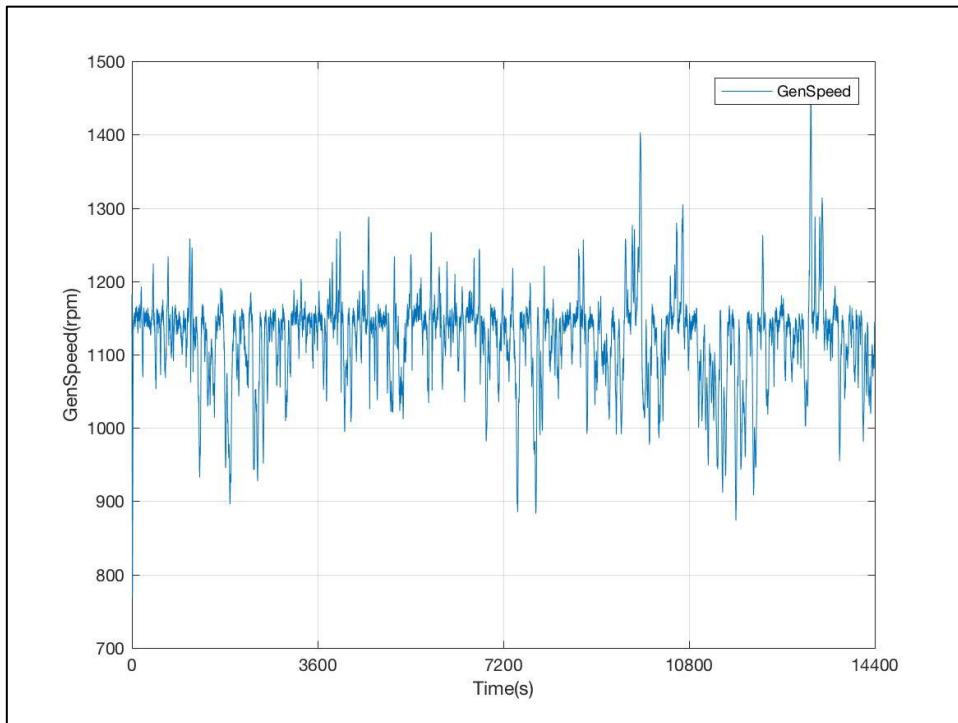


Figura 6-73: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.2

- Rotor

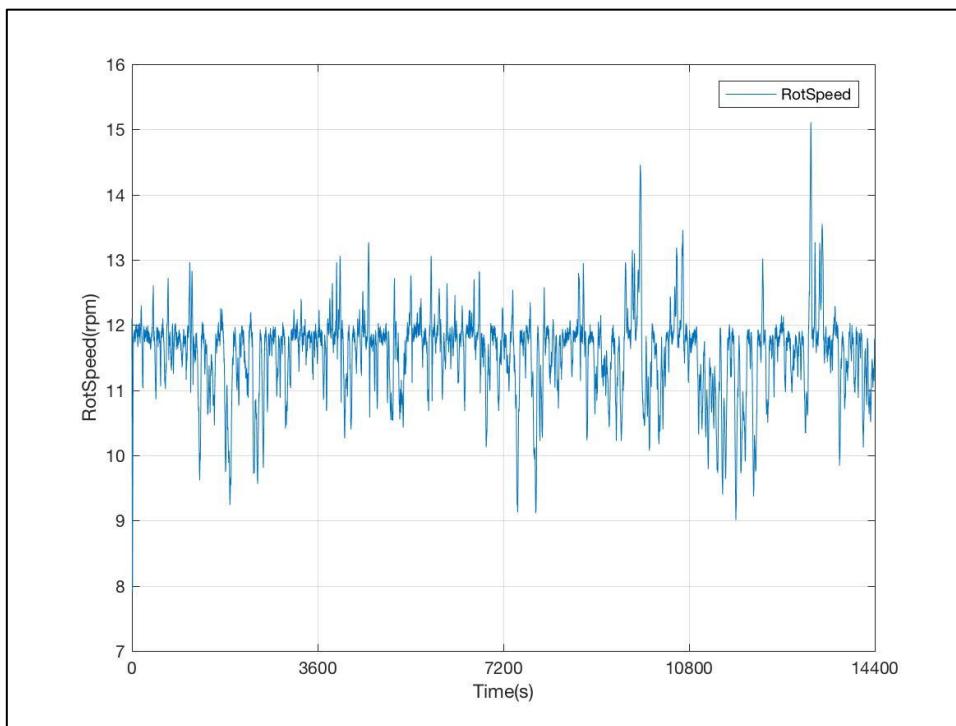


Figura 6-74: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.2

- Paso de Pala

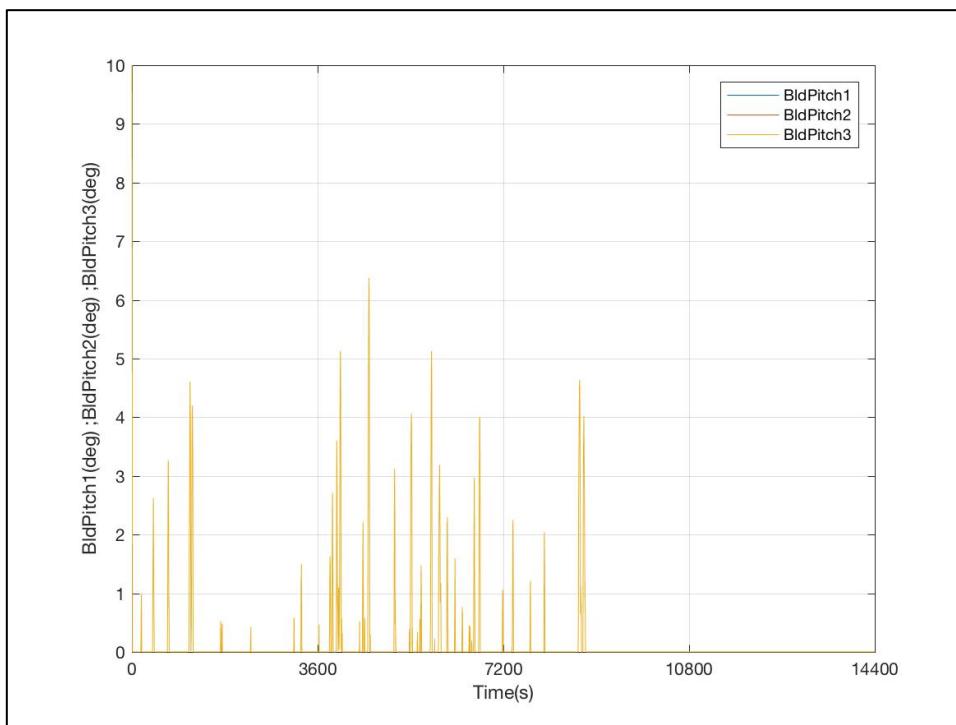


Figura 6-75: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.2

DLC 2.3a

DLC 2.3a R+2

- Viento

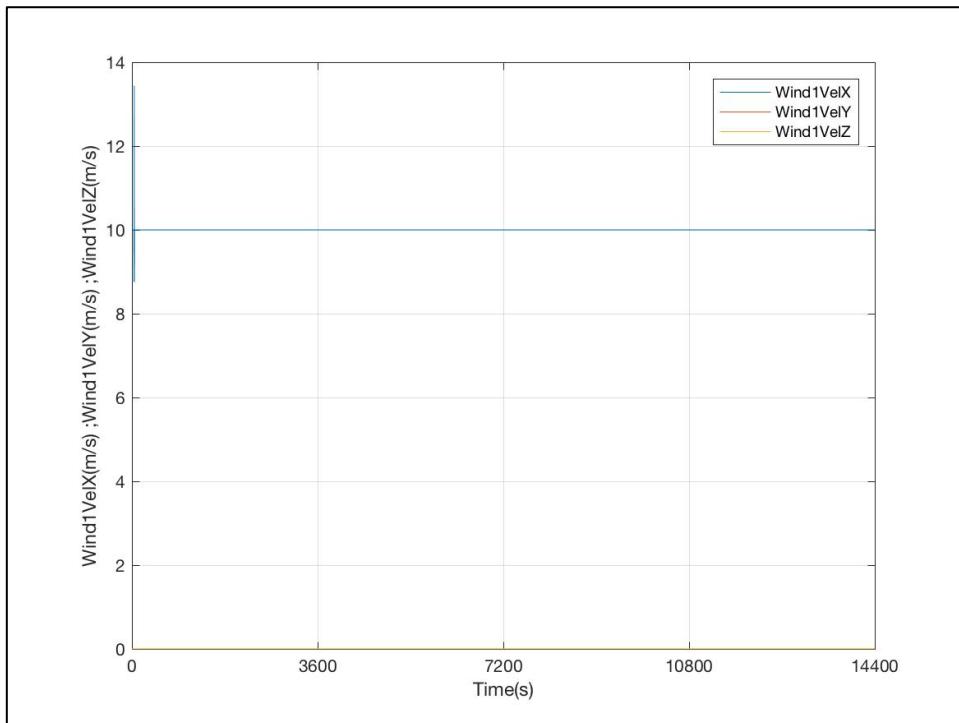


Figura 6-76: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.3a R+2

- Oleaje

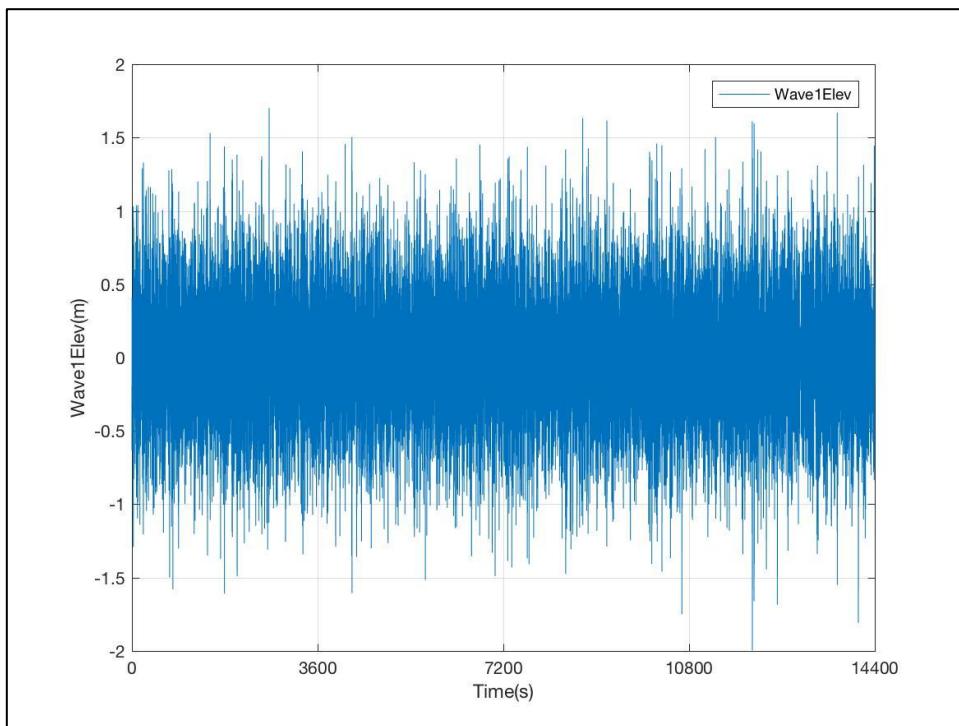


Figura 6-77: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.3a R+2

- Generador

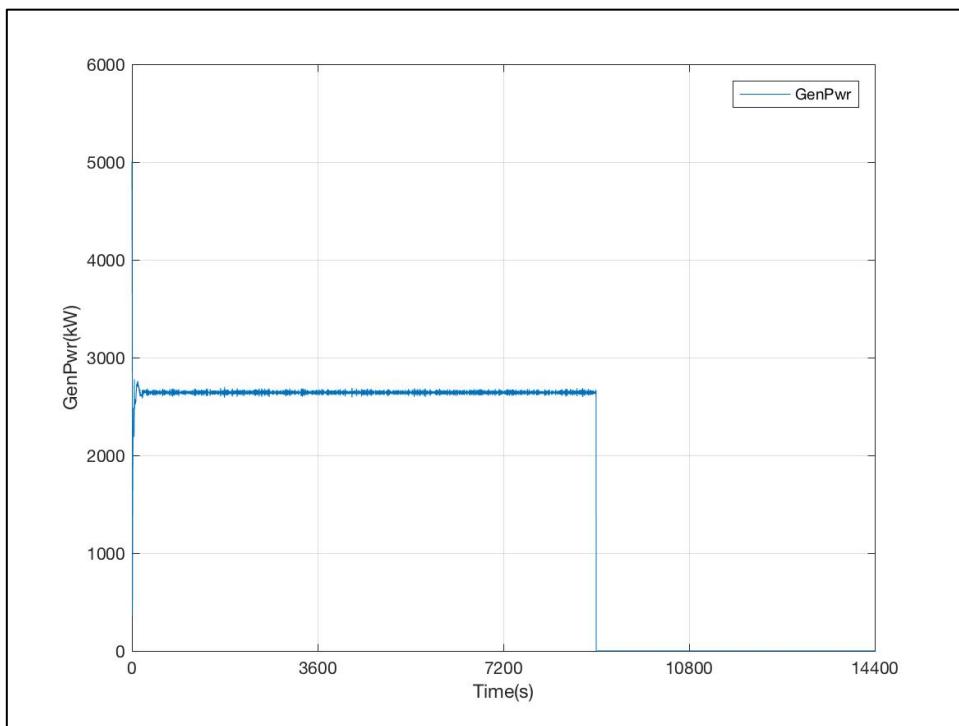


Figura 6-78: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.3a R+2

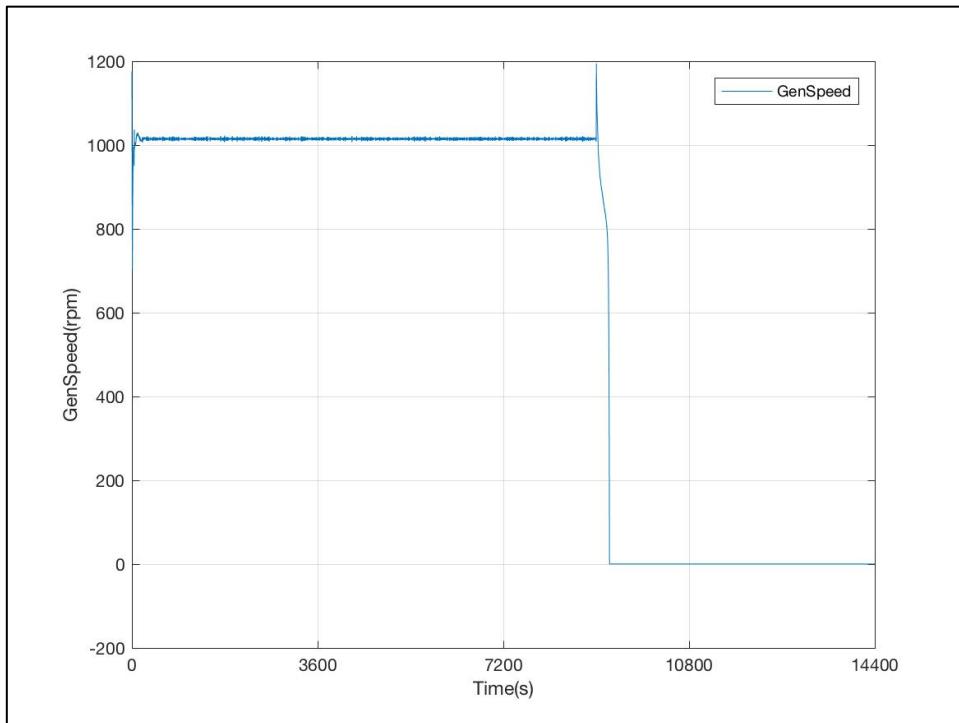


Figura 6-79: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.3a R+2

- Rotor

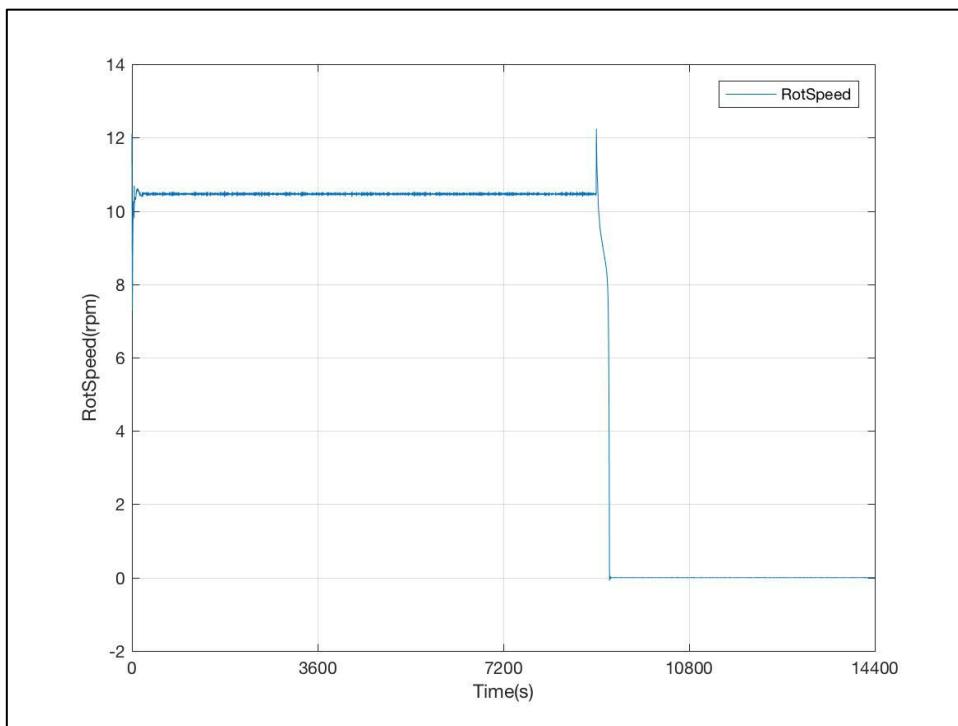


Figura 6-80: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC DLC 2.3a R+2

- Paso de Pala

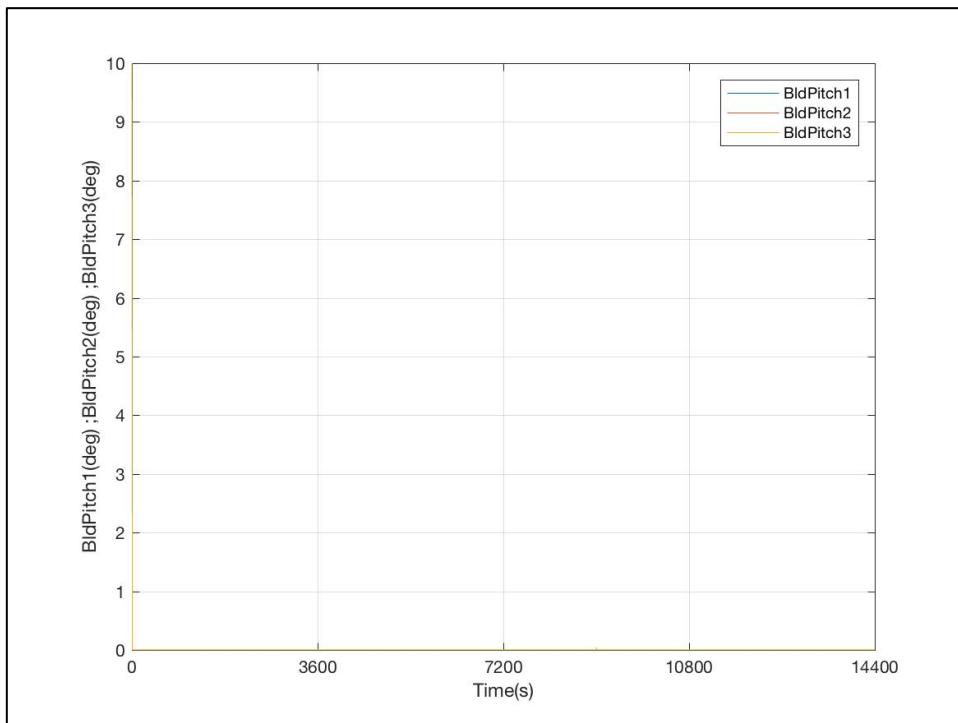


Figura 6-81: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC DLC 2.3a R+2

DLC 2.3a R-2

- Viento

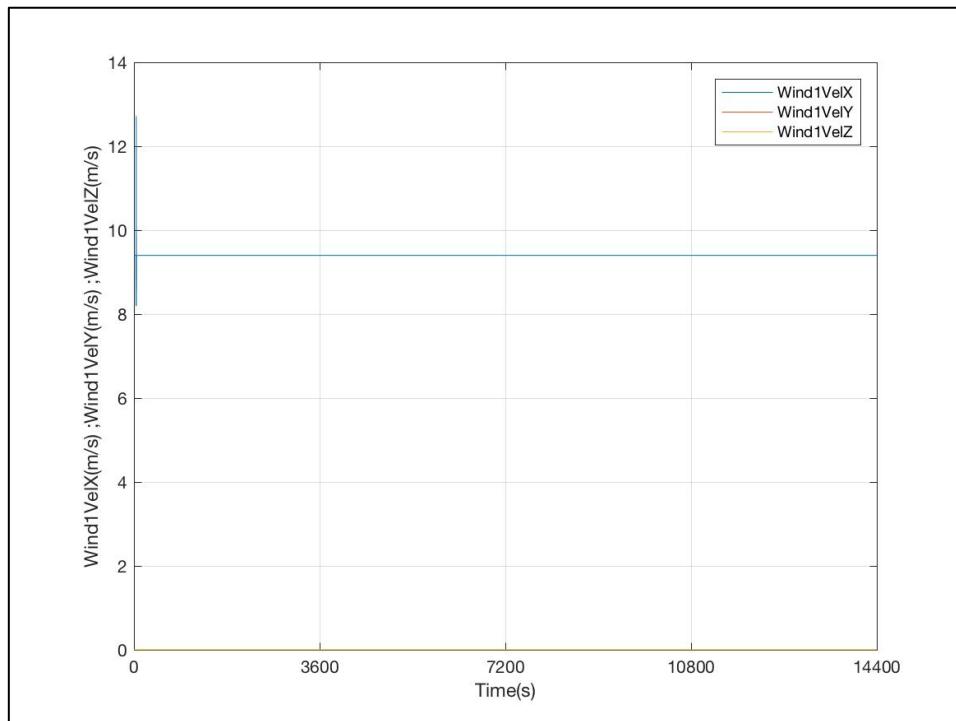


Figura 6-82: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.3a R-2

- Oleaje

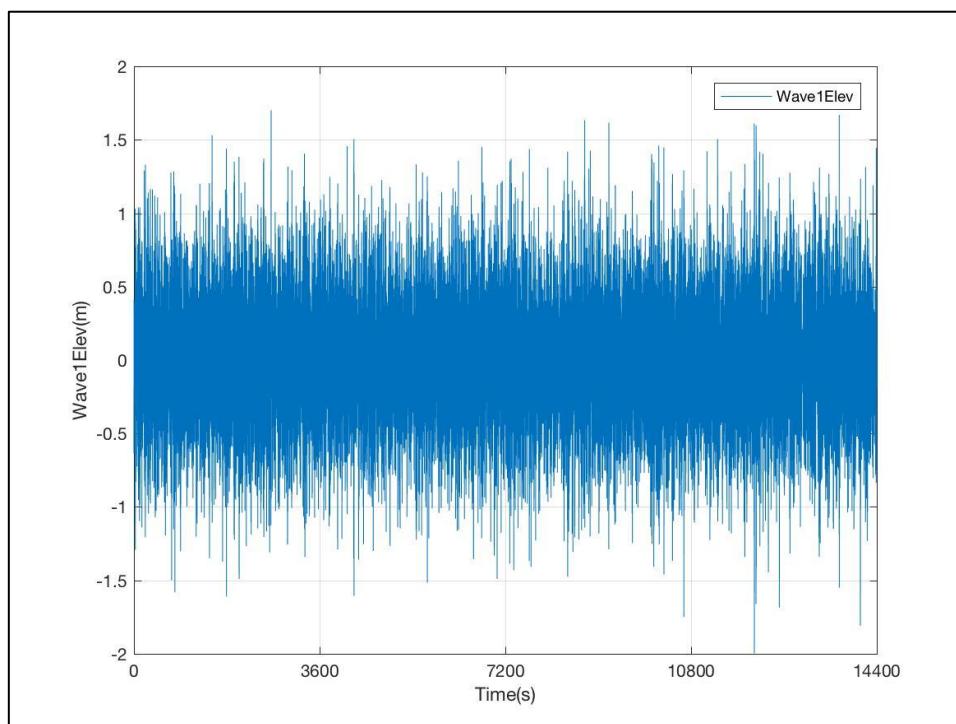


Figura 6-83: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.3a R-2

- Generador

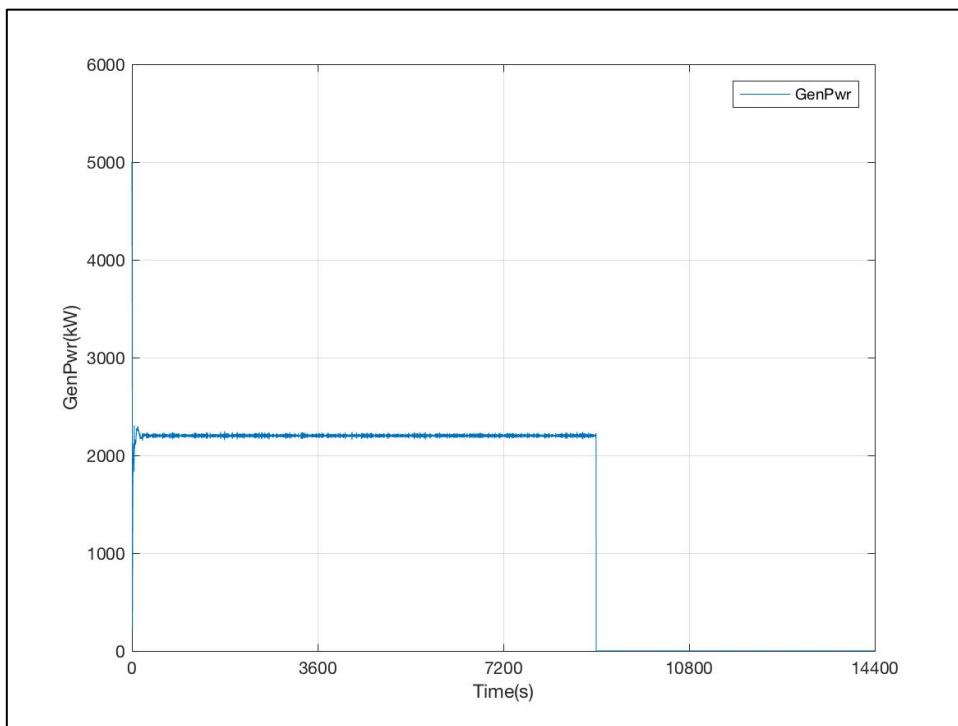


Figura 6-84: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.3a R-2

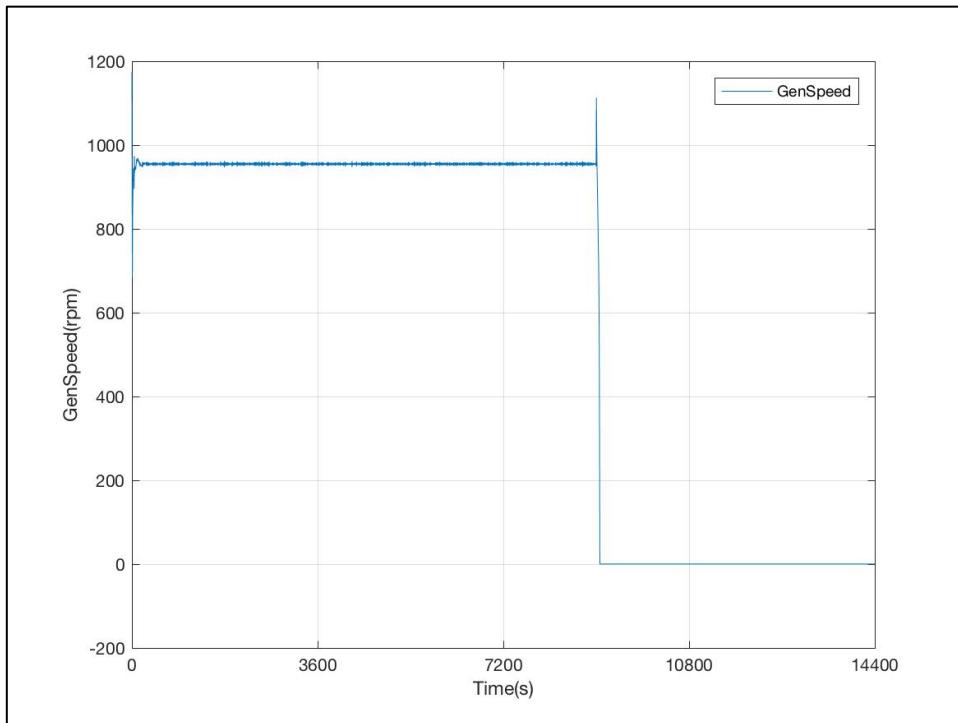


Figura 6-85: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.3a R-2

- Rotor

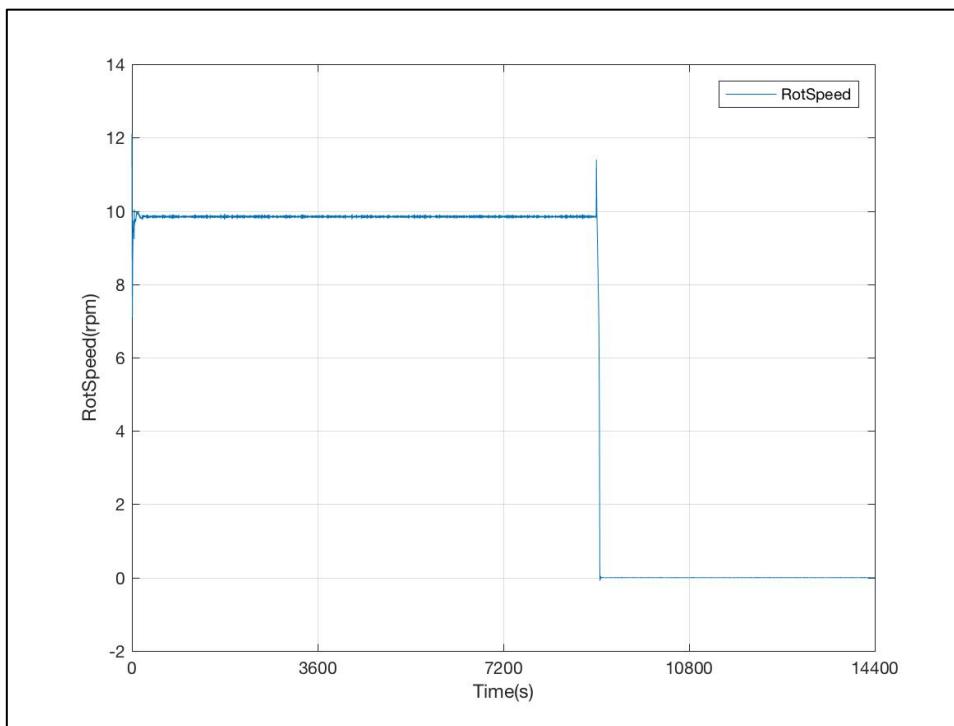


Figura 6-86: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.3a R-2

- Paso de Pala

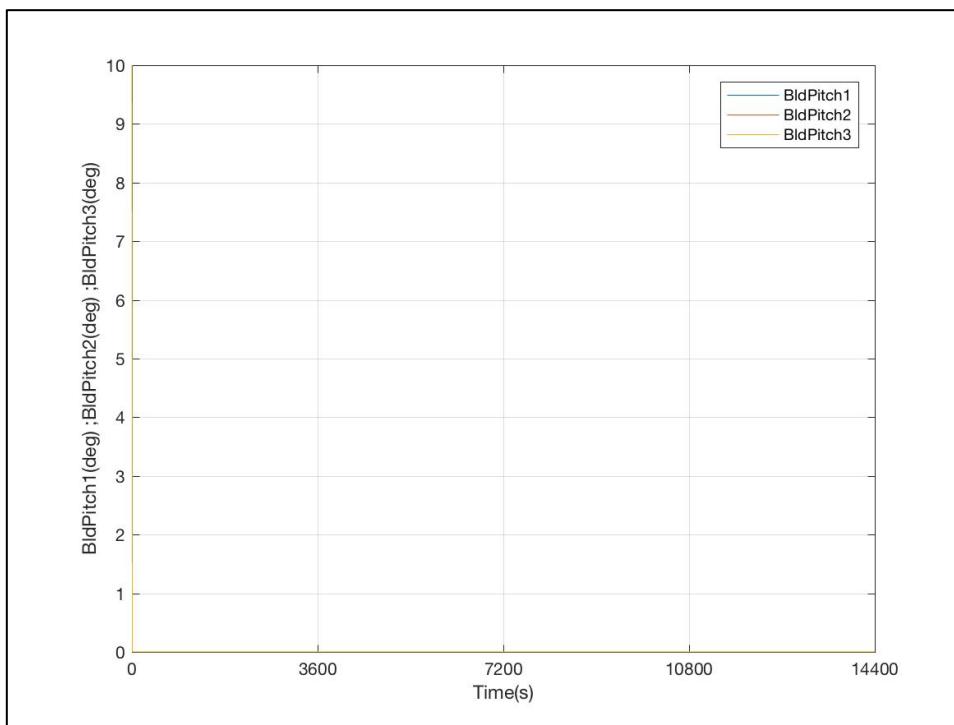


Figura 6-87: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.3a R-2

DLC 2.3a Vout

- Viento

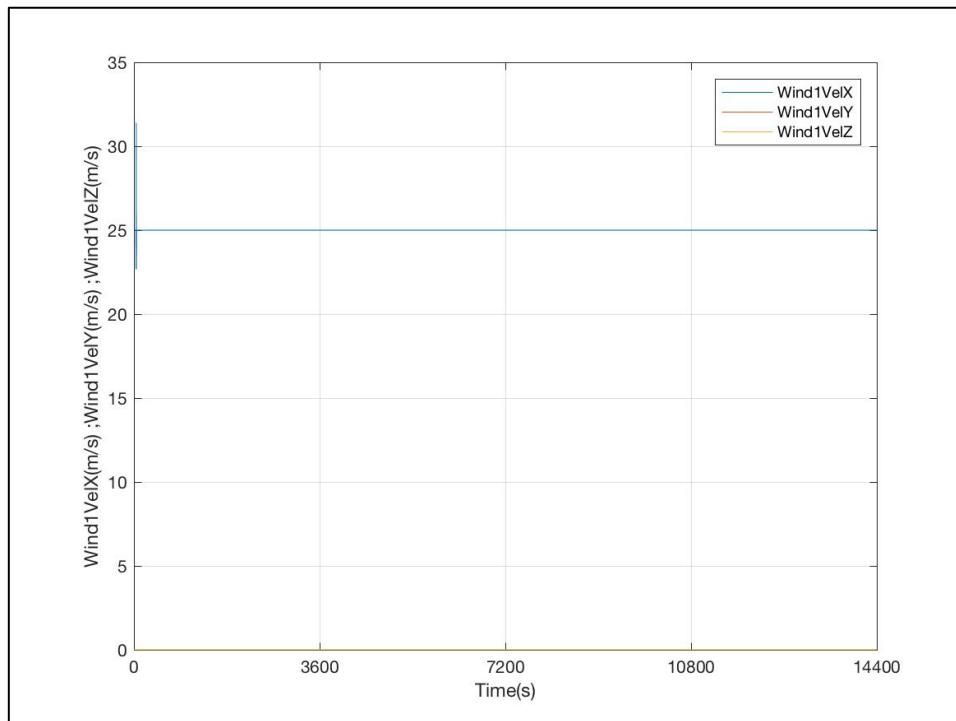


Figura 6-88: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.3a Vout

- Oleaje

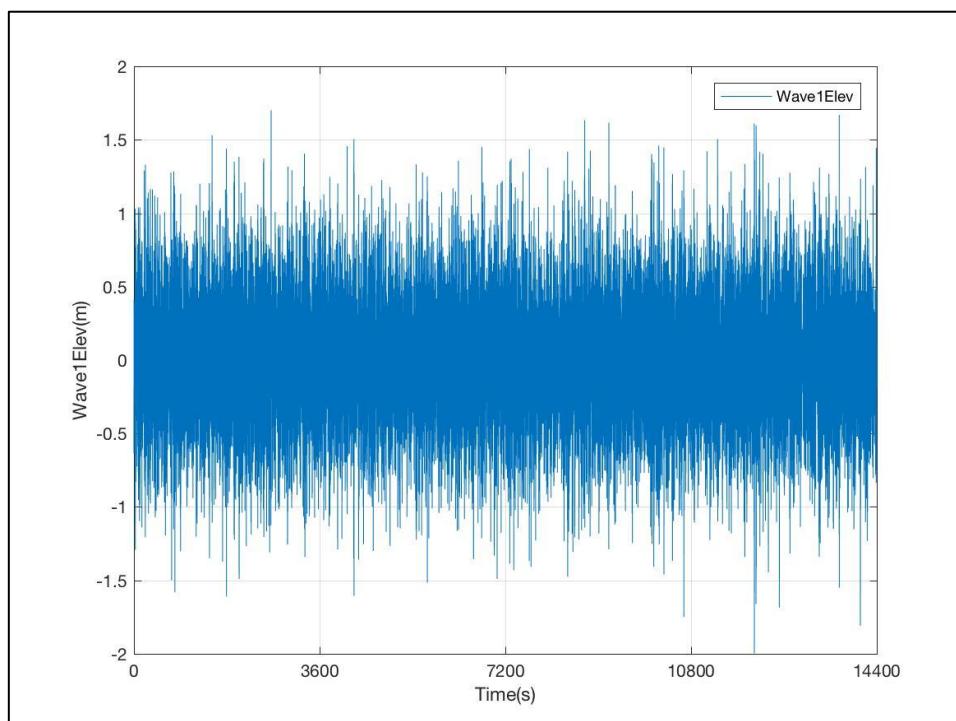


Figura 6-89: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.3a Vout

- Generador

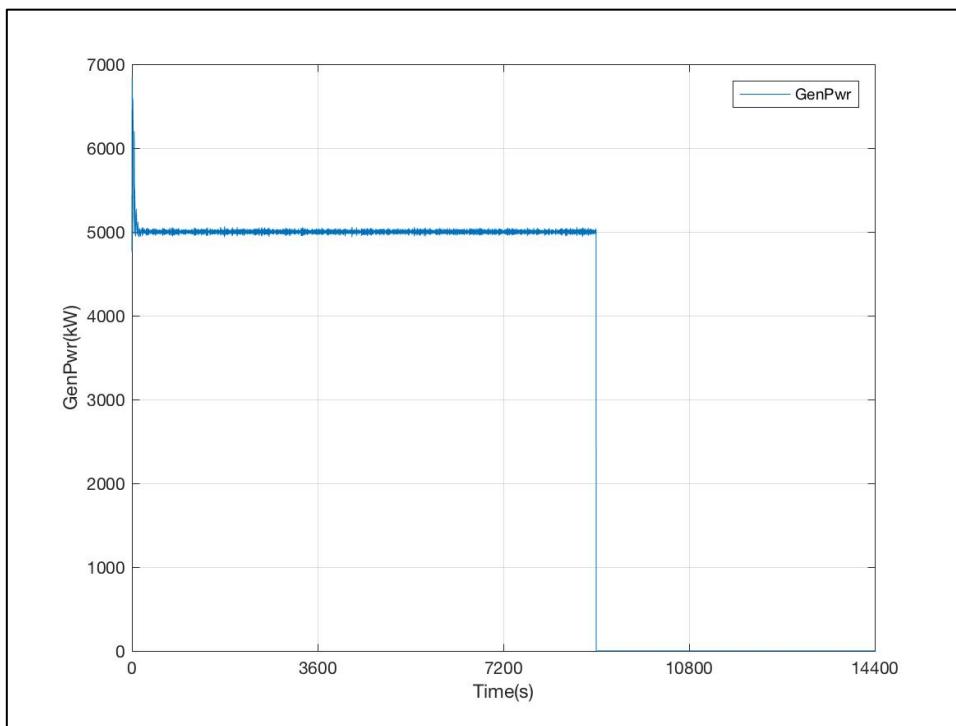


Figura 6-90: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.3a Vout

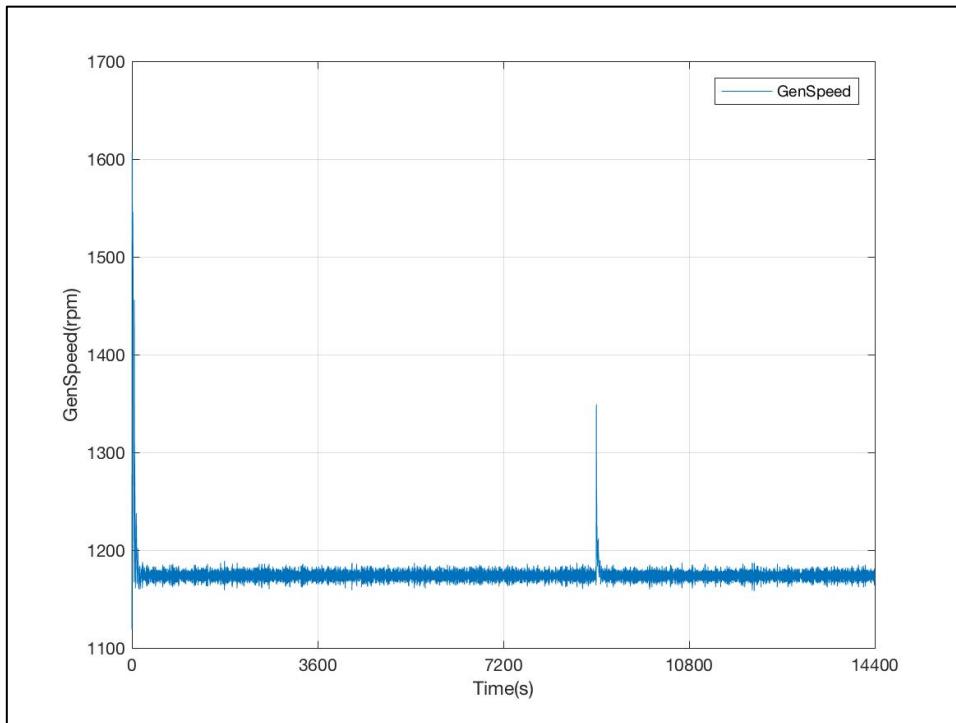


Figura 6-91: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.3a Vout

- Rotor

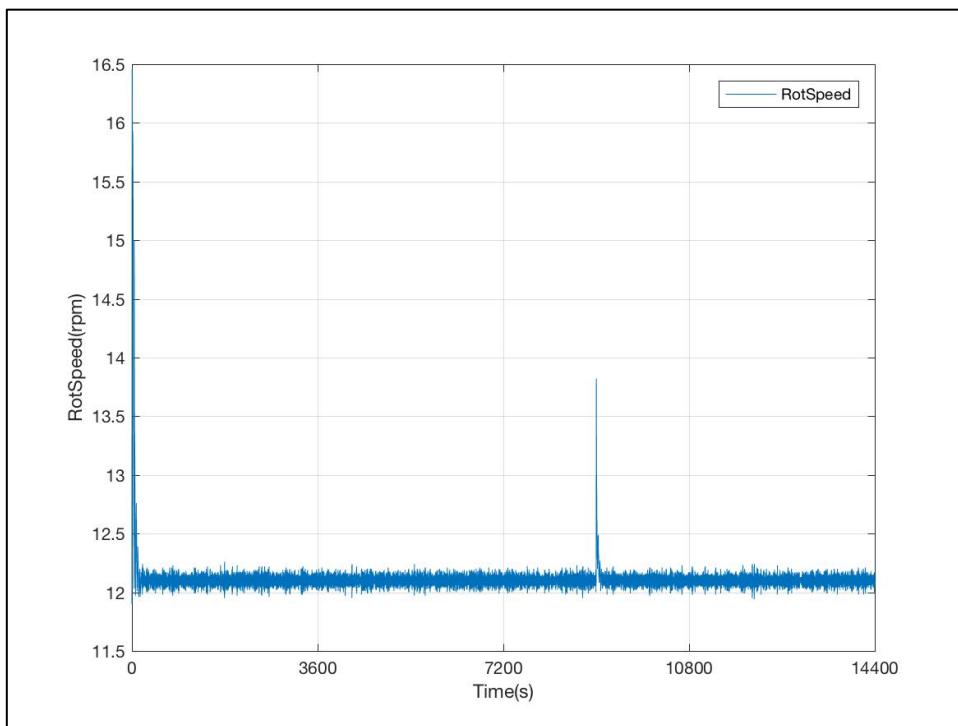


Figura 6-92: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.3a Vout

- Paso de Pala

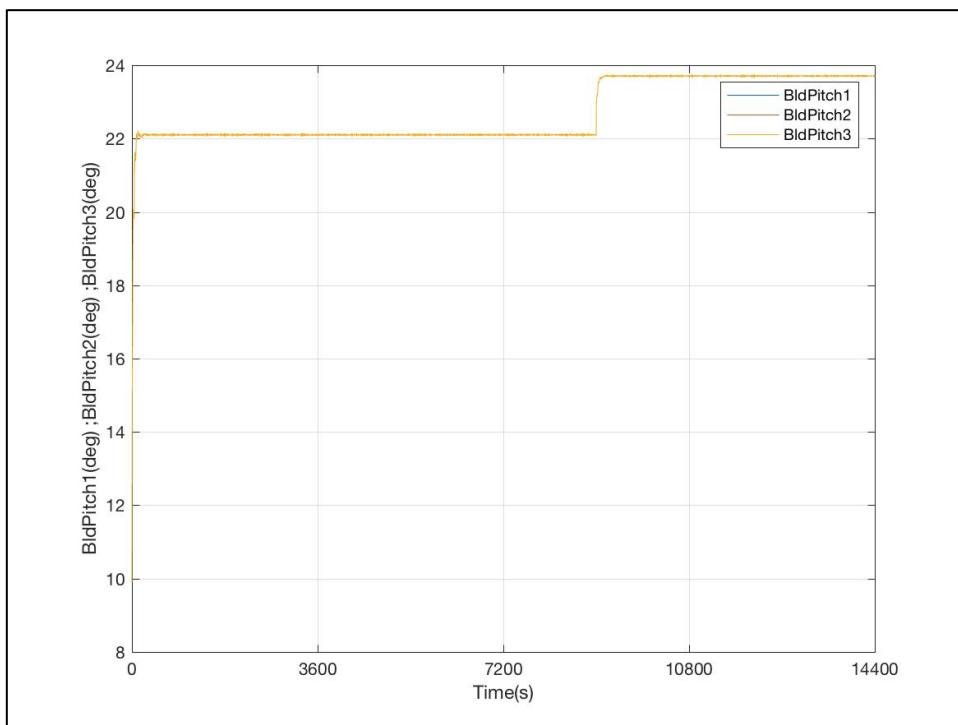


Figura 6-93: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.3a Vout

DLC 2.3b

- Viento

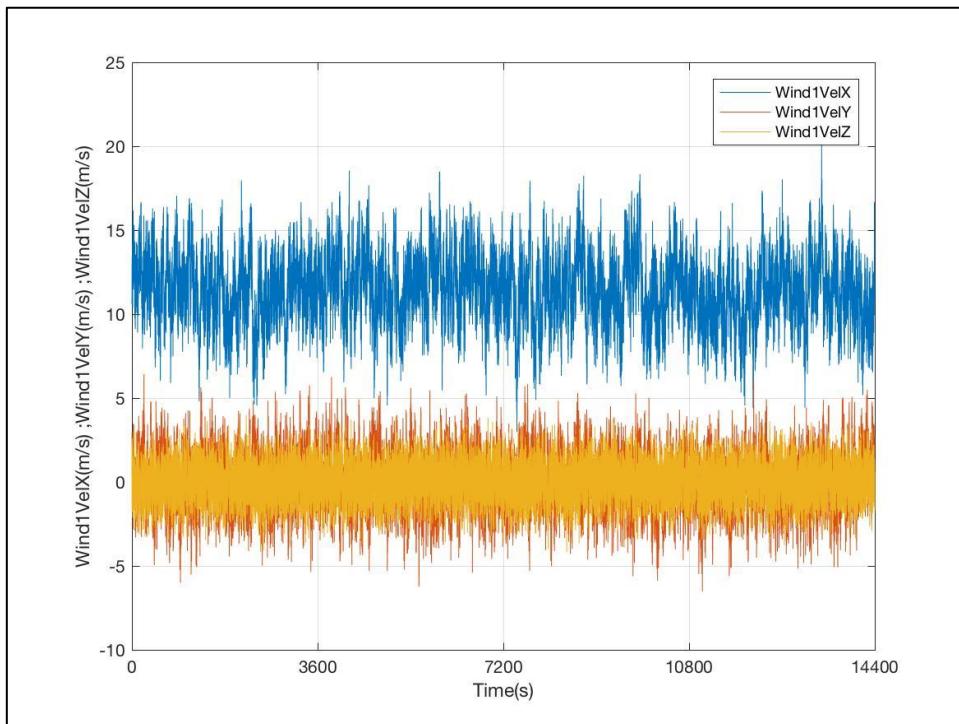


Figura 6-94: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.3b

- Oleaje

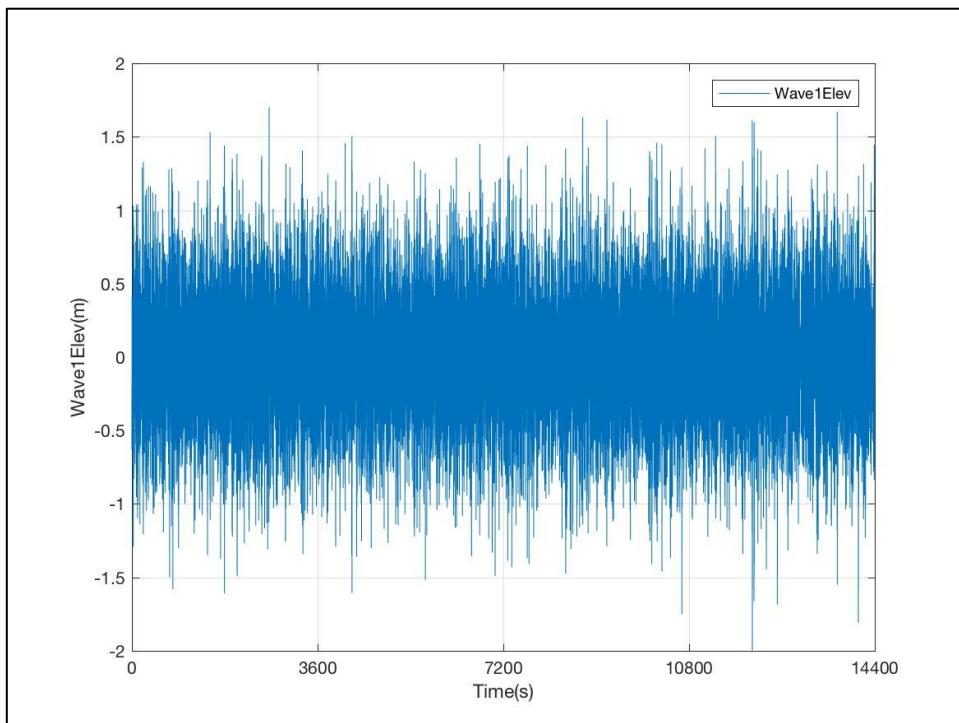


Figura 6-95: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.3b

- Generador

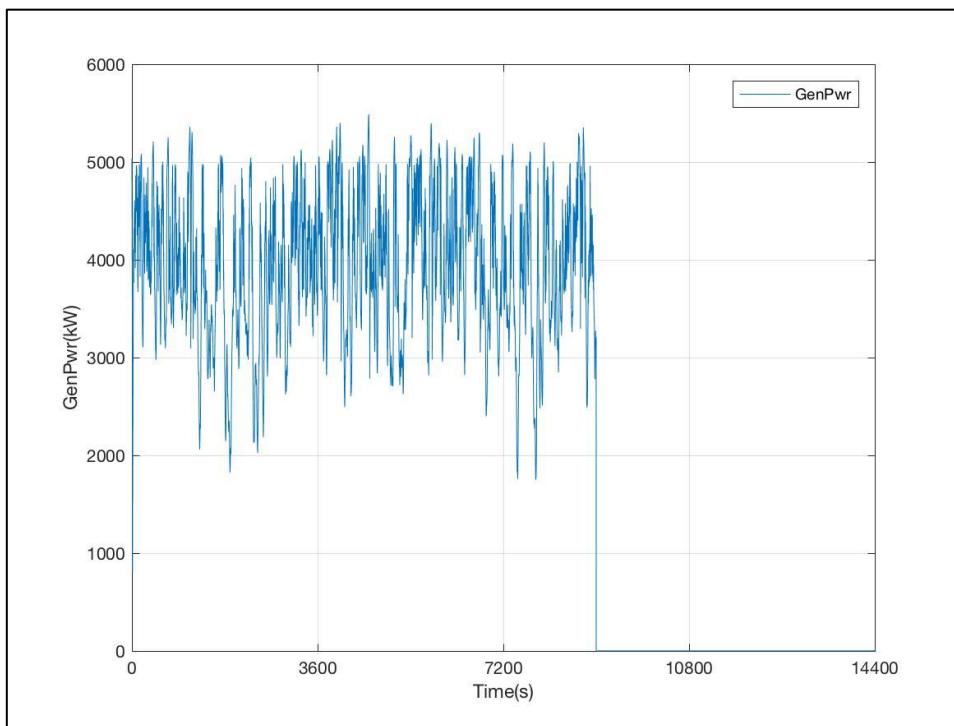


Figura 6-96: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.3b

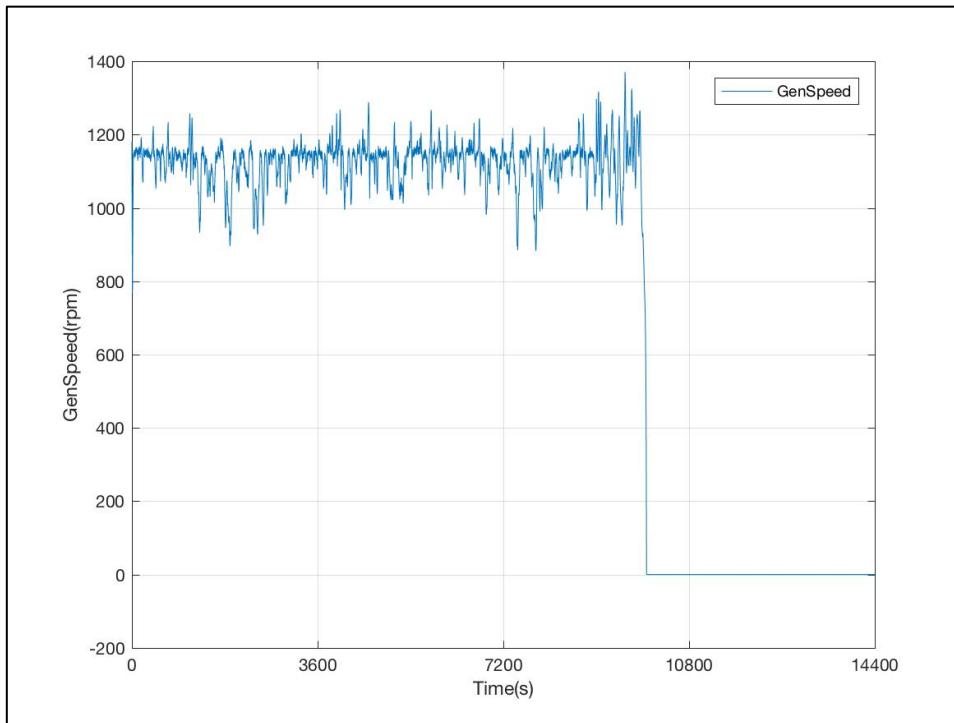


Figura 6-97: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.3b

- Rotor

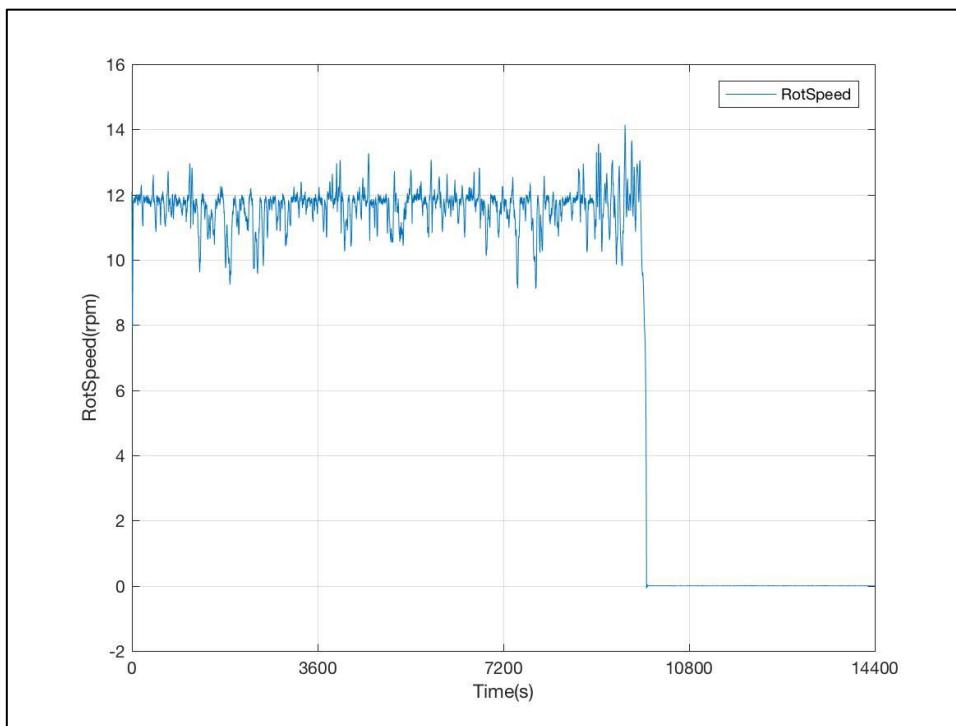


Figura 6-98: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.3b

- Paso de Pala

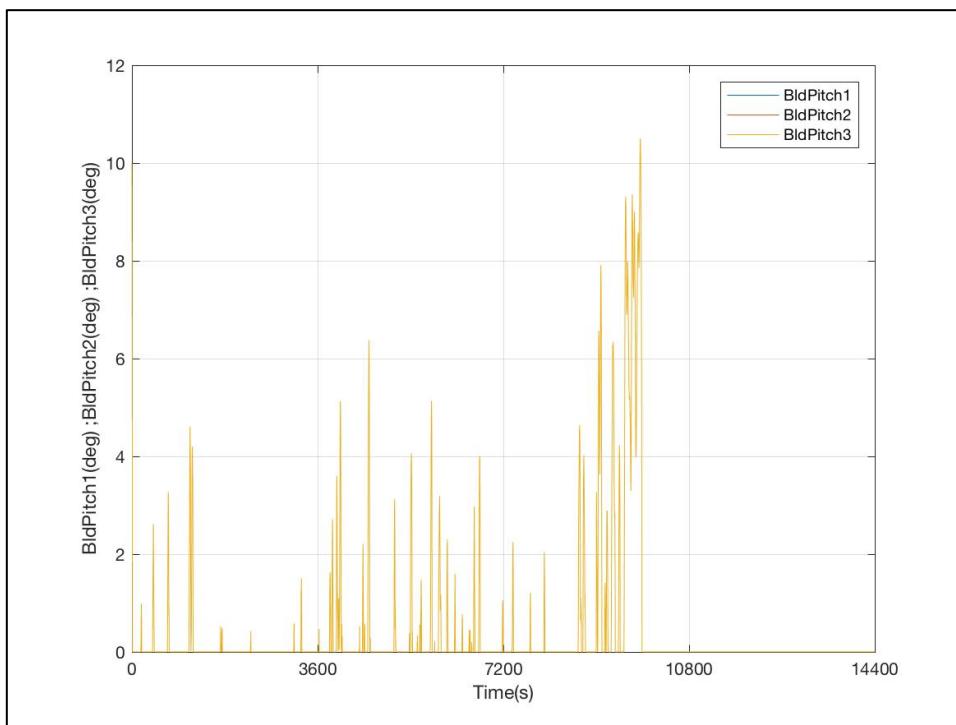


Figura 6-99: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.3b

DLC 2.4

- Viento

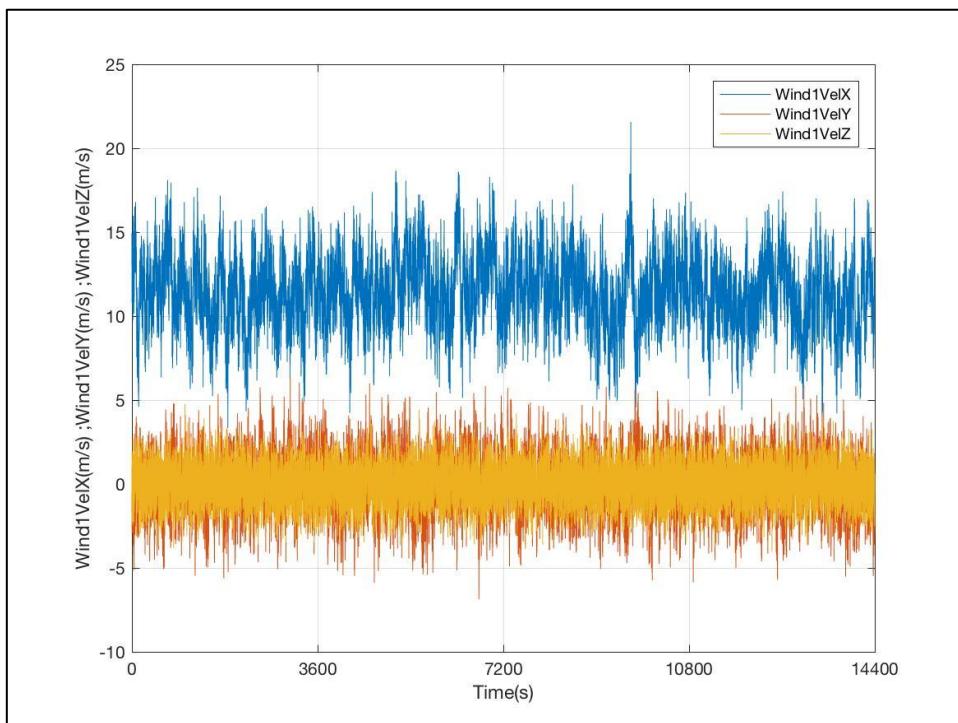


Figura 6-100: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 2.4

- Oleaje

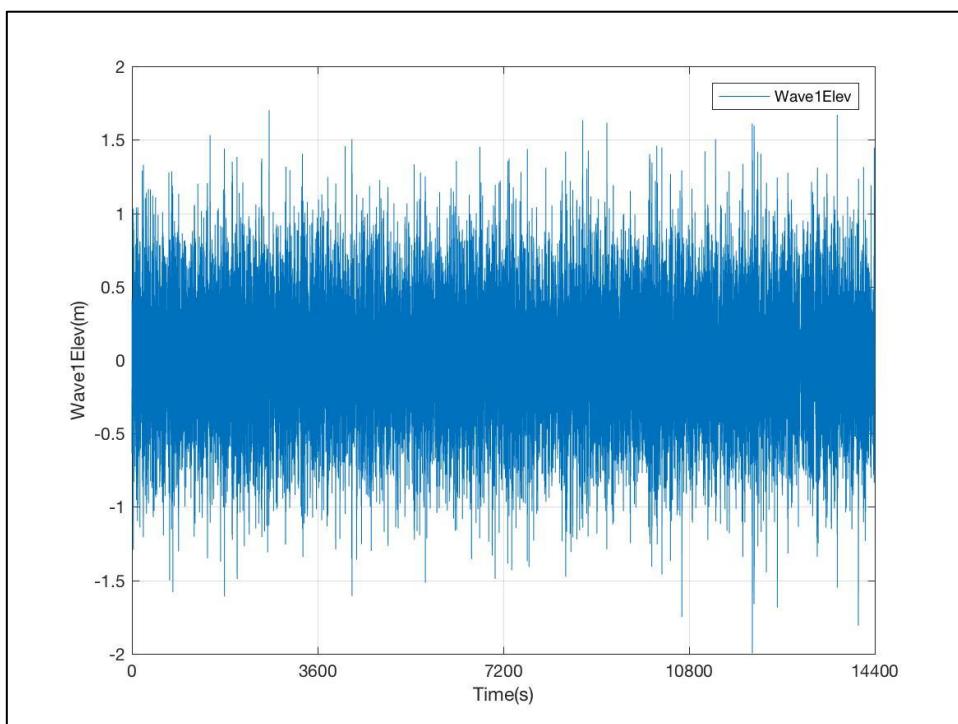


Figura 6-101: Evolución de la Altura de Ola. DLC 2.4

- Generador

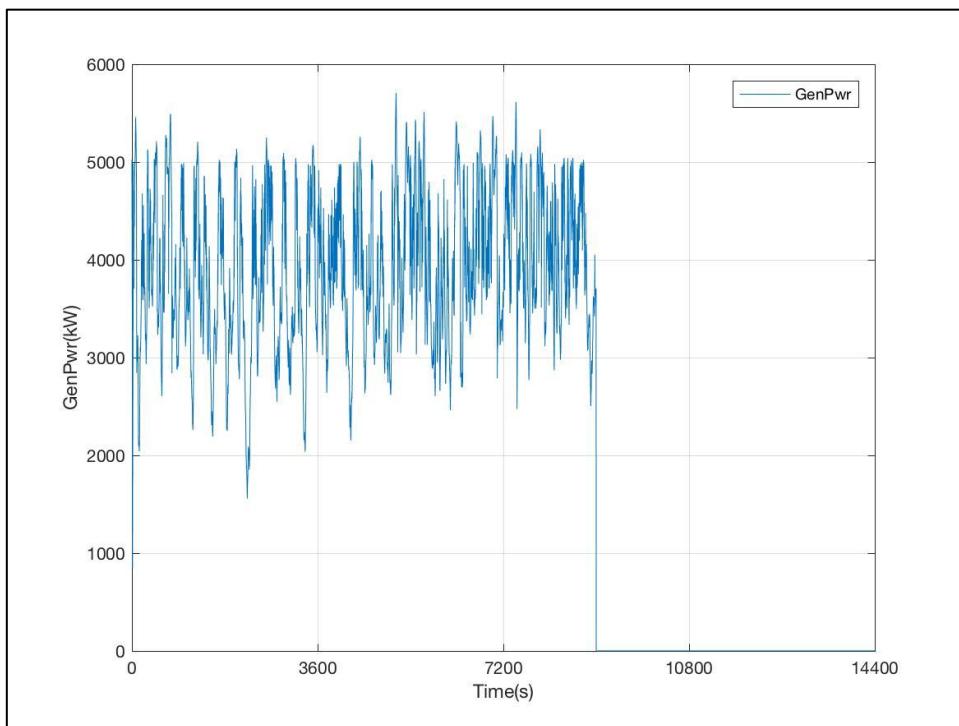


Figura 6-102: Evolución de la Potencia Generada. DLC 2.4

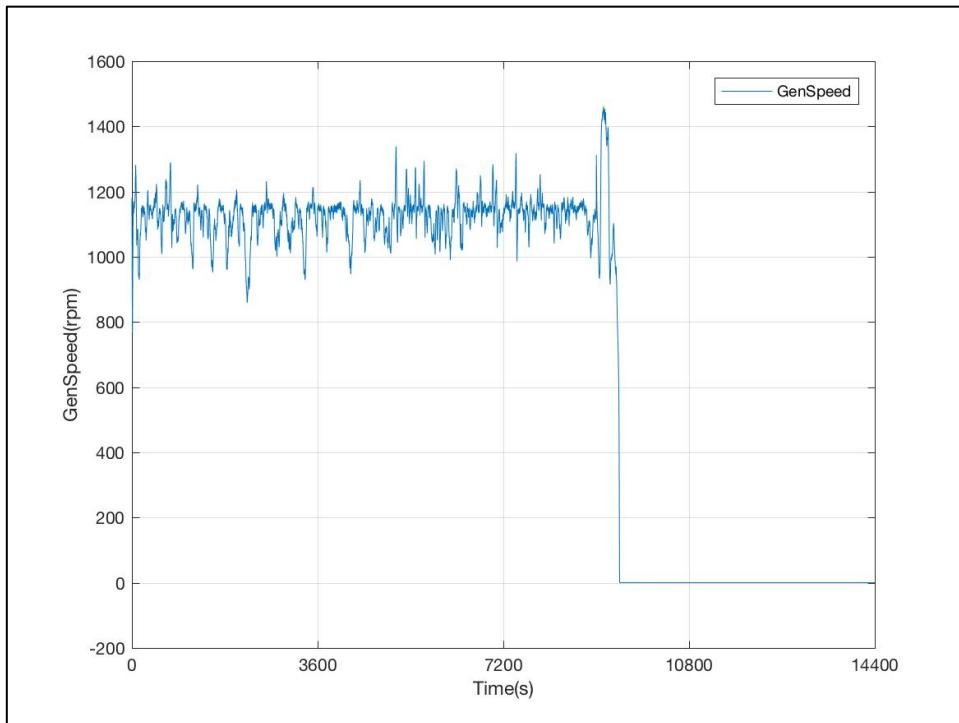


Figura 6-103: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 2.4

- Rotor

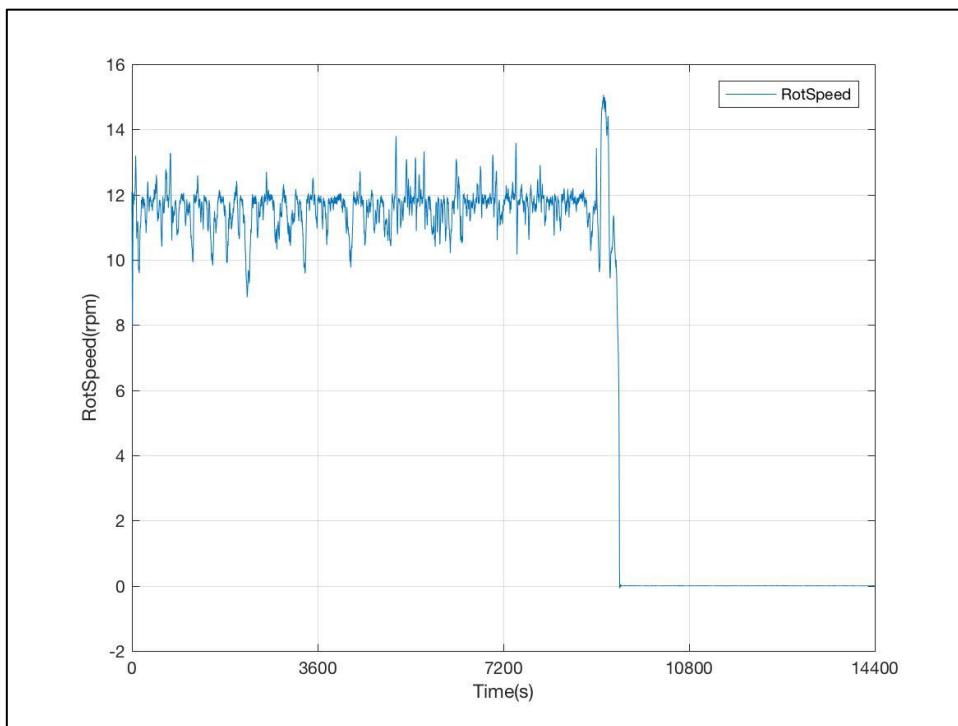


Figura 6-104: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 2.4

- Paso de Pala

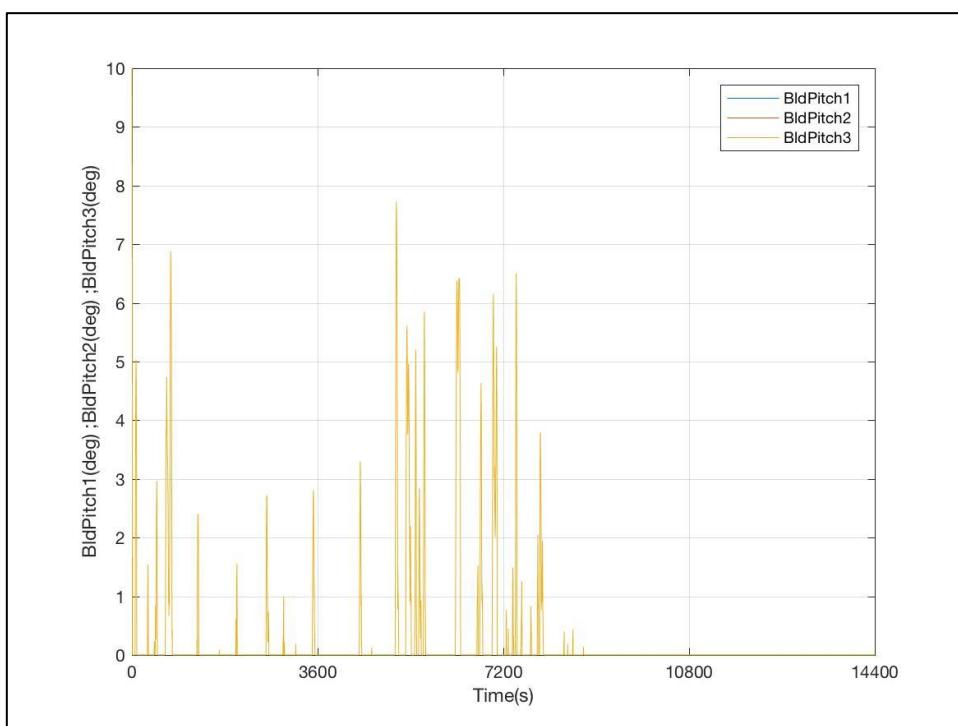


Figura 6-105: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 2.4

5.2.1.-OBSERVACIONES

Se puede observar la siguiente incidencia, en esta Situación de Diseño:

1. **DLC 2.3a R+2, DLC 2.3a R-2 y DLC 2.3a Vout:** en los dos primeros casos de carga, de nuevo debido posiblemente a la baja velocidad de entrada del viento, a la altura del núcleo, el ángulo de paso de las tres palas no es computado correctamente, siendo nulo a lo largo de toda la simulación (Figura 6-81 y Figura 6-87). Por otro lado, en el DLC con velocidad suficiente (V_{out}), el paso de pala es controlado de forma activa, sin embargo, el generador parece no ser frenado, ya que sigue girando el Eje de Alta Velocidad (Figura 6-91 y Figura 6-92). No serán considerados estos casos, a la hora de analizar los resultados (Apartado 6).

5.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 3: ARRANQUE DEL AEROGENERADOR

DLC 3.1

- Viento

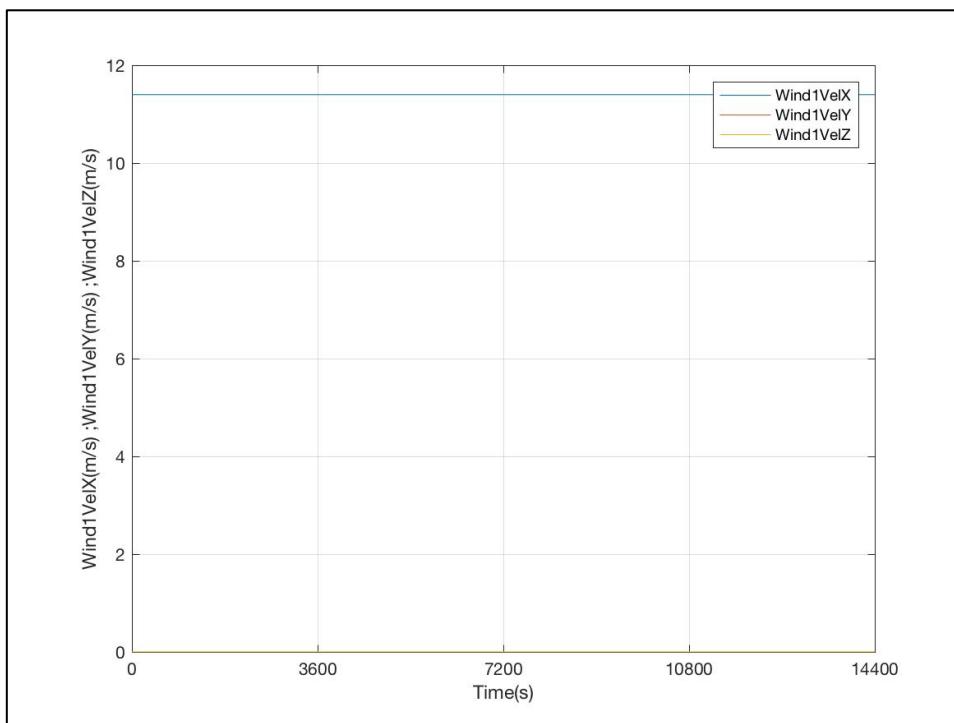


Figura 6-106: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.1

- Oleaje

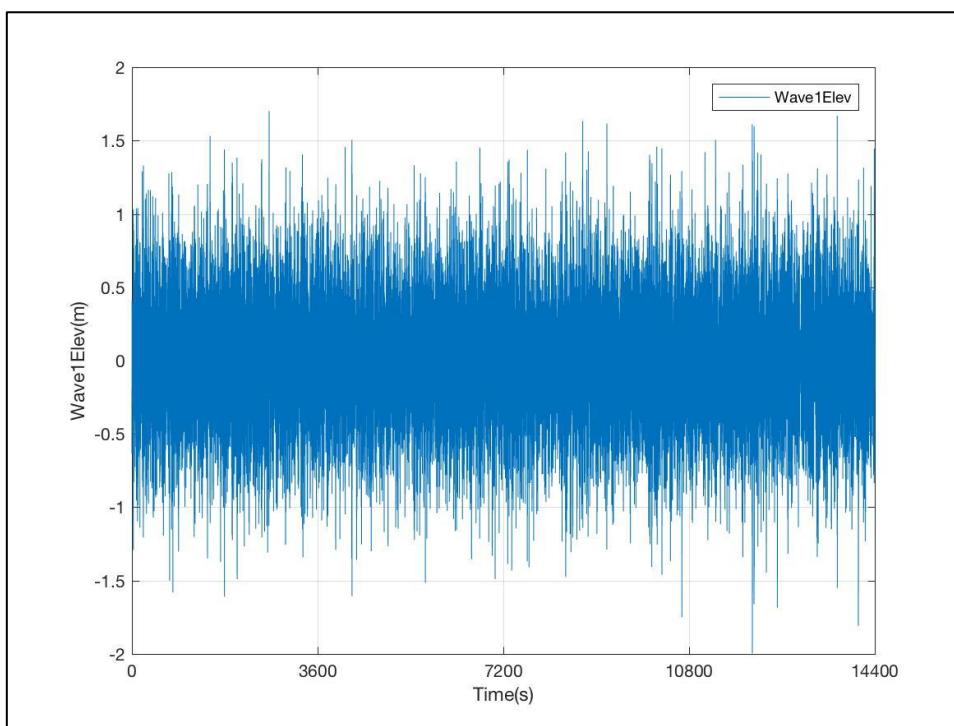


Figura 6-107: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.1

- Generador

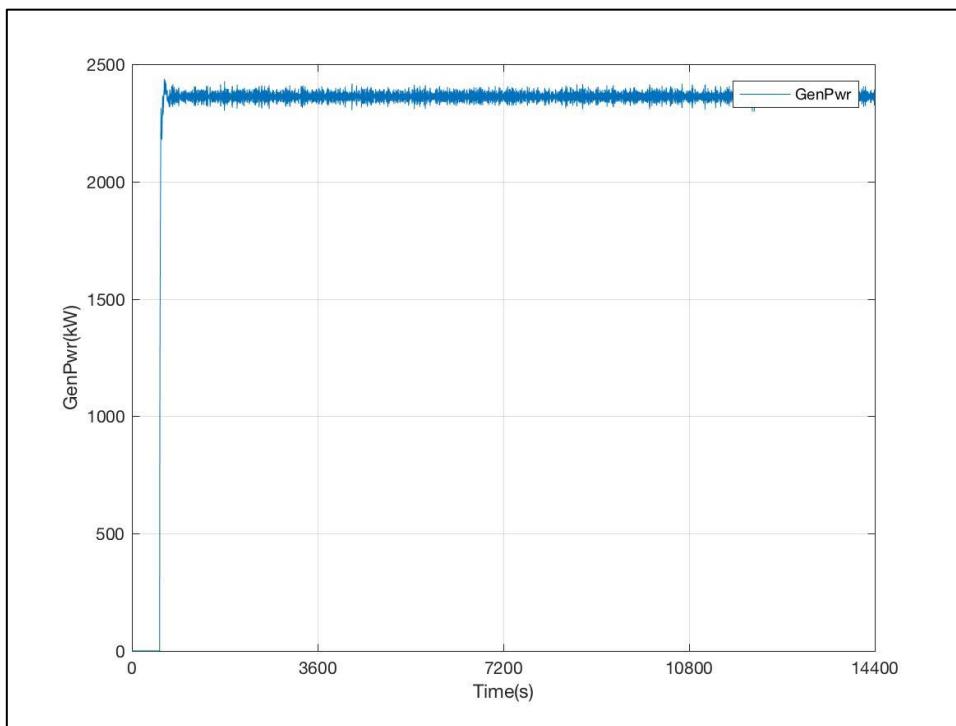


Figura 6-108: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.1

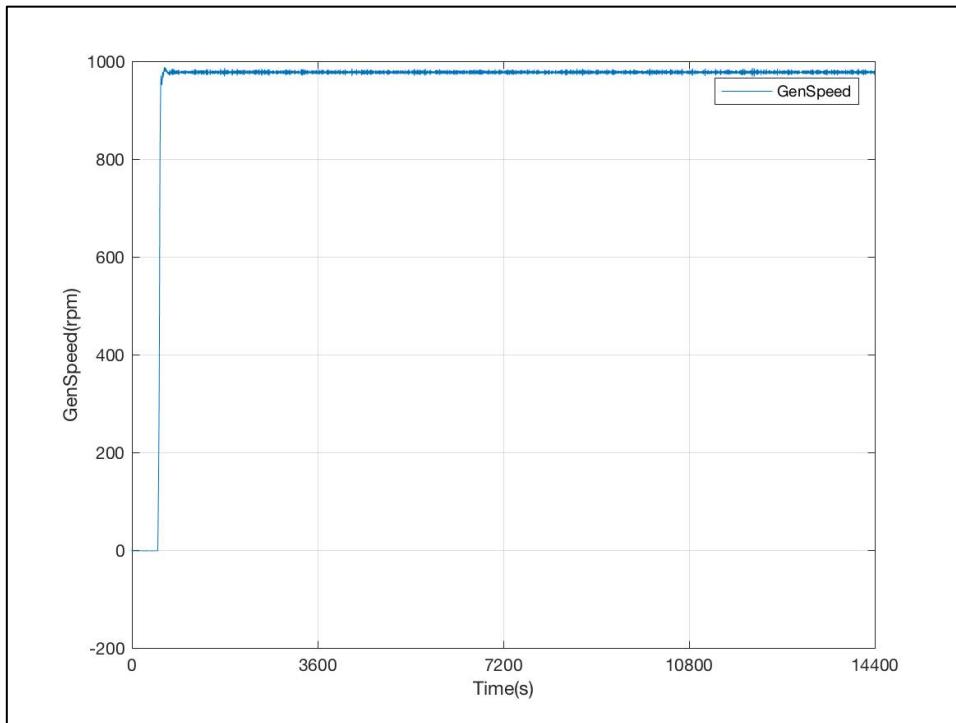


Figura 6-109: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.1

- Rotor

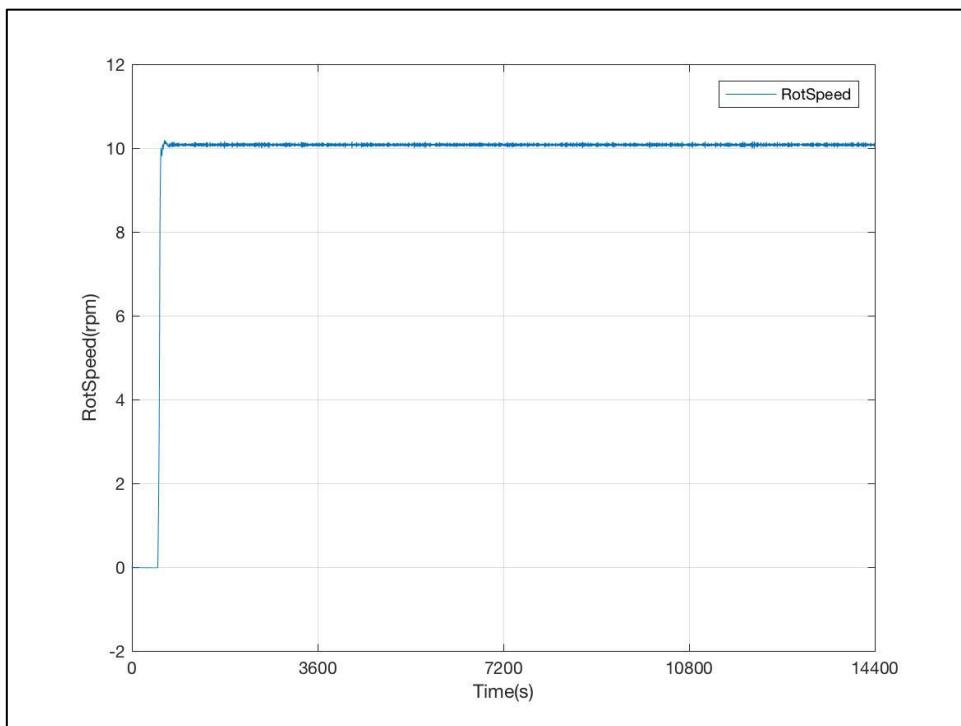


Figura 6-110: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.1

- Paso de Pala

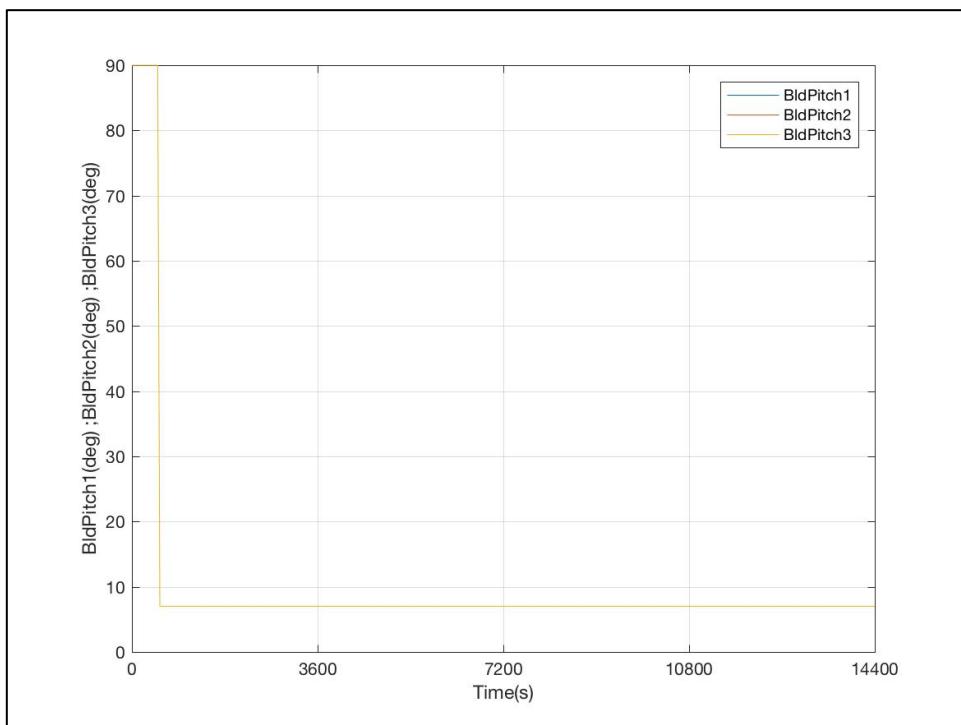


Figura 6-111: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.1

DLC 3.2

DLC 3.2 Vin

- Viento

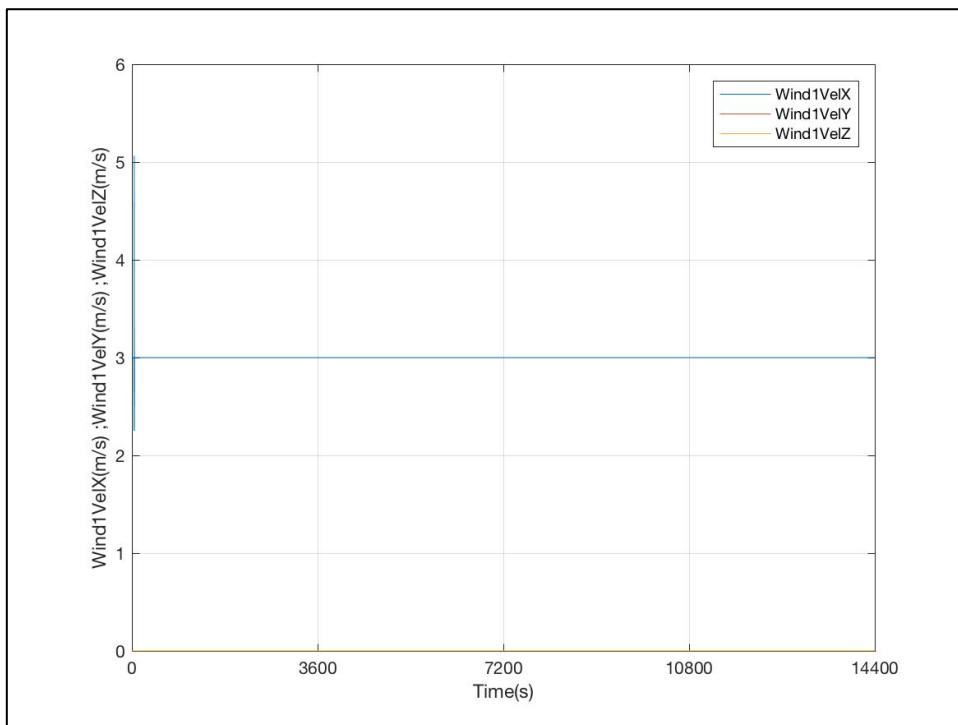


Figura 6-112: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.2 Vin

- Oleaje

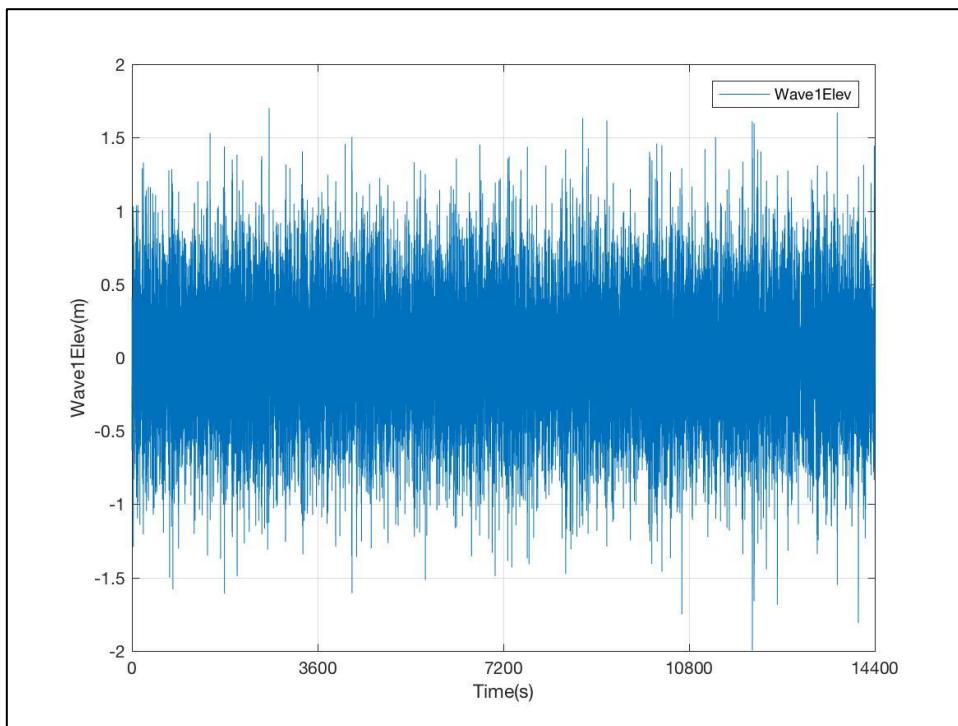


Figura 6-113: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.2 Vin

- Generador

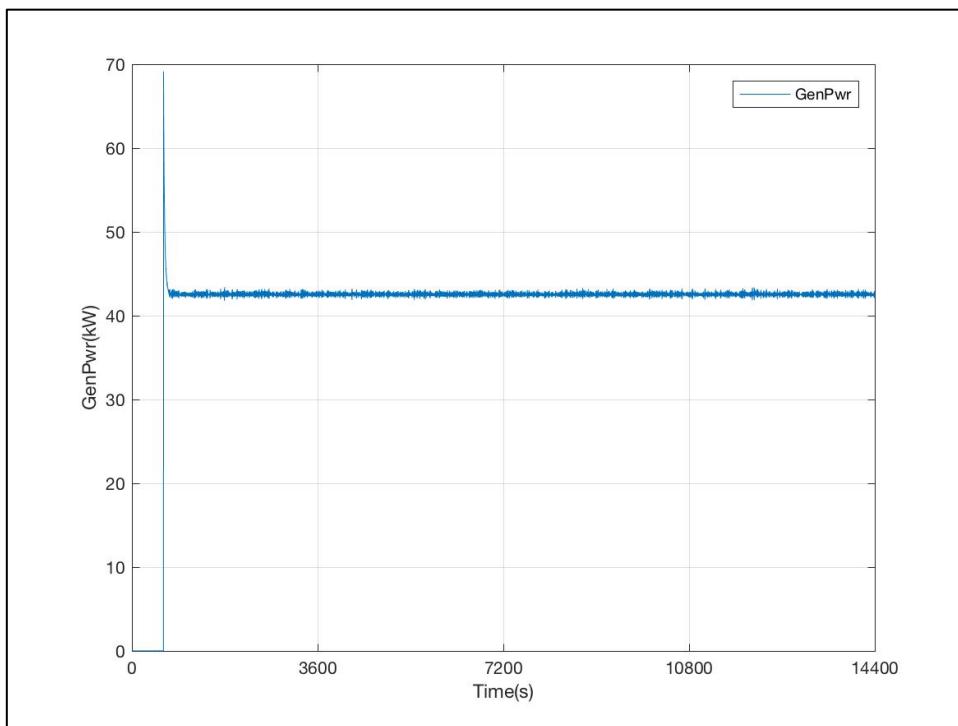


Figura 6-114: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.2 Vin

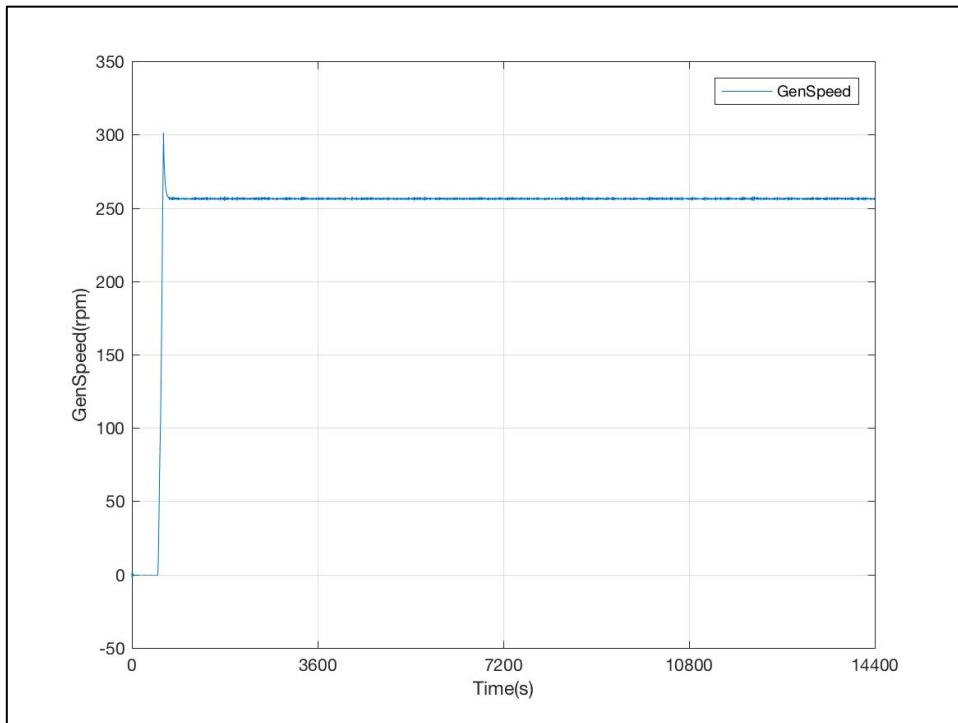


Figura 6-115: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.2 Vin

- Rotor

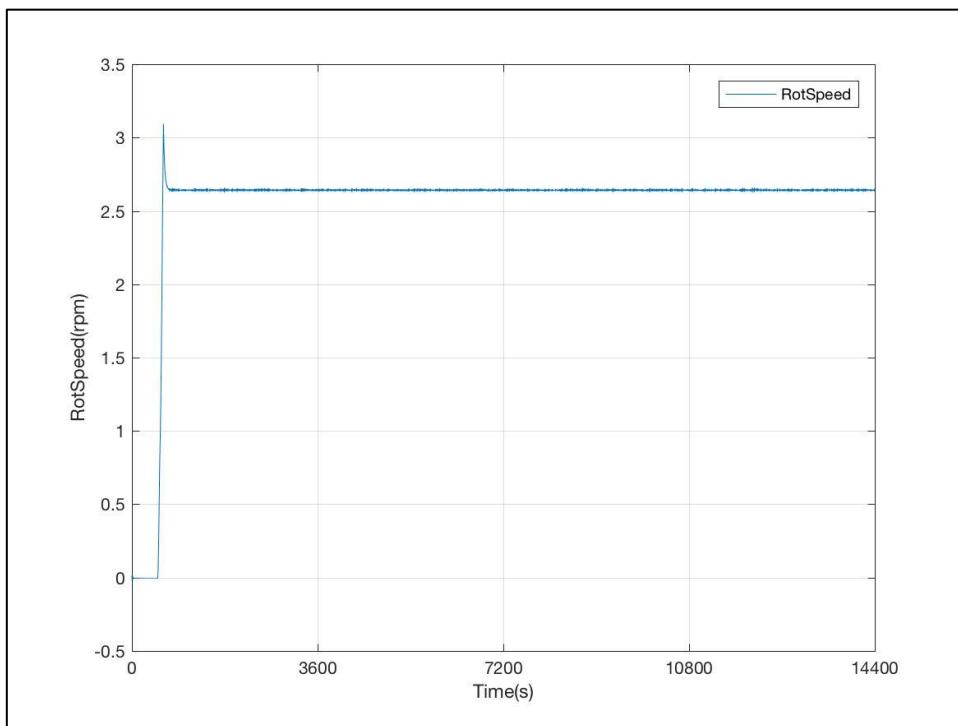


Figura 6-116: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.2 Vin

- Paso de Pala

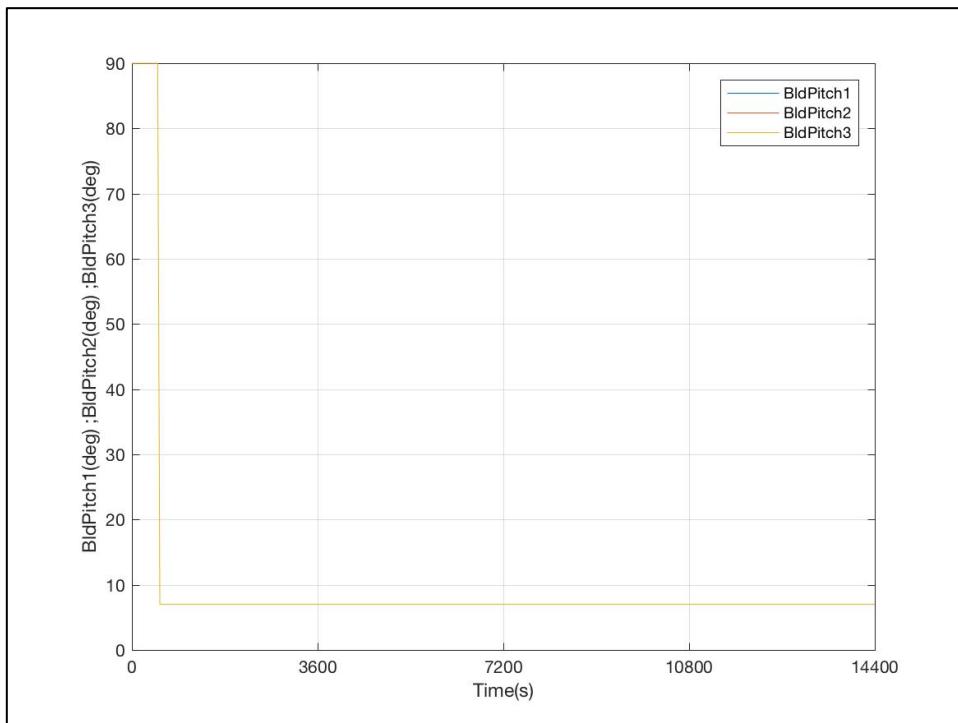


Figura 6-117: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.2 Vin

DLC 3.2 R+2

- Viento

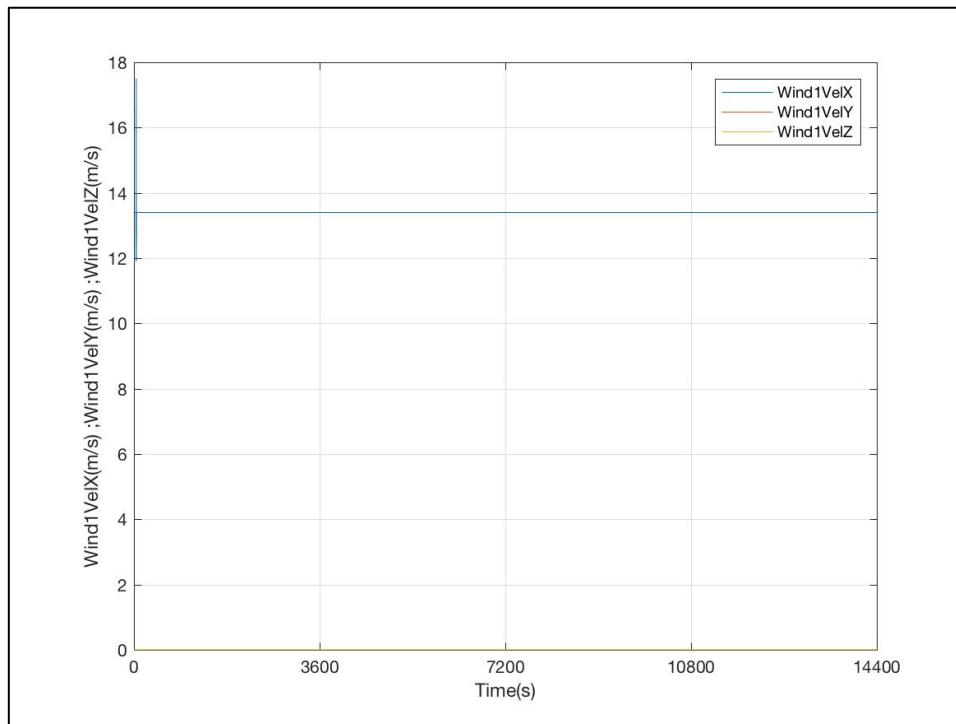


Figura 6-118: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.2 R+2

- Oleaje

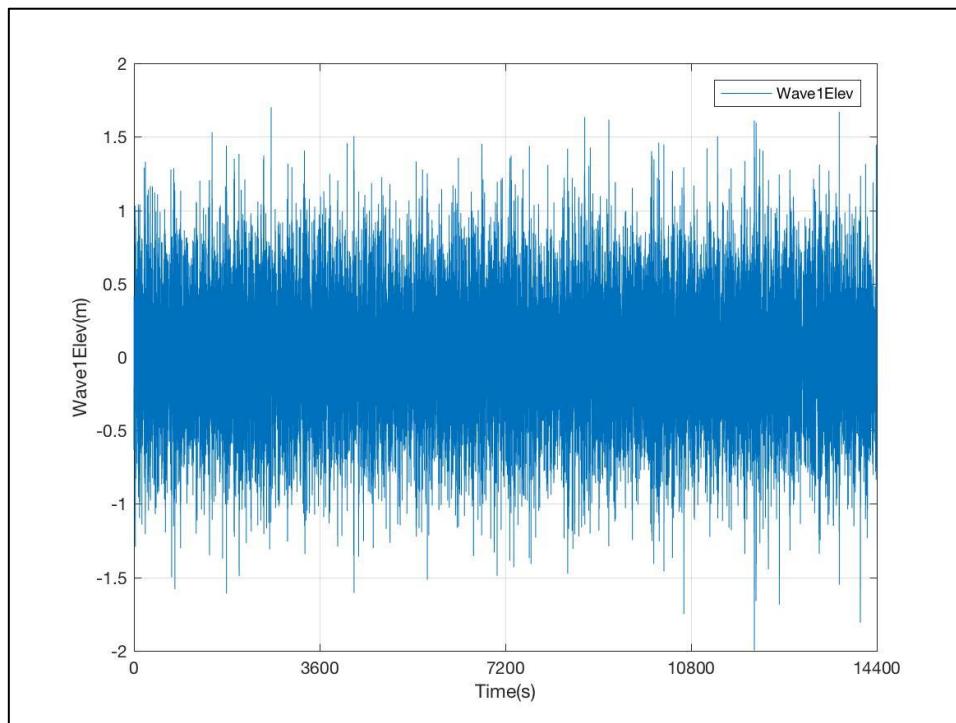
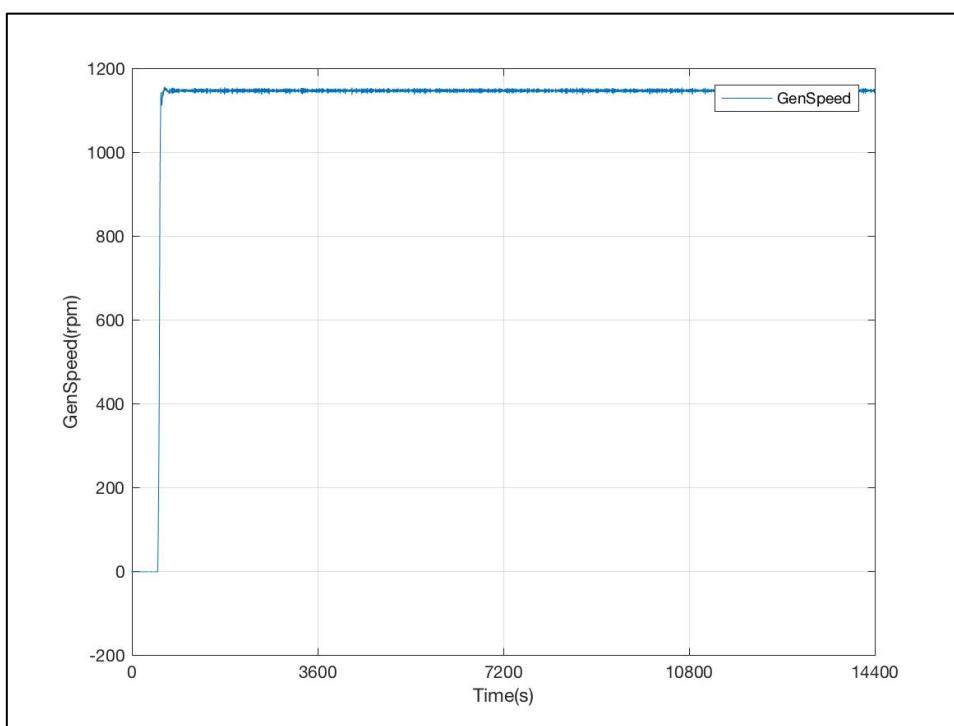
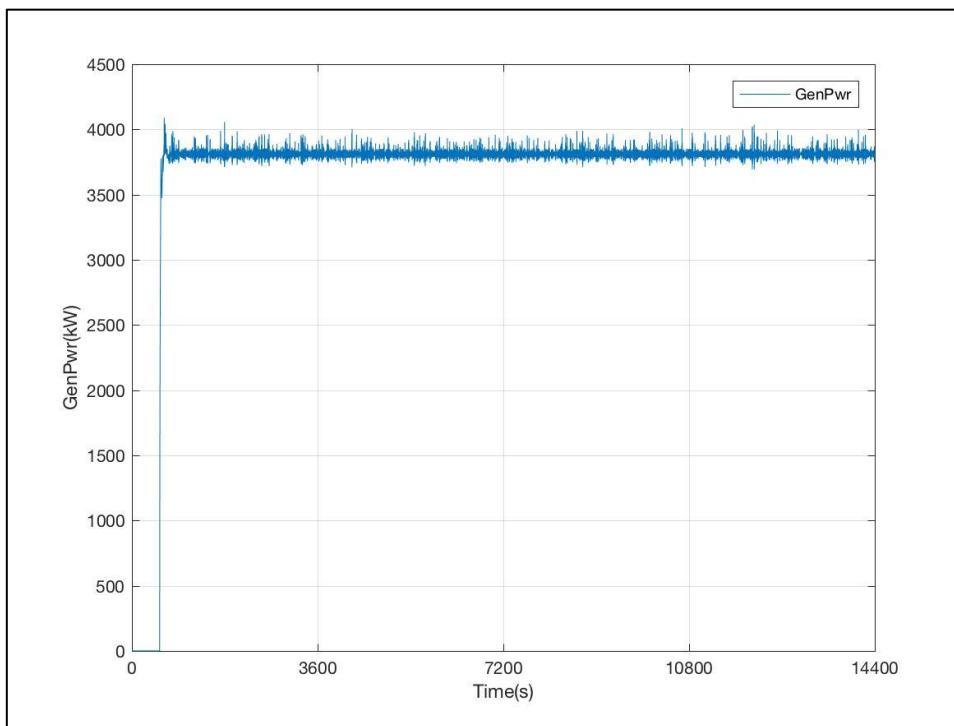


Figura 6-119: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.2 R+2

- Generador



- Rotor

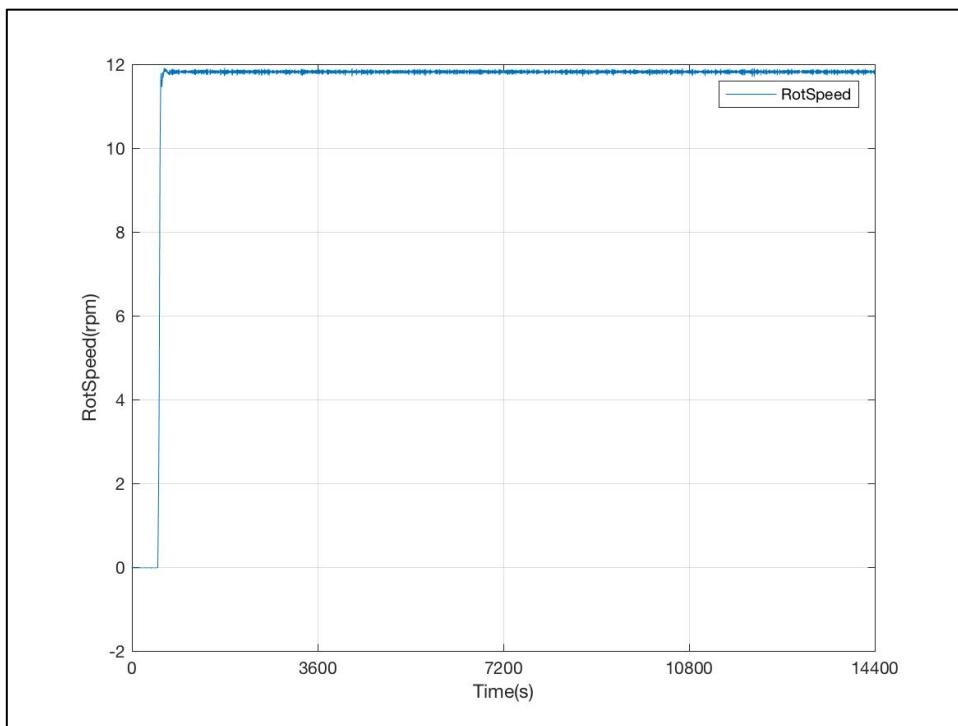


Figura 6-122: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.2 R+2

- Paso de Pala

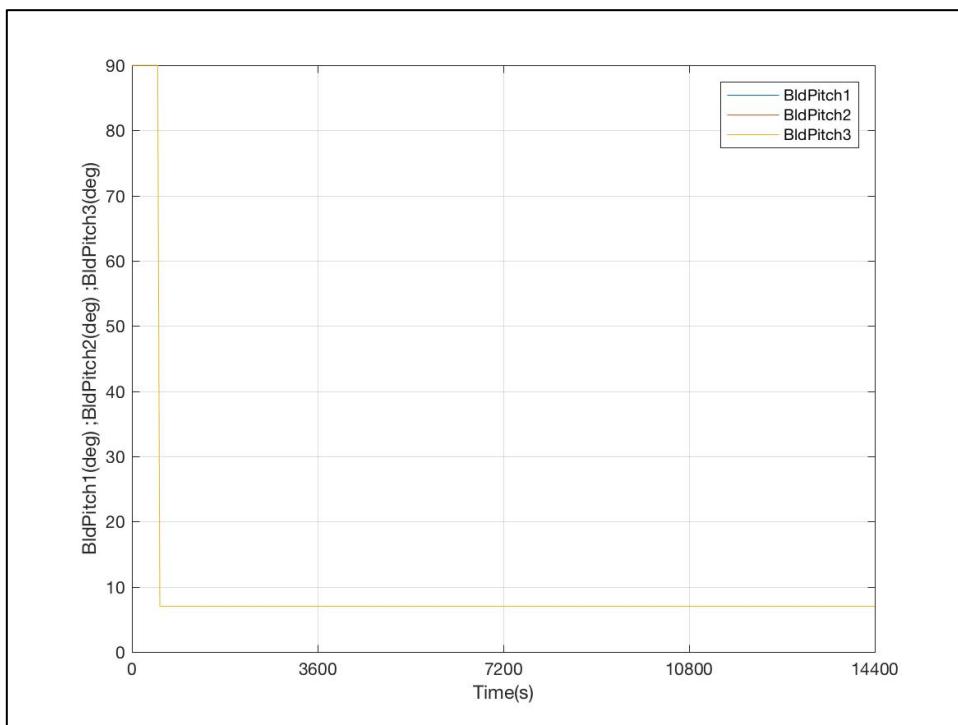


Figura 6-123: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.2 R+2

DLC 3.2 R-2

- Viento

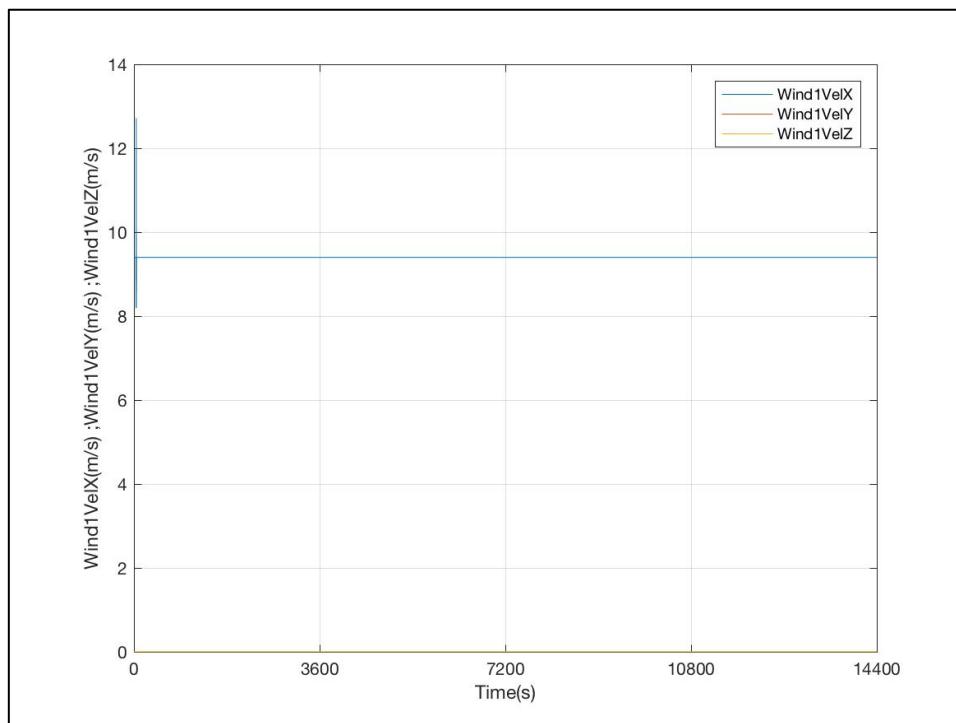


Figura 6-124: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.2 R-2

- Oleaje

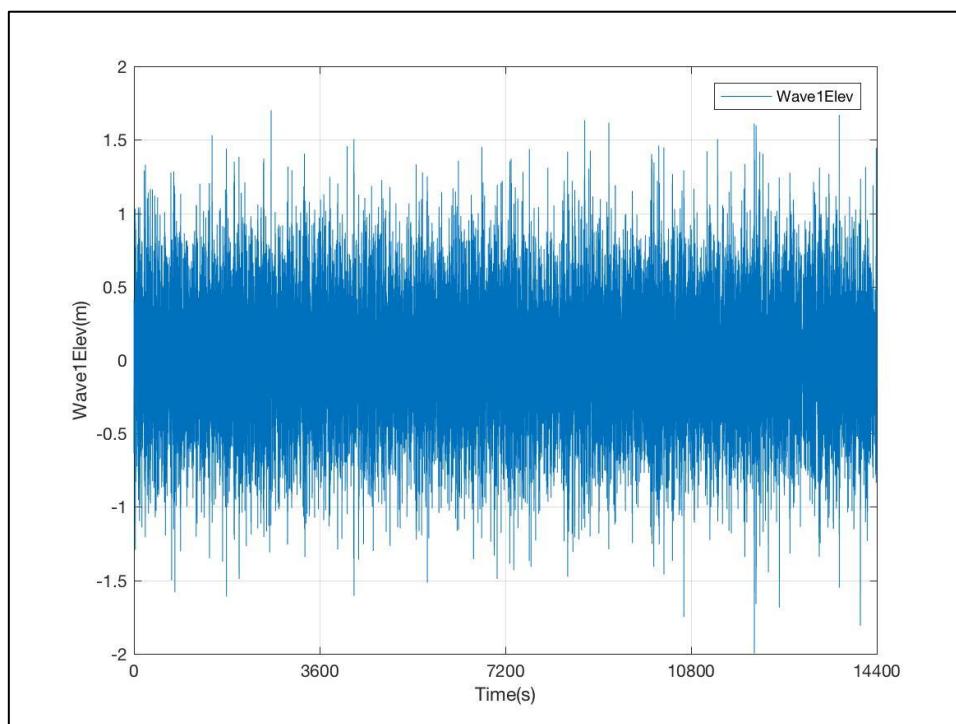


Figura 6-125: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.2 R-2

- Generador

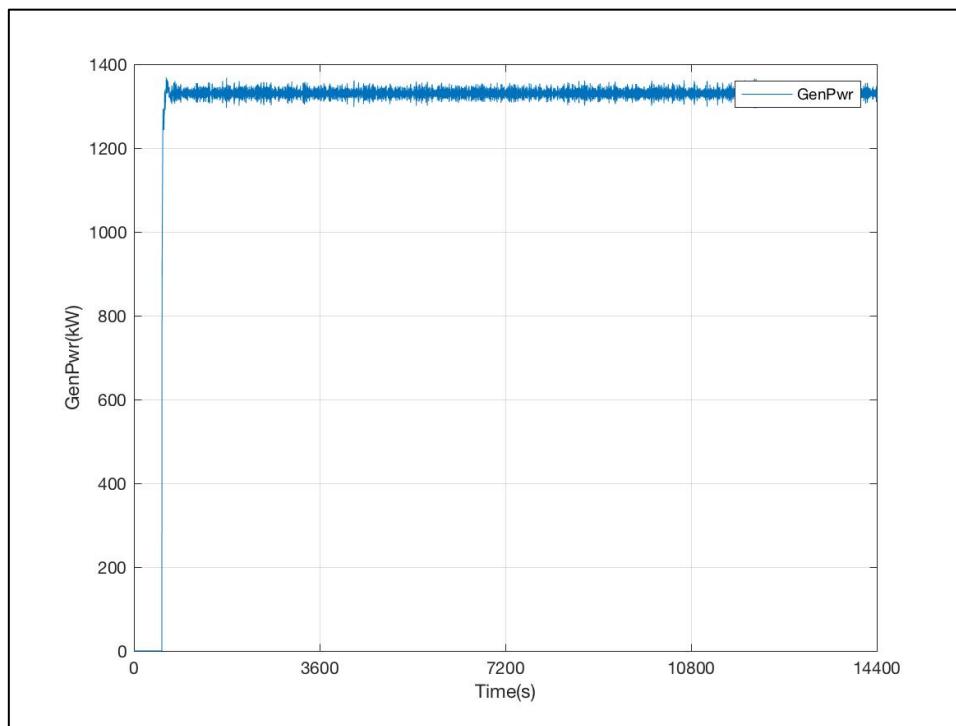


Figura 6-126: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.2 R-2

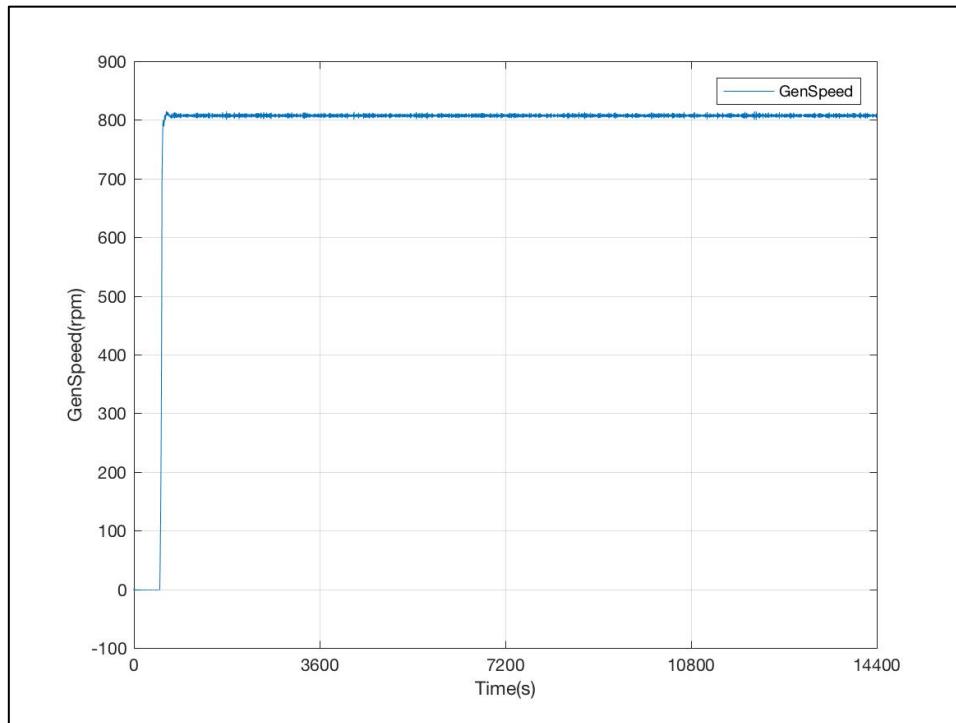


Figura 6-127: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.2 R-2

- Rotor

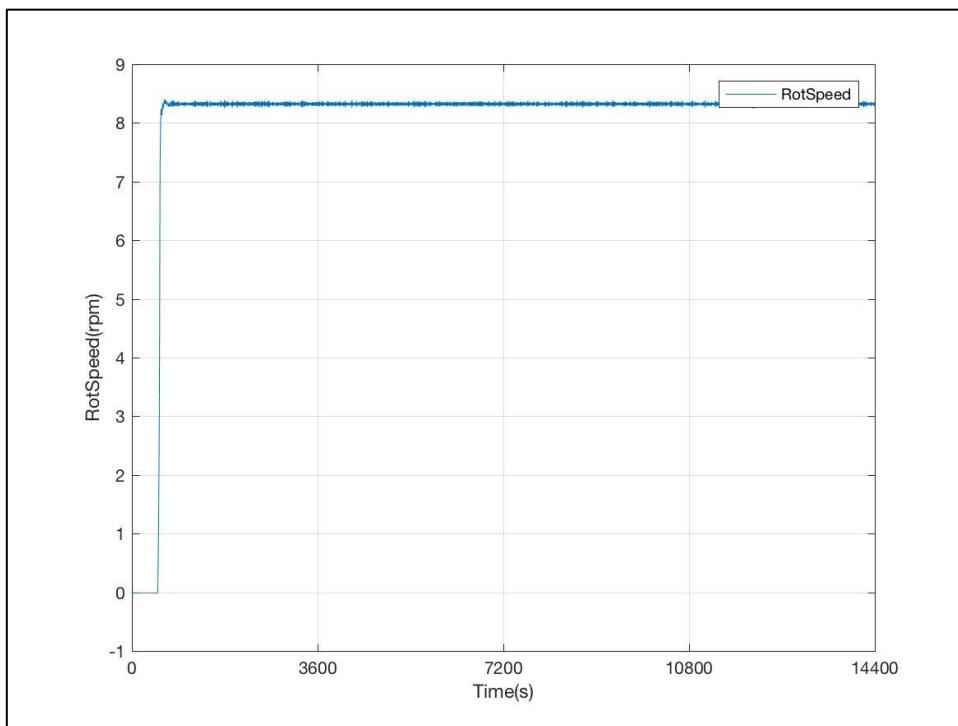


Figura 6-128: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.2 R-2

- Paso de Pala

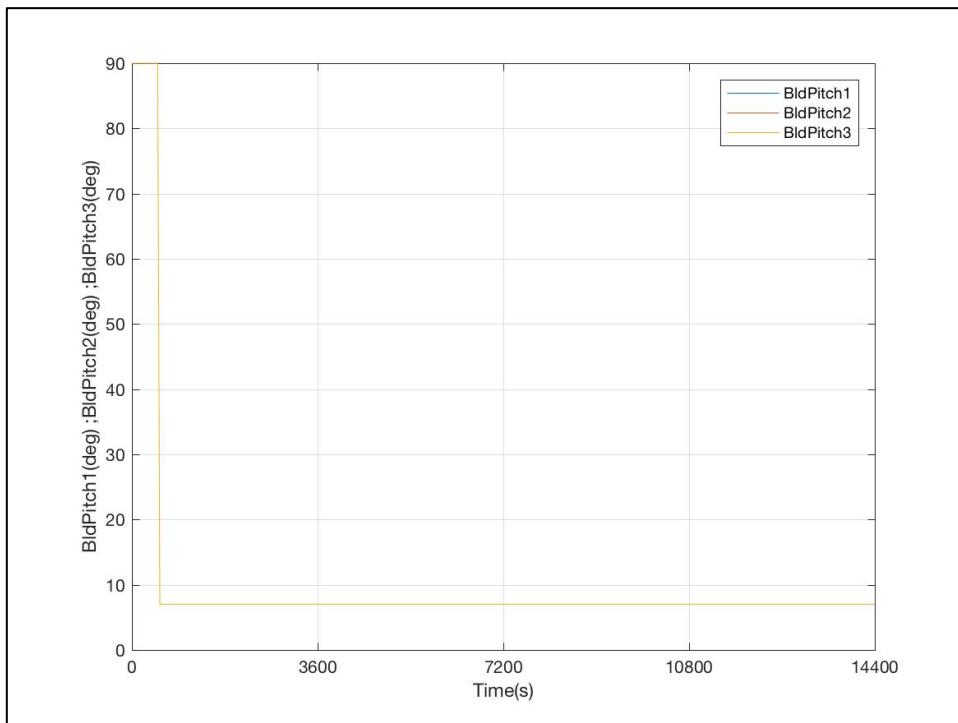


Figura 6-129: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.2 R-2

DLC 3.2 Vout

- Viento

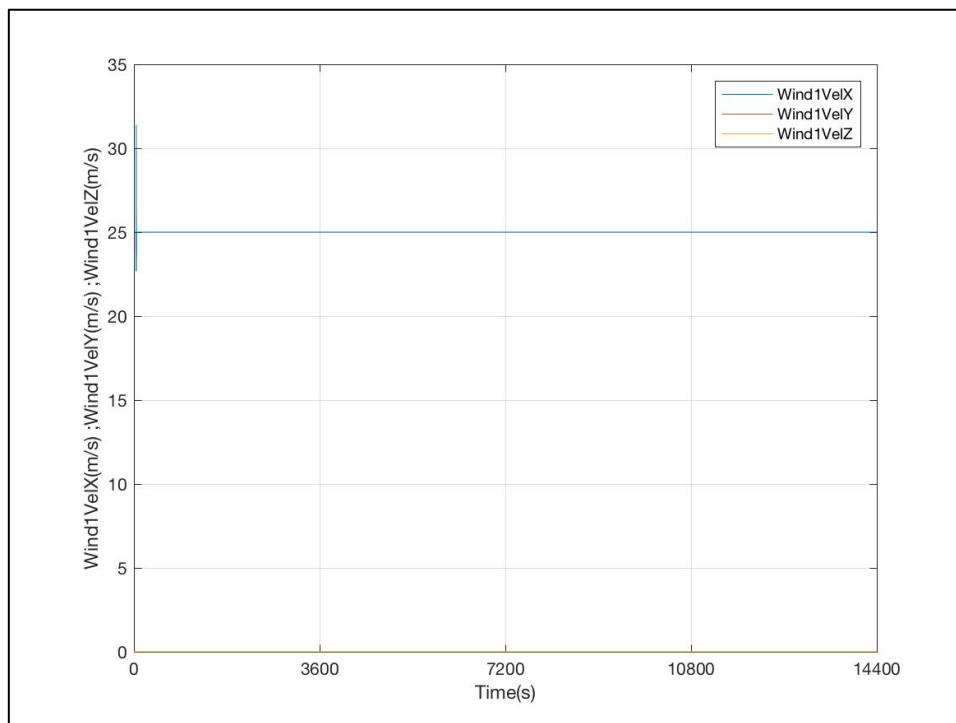


Figura 6-130: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.2 Vout

- Oleaje

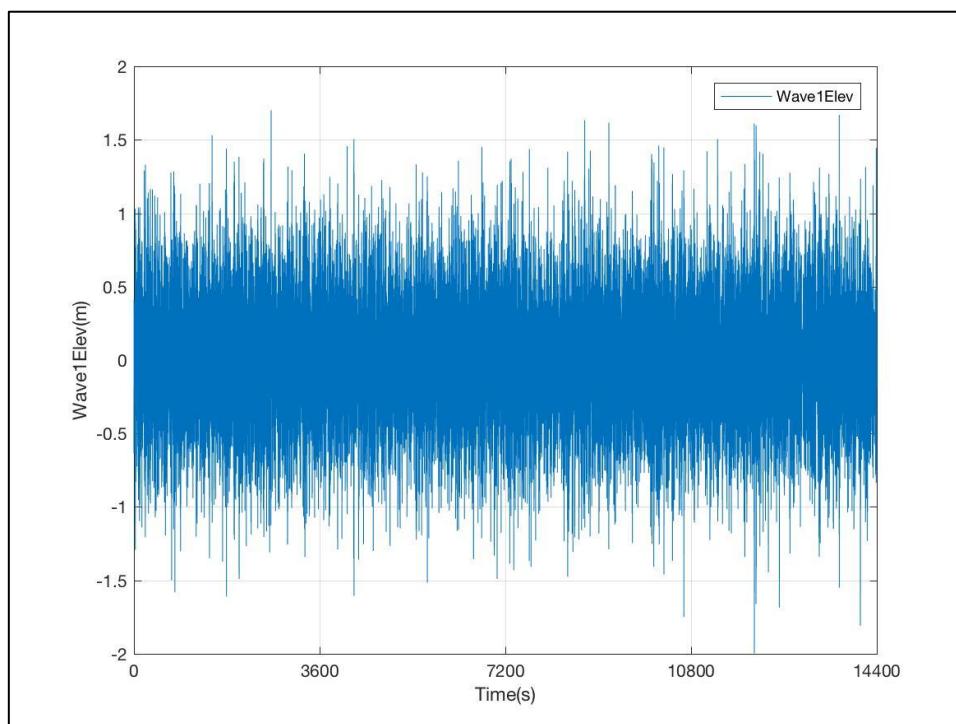


Figura 6-131: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.2 Vout

- Generador

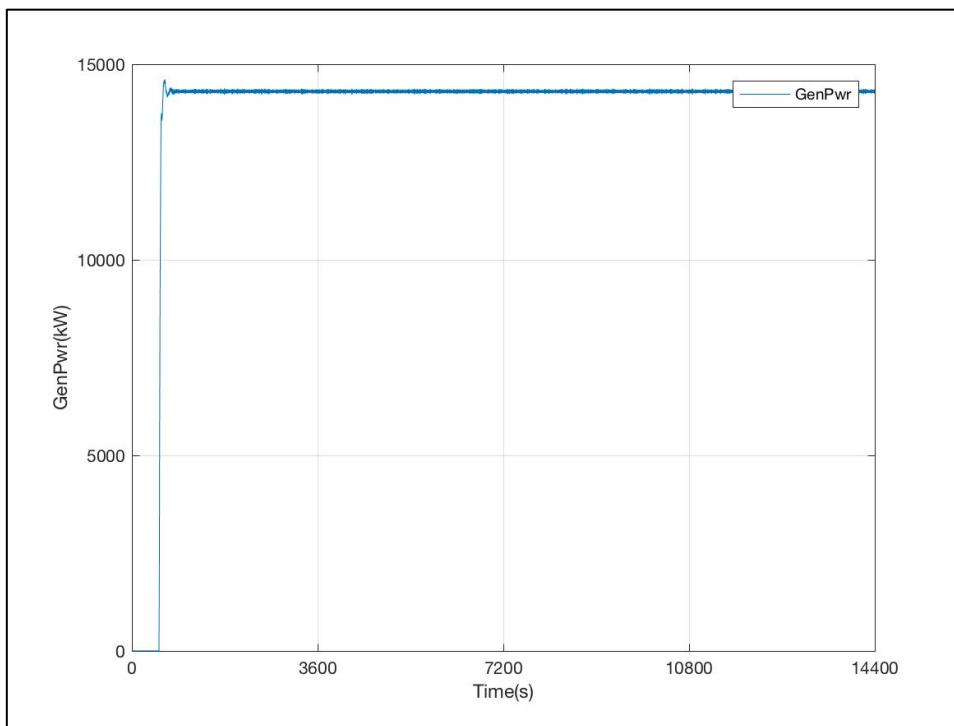


Figura 6-132: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.2 Vout

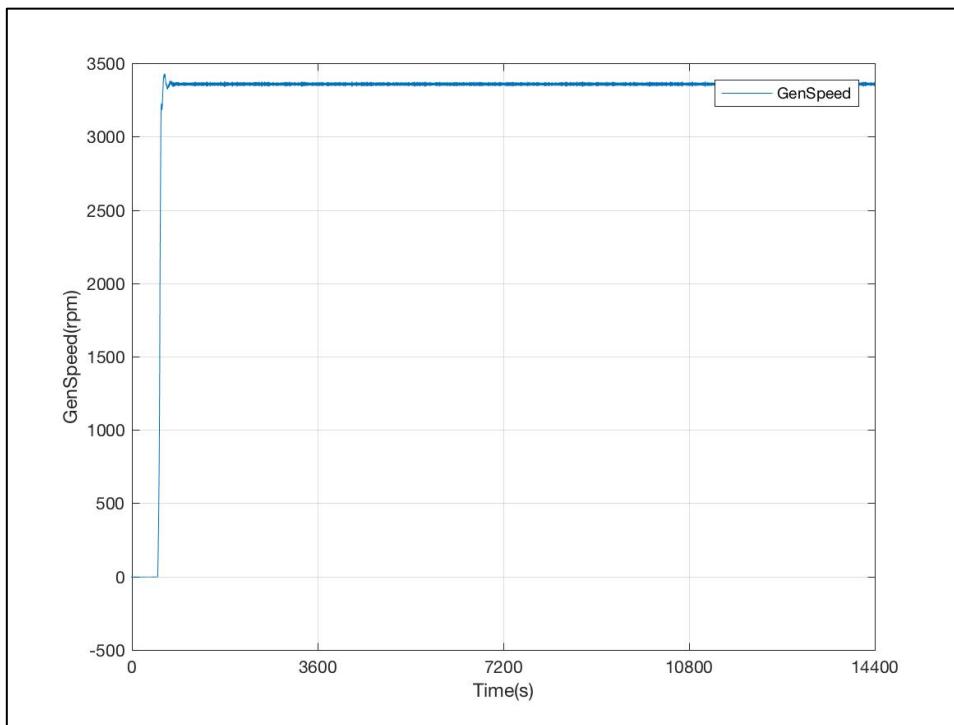


Figura 6-133: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.2 Vout

- Rotor

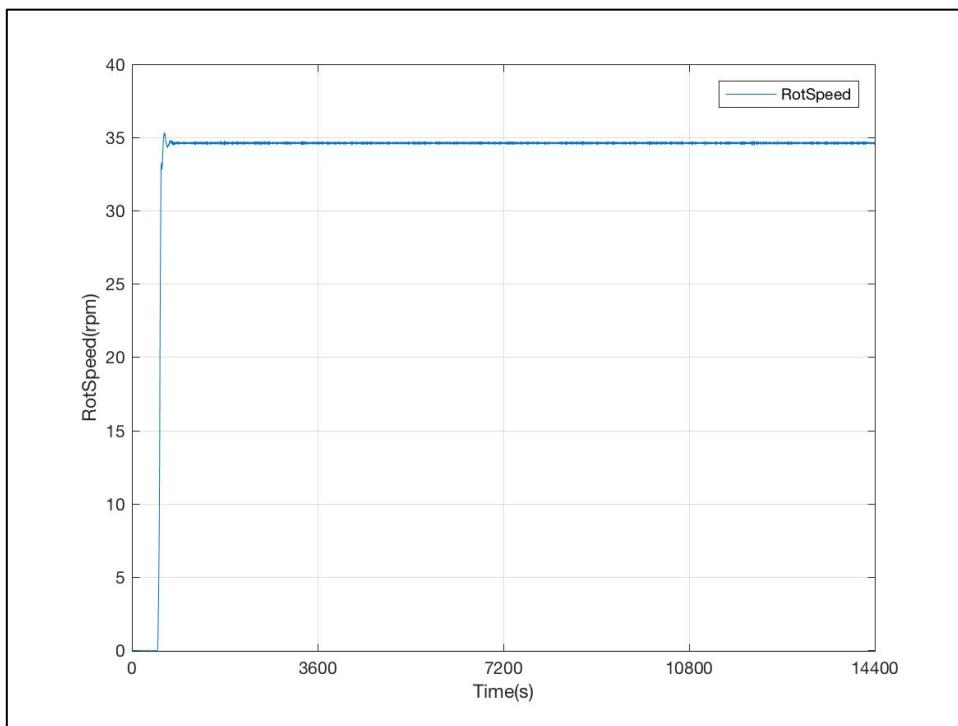


Figura 6-134: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.2 Vout

- Paso de Pala

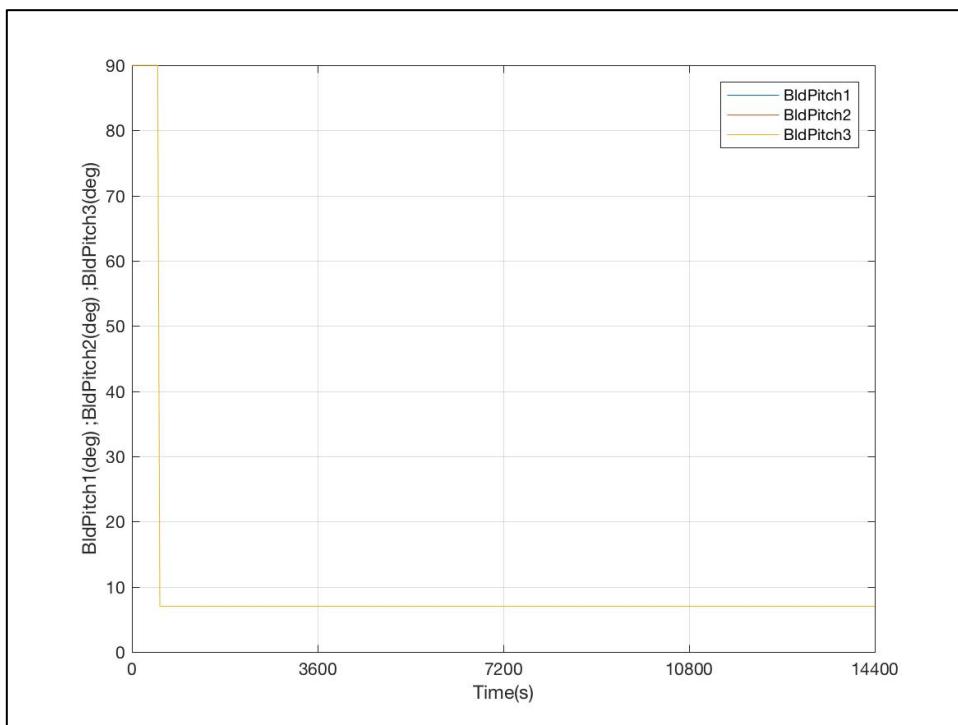


Figura 6-135: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.2 Vout

DLC 3.3

DLC 3.3 Vin

- Viento

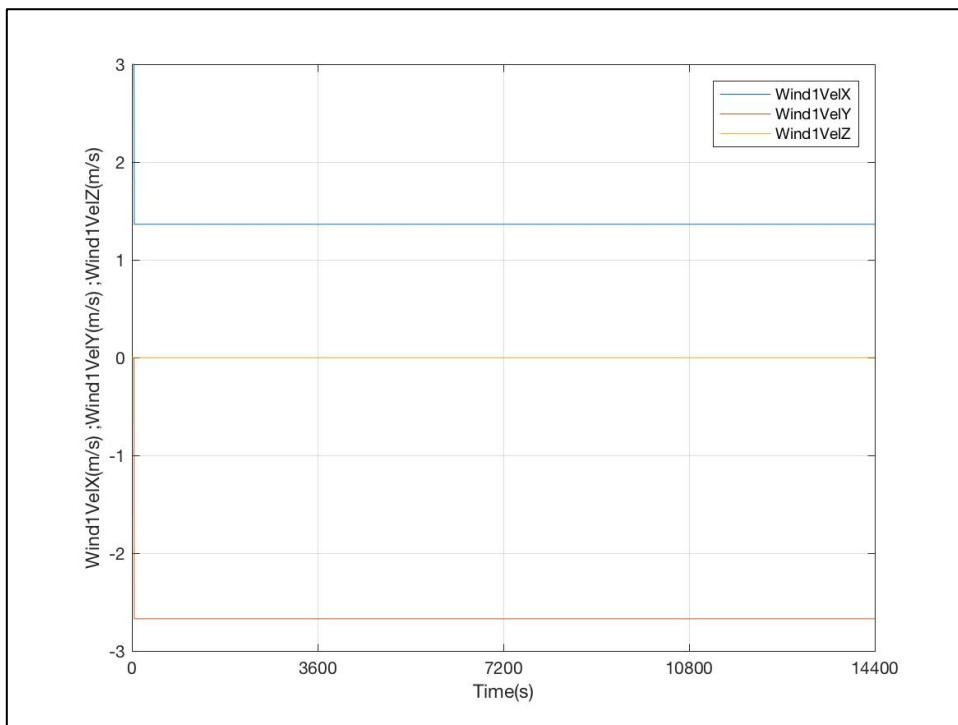


Figura 6-136: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.3 Vin

- Oleaje

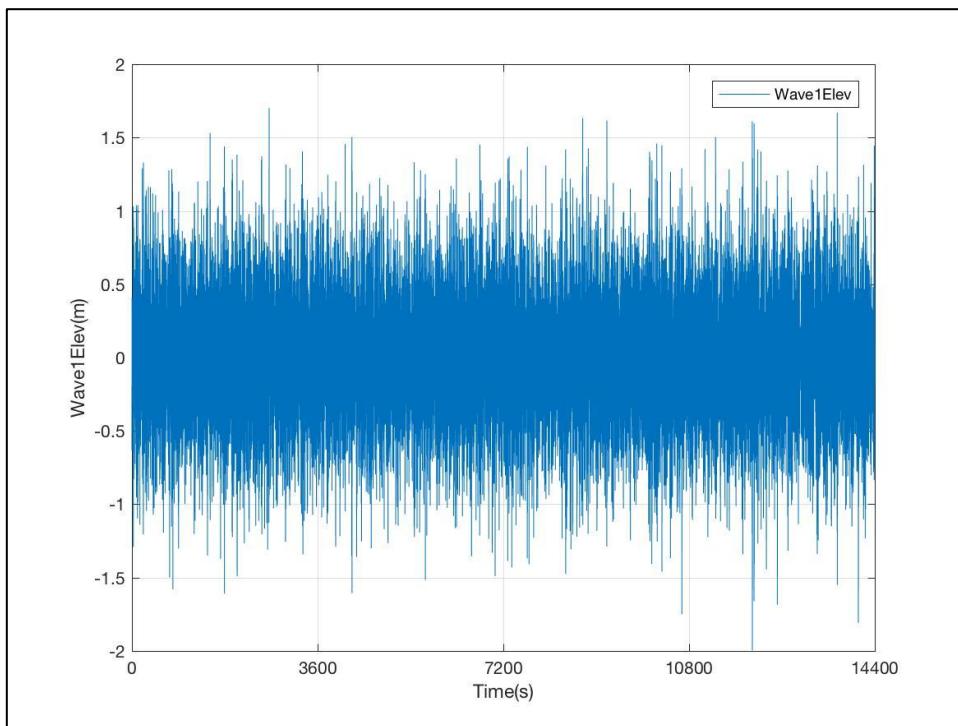


Figura 6-137: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.3 Vin

- Generador

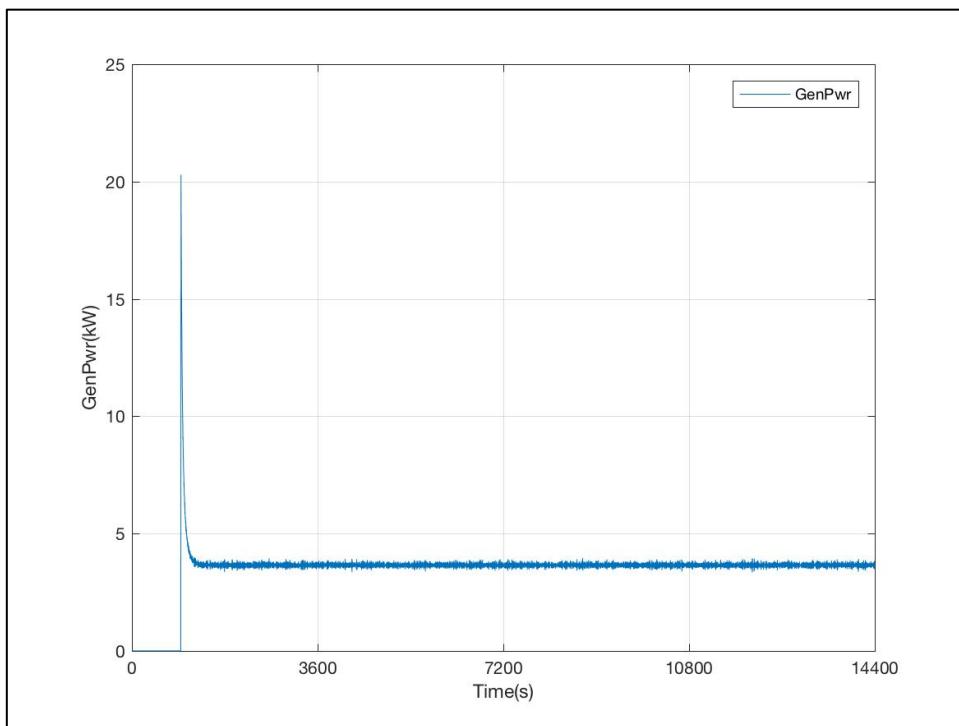


Figura 6-138: Evolución de la Potencia Generada DLC 3.3 Vin

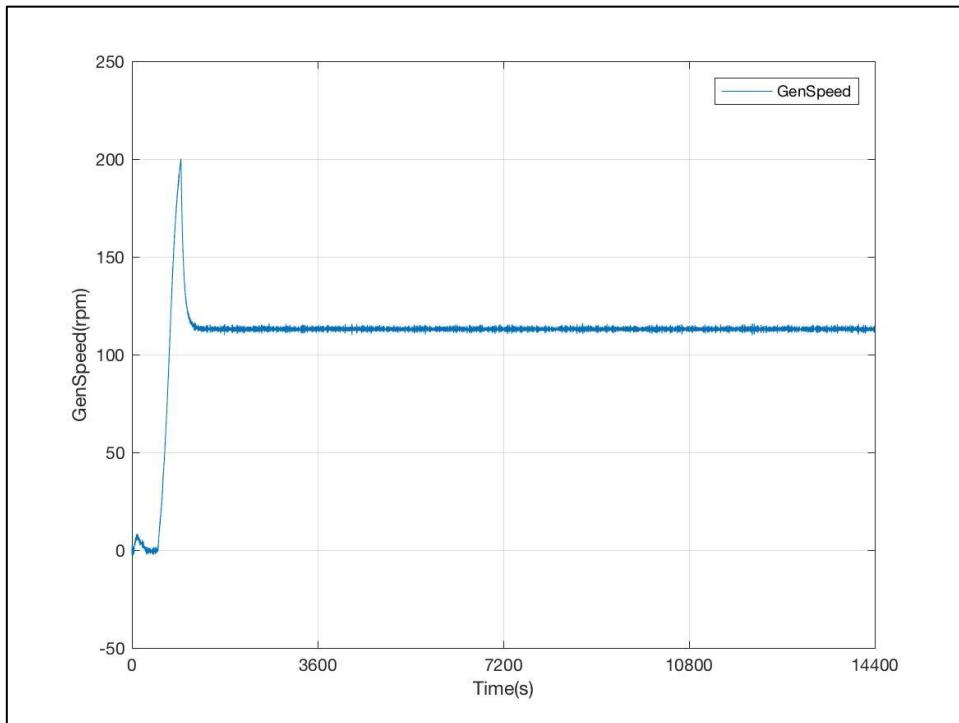


Figura 6-139: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.3 Vin

- Rotor

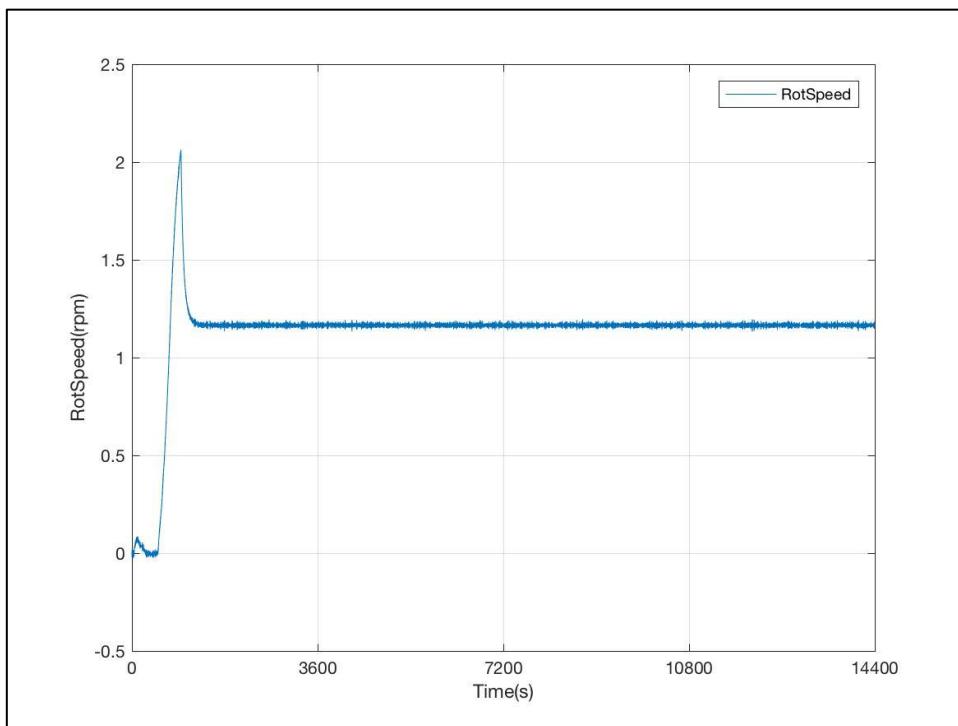


Figura 6-140: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.3 Vin

- Paso de Pala

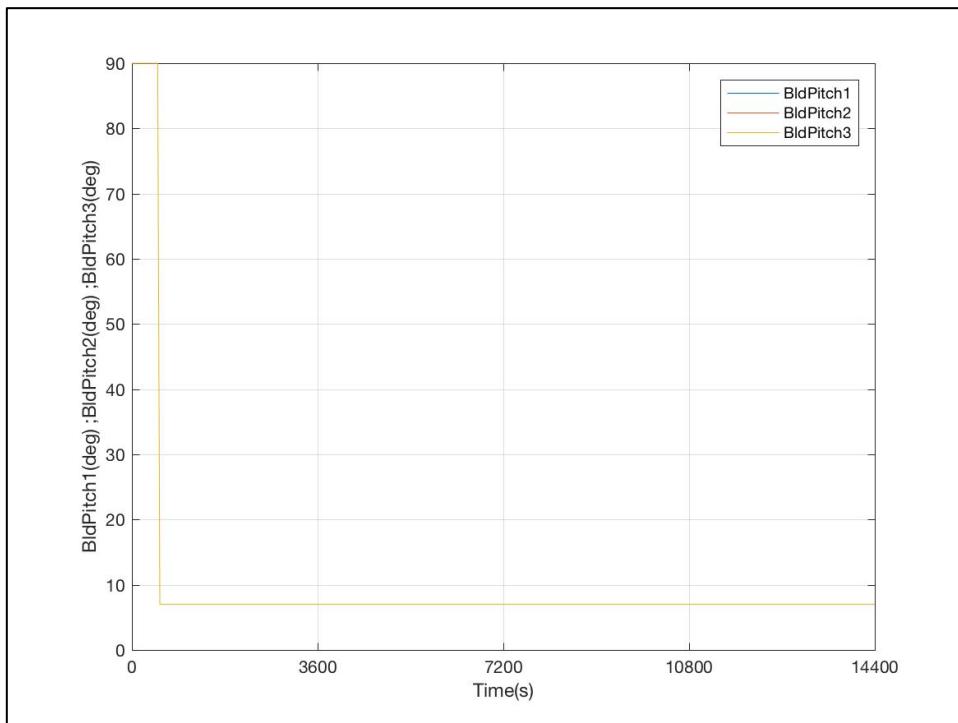


Figura 6-141: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.3 Vin

DLC 3.3 R+2

- Viento

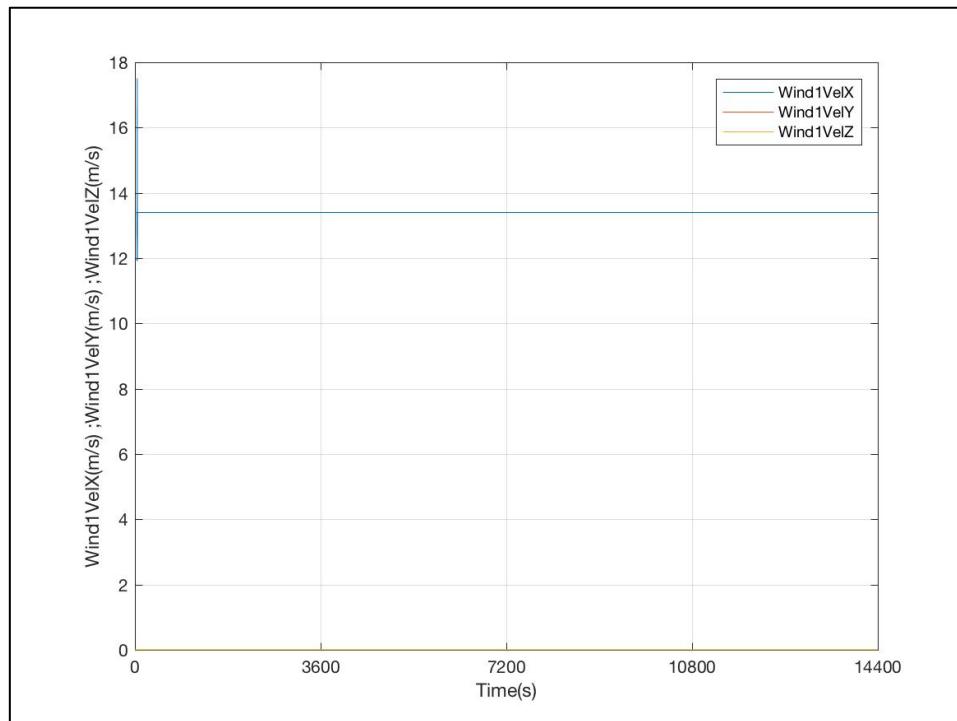


Figura 6-142: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.3 R+2

- Oleaje

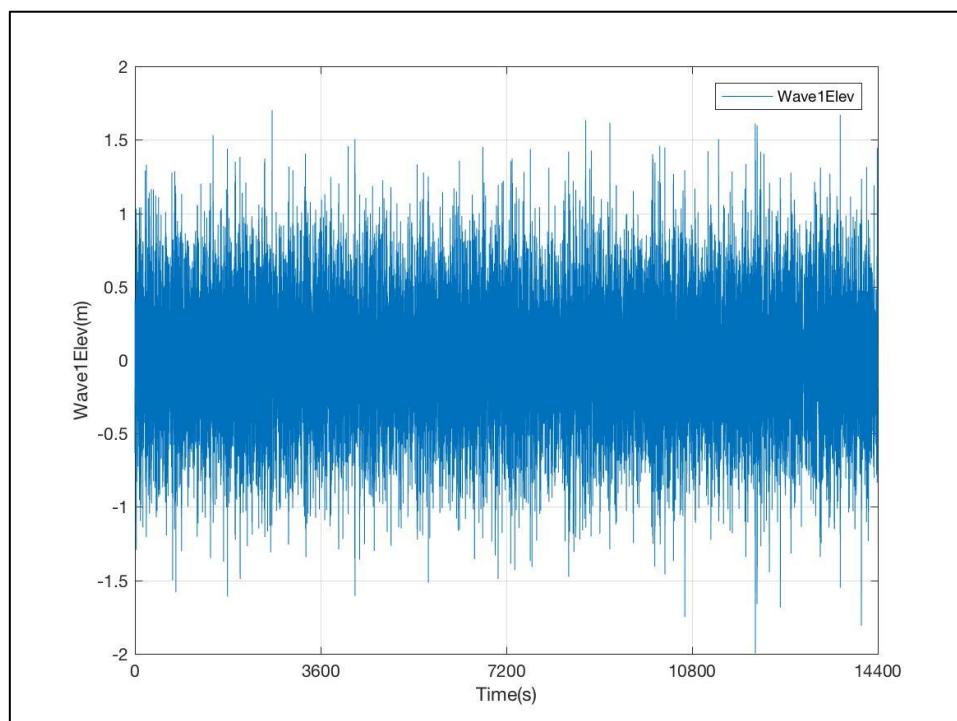


Figura 6-143: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.3 R+2

- Generador

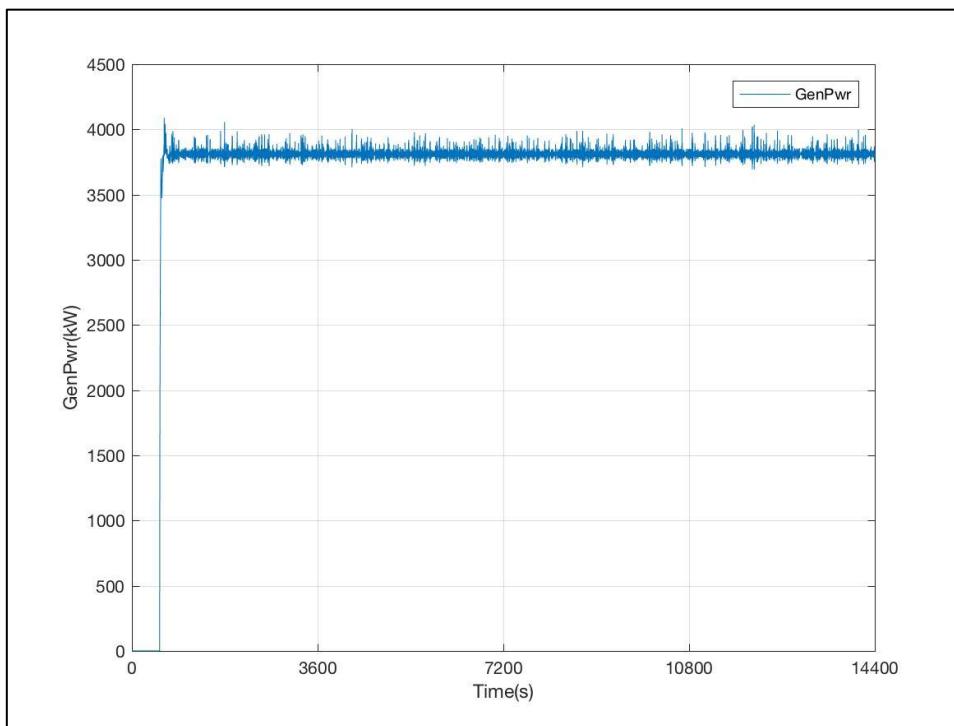


Figura 6-144: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.3 R+2

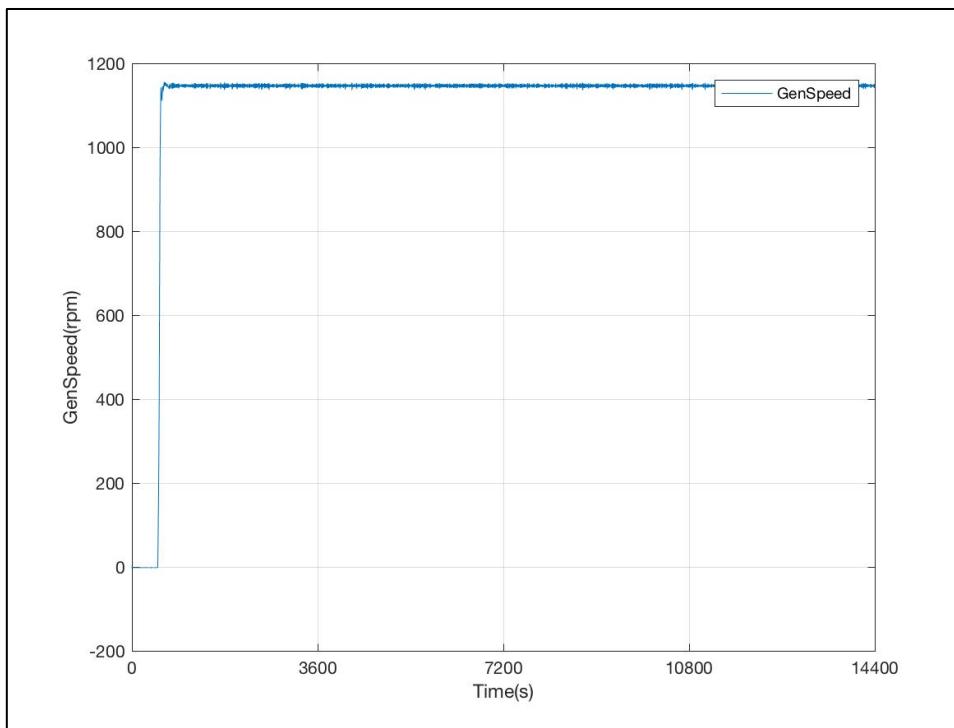


Figura 6-145: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.3 R+2

- Rotor

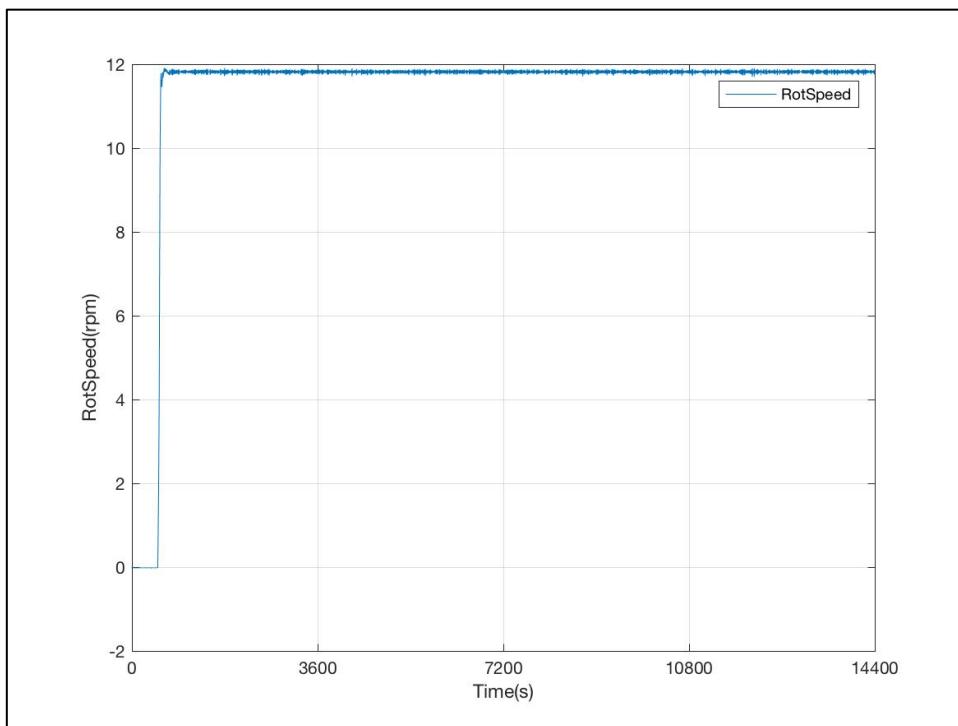


Figura 6-146: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.3 R+2

- Paso de Pala

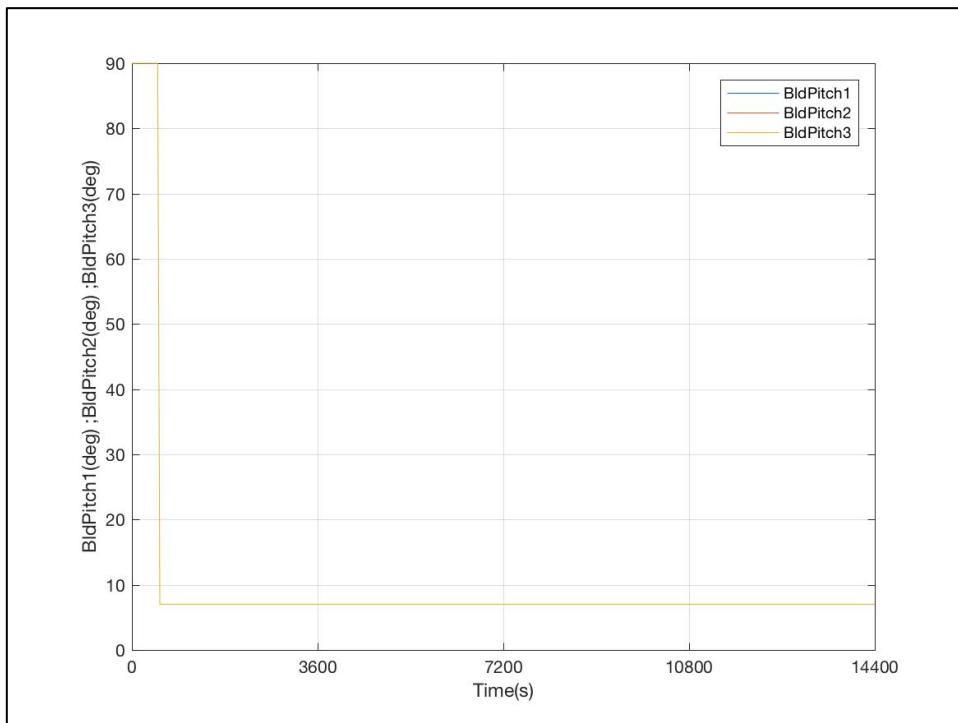


Figura 6-147: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.3 R+2

DLC 3.3 R-2

- Viento

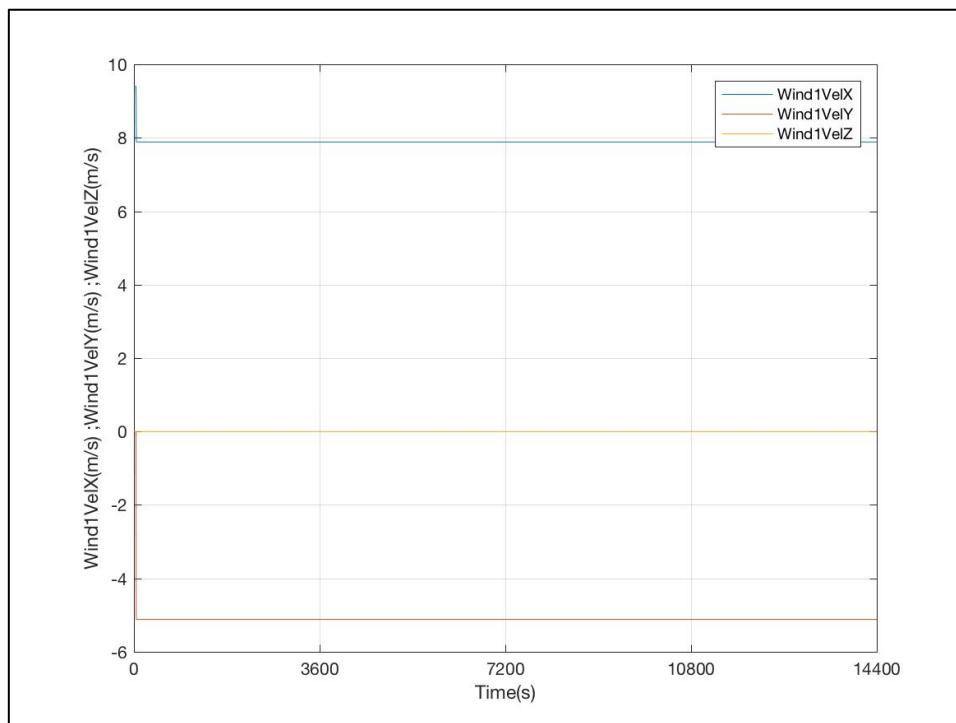


Figura 6-148: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.3 R-2

- Oleaje

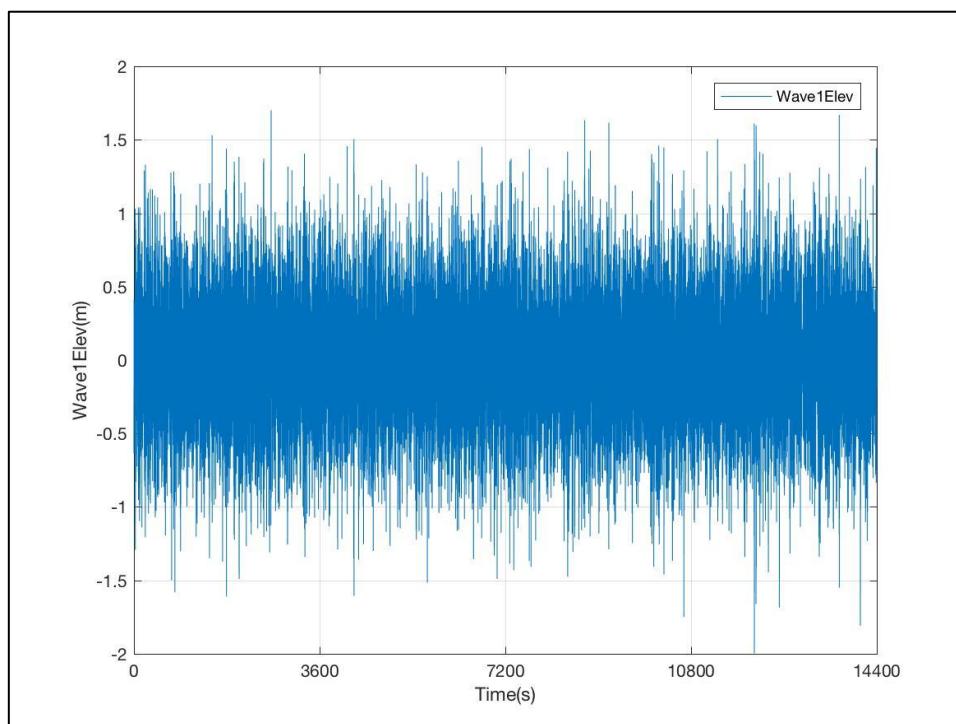


Figura 6-149: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.3 R-2

- Generador

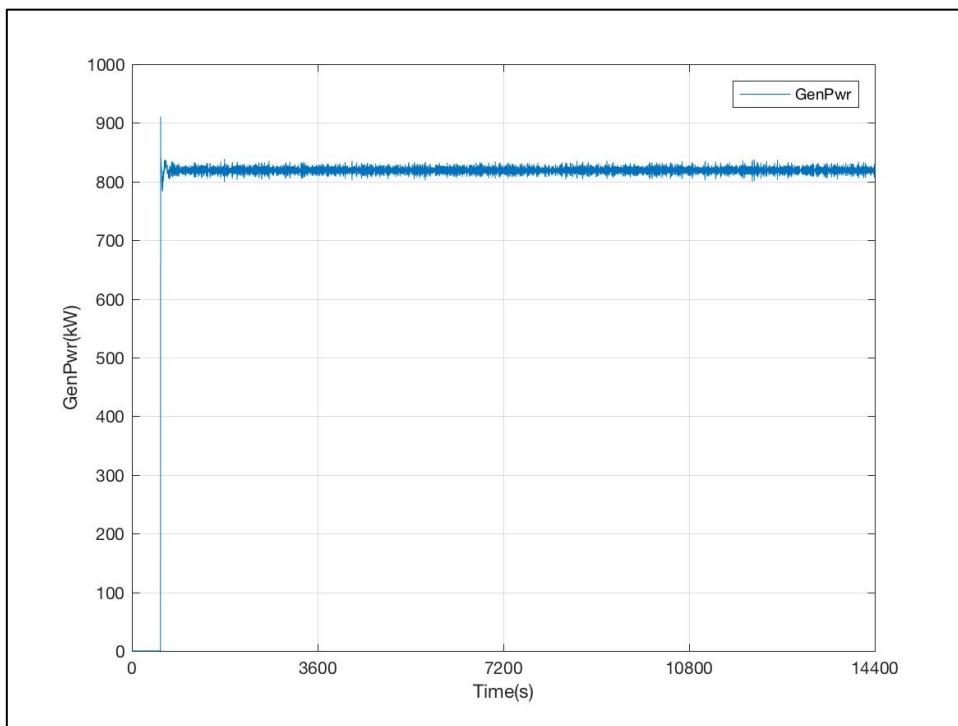


Figura 6-150: Evolución de la Potencia Generada. DLC 3.3 R-2

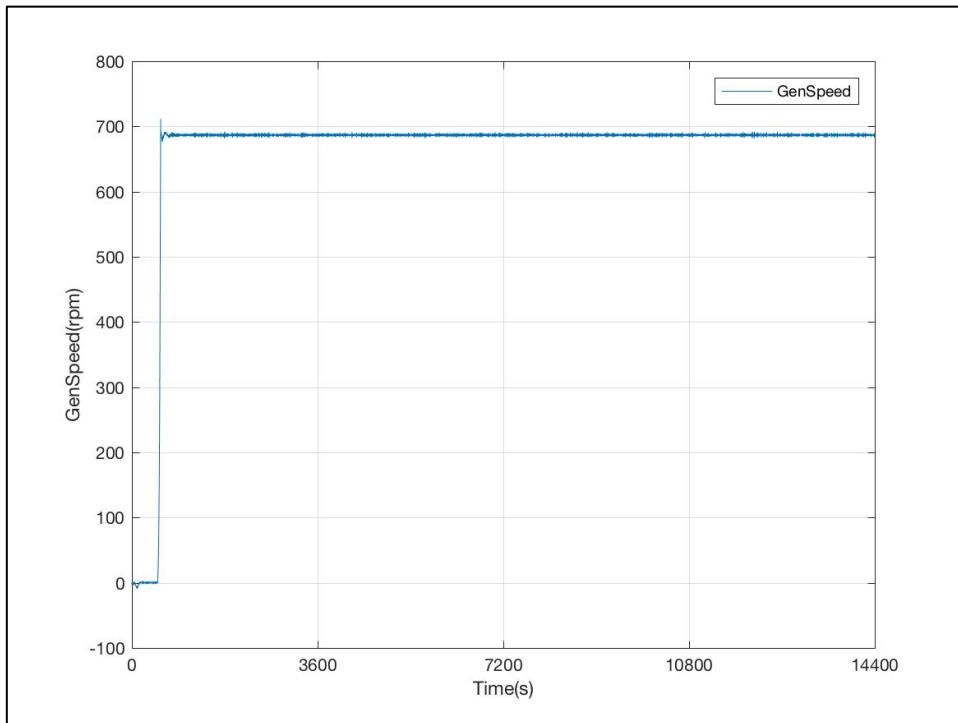


Figura 6-151: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 3.3 R-2

- Rotor

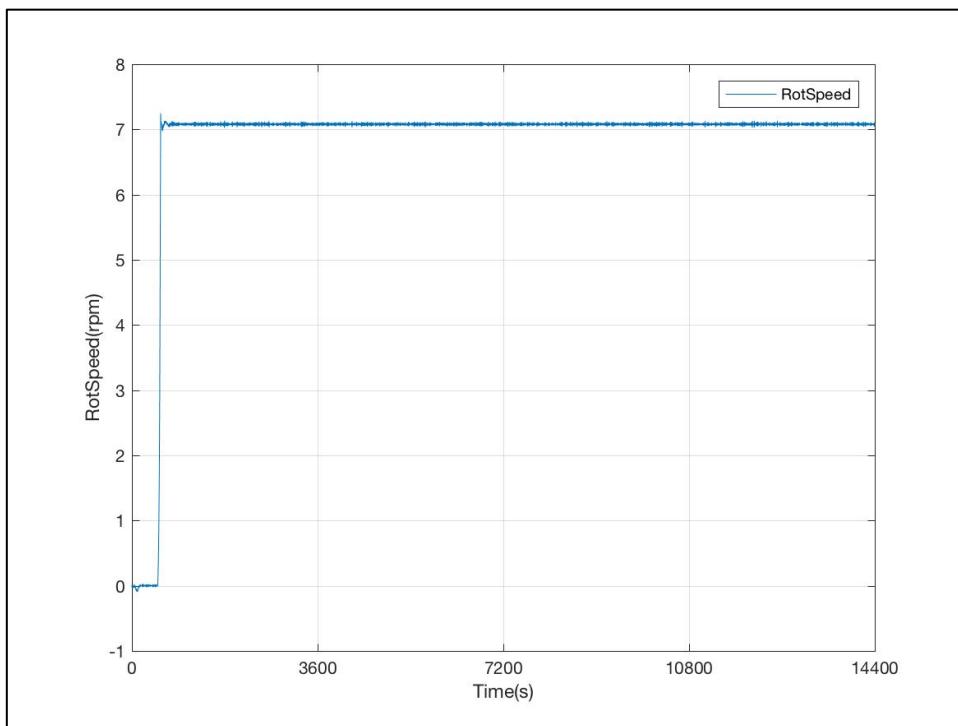


Figura 6-152: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.3 R-2

- Paso de Pala

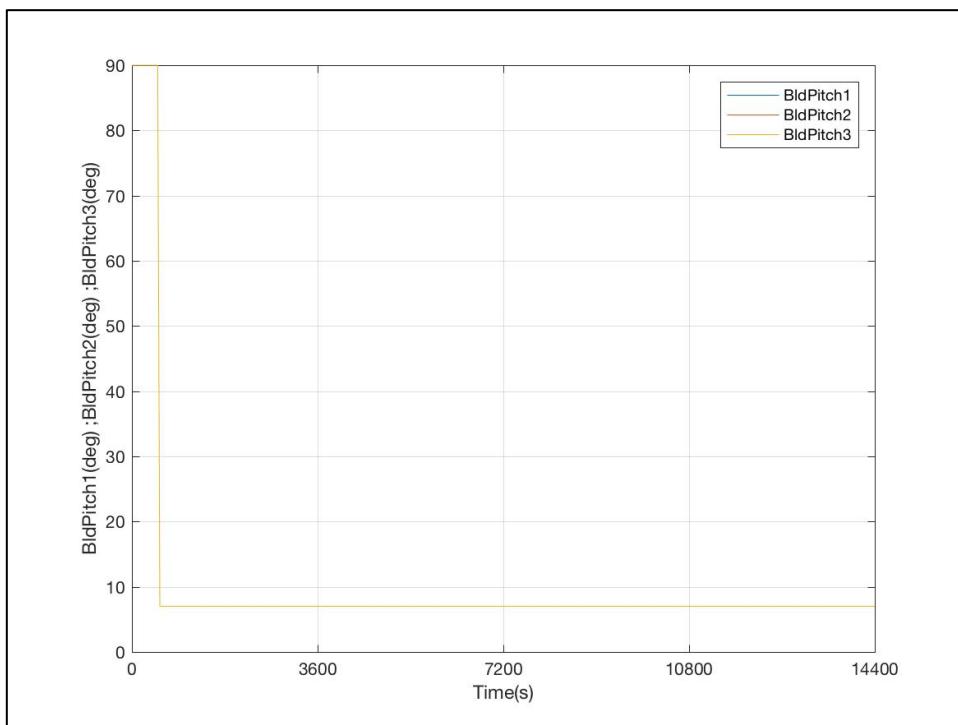


Figura 6-153: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.3 R-2

DLC 3.3 Vout

- Viento

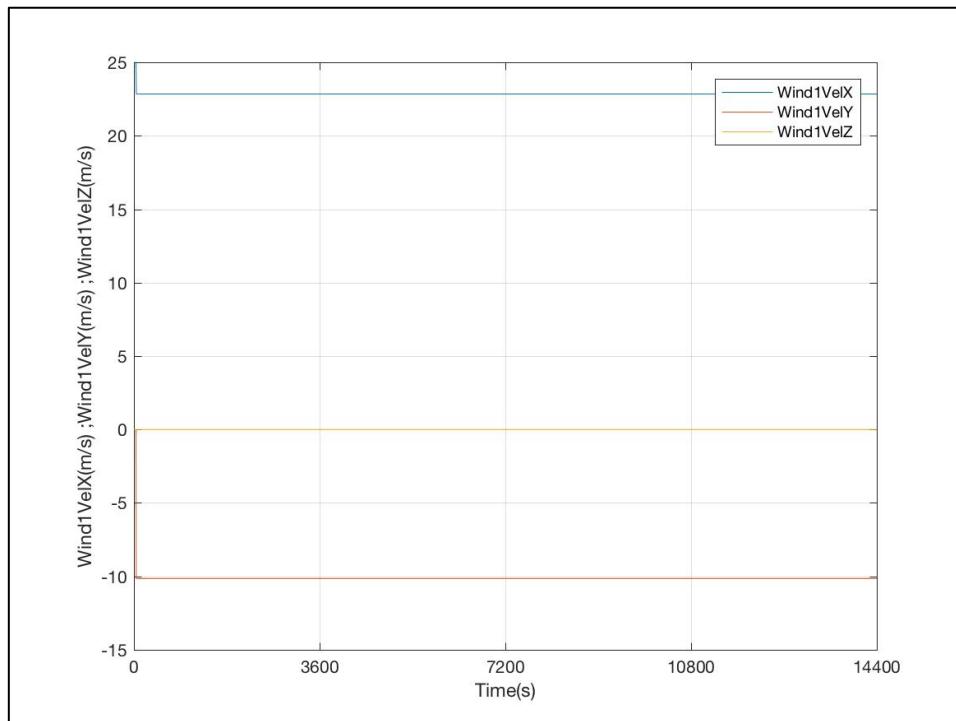


Figura 6-154: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 3.3 Vout

- Oleaje

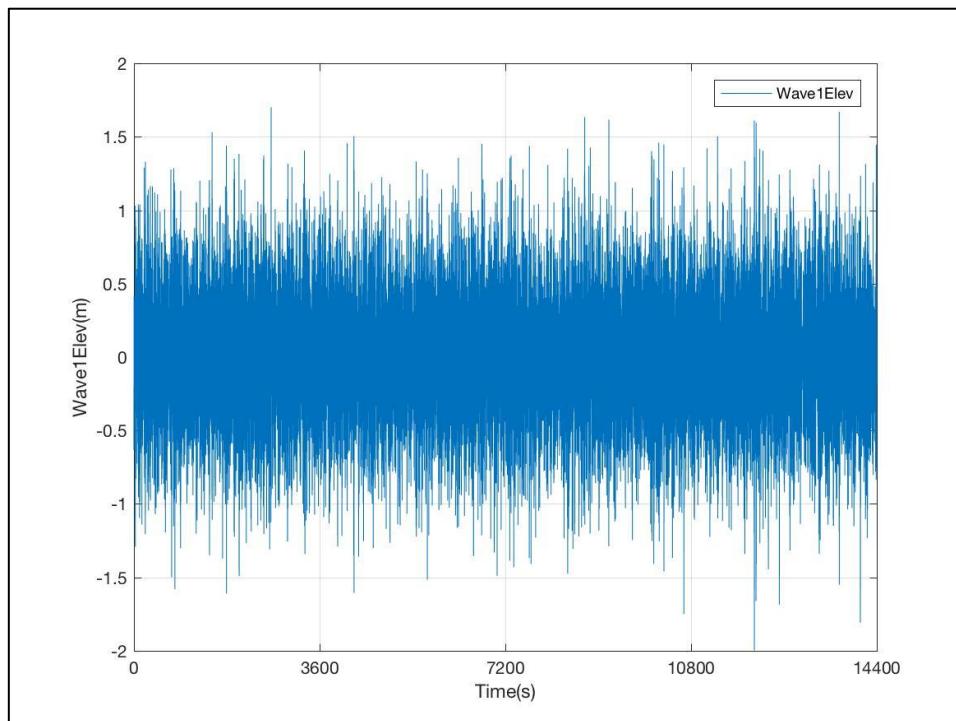
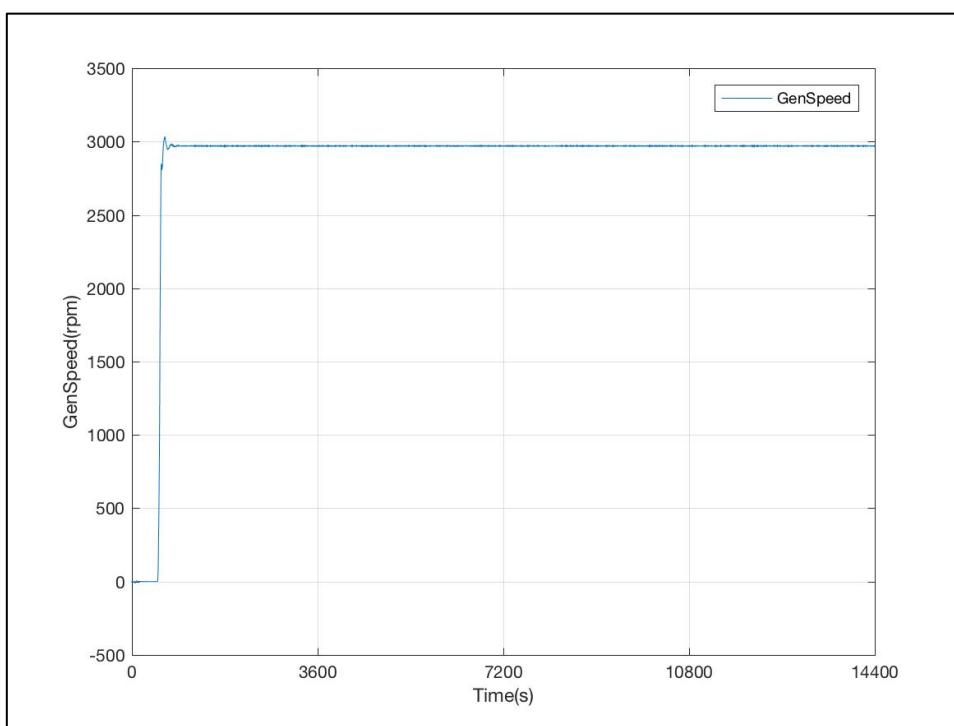
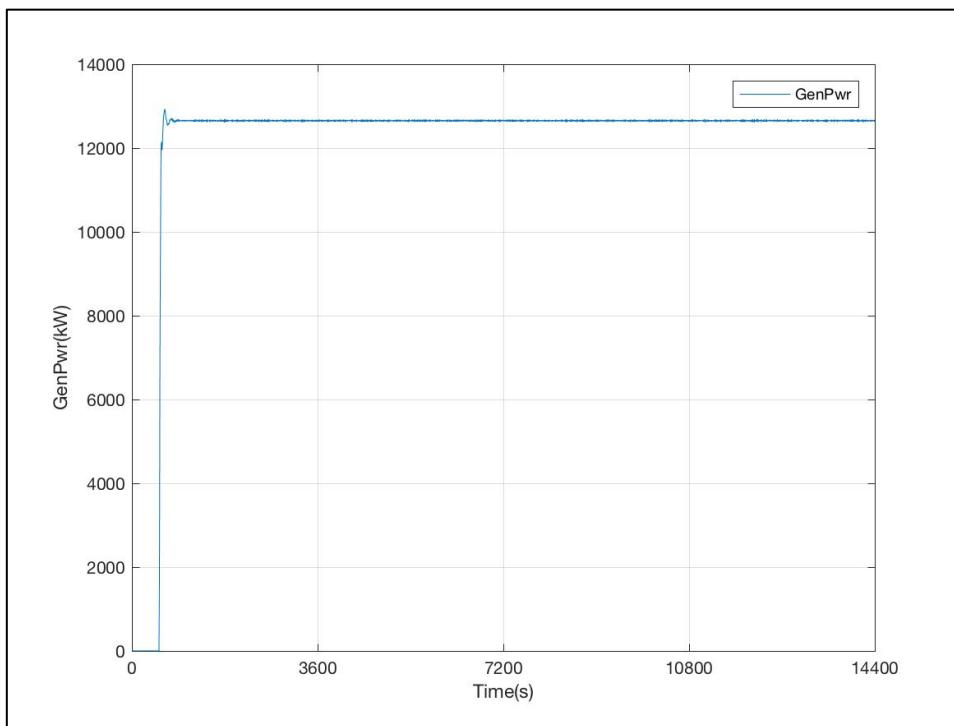


Figura 6-155: Evolución de la Altura de Ola. DLC 3.3 Vout

- Generador



- Rotor

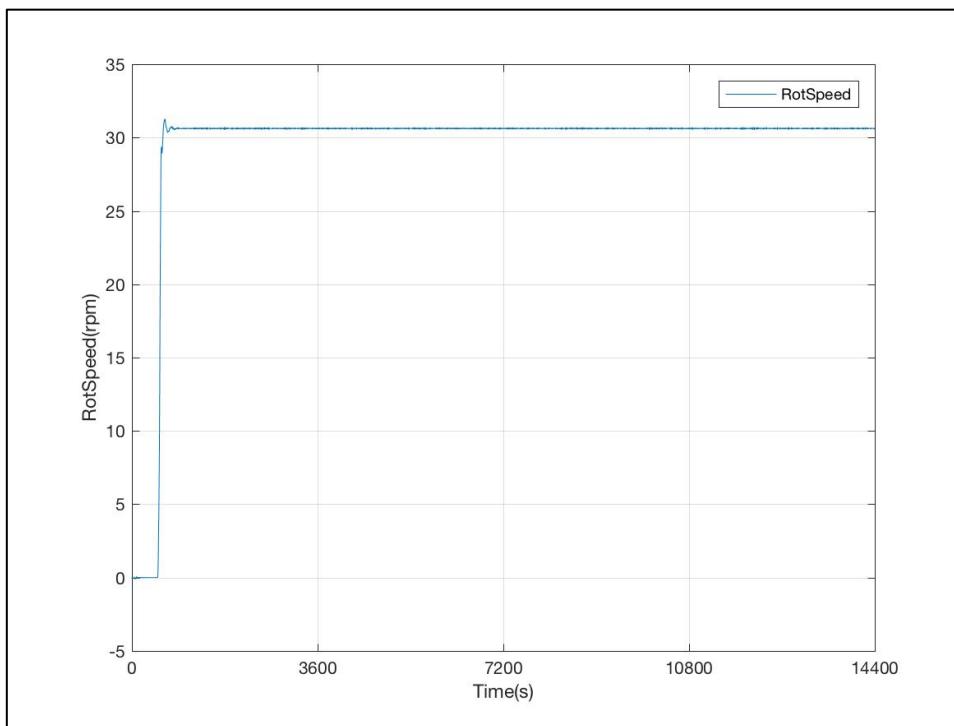


Figura 6-158: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 3.3 Vout

- Paso de Pala

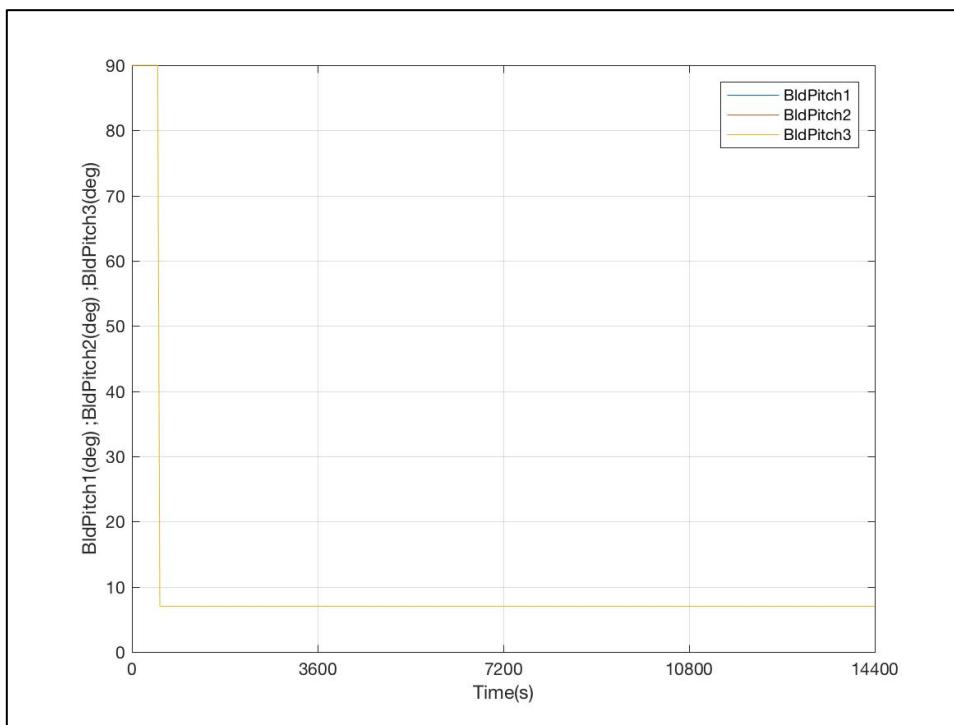


Figura 6-159: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 3.3 Vout

5.3.1.-OBSERVACIONES

En esta Situación de Diseño no fue observada ninguna incidencia, a la vista de los resultados. Por ello, todas las condiciones de carga serán consideradas en el análisis de resultados (Apartado 6).

5.4.- SITUACIÓN DE DISEÑO 4: PARADA NORMAL (APAGADO)

DLC 4.1

- Viento

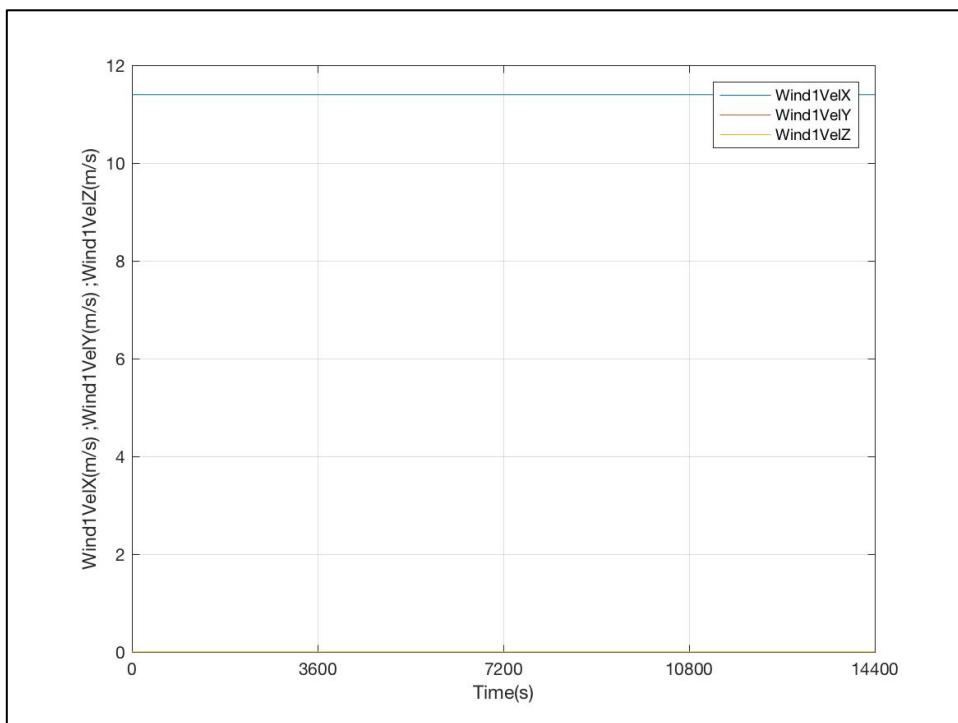


Figura 6-160: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 4.1

- Oleaje

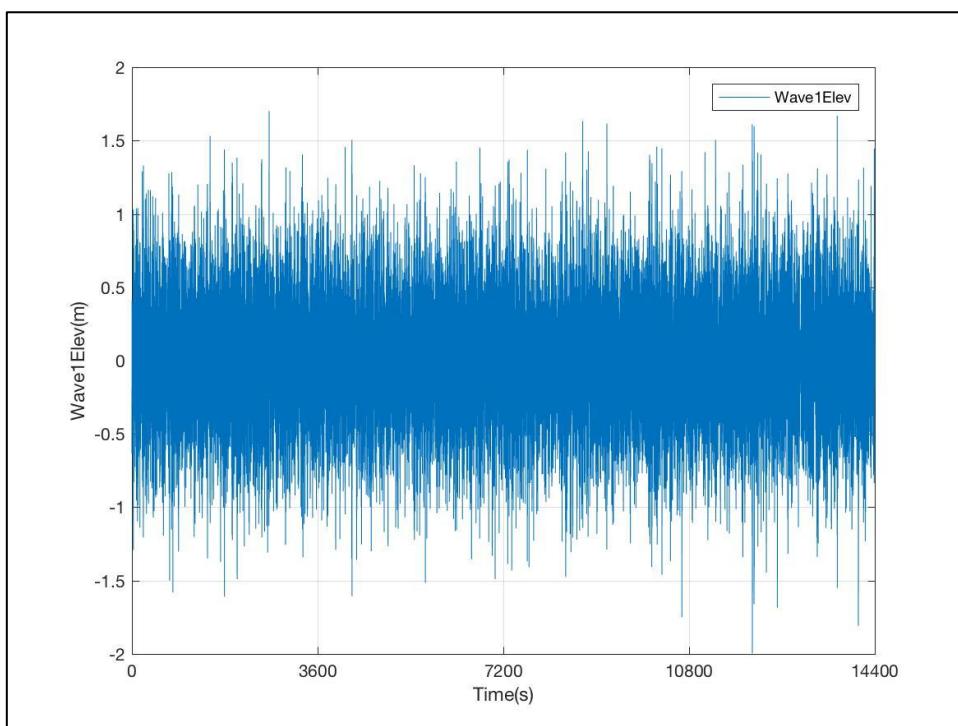


Figura 6-161: Evolución de la Altura de Ola. DLC 4.1

- Generador

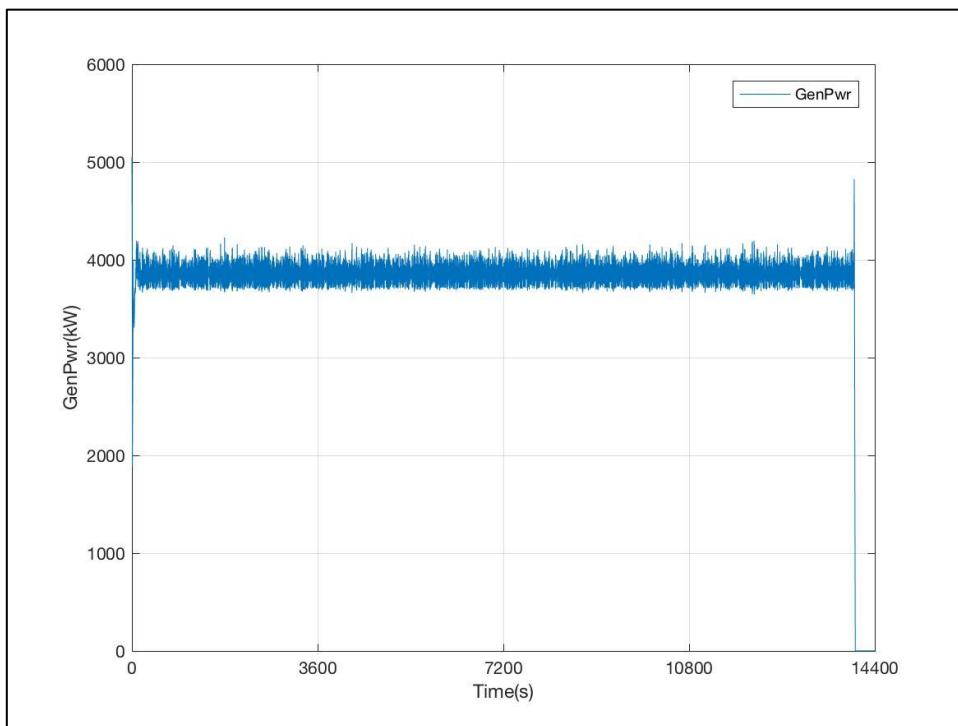


Figura 6-162: Evolución de la Potencia Generada. DLC 4.1

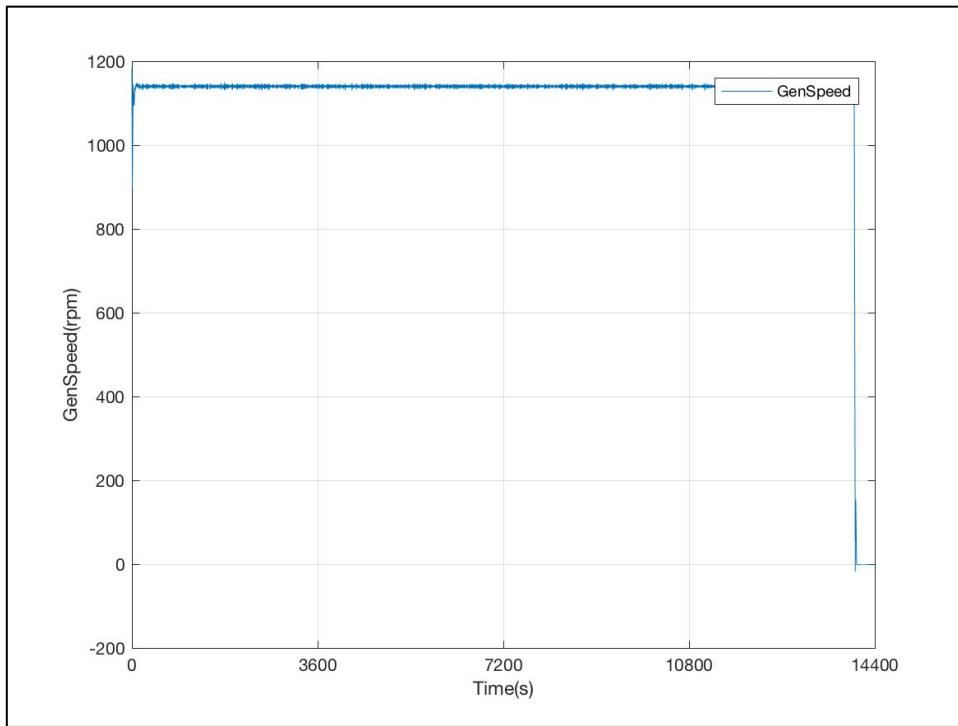


Figura 6-163: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 4.1

- Rotor

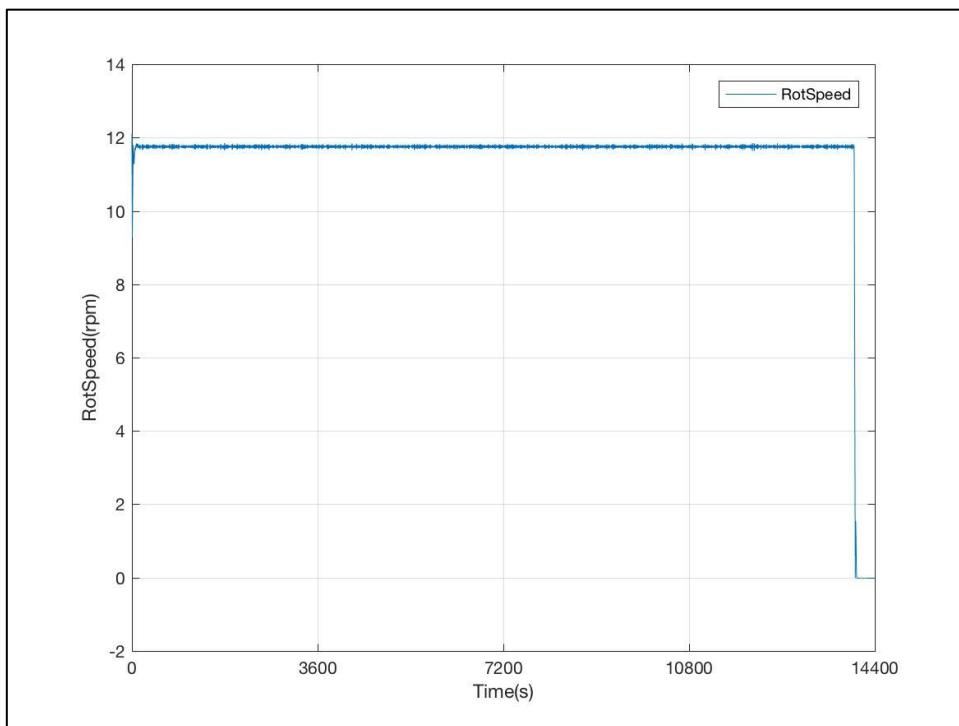


Figura 6-164: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 4.1

- Paso de Pala

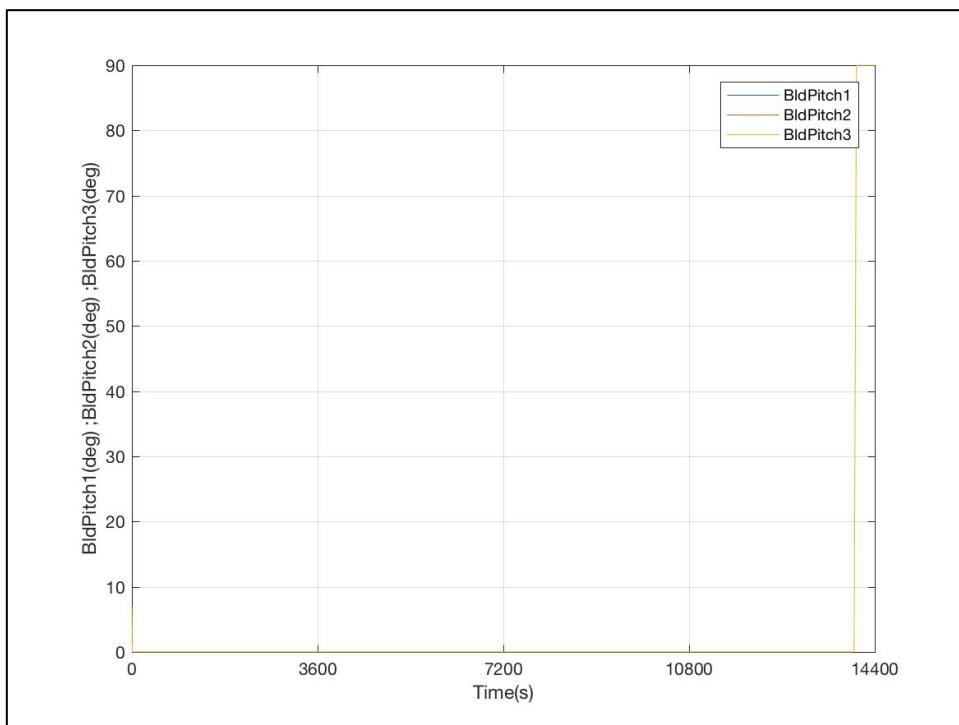


Figura 6-165: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 4.1

DLC 4.2

DLC 4.2 R+2

- Viento

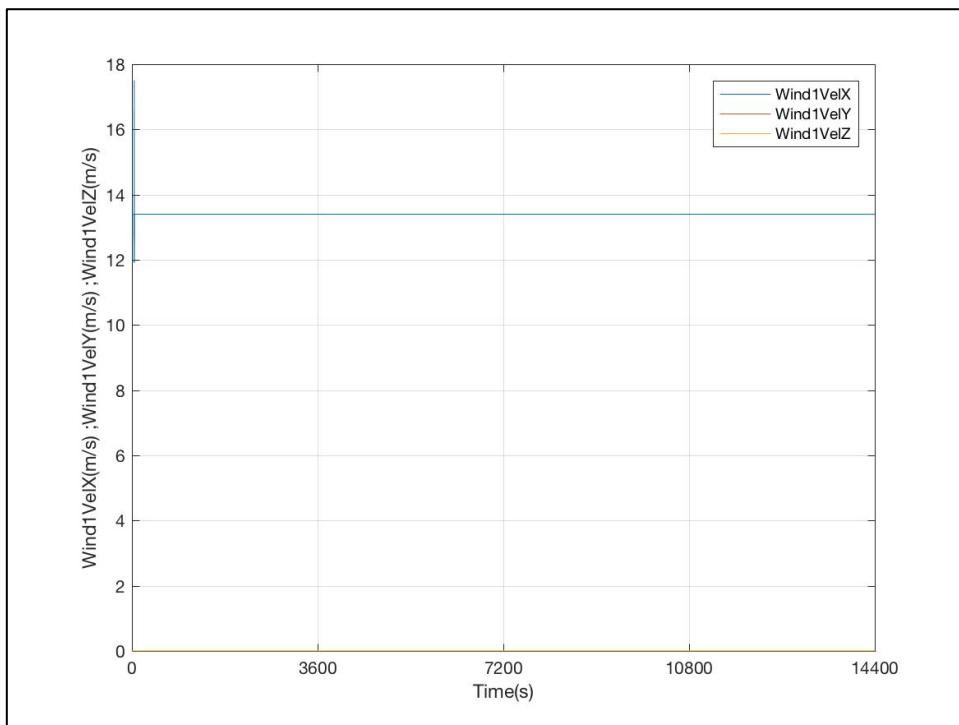


Figura 6-166: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 4.2 R+2

- Oleaje

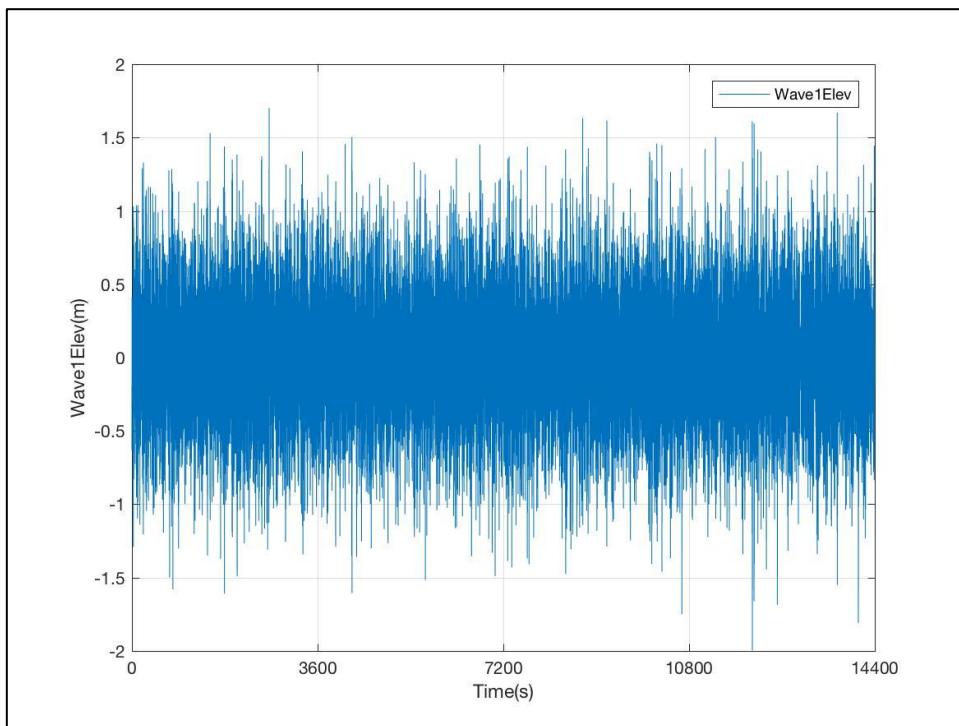


Figura 6-167: Evolución de la Altura de Ola. DLC 4.2 R+2

- Generador

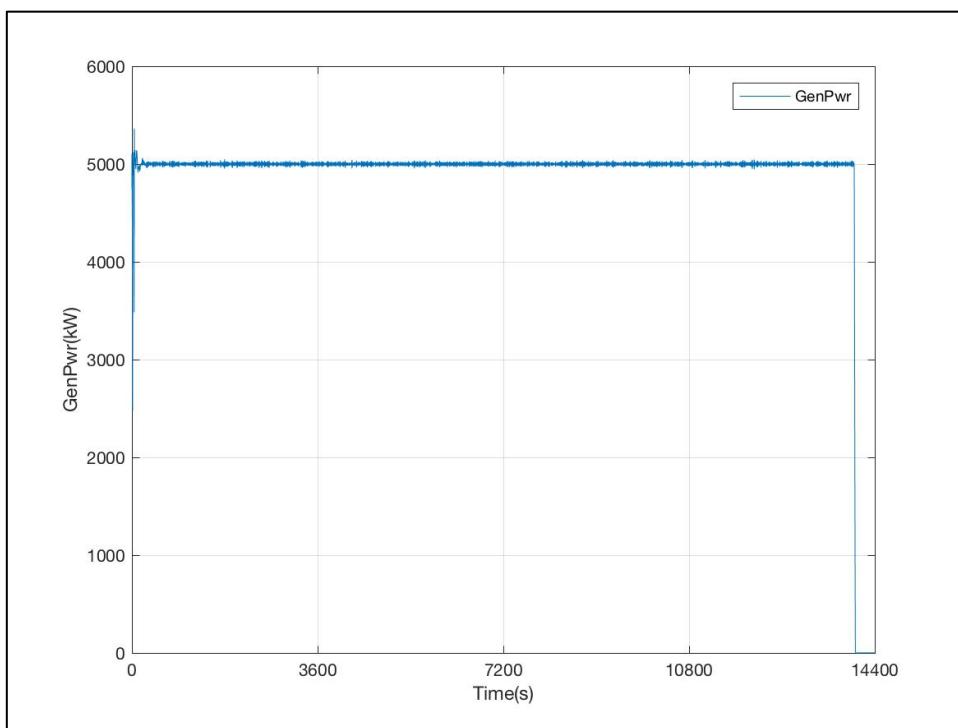


Figura 6-168: Evolución de la Potencia Generada. DLC 4.2 R+2

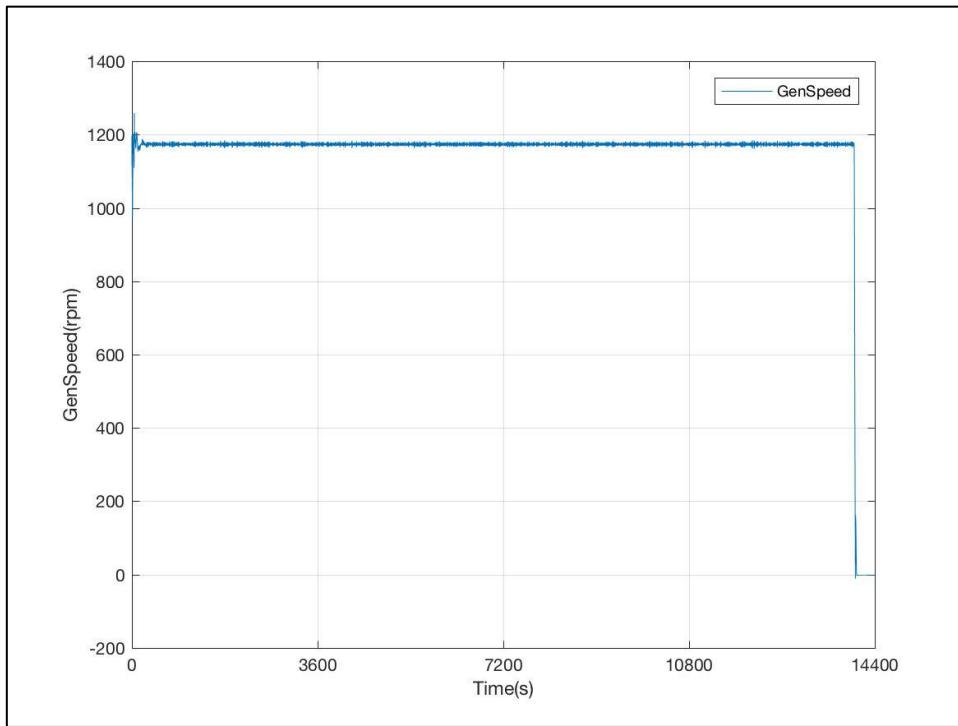


Figura 6-169: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 4.2 R+2

- Rotor

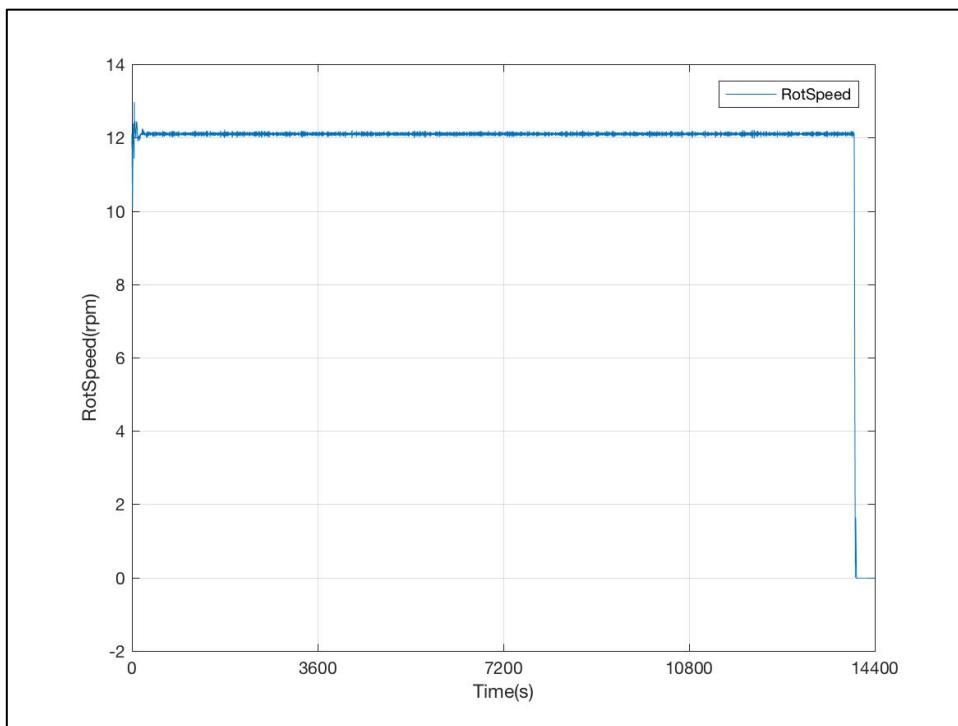


Figura 6-170: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 4.2 R+2

- Paso de Pala

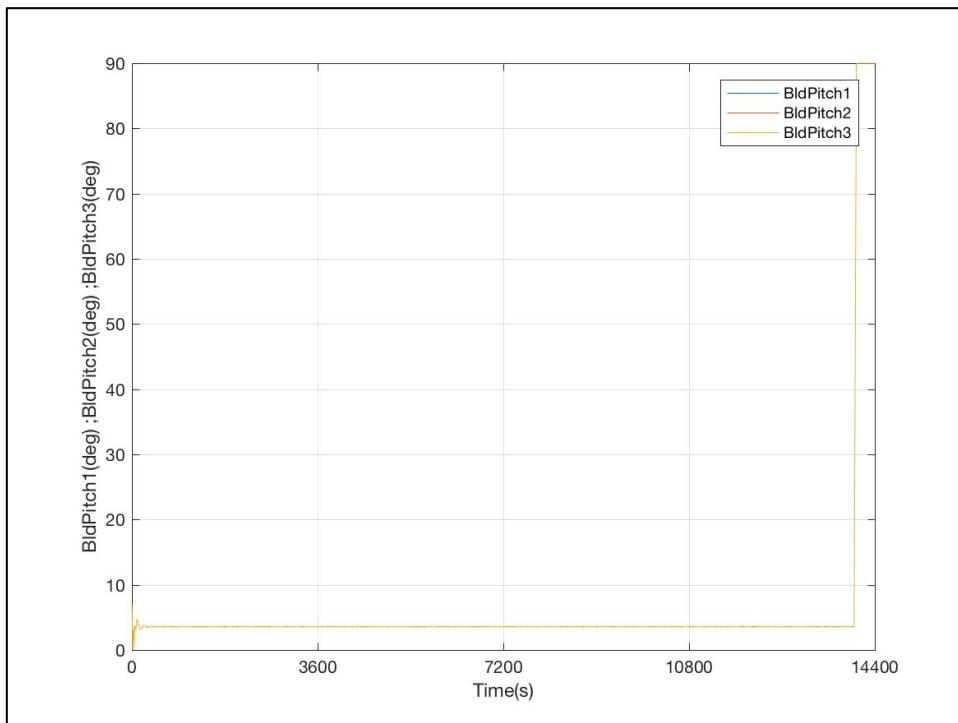


Figura 6-171: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas DLC 4.2 R+2

DLC 4.2 R-2

- Viento

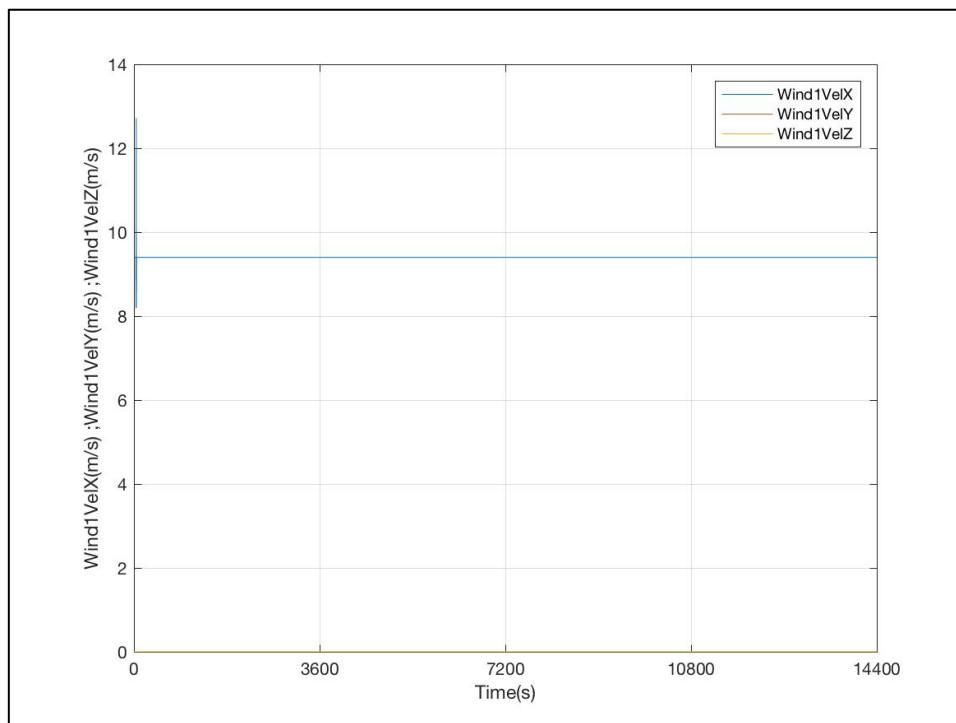


Figura 6-172: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 4.2 R-2

- Oleaje

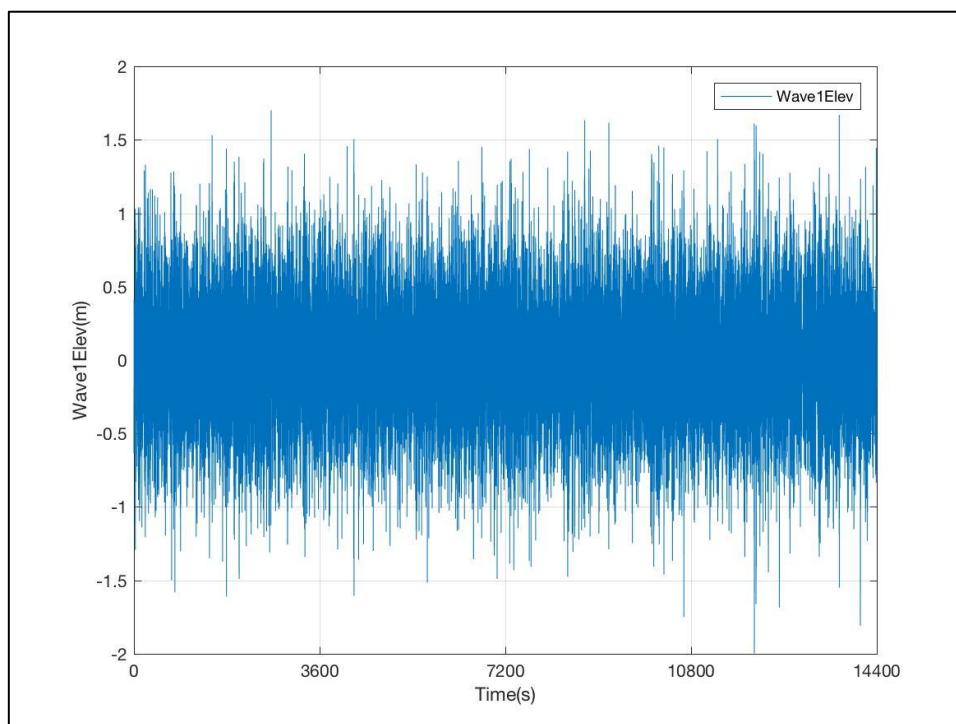


Figura 6-173: Evolución de la Altura de Ola. DLC 4.2 R-2

- Generador

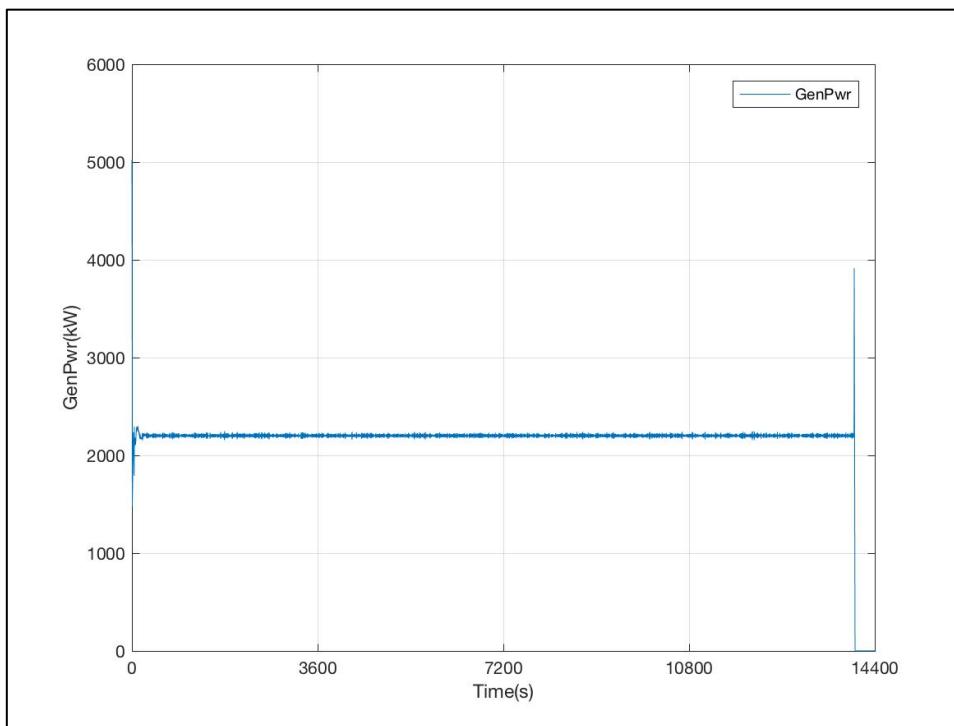


Figura 6-174: Evolución de la Potencia Generada. DLC 4.2 R-2

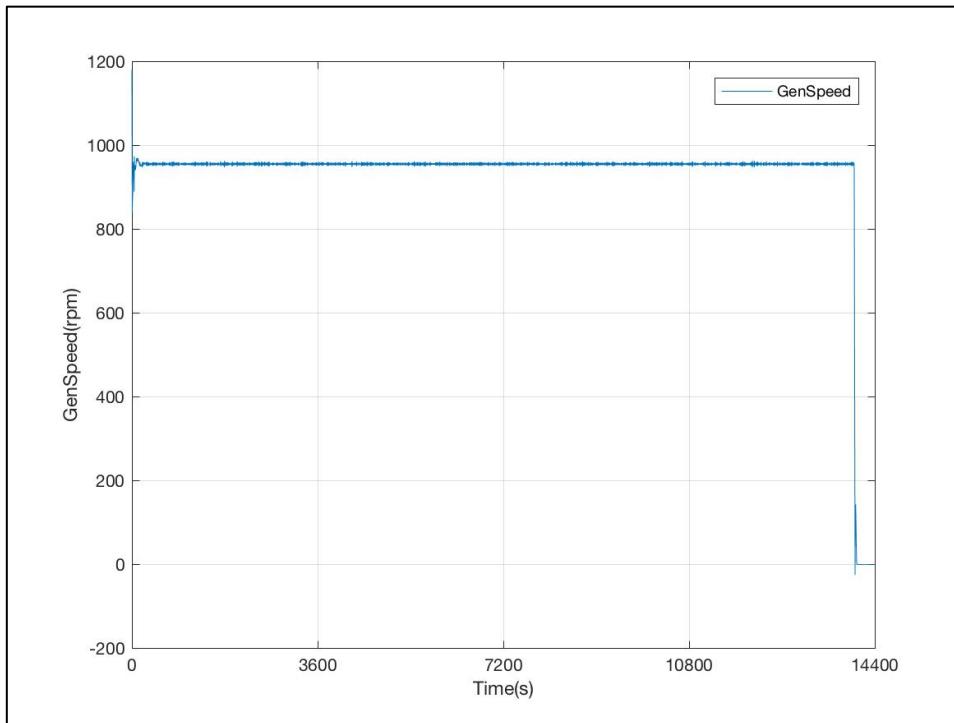


Figura 6-175: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 4.2 R-2

- Rotor

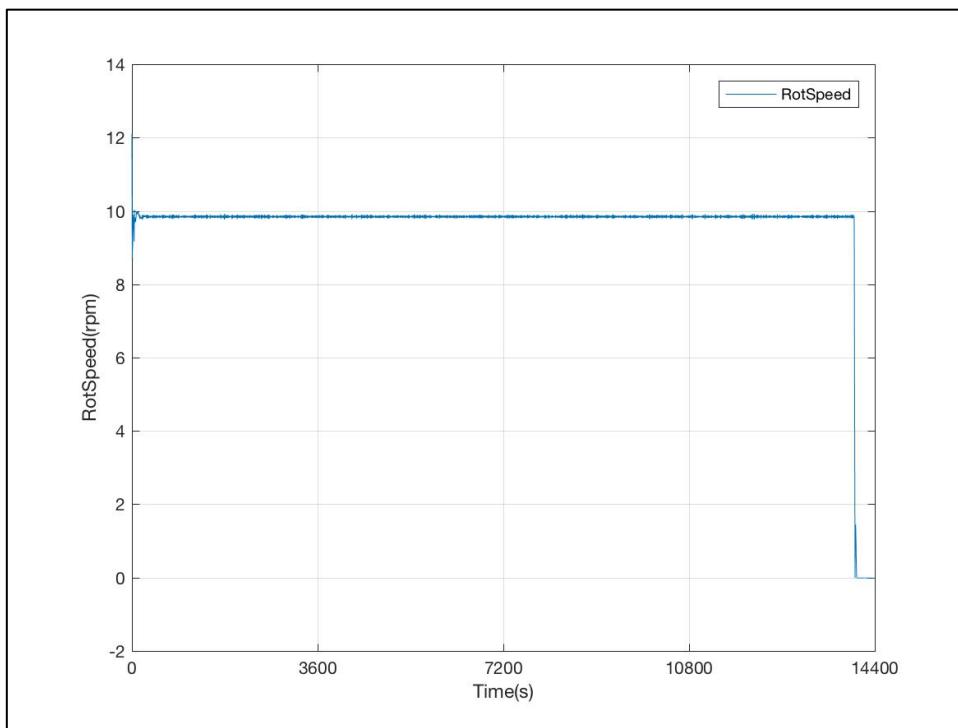


Figura 6-176: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 4.2 R-2

- Paso de Pala

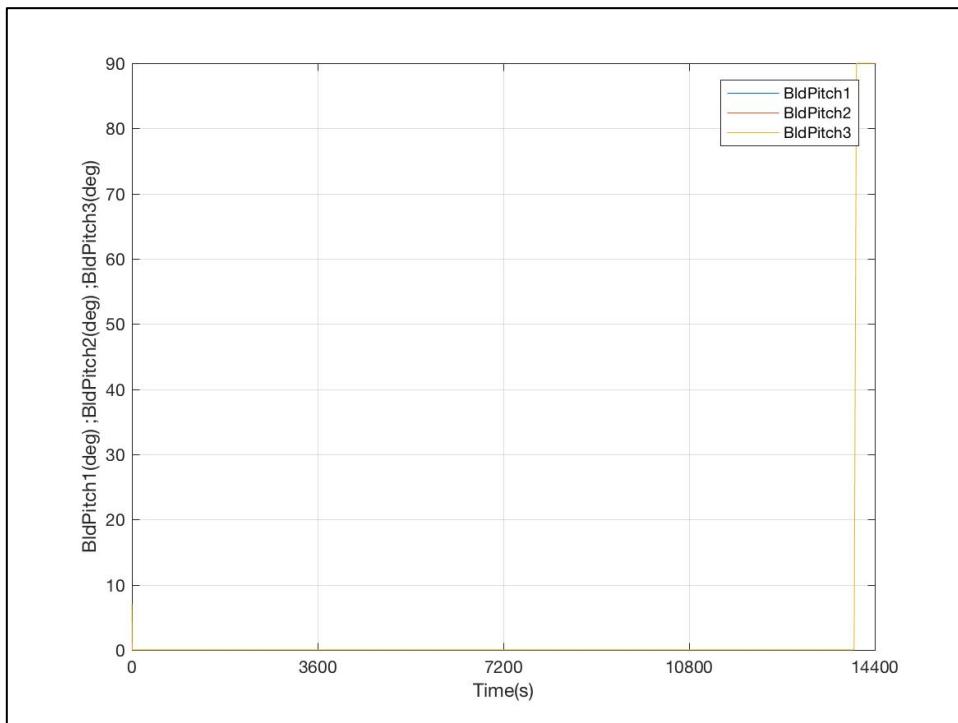


Figura 6-177: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 4.2 R-2

DLC 4.2 Vout

- Viento

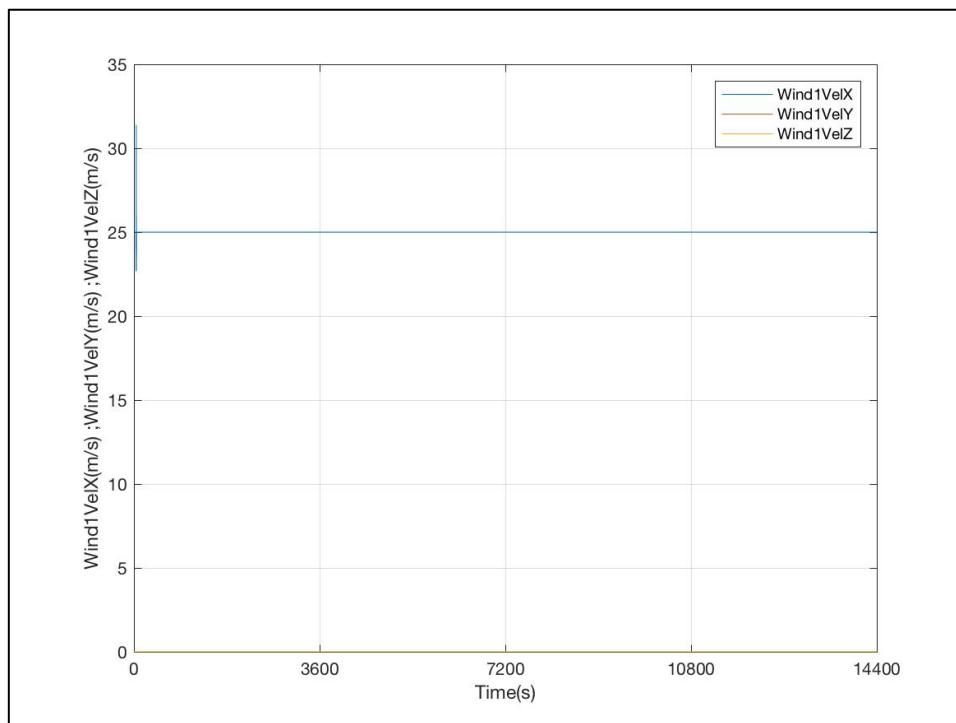


Figura 6-178: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 4.2 Vout

- Oleaje

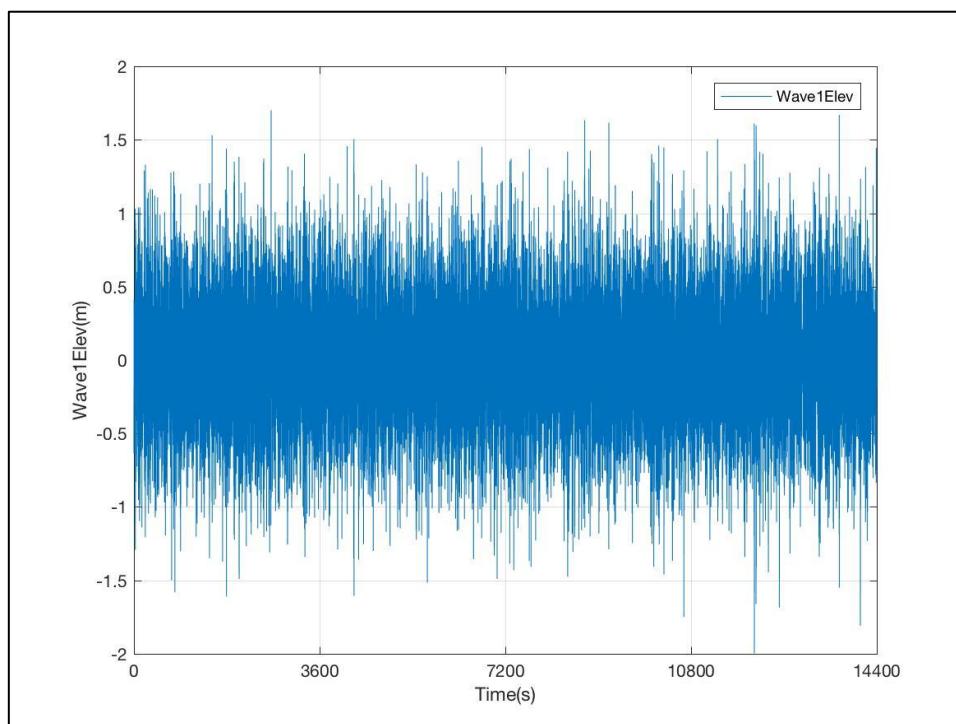


Figura 6-179: Evolución de la Altura de Ola. DLC 4.2 R-2

- Generador

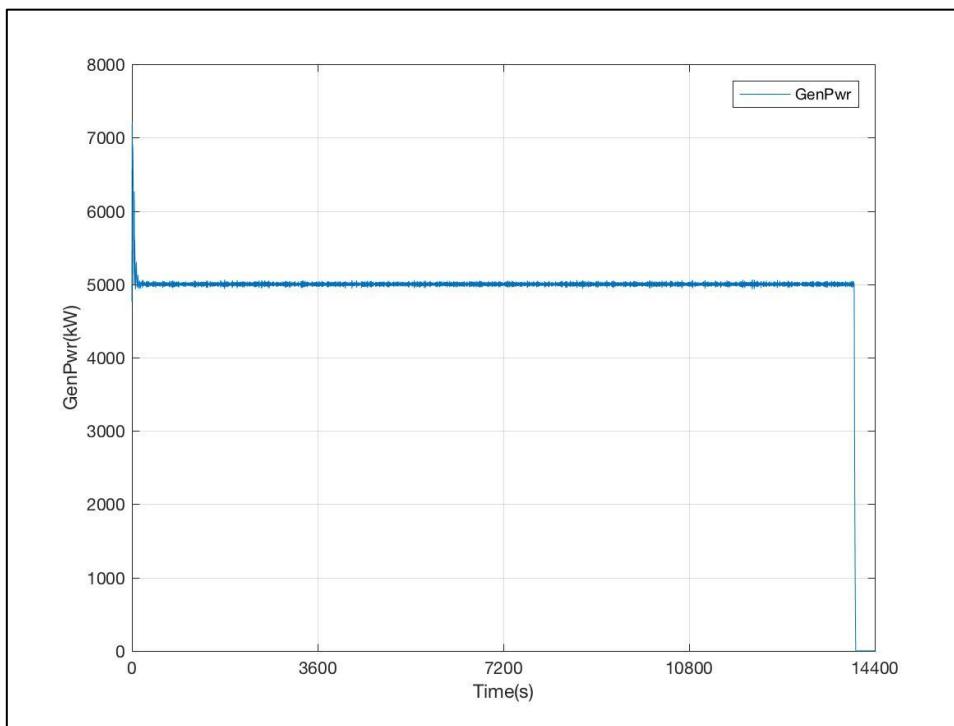


Figura 6-180: Evolución de la Potencia Generada. DLC 4.2 R-2

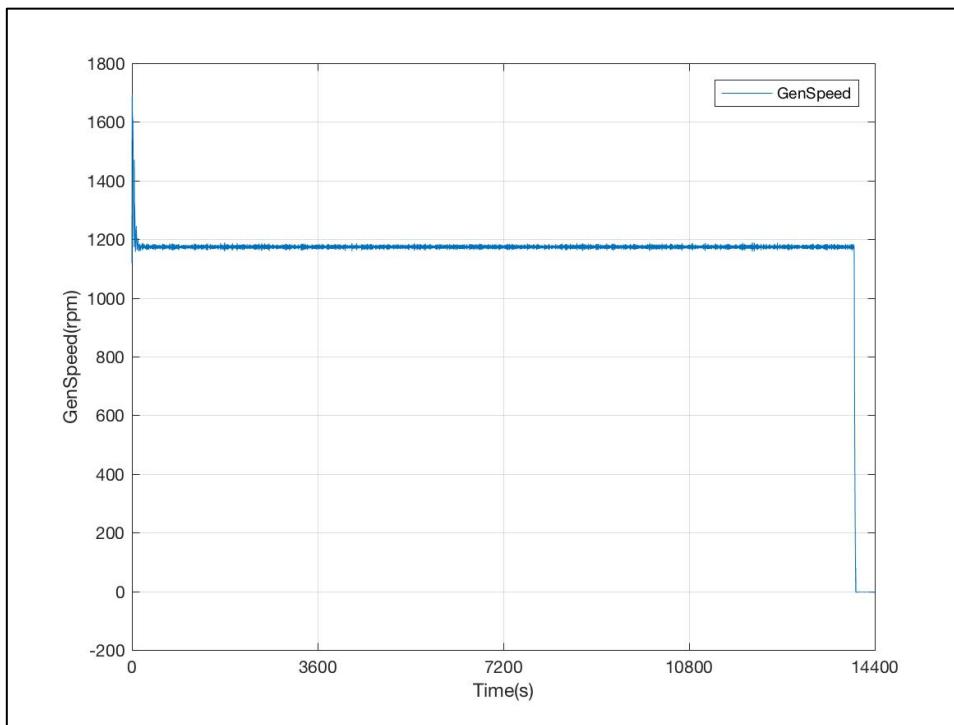


Figura 6-181: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 4.2 R-2

- Rotor

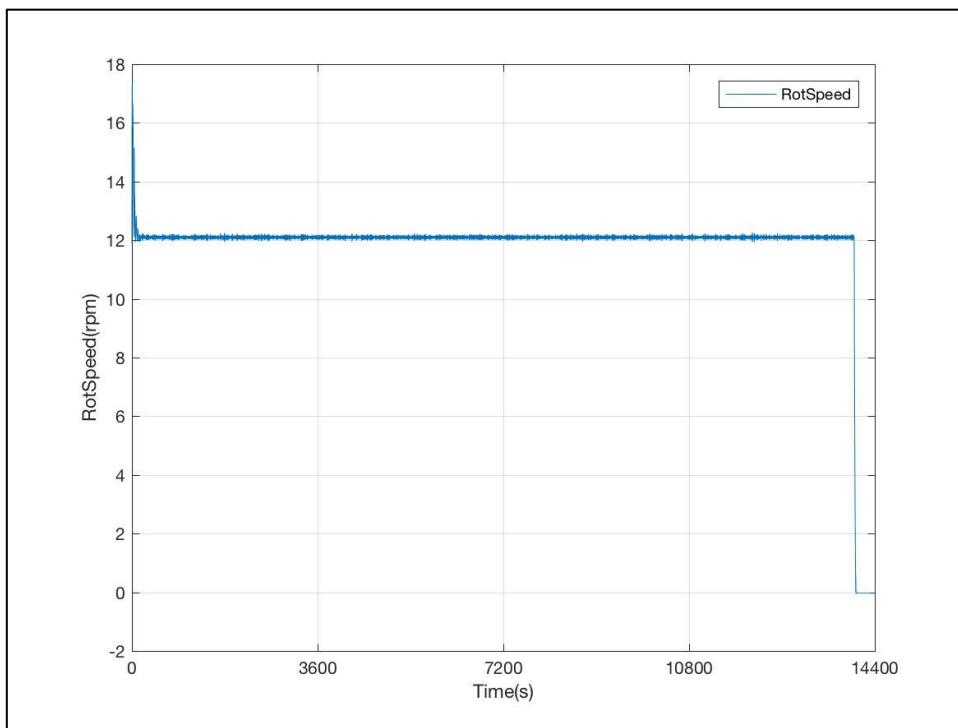


Figura 6-182: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 4.2 R-2

- Paso de Pala

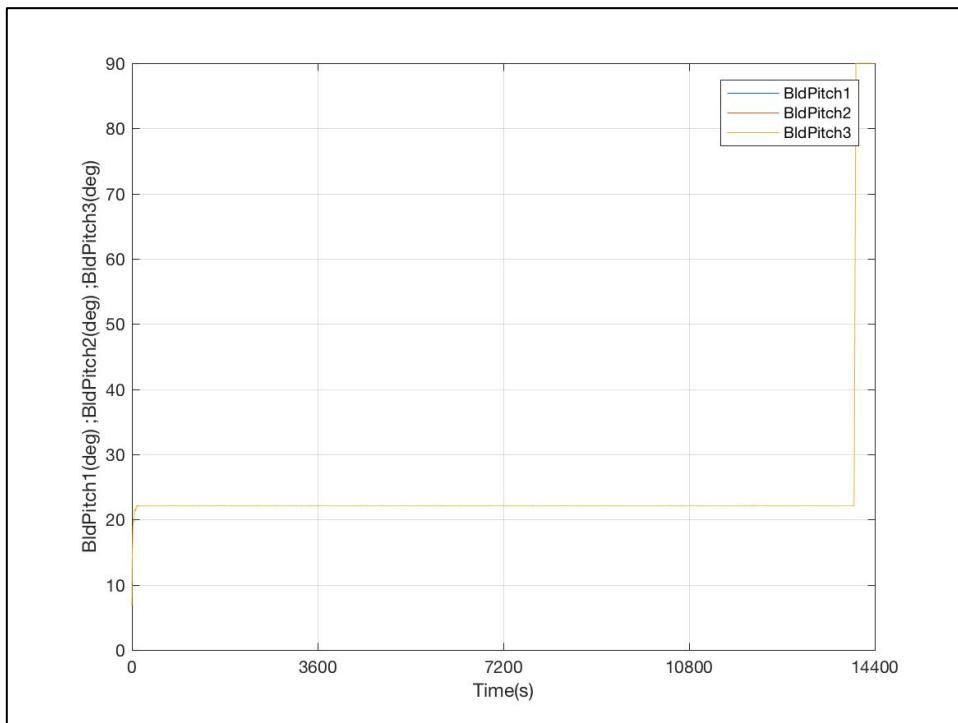


Figura 6-183: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 4.2 R-2

5.4.1.-OBSERVACIONES

En esta Situación de Diseño fueron observadas las siguientes incidencias:

1. **DLC 4.1:** el paso de pala, debido de nuevo a la baja velocidad del viento, no fue computado correctamente (Figura 6-165), siendo nulo a lo largo de toda la simulación, hasta las 14000s, momento en el que se fuerza a las palas a cambiar su paso a 90°. Por ello, no se considerará esta condición de carga en el análisis de resultados (Apartado 6).
2. **DLC 4.2 R-2:** de igual manera que la incidencia anterior, y debido a la baja velocidad del viento, el paso de pala no fue computado correctamente (Figura 6-177). No se considerará esta condición de carga en el análisis de resultados (Apartado 6).

5.5.- SITUACIÓN DE DISEÑO 5: PARADA DE EMERGENCIA

DLC 5.1

DLC 5.1 R+2

- Viento

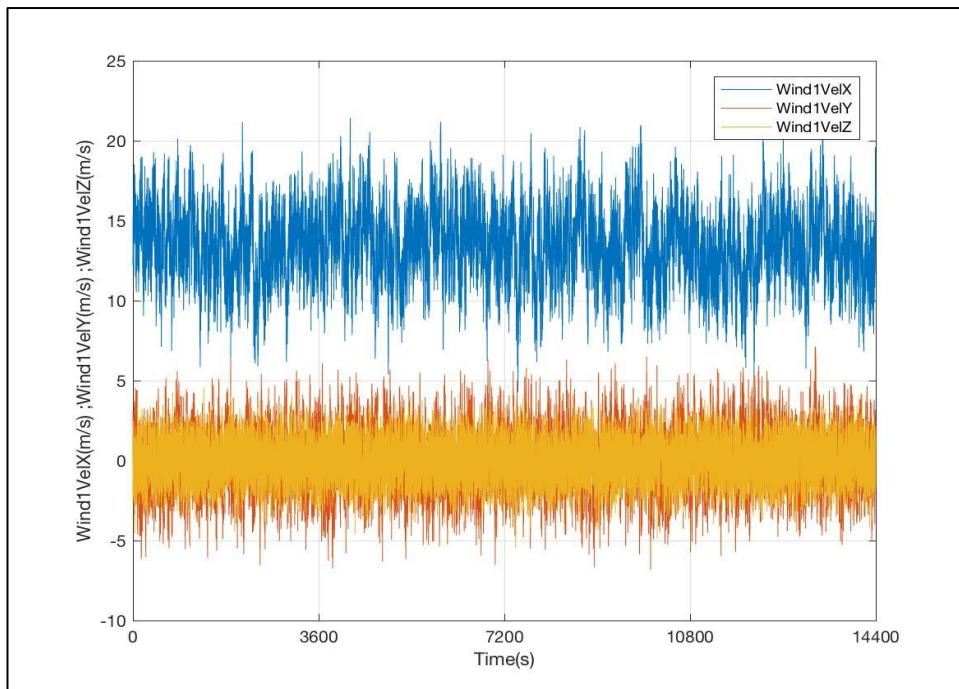


Figura 6-184: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 5.1 R+2

- Oleaje

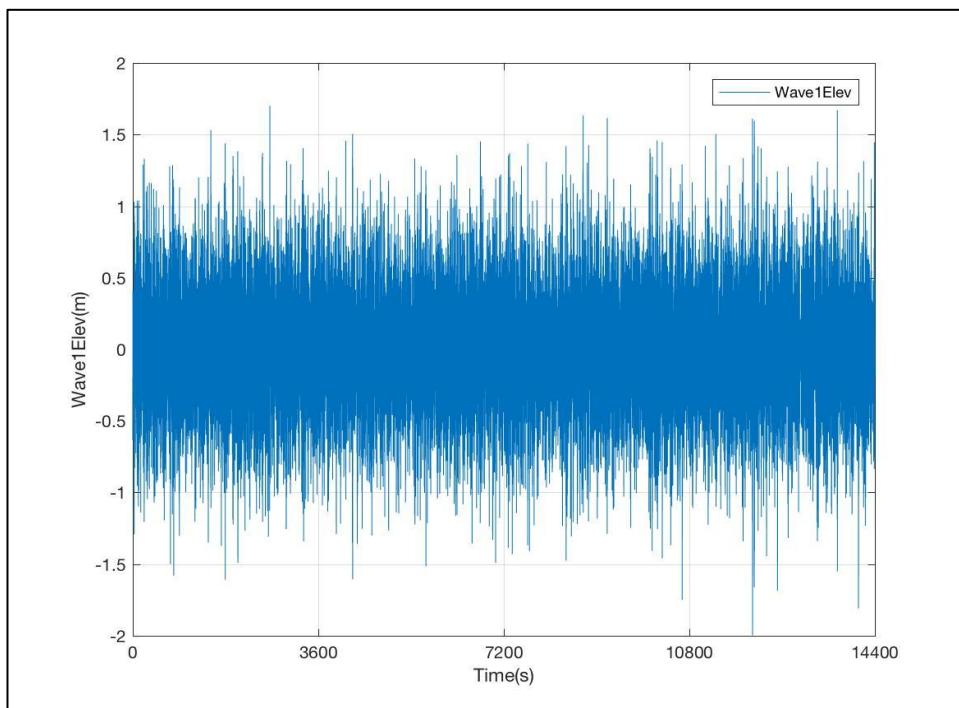


Figura 6-185: Evolución de la Altura de Ola DLC 5.1 R+2

- Generador

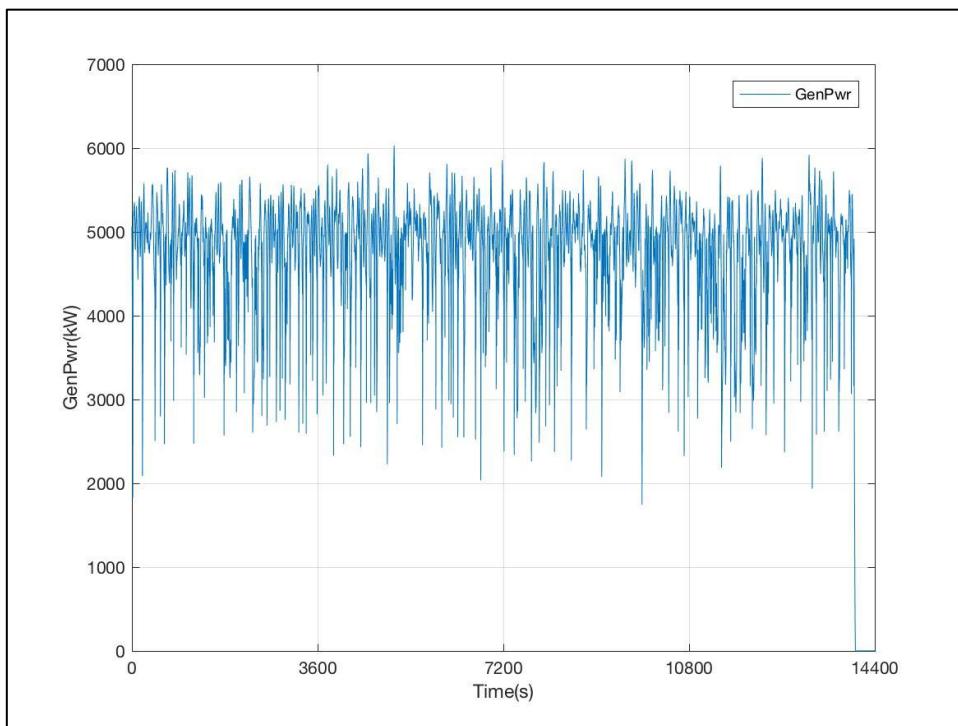


Figura 6-186: Evolución de la Potencia Generada. DLC 5.1 R+2

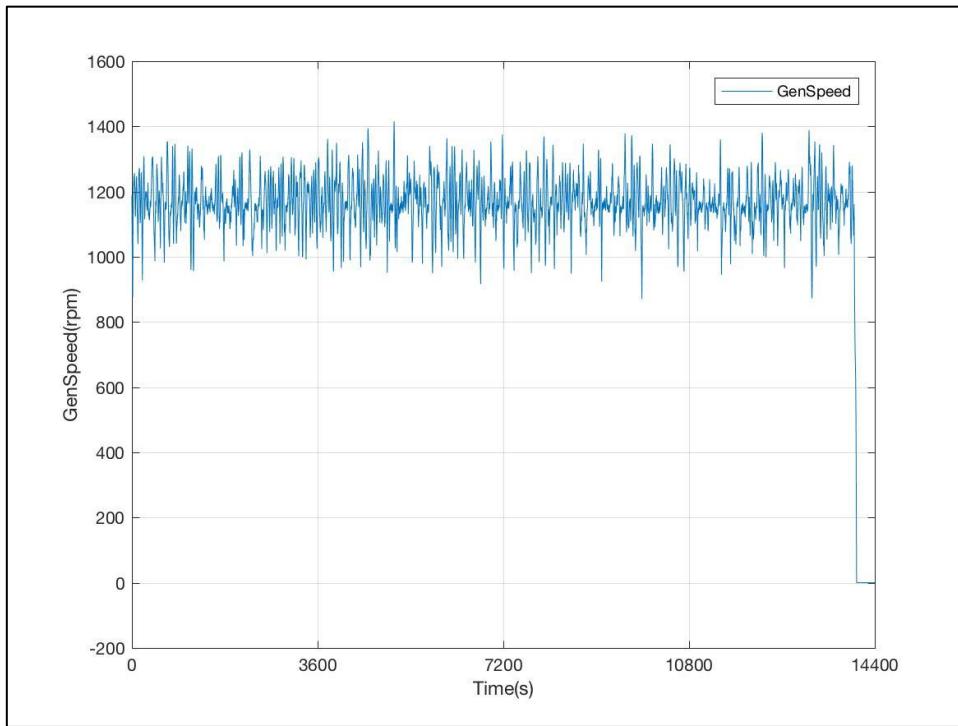


Figura 6-187: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 5.1 R+21

- Rotor

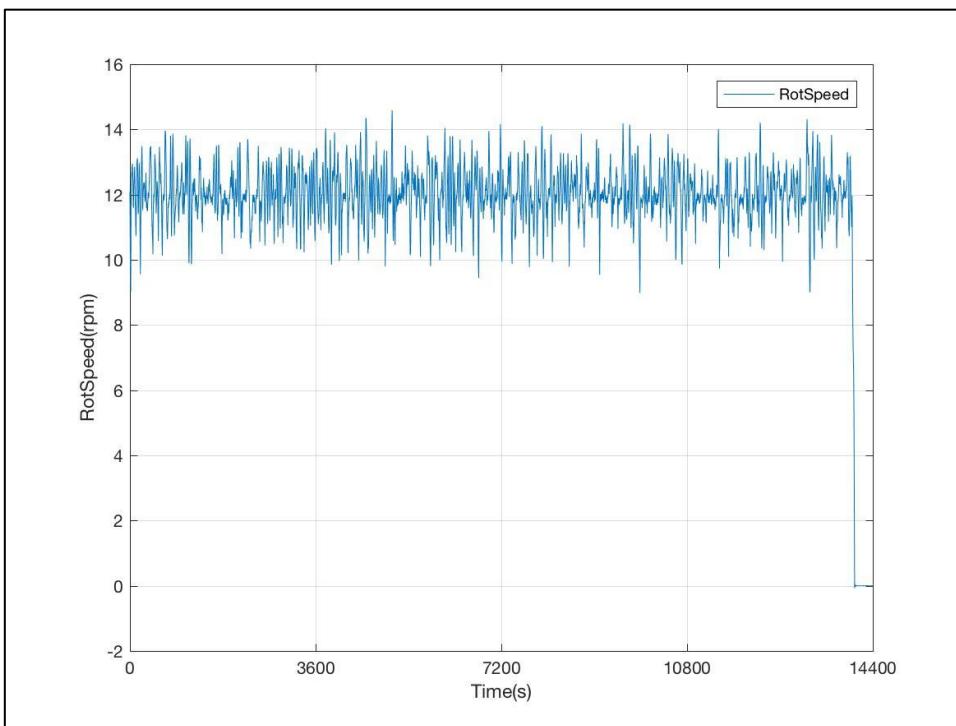


Figura 6-188: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 5.1 R+2

- Paso de Pala

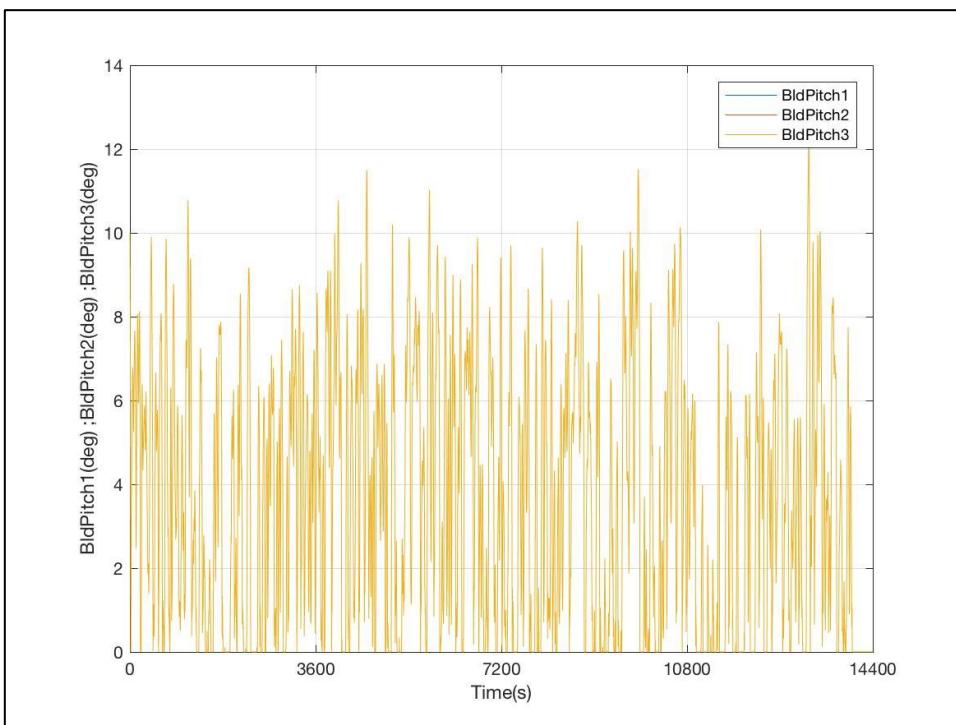


Figura 6-189: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 5.1 R+2

DLC 5.1 R-2

- Viento

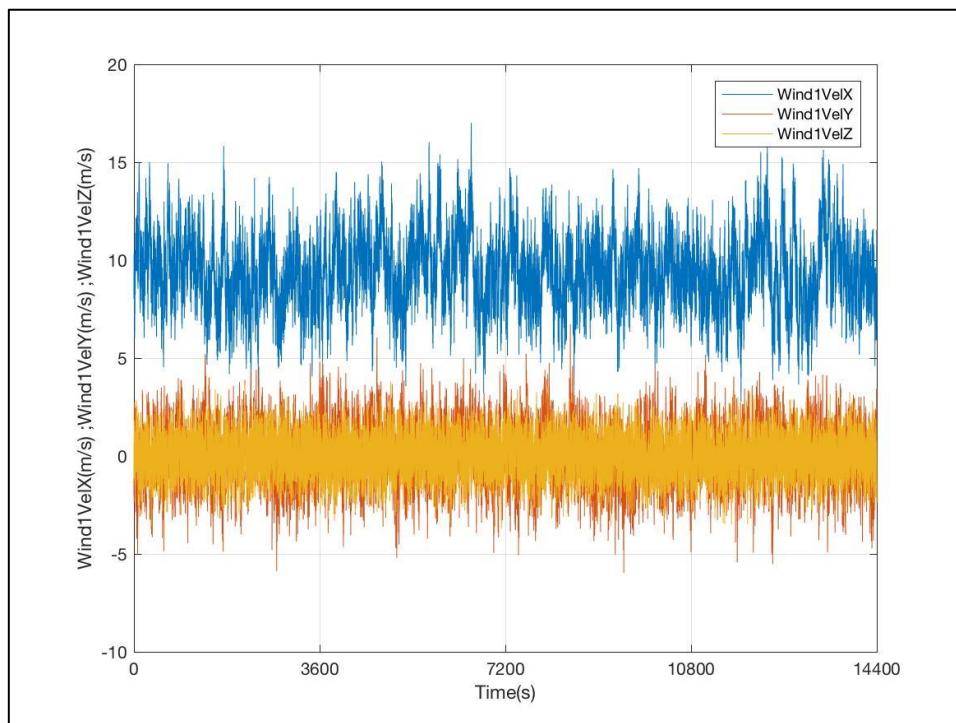


Figura 6-190: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 5.1 R-2

- Oleaje

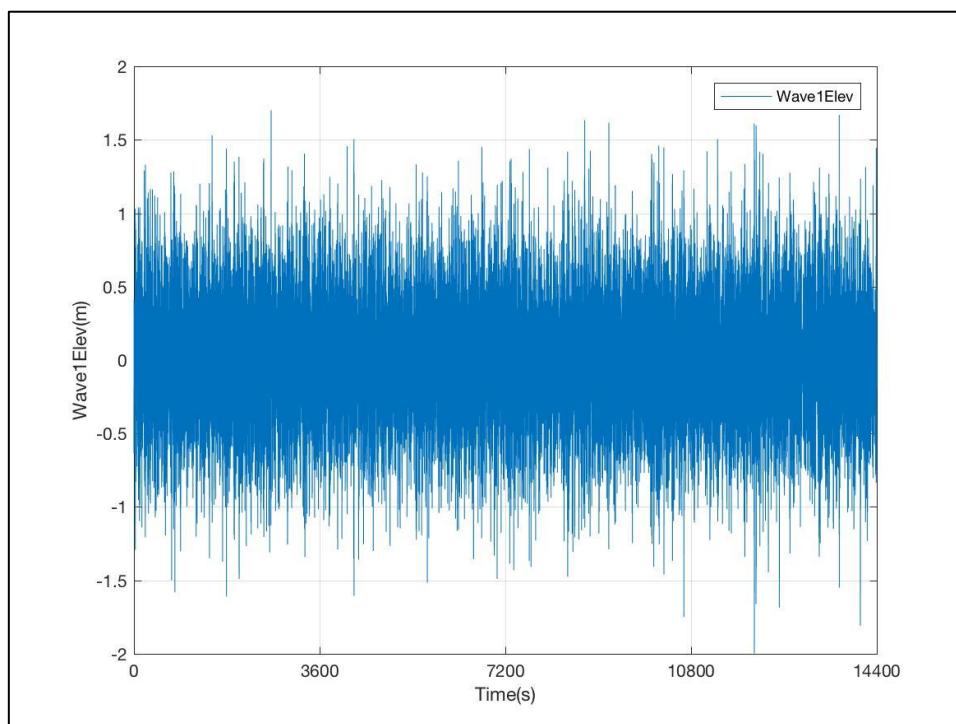


Figura 6-191: Evolución de la Altura de Ola. DLC 5.1 R-2

- Generador

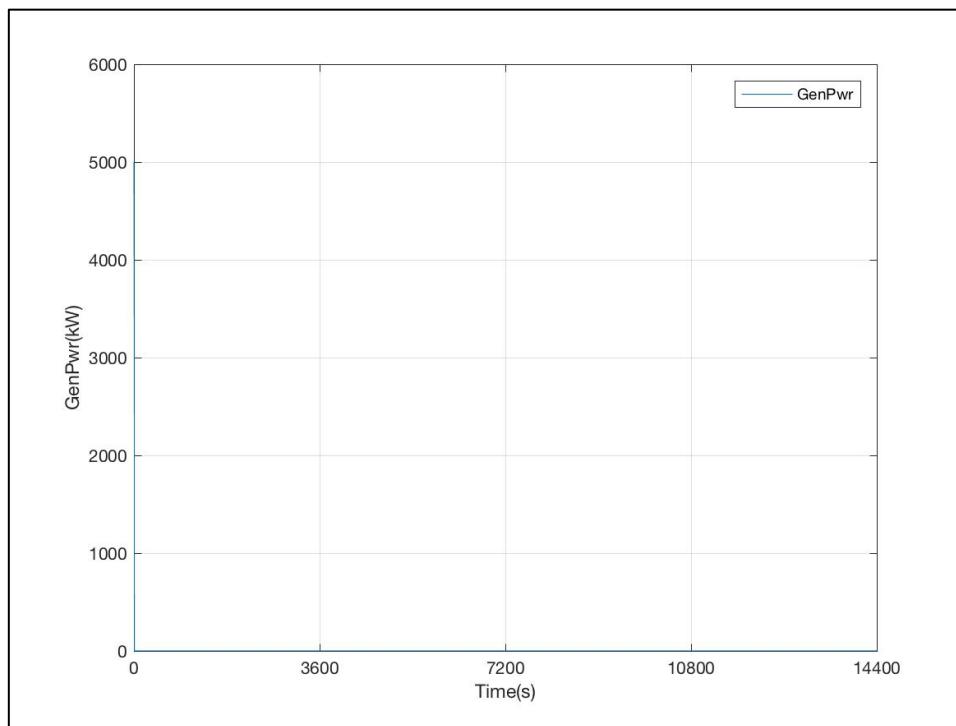


Figura 6-192: Evolución de la Potencia Generada. DLC 5.1 R-2

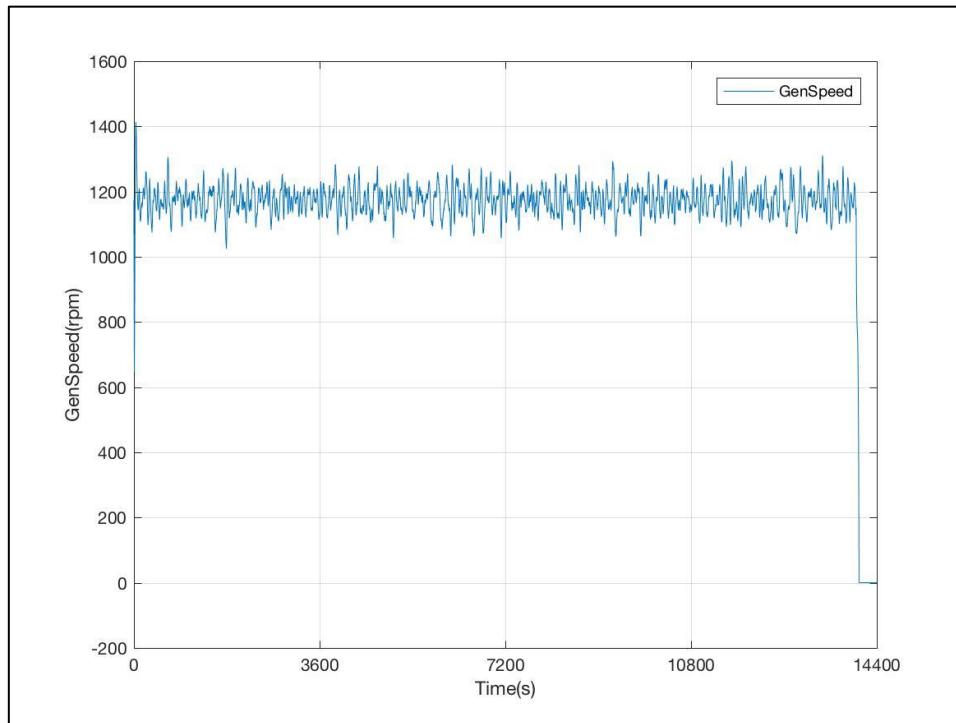


Figura 6-193: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 5.1 R-2

- Rotor

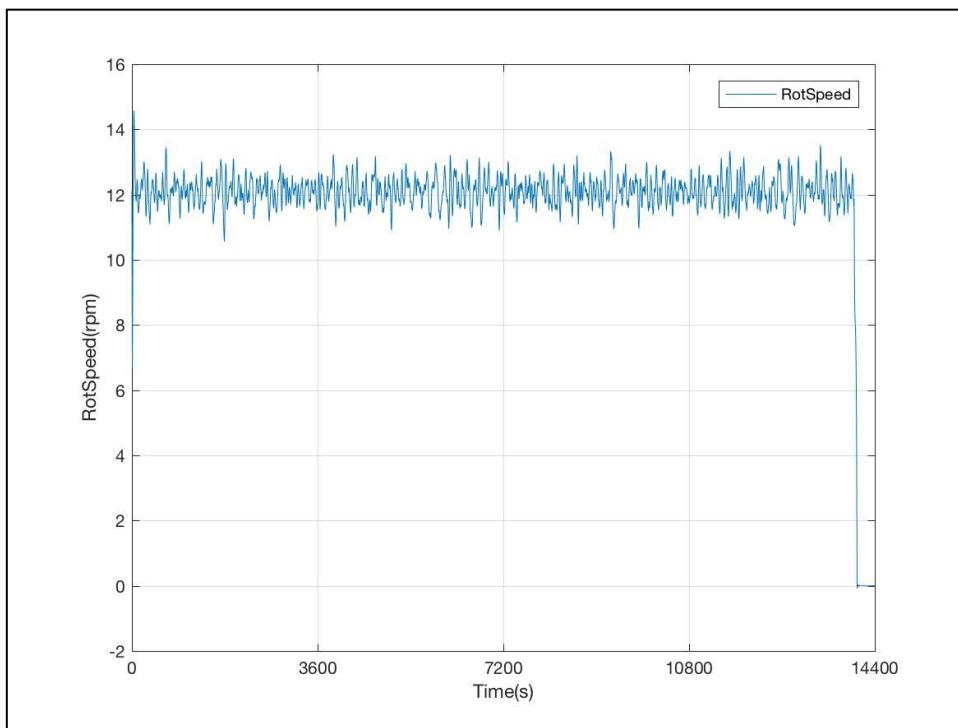


Figura 6-194: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 5.1 R-2

- Paso de Pala

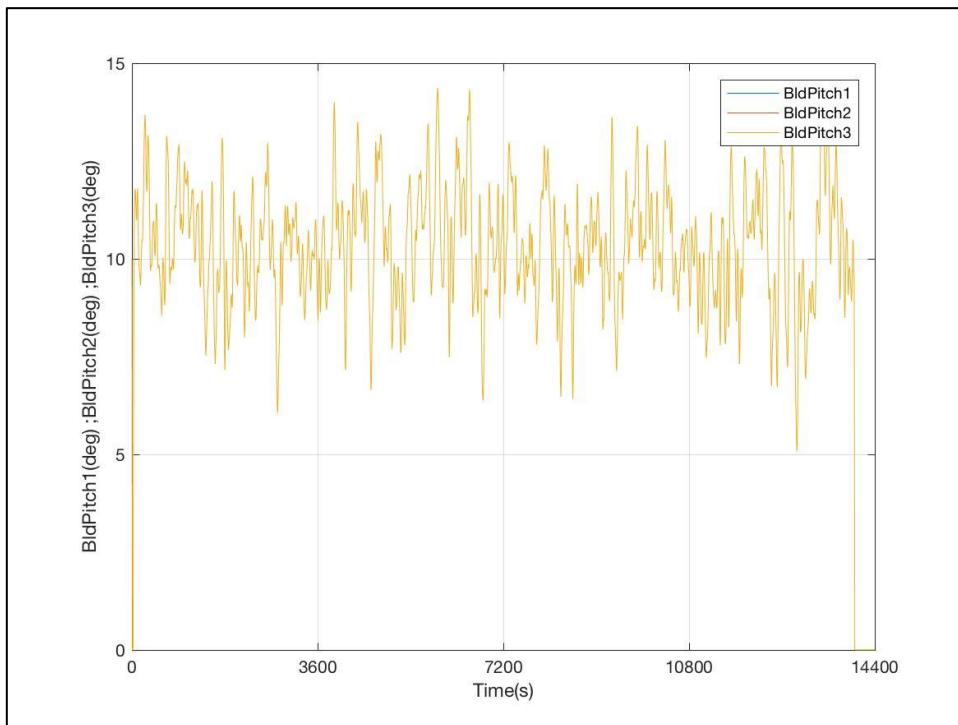


Figura 6-195: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 5.1 R-2

DLC 5.1 Vout

- Viento

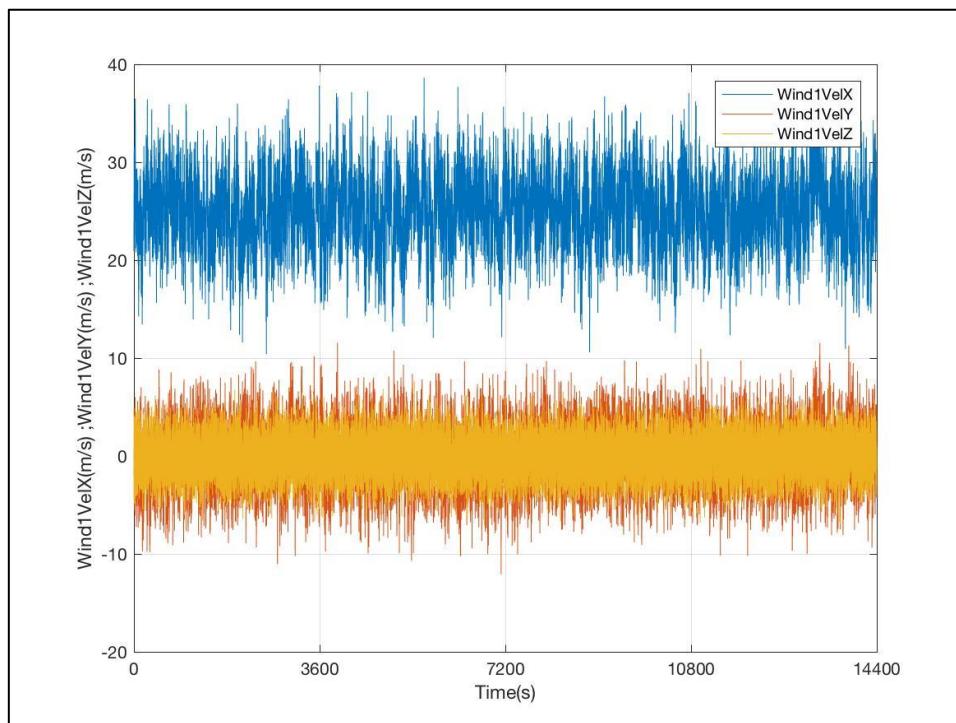


Figura 6-196: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 5.1 Vout

- Oleaje

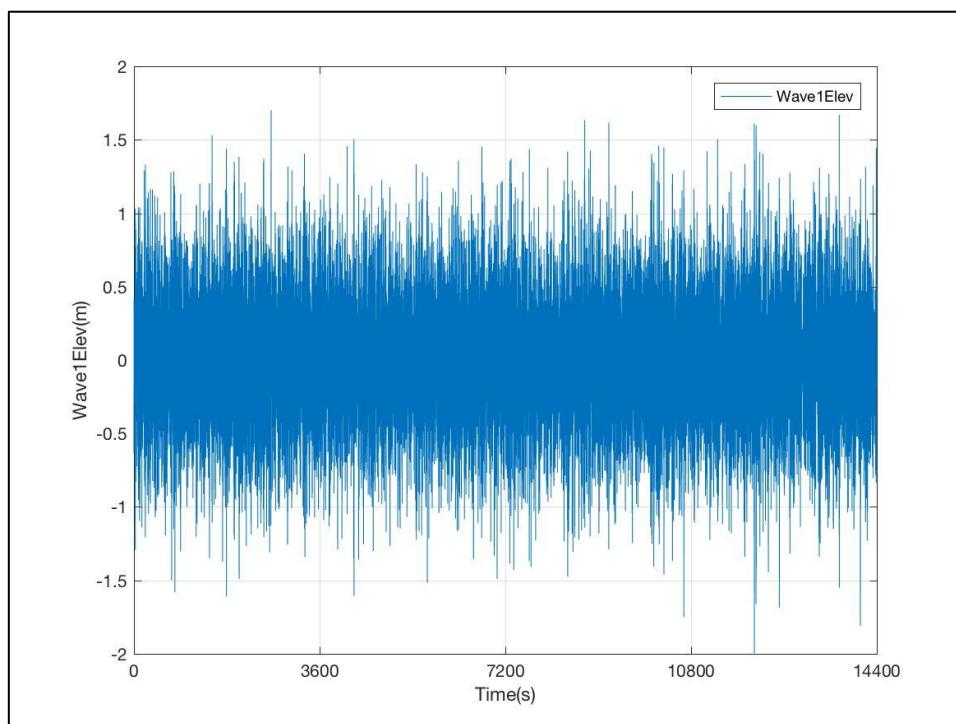


Figura 6-197: Evolución de la Altura de Ola. DLC 5.1 Vout

- Generador

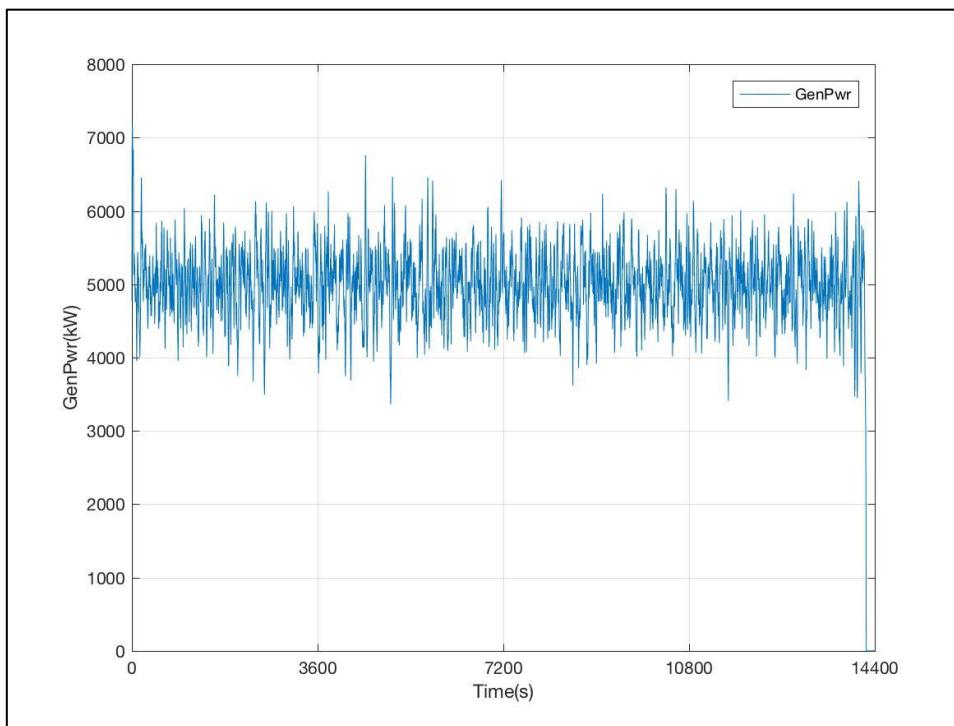


Figura 6-198: Evolución de la Potencia Generada. DLC 5.1 Vout

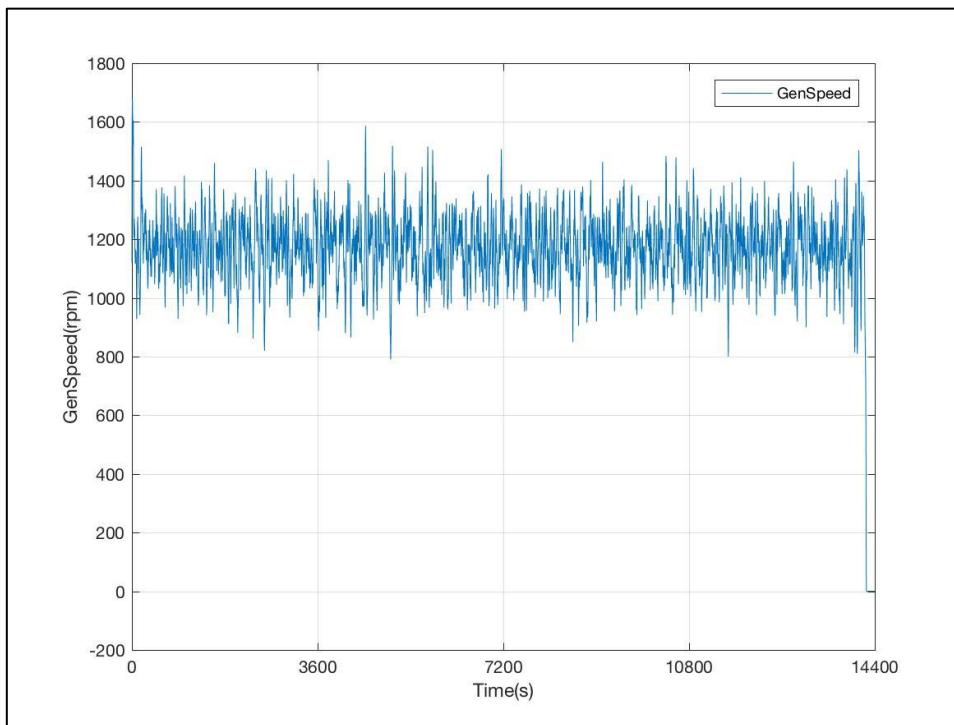


Figura 6-199: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 5.1 Vout

- Rotor

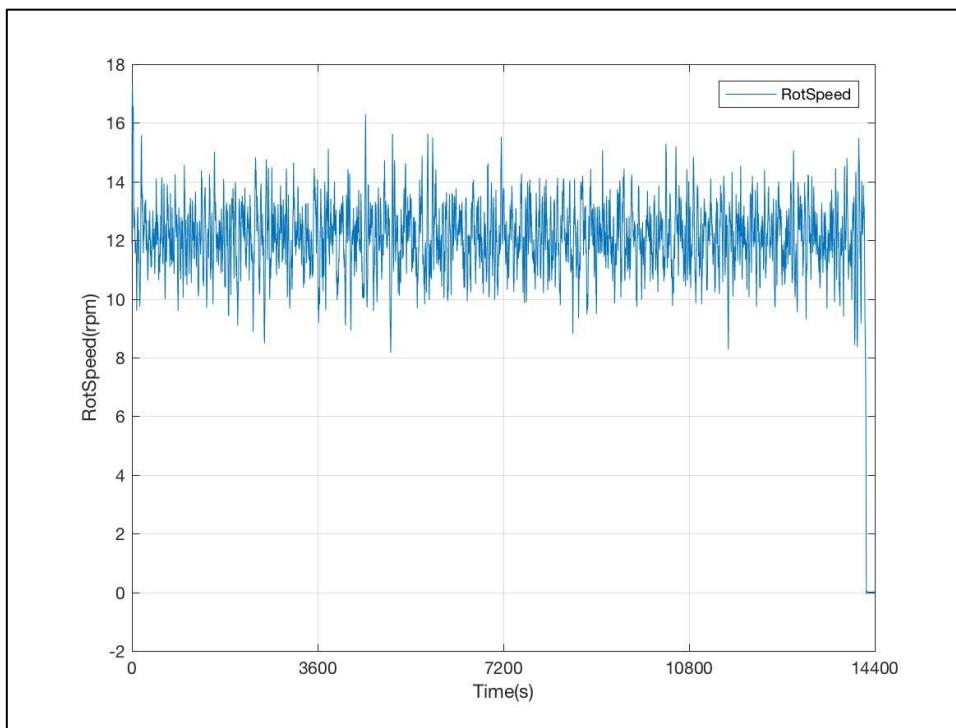


Figura 6-200: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 5.1 Vout

- Paso de Pala

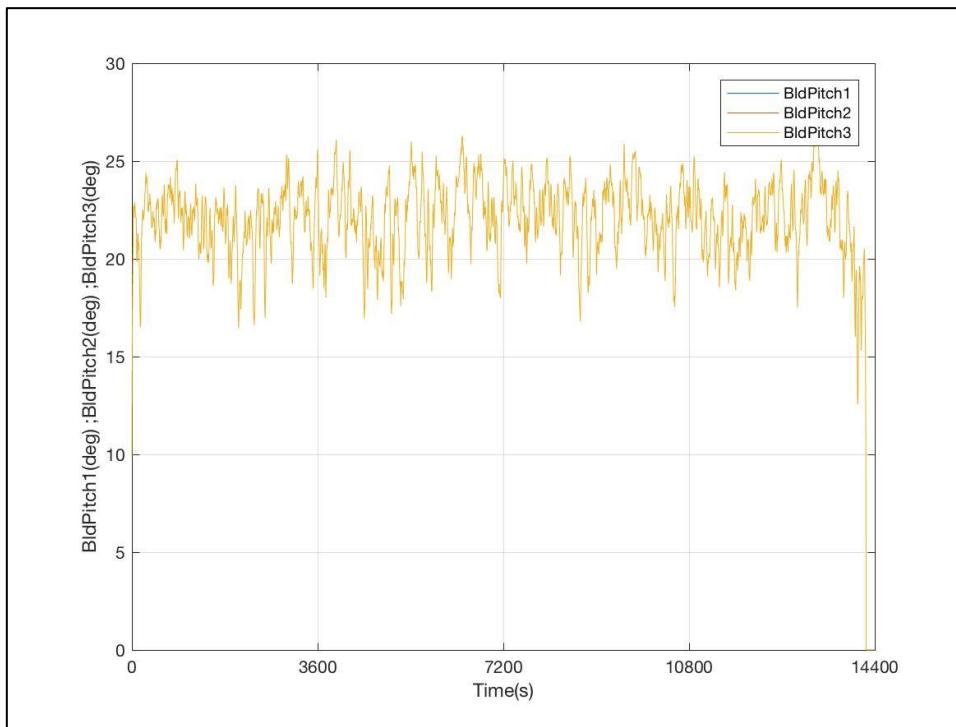


Figura 6-201: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 5.1 Vout

5.5.1.-OBSERVACIONES

Se puede observar la siguiente incidencia, en esta Situación de Diseño:

1. **DLC 5.1 R-2:** a lo largo de toda la simulación, la generación de potencia parece no computarse correctamente (Figura 6-192), ya que es nula a lo largo de los 14000s (de 14400s), tiempo en el que el generador está activo, como se observa en el *DLC 5.1 Vout* (Figura 6-198).

Por ello, esta condición de carga no será considerada en la evaluación de resultados, en el Apartado 6 de este capítulo.

5.6.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6: PARADO Y EN RALENTÍ

DLC 6.1a

- Viento

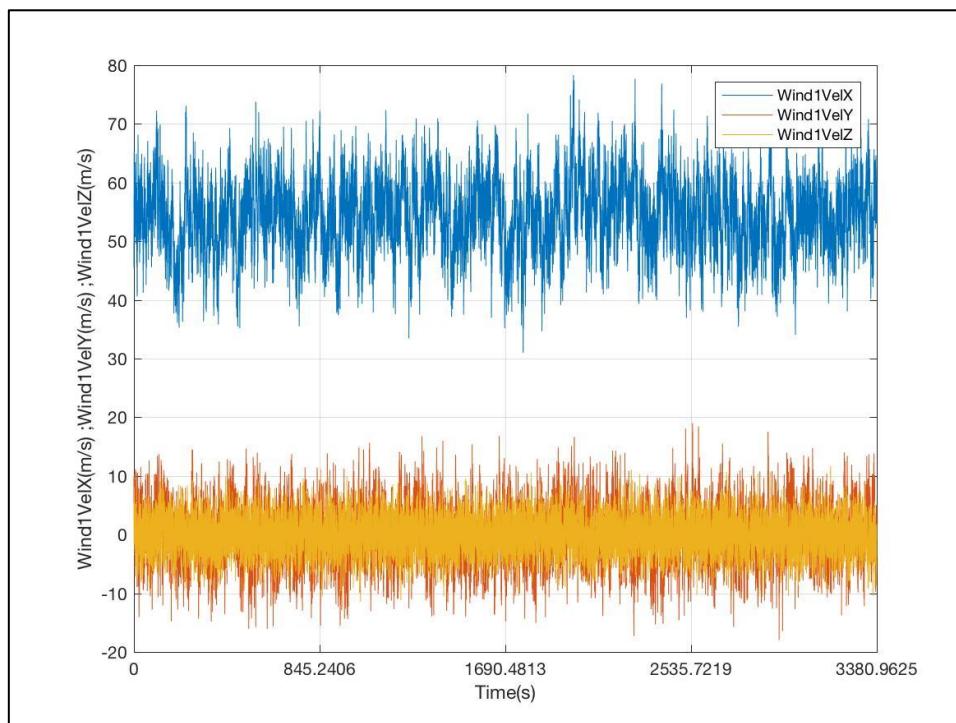


Figura 6-202: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.1a

- Oleaje

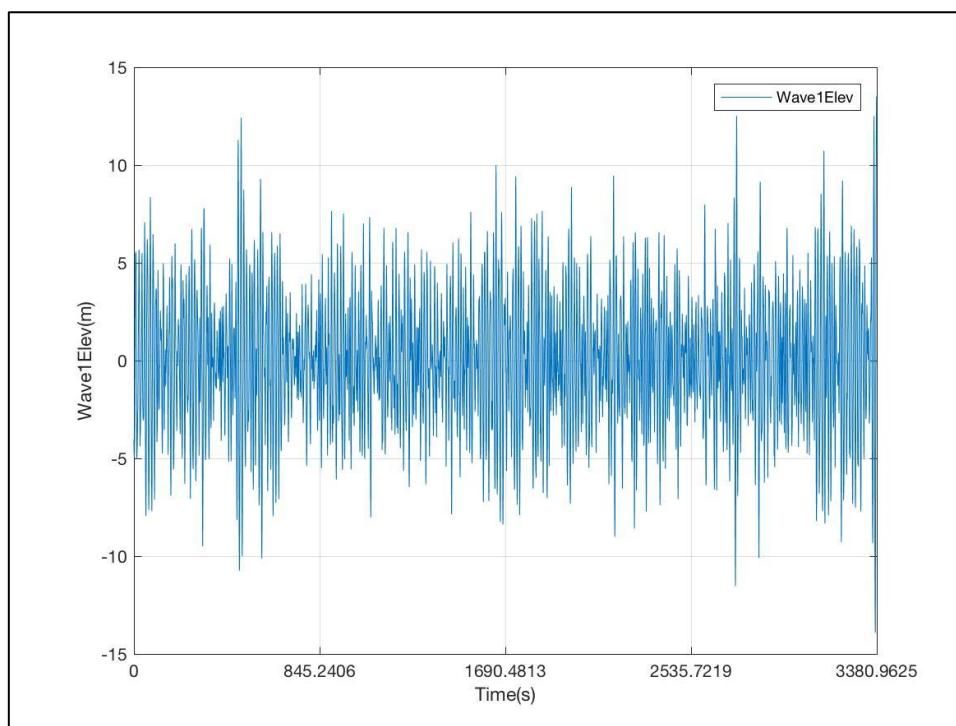


Figura 6-203: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.1a

- Generador

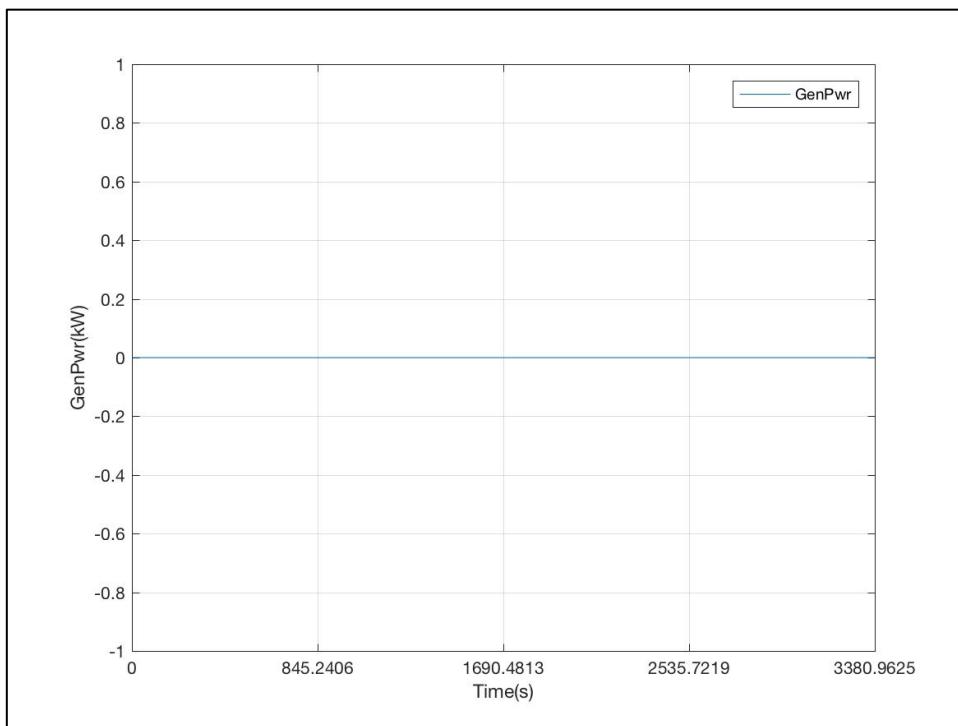


Figura 6-204: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.1a

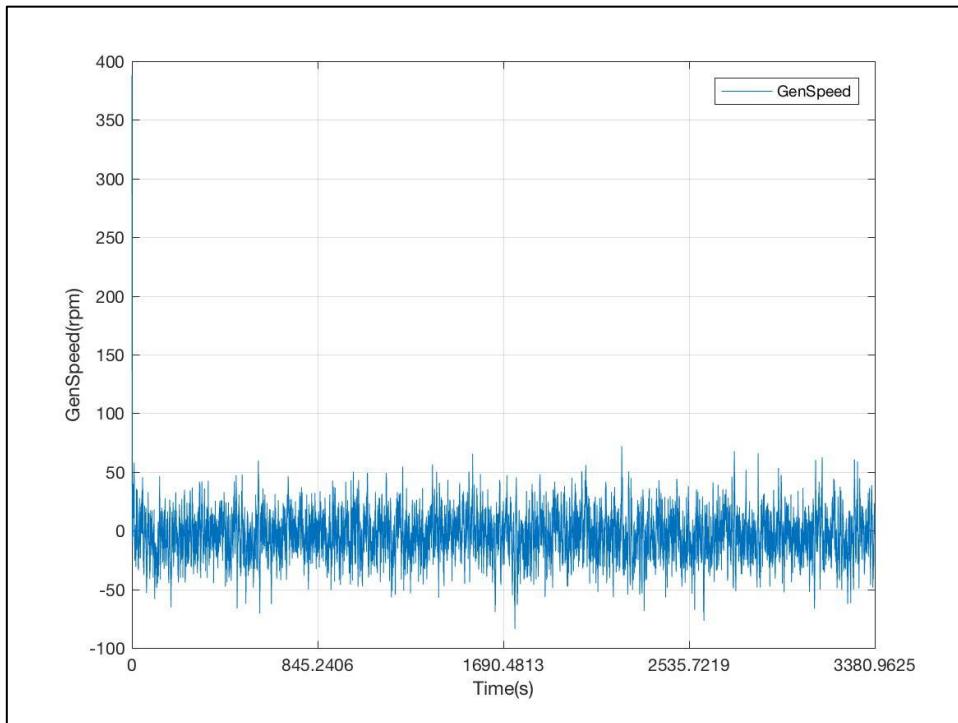


Figura 6-205: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.1a

- Rotor

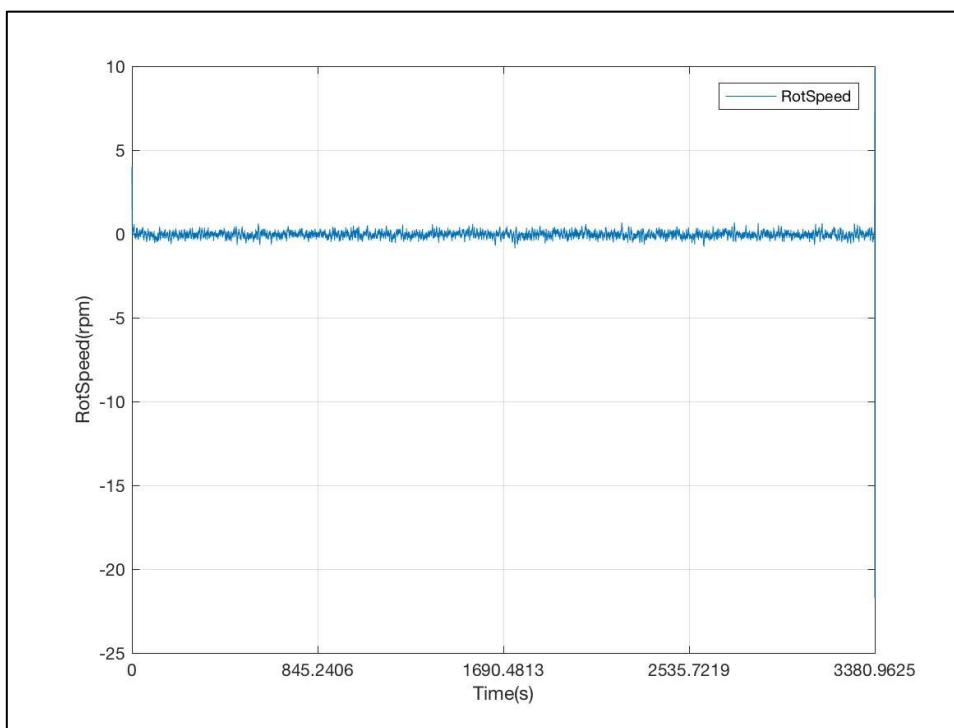


Figura 6-206: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.1a

- Paso de Pala

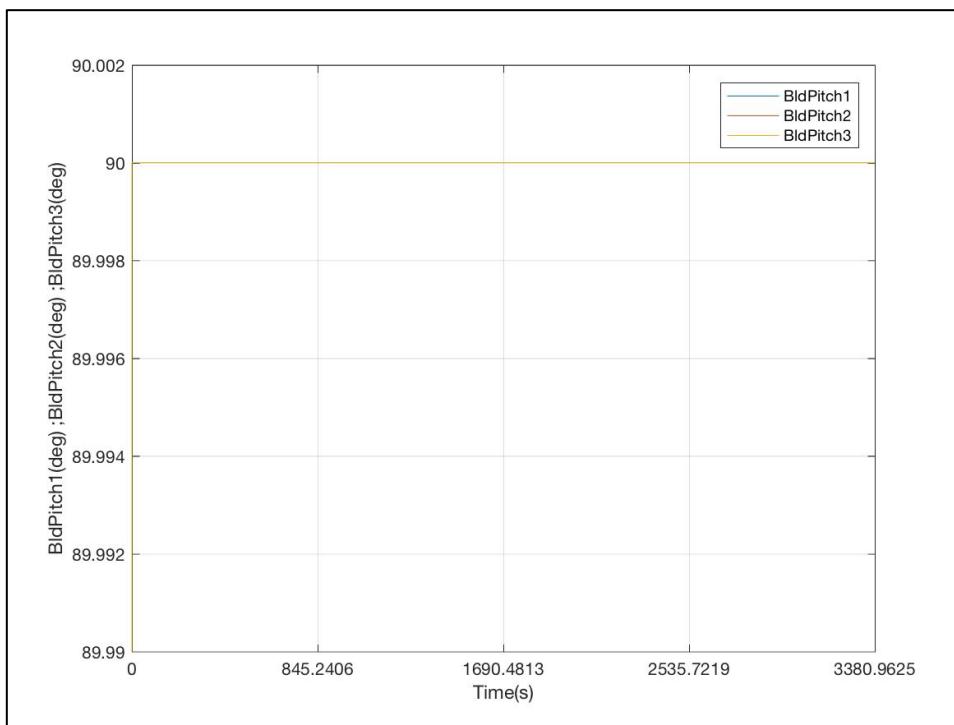


Figura 6-207: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.1a

DLC 6.1b

- Viento

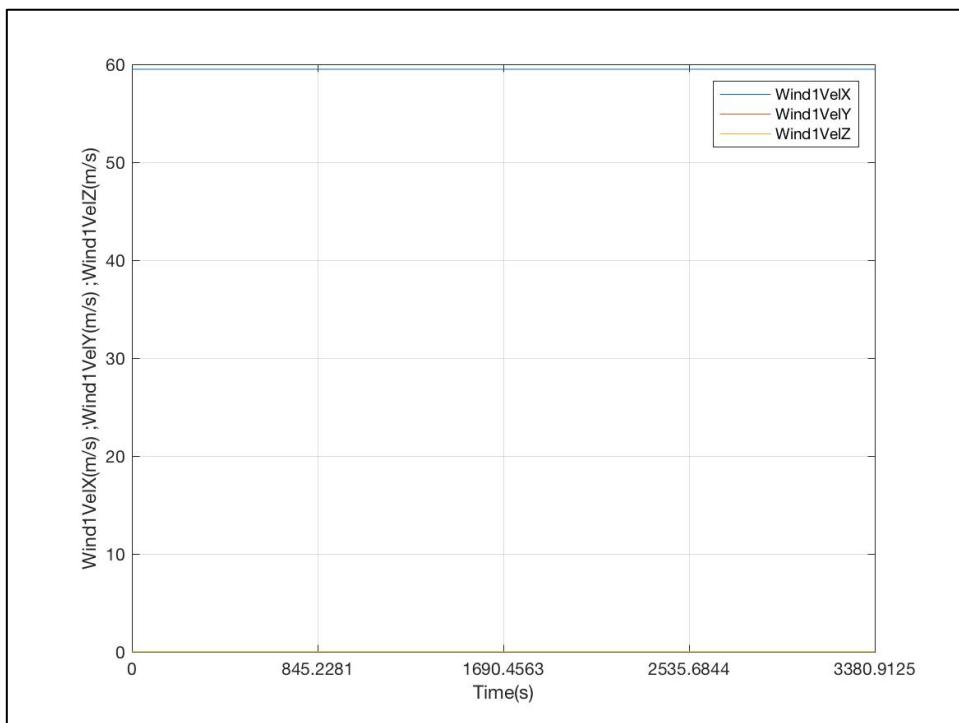


Figura 6-208: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.1b

- Oleaje

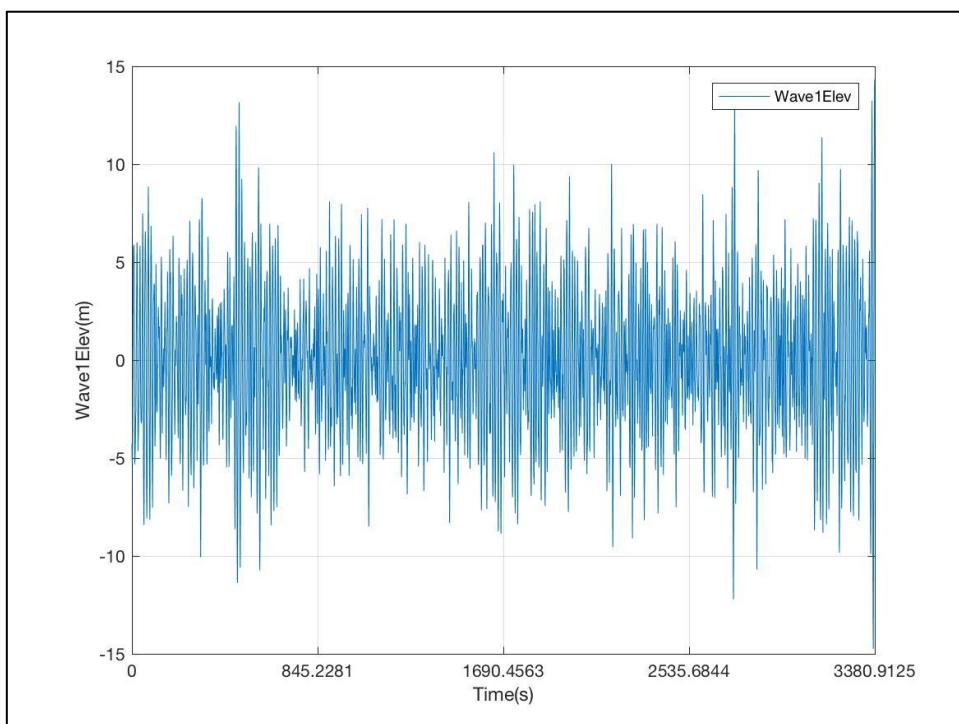


Figura 6-209: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.1b

- Generador

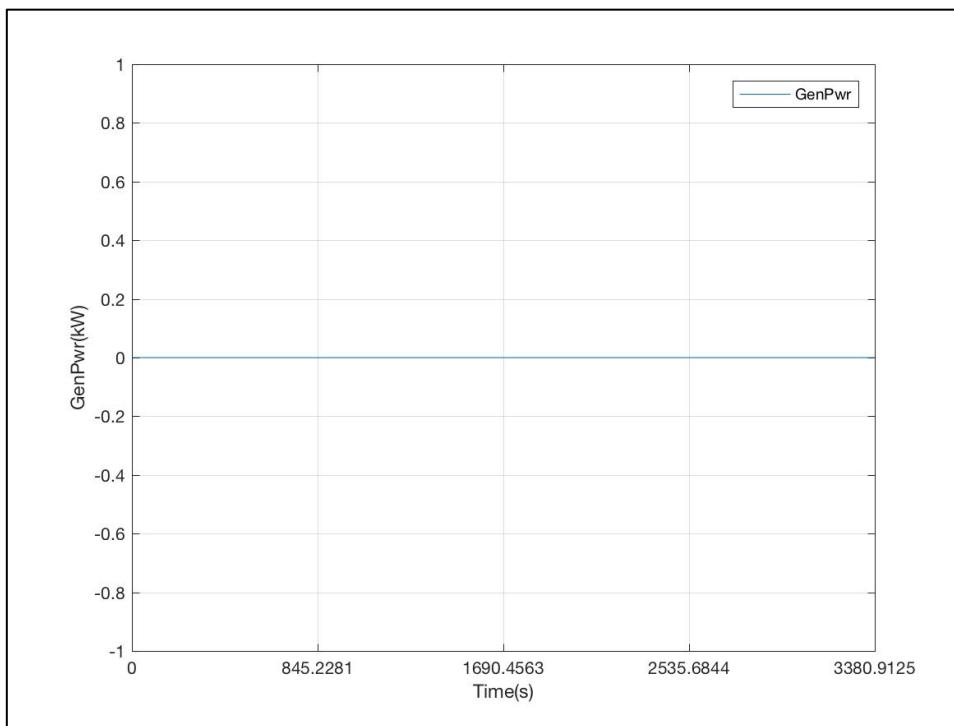


Figura 6-210: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.1b

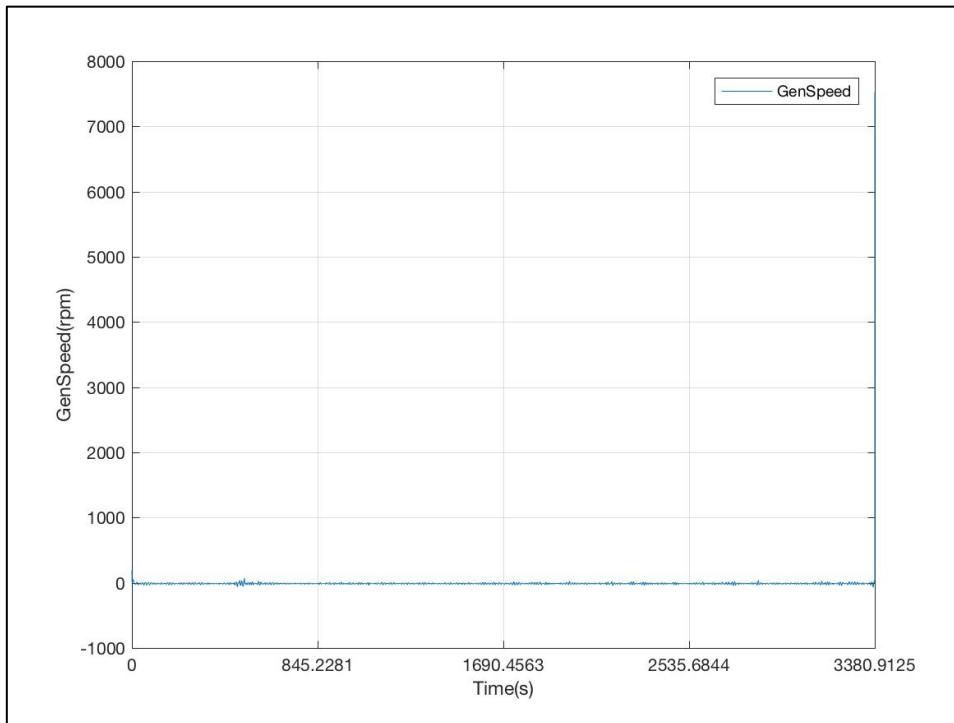


Figura 6-211: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.1b

- Rotor

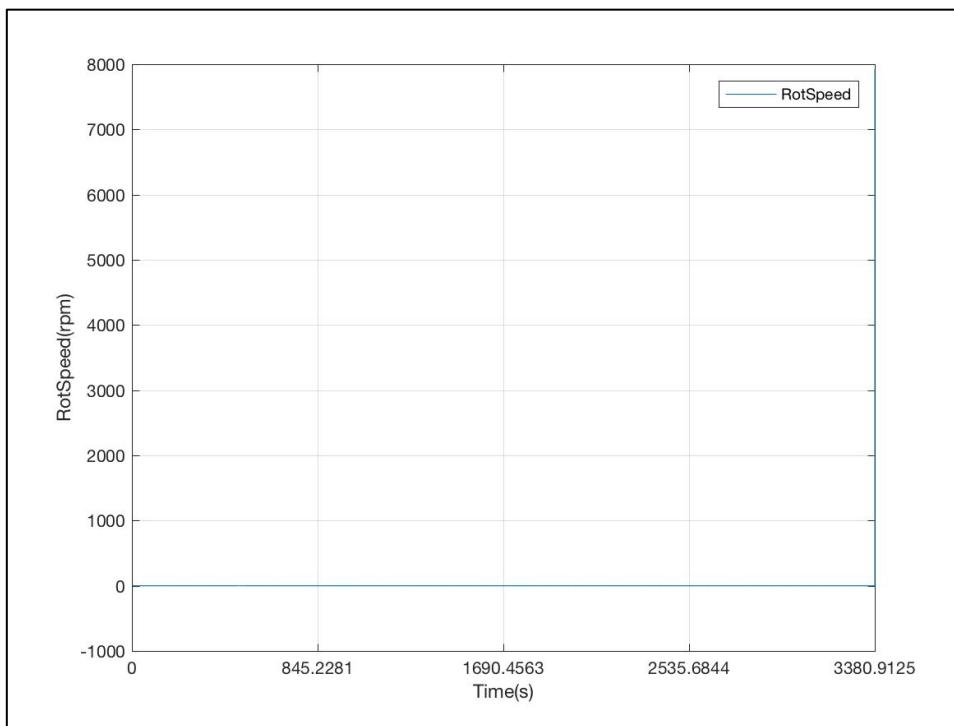


Figura 6-212: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.1b

- Paso de Pala

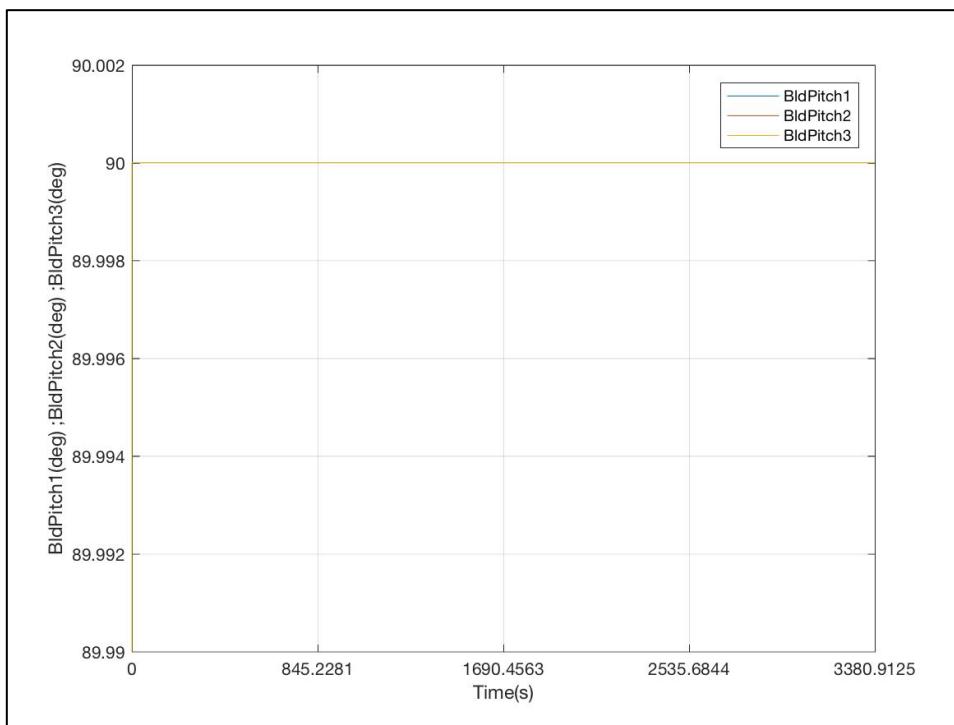


Figura 6-213: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.1b

DLC 6.1c

- Viento

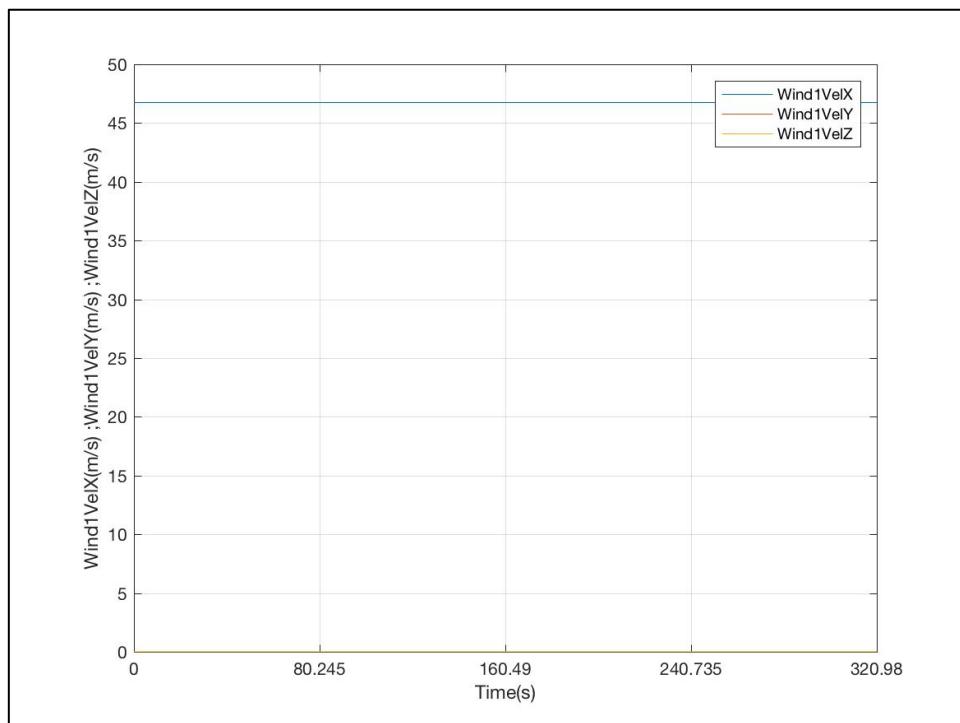


Figura 6-214: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.1c

- Oleaje

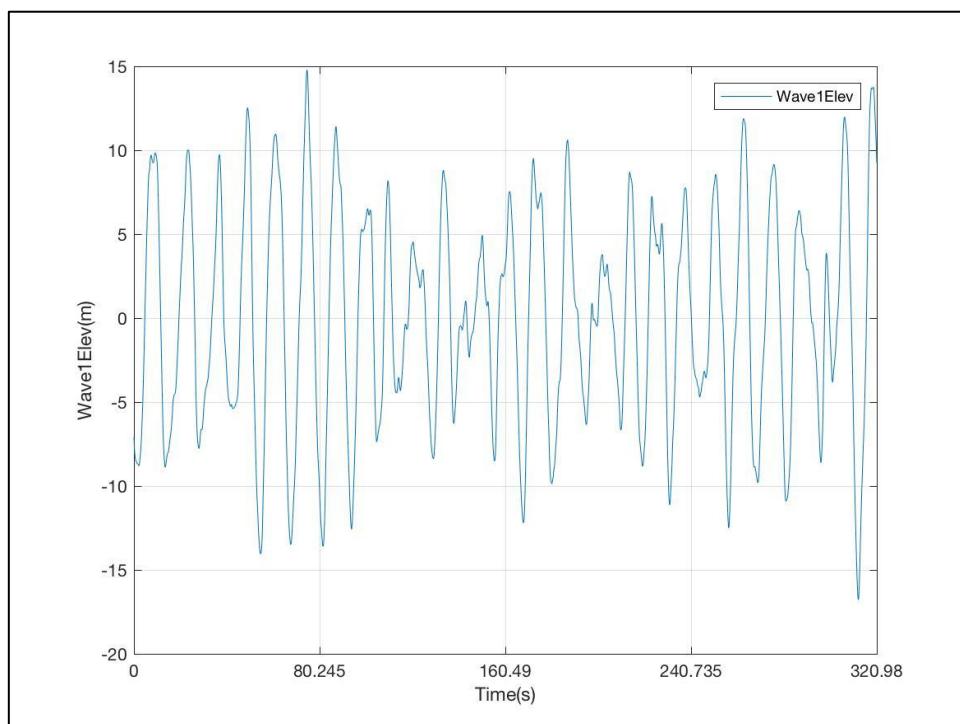


Figura 6-215: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.1c

- Generador

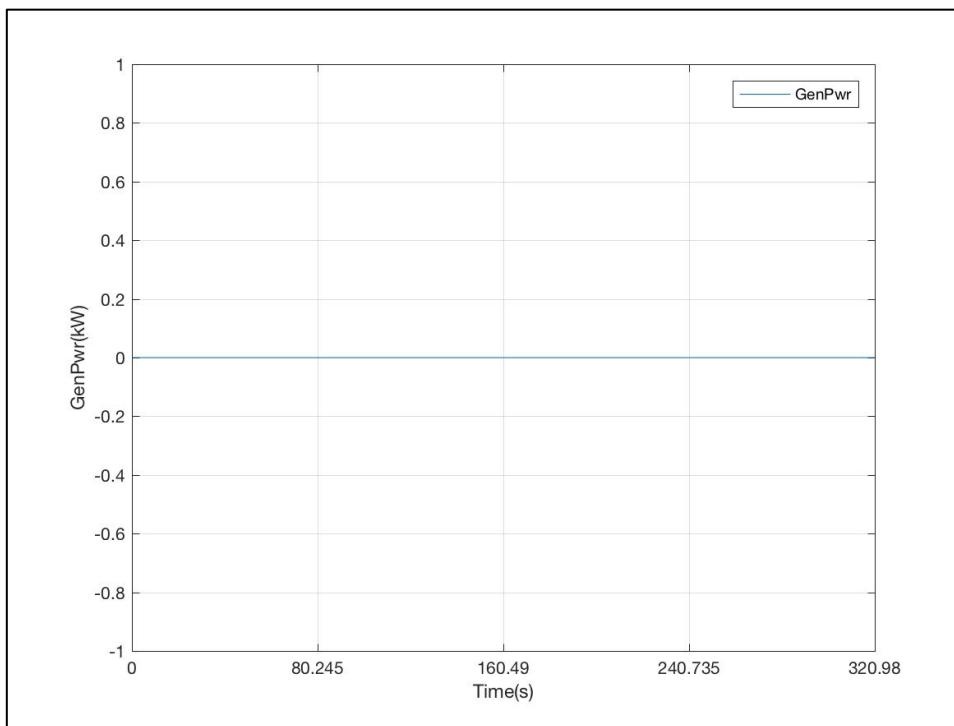


Figura 6-216: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.1c

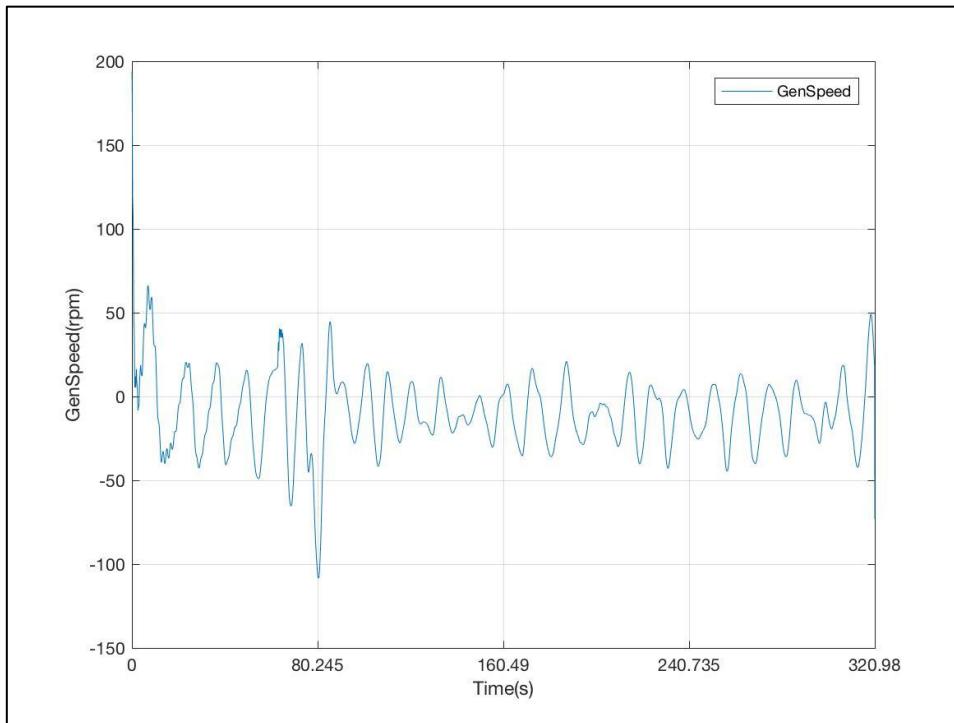


Figura 6-217: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.1c

- Rotor

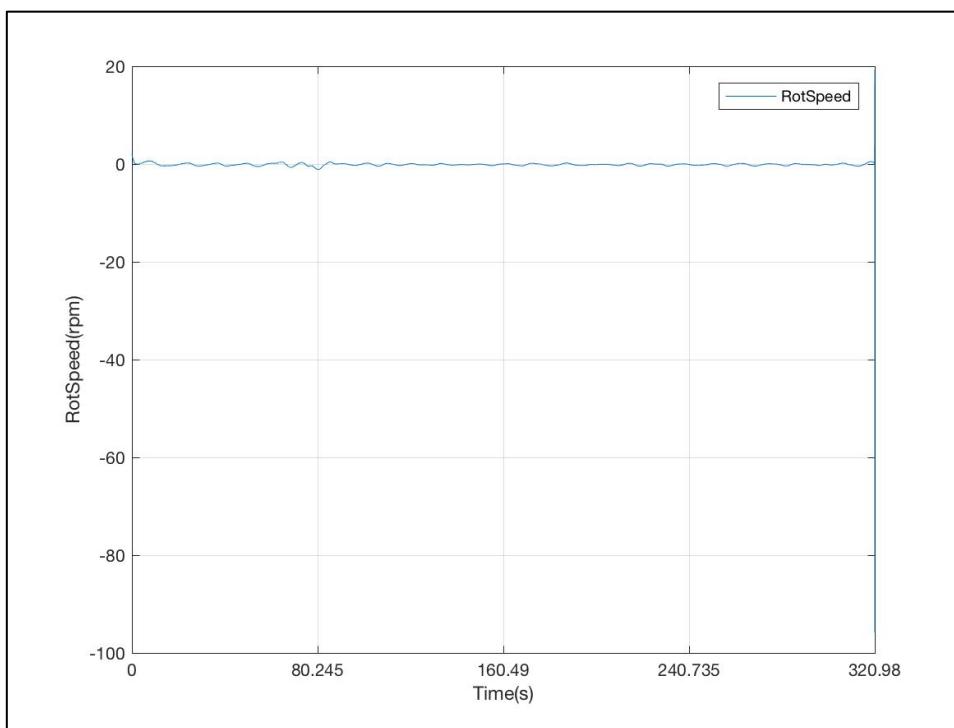


Figura 6-218: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.1c

- Paso de Pala

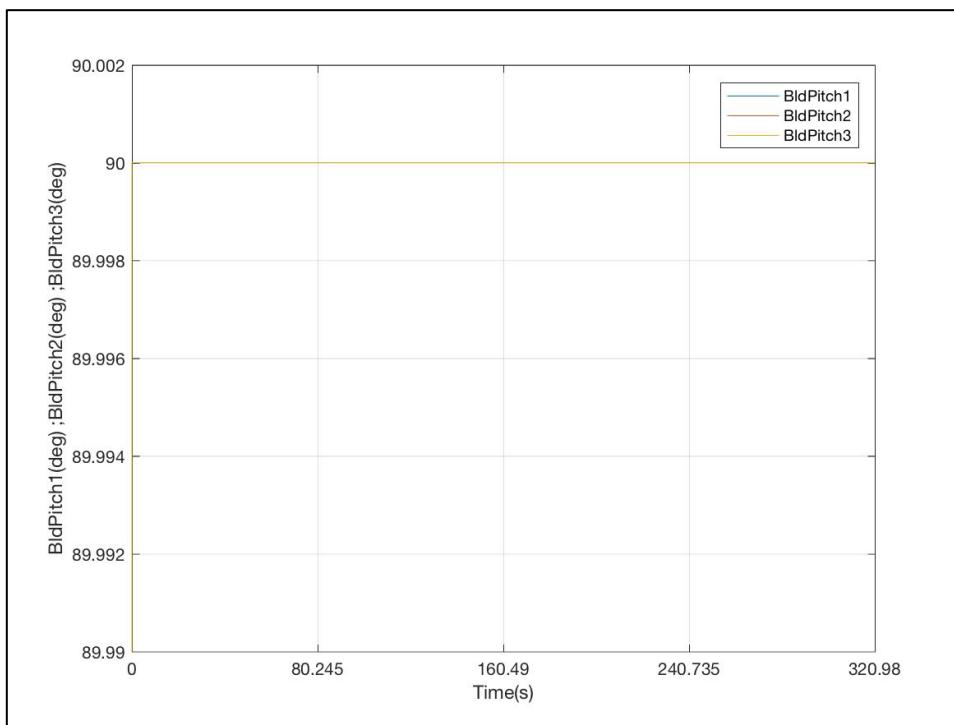


Figura 6-219: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.1c

DLC 6.2a

- Viento

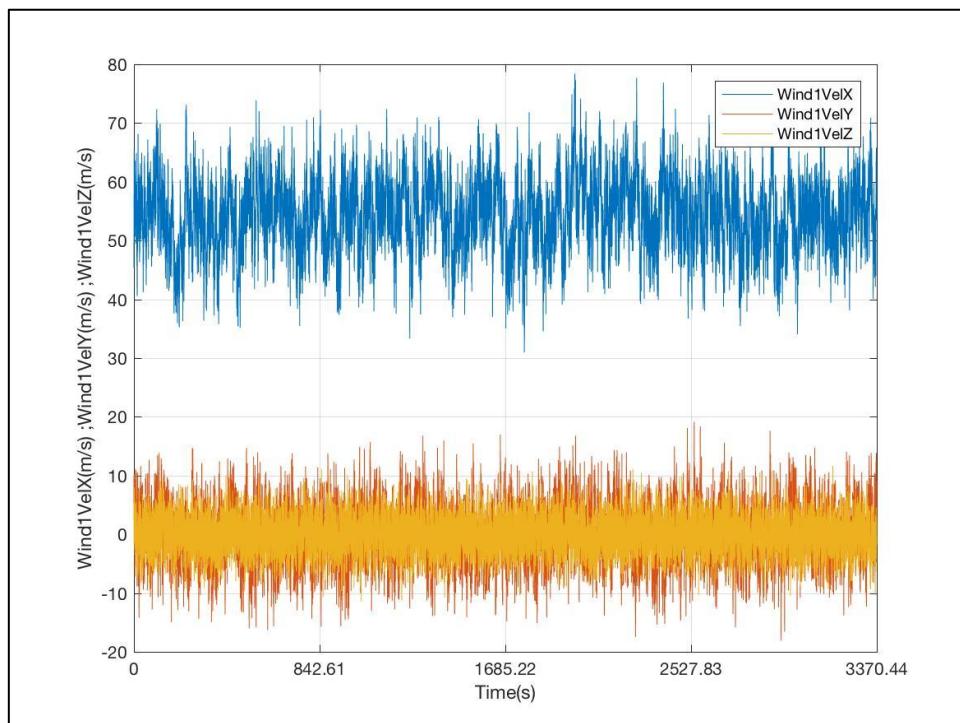


Figura 6-220: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.2a

- Oleaje

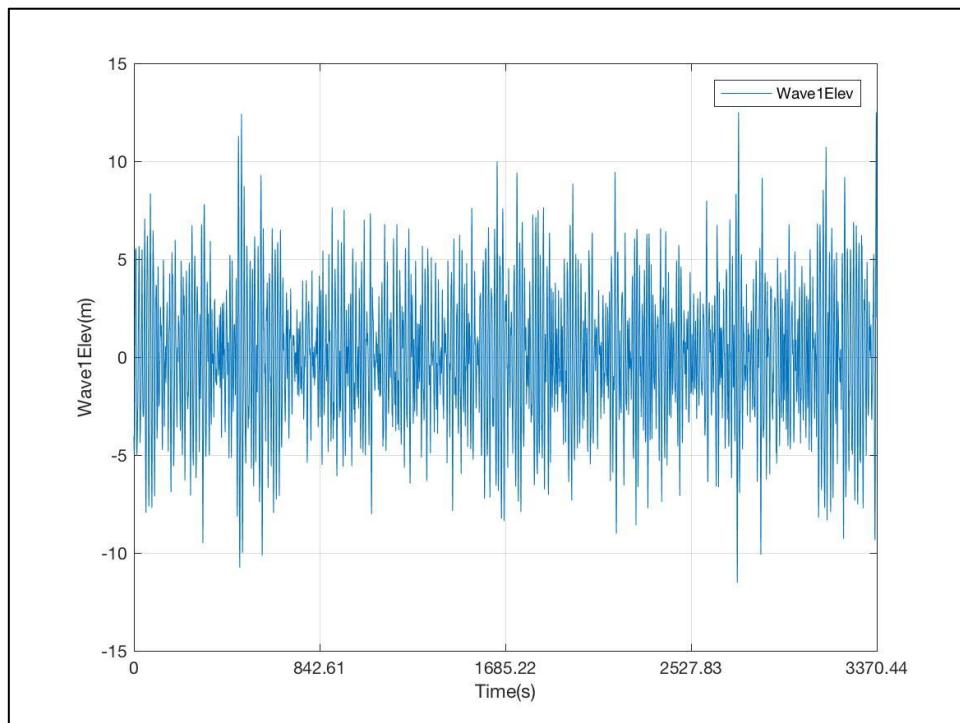


Figura 6-221: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.2a

- Generador

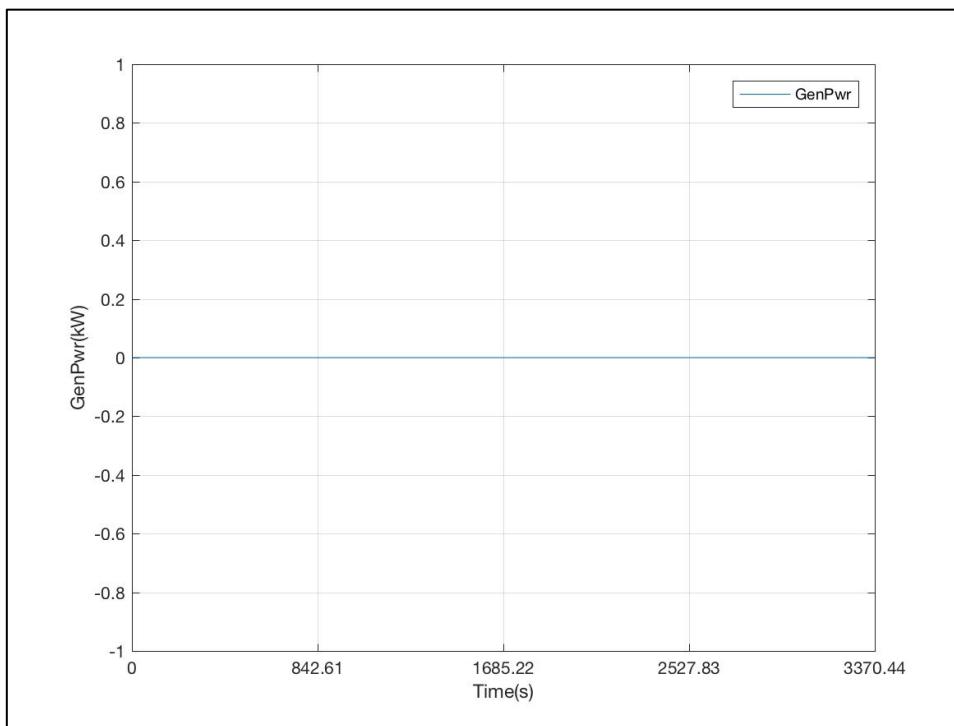


Figura 6-222: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.2a

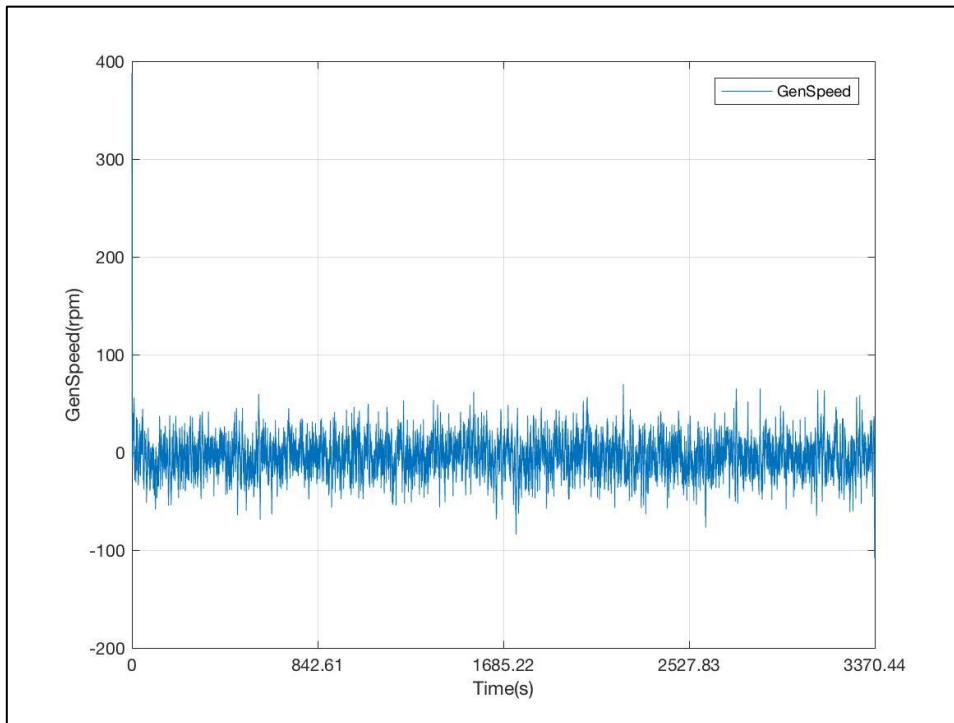


Figura 6-223: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.2a

- Rotor

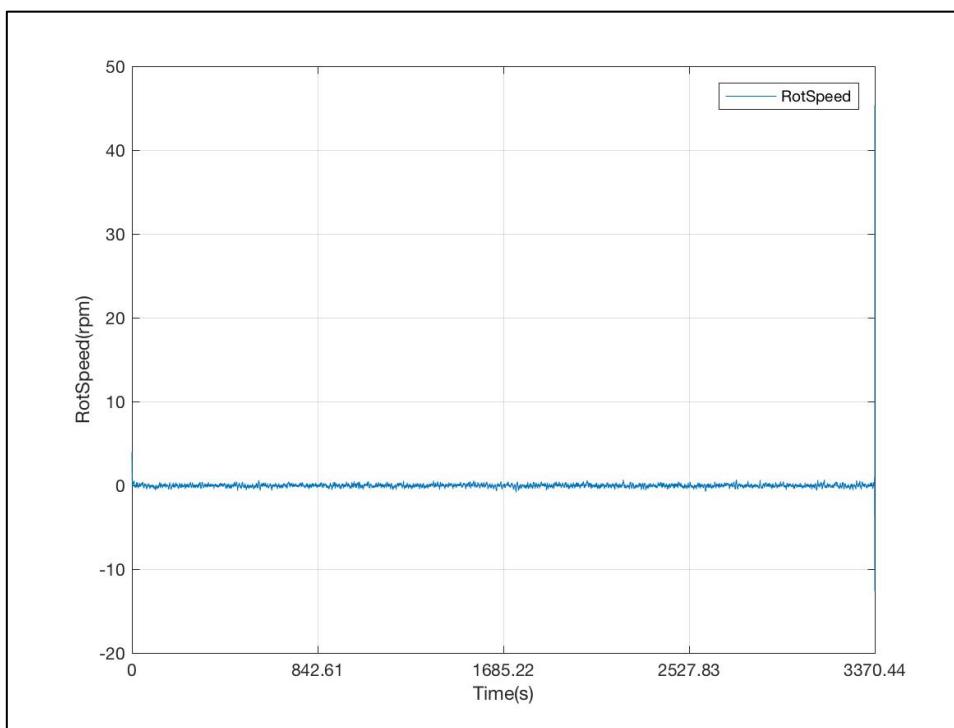


Figura 6-224: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.2a

- Paso de Pala

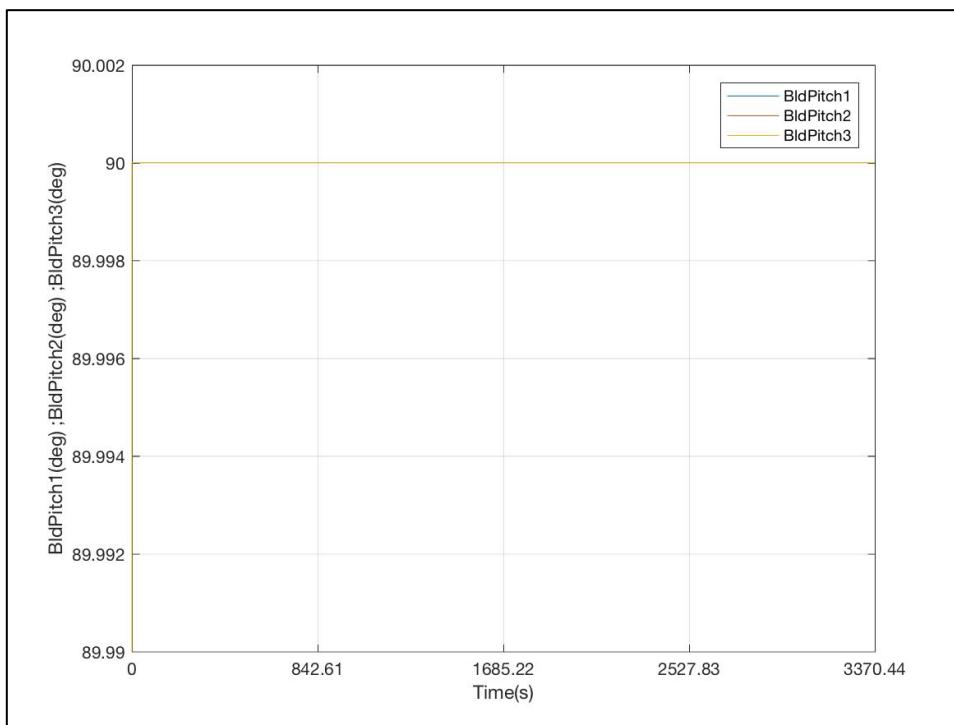


Figura 6-225: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.2a

DLC 6.2b

- Viento

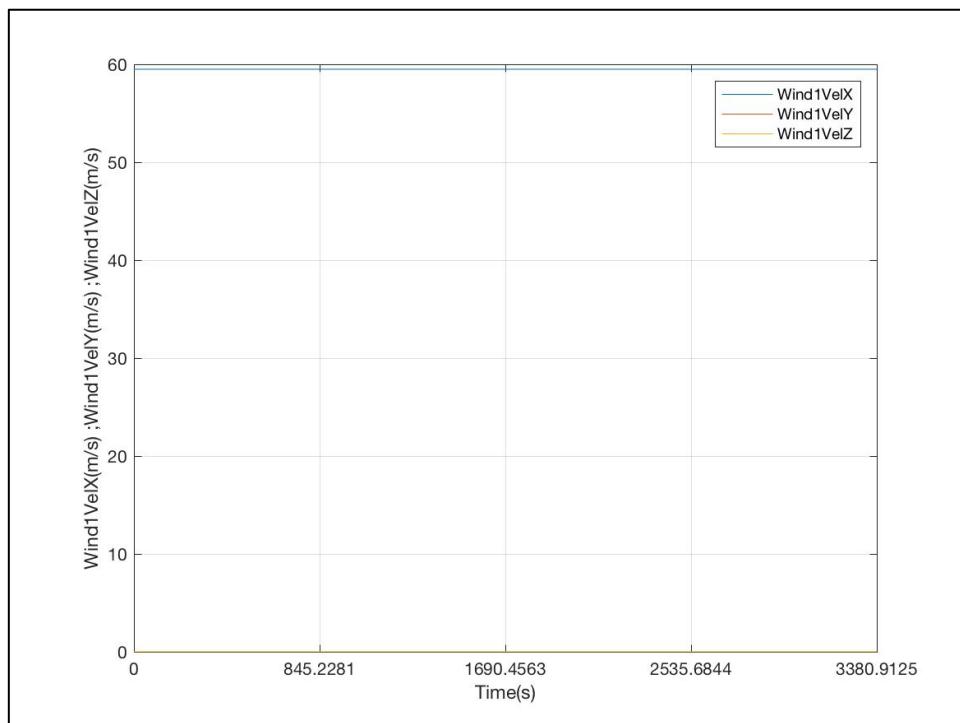


Figura 6-226: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.2b

- Oleaje

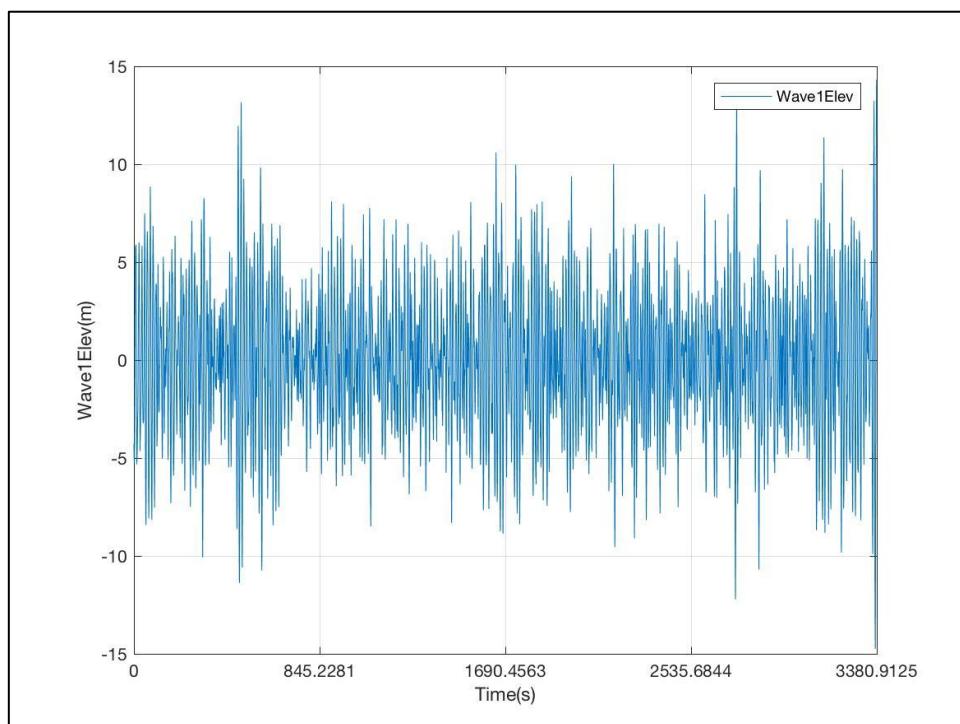


Figura 6-227: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.2b

- Generador

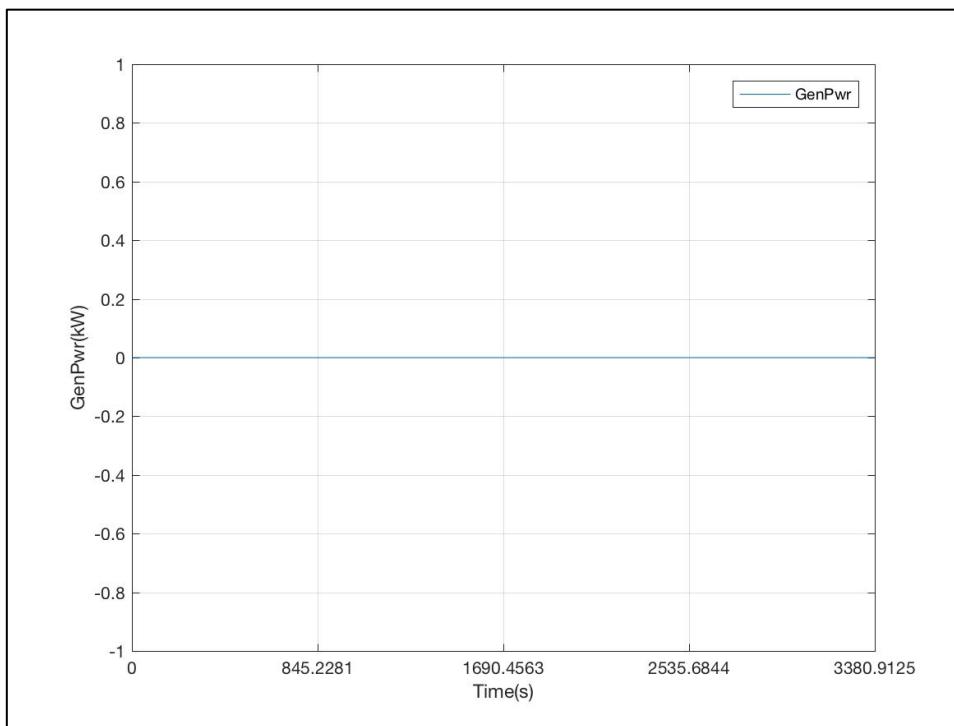


Figura 6-228: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.2b

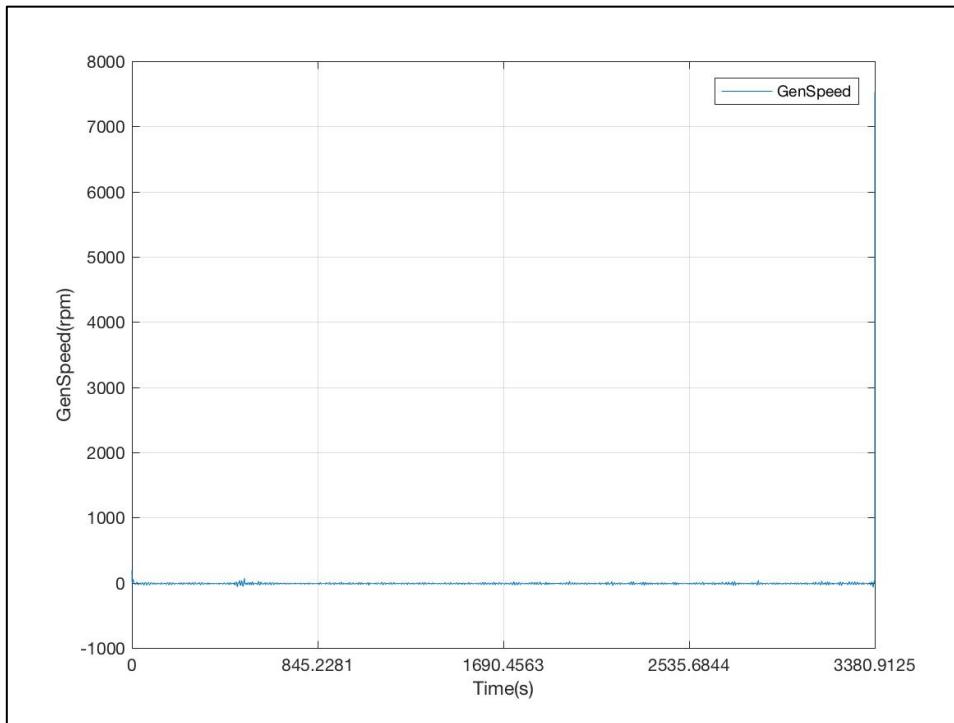


Figura 6-229: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.2b

- Rotor

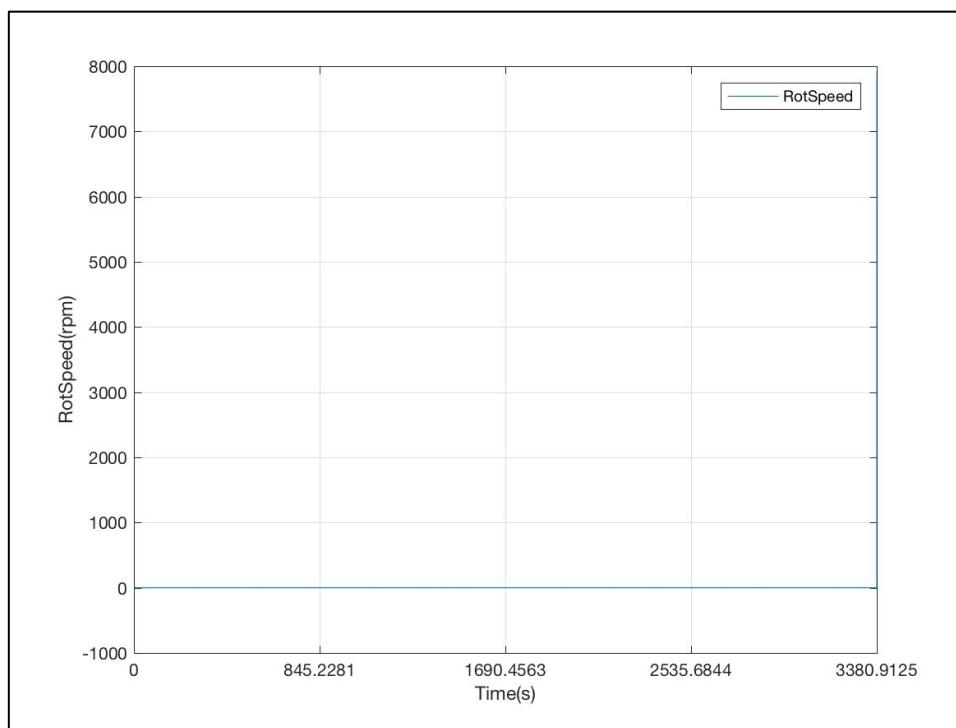


Figura 6-230: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.2b

- Paso de Pala

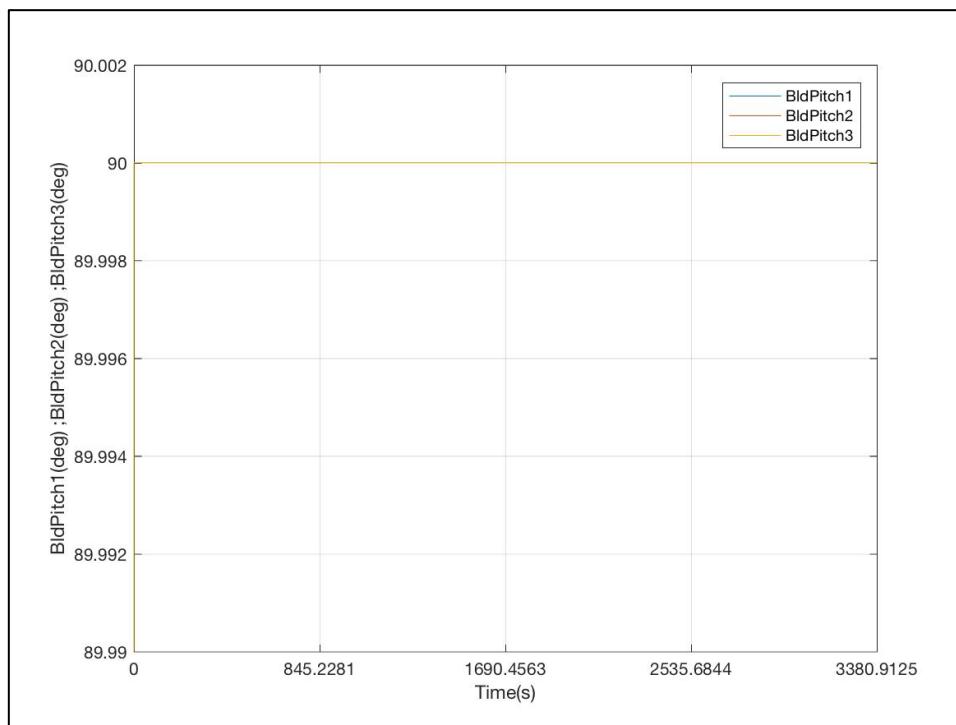


Figura 6-231: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.2b

DLC 6.3a

- Viento

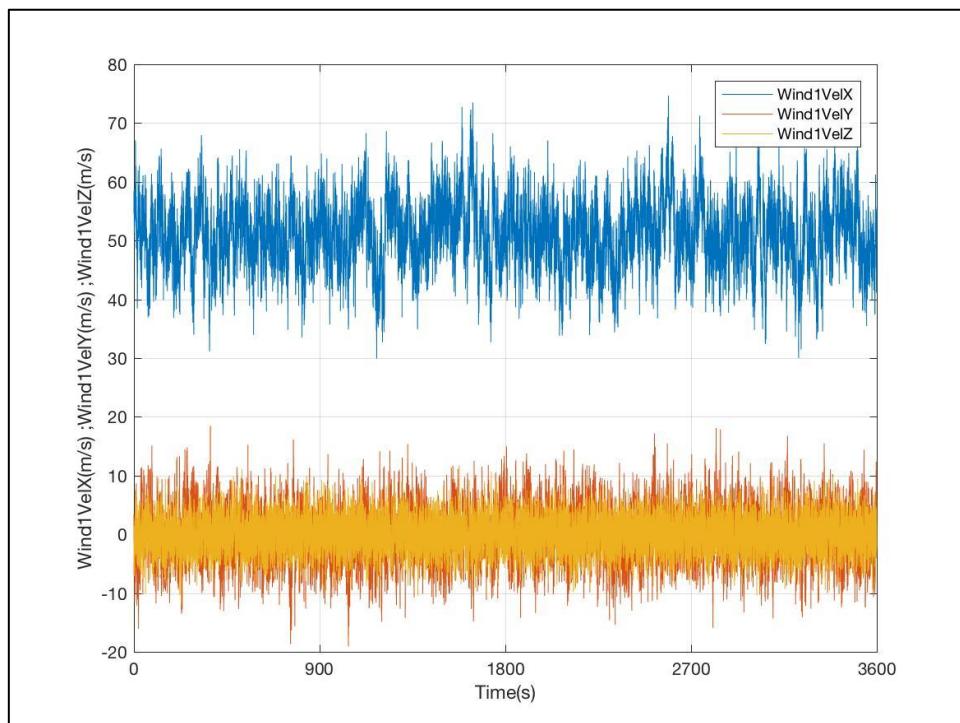


Figura 6-232: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.3a

- Oleaje

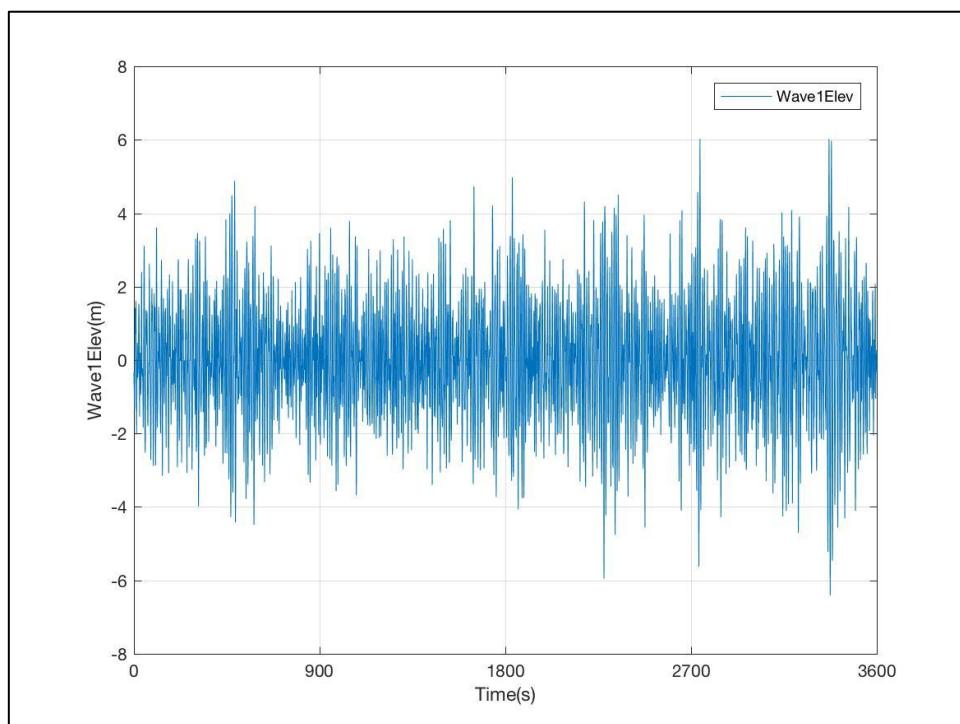


Figura 6-233: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.3a

- Generador

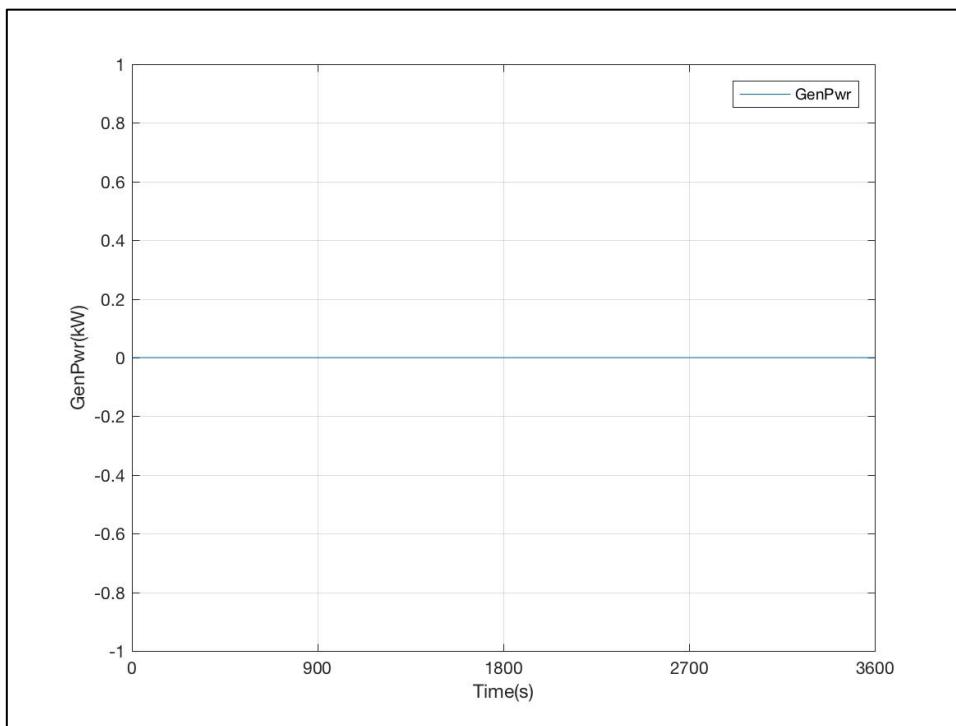


Figura 6-234: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.3a

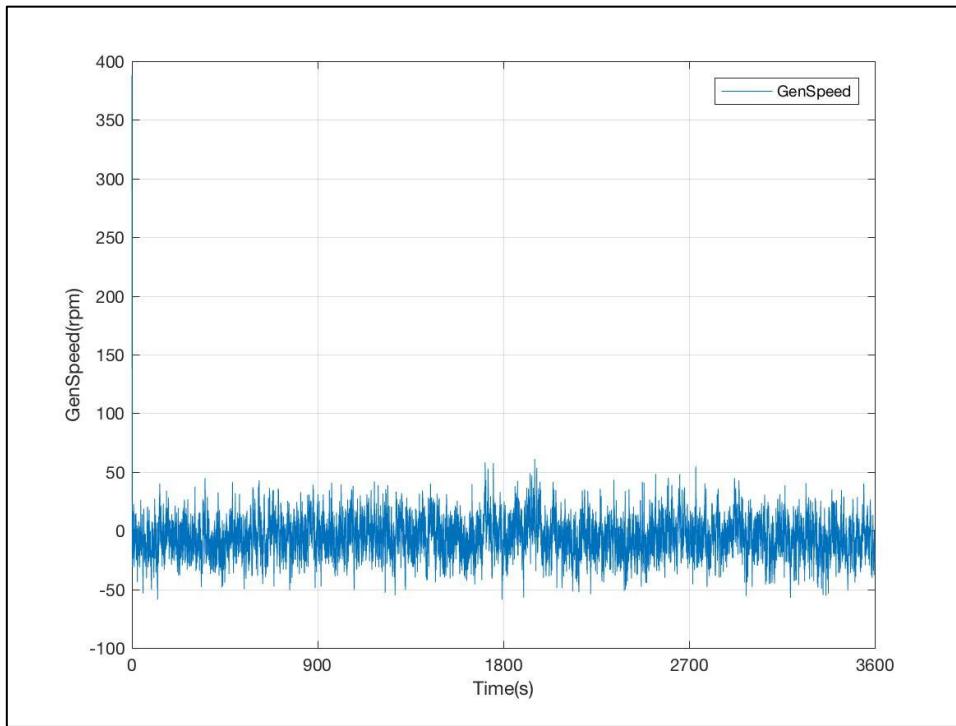


Figura 6-235: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.3a

- Rotor

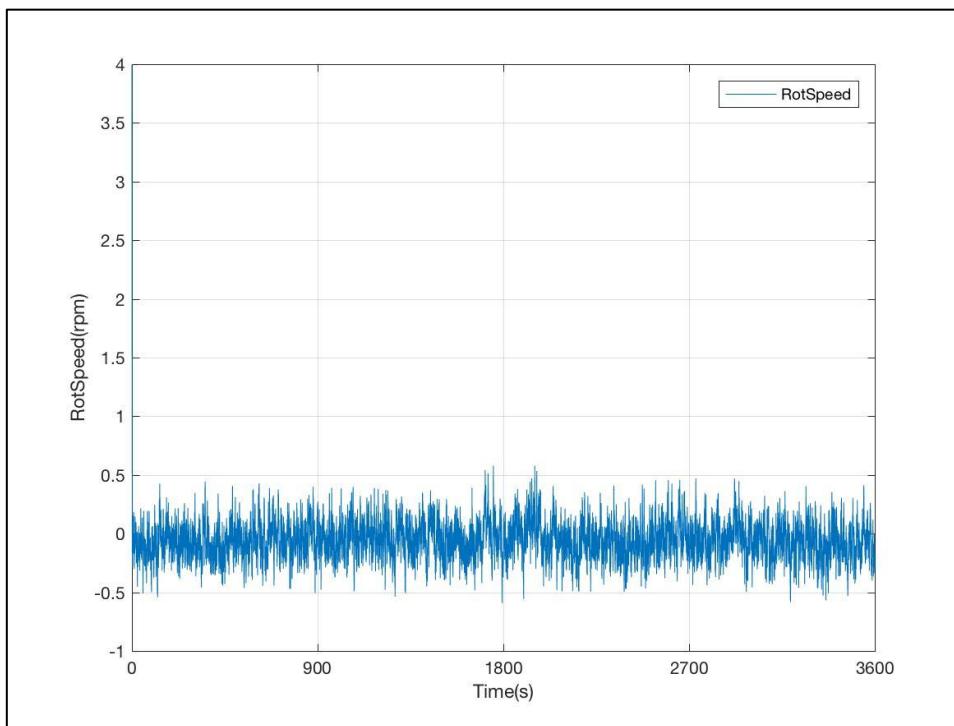


Figura 6-236: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.3a

- Paso de Pala

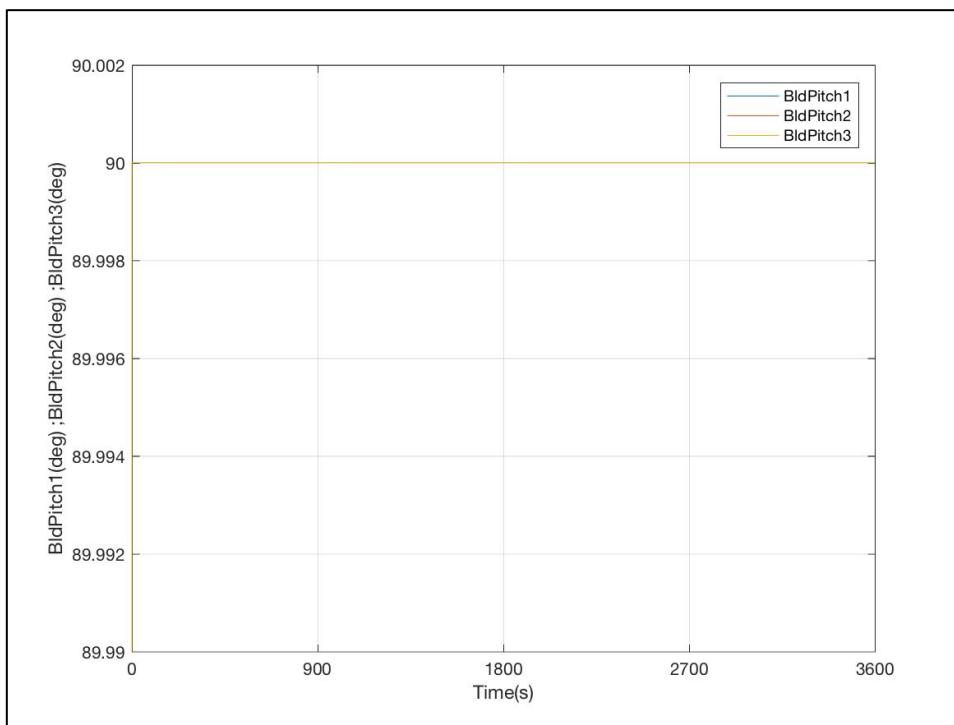


Figura 6-237: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.3a

DLC 6.3b

- Viento

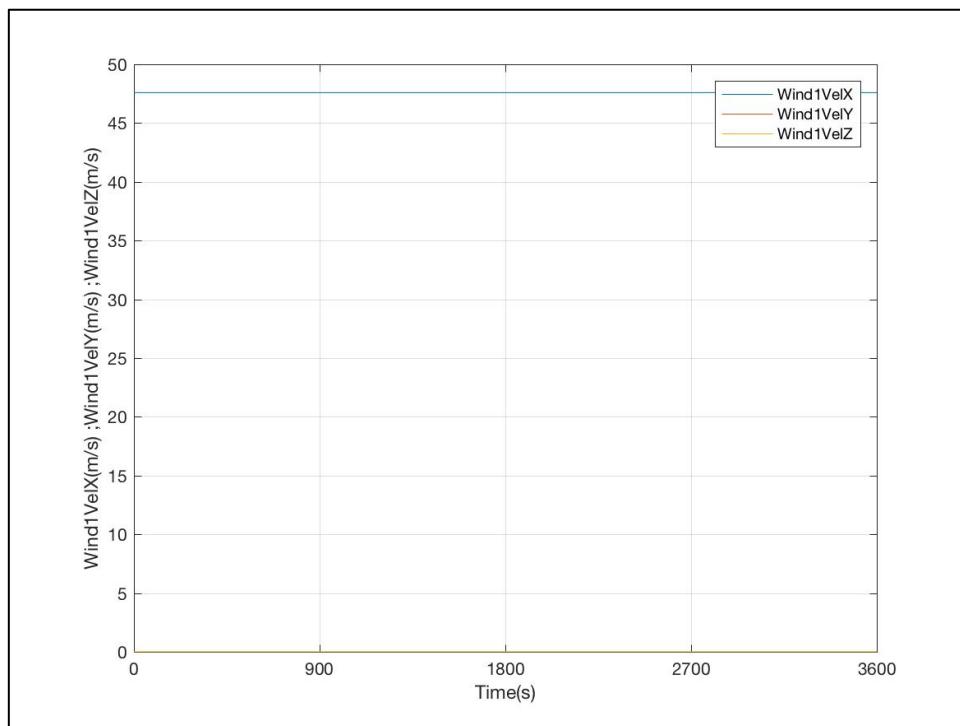


Figura 6-238: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.3b

- Oleaje

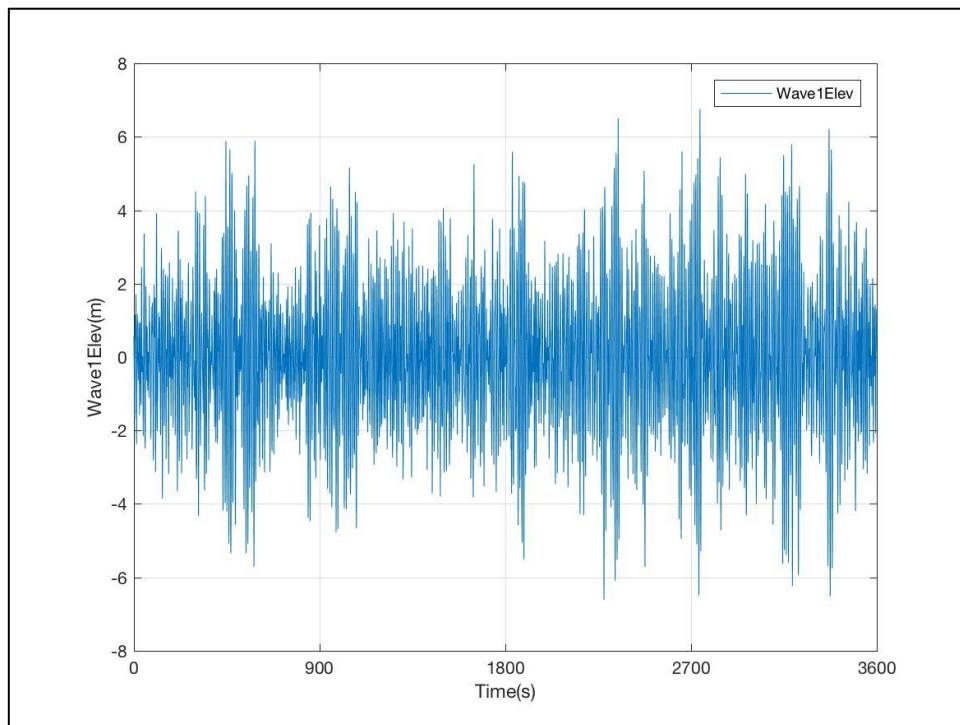


Figura 6-239: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.3b

- Generador

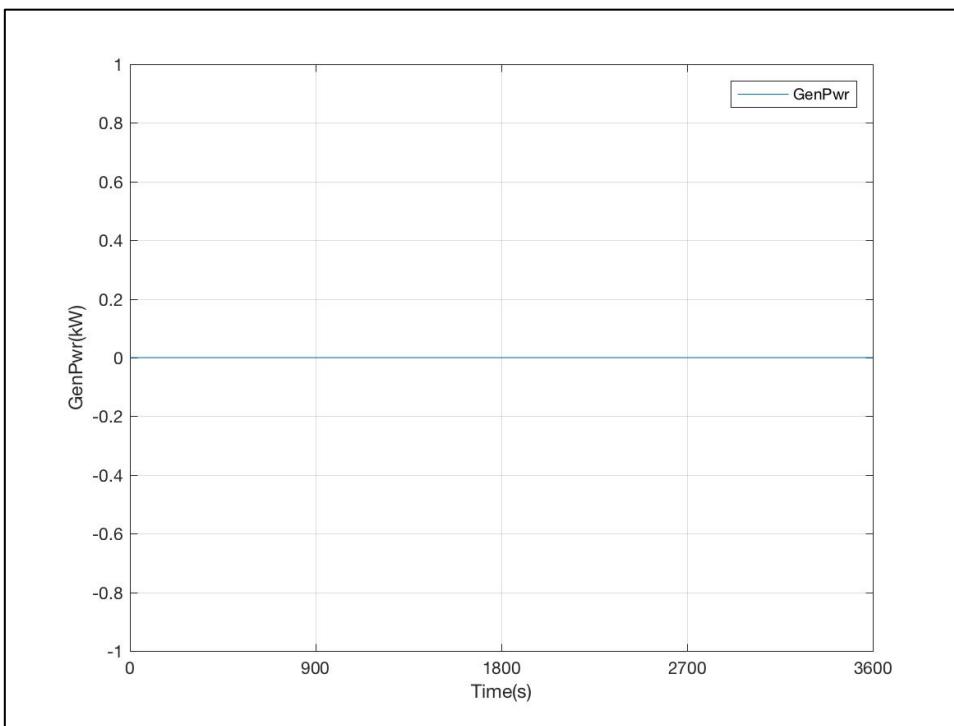


Figura 6-240: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.3b

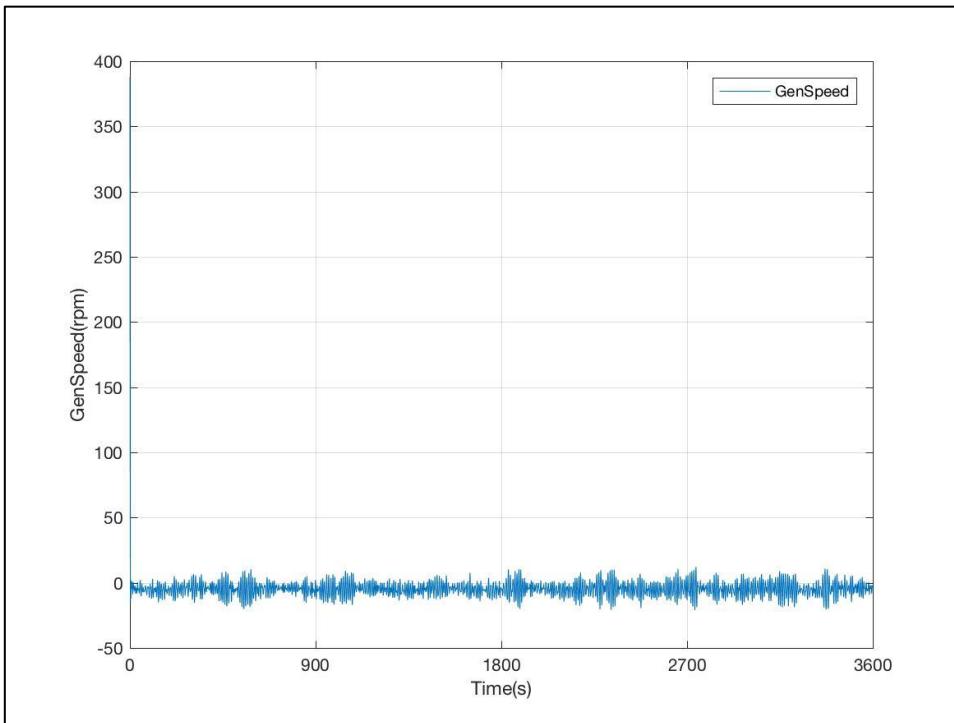


Figura 6-241: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.3b

- Rotor

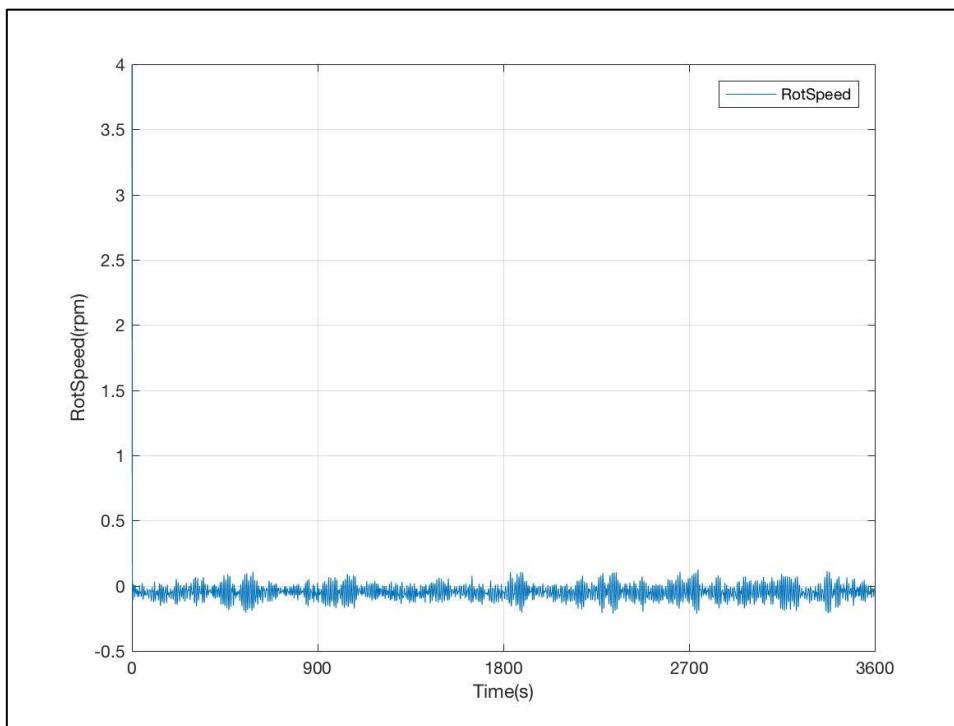


Figura 6-242: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.3b

- Paso de Pala

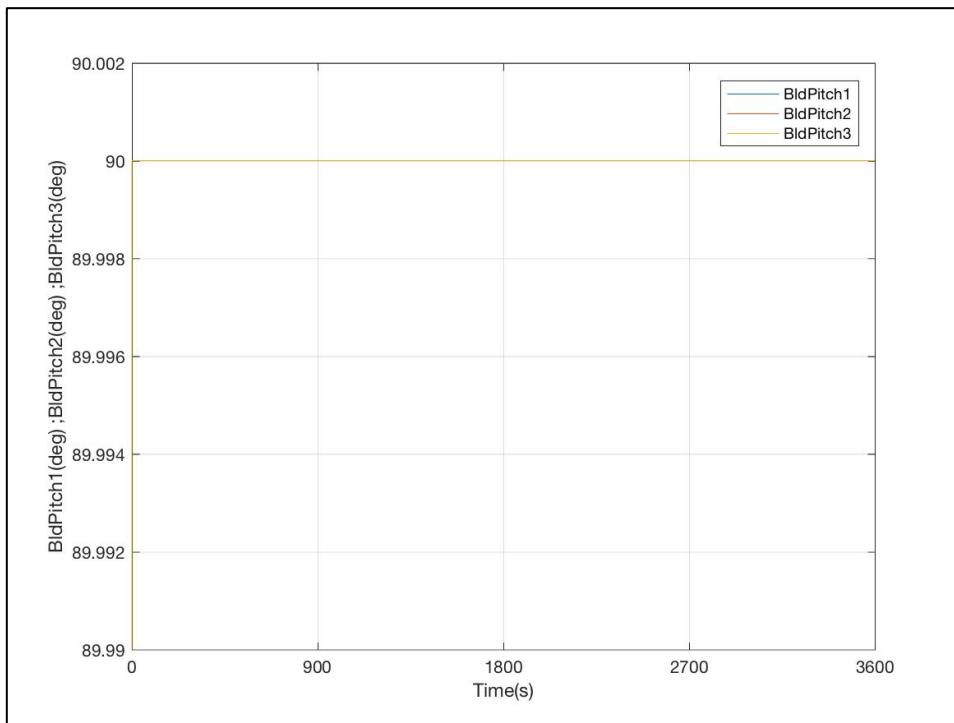


Figura 6-243: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.3b

DLC 6.4

- Viento

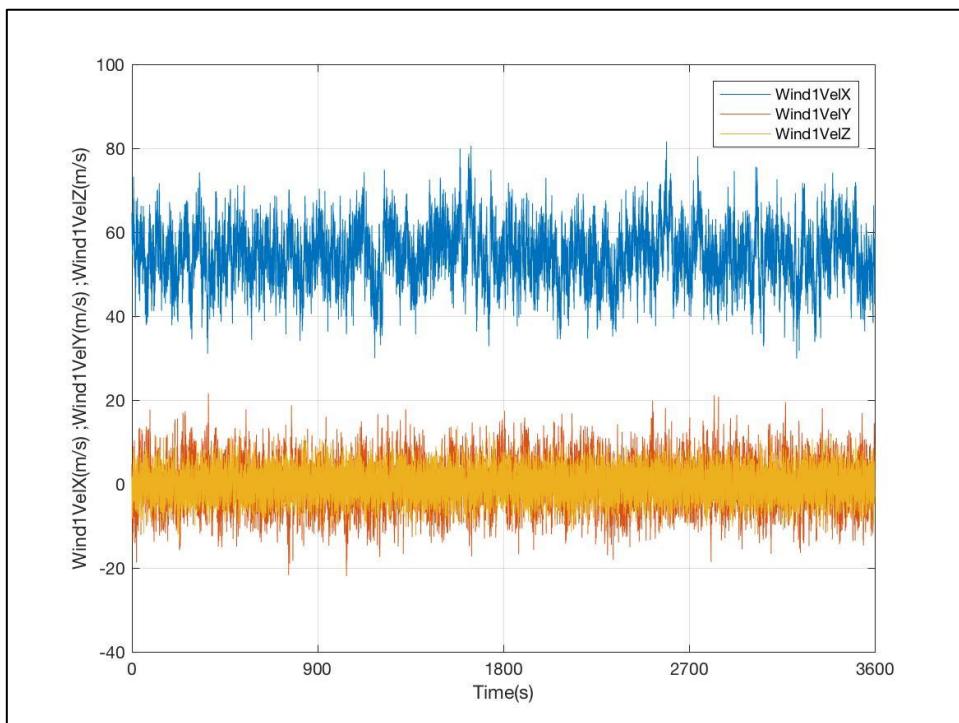


Figura 6-244: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 6.4

- Oleaje

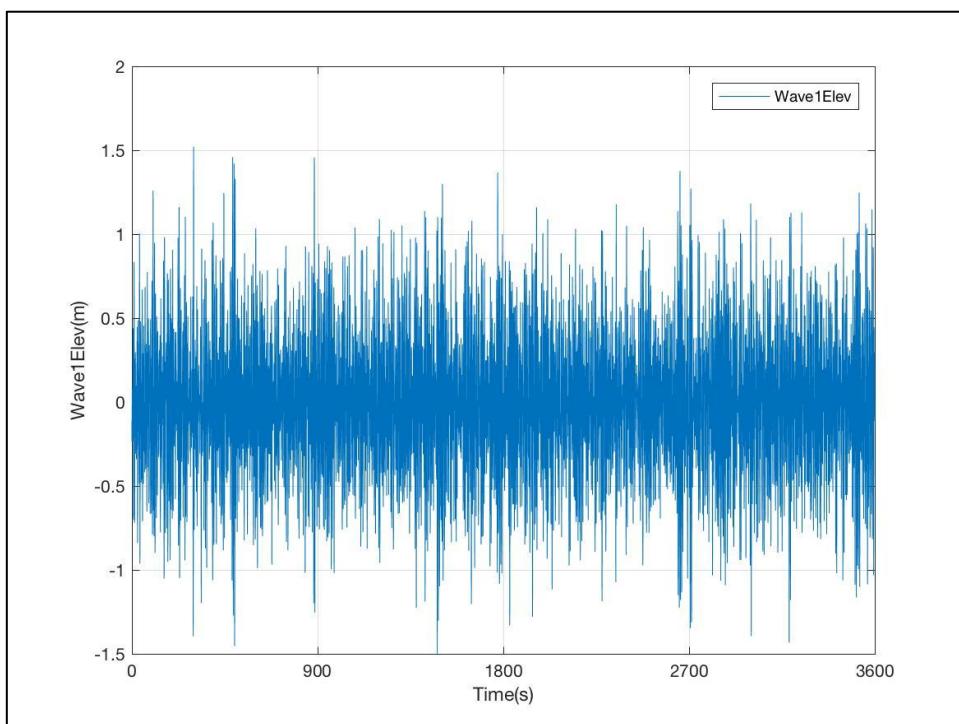


Figura 6-245: Evolución de la Altura de Ola. DLC 6.4

- Generador

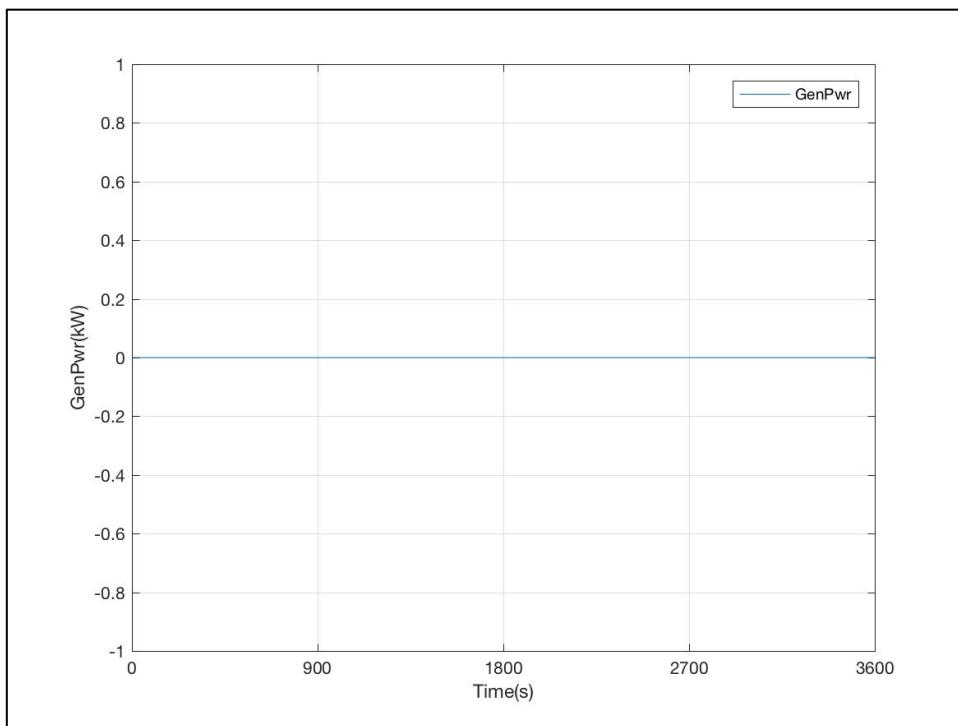


Figura 6-246: Evolución de la Potencia Generada. DLC 6.4

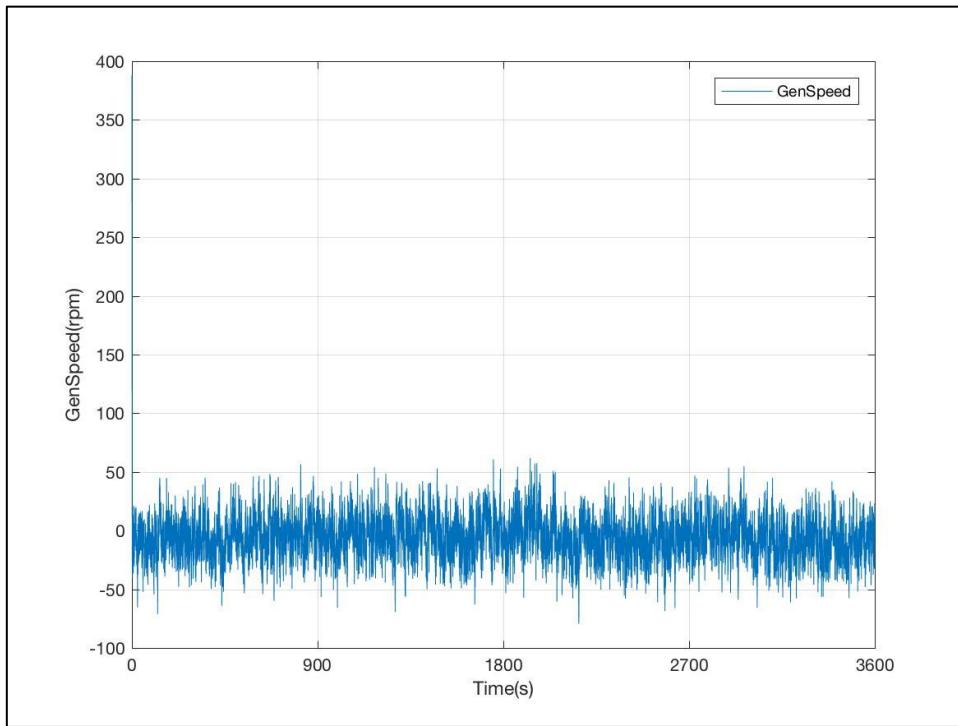


Figura 6-247: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 6.4

- Rotor

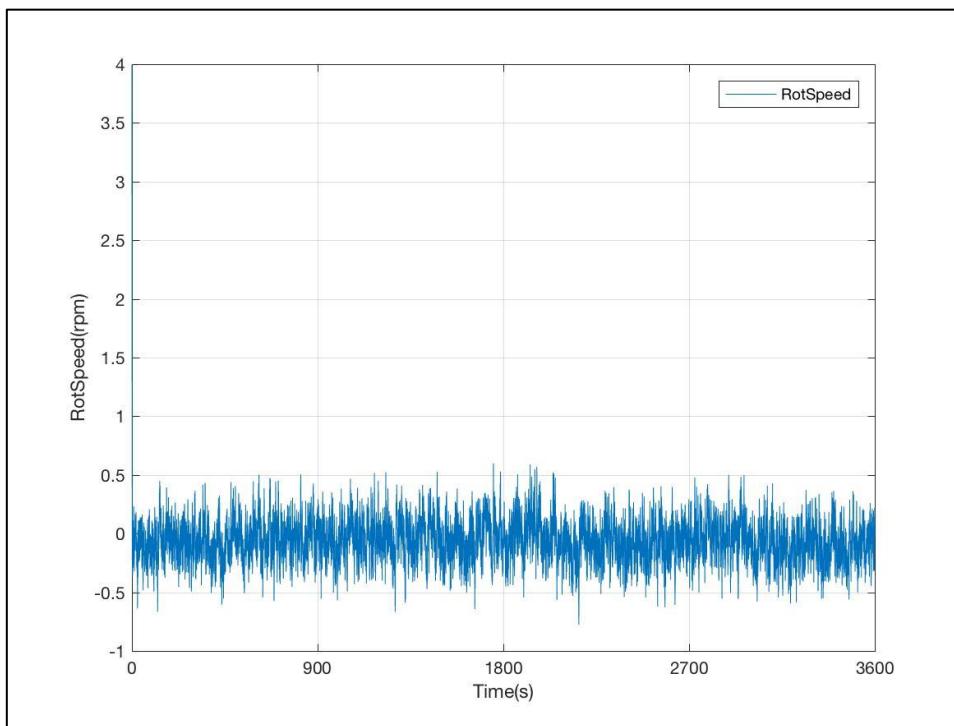


Figura 6-248: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 6.4

- Paso de Pala

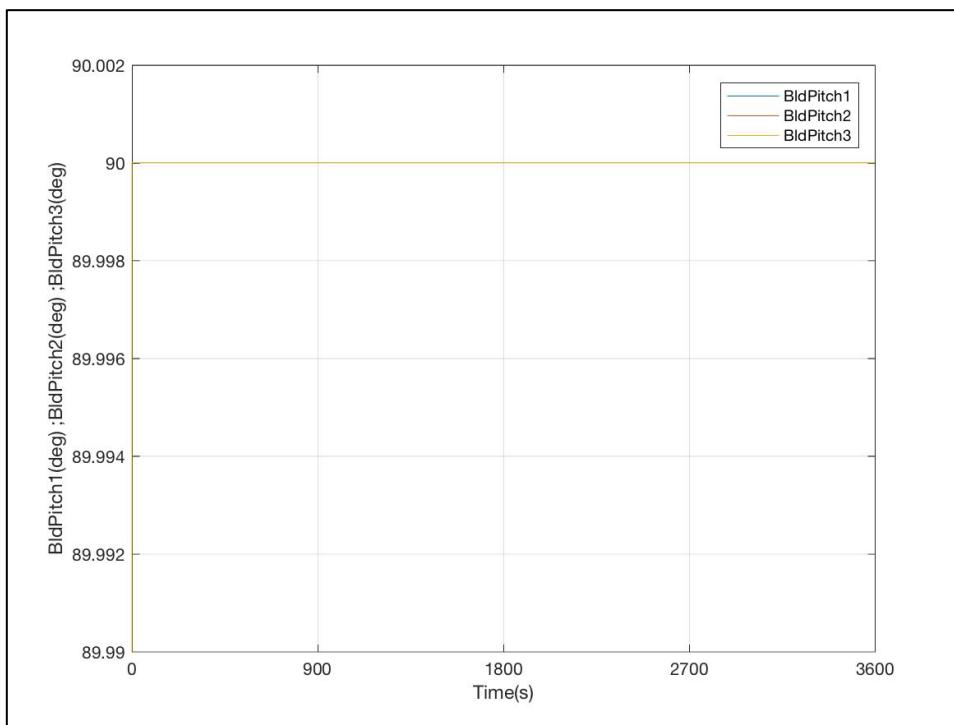


Figura 6-249: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 6.4

5.6.1.-OBSERVACIONES

En esta Situación de Diseño fueron observadas las siguientes incidencias:

1. **DLC 6.1a, DLC 6.1b, DLC 6.2a y DLC 6.2b:** estos casos de carga, debido a inestabilidades numéricas en los movimientos *side-to-side*, es decir *yaw* (guiñada), *pitch* (cabeceo) y *roll* (balance), las cuales fueron reconocidas por NREL [4], interrumpieron el cálculo entorno a los 3400s (de 3600s). Ya que se completaron las citadas simulaciones a más del 90% del tiempo total, para la evaluación de resultados se utilizaron, de cada una de ellas 3300s, evitando los cerca de 100s previos a la parada del cálculo, llenos de inestabilidades en los datos de salida.
2. **DLC 6.1c:** de igual manera que la incidencia anterior, debido a la inestabilidad numérica provocada por los movimientos *side-to-side*, el cálculo se interrumpió a los 321s de simulación. Al ser muy bajo el porcentaje completado, esta condición de carga no será empleada en el análisis de resultados (Apartado 6).

En la Figura 6-250 se refleja la interrupción del cálculo del *DLC 6.1c*, debido a la inestabilidad numérica de los movimientos de la plataforma: guiñada (*PtfmYaw*), cabeceo (*PtfmPitch*) y balance (*PtfmRoll*).

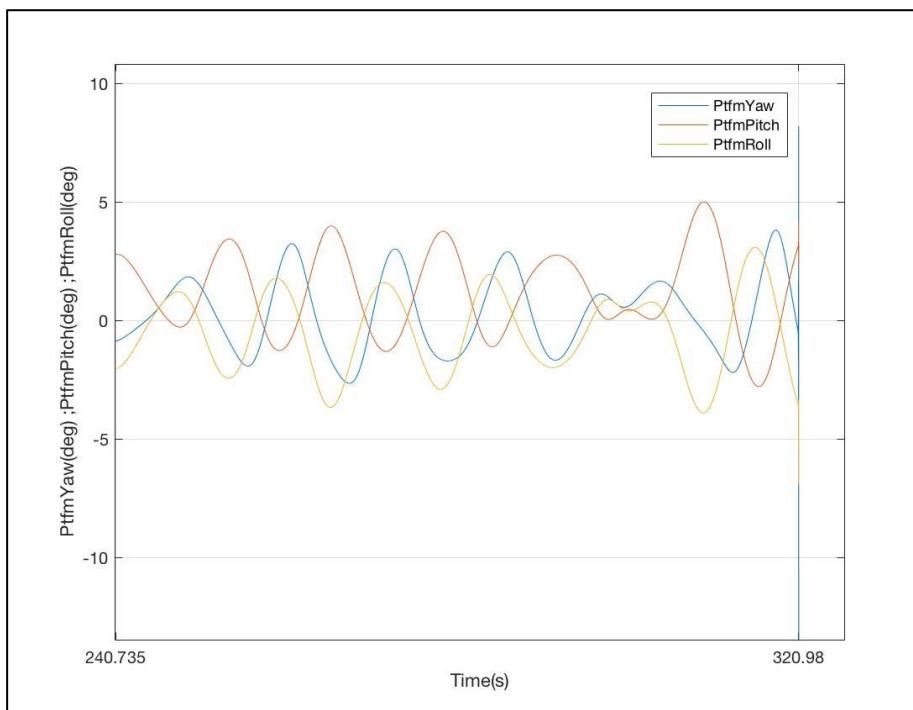


Figura 6-250: Evolución de los movimientos de guiñada, cabeceo y balance. *DLC 6.1c*

5.7.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7: PARADO Y FALLO

DLC 7.1a

- Viento

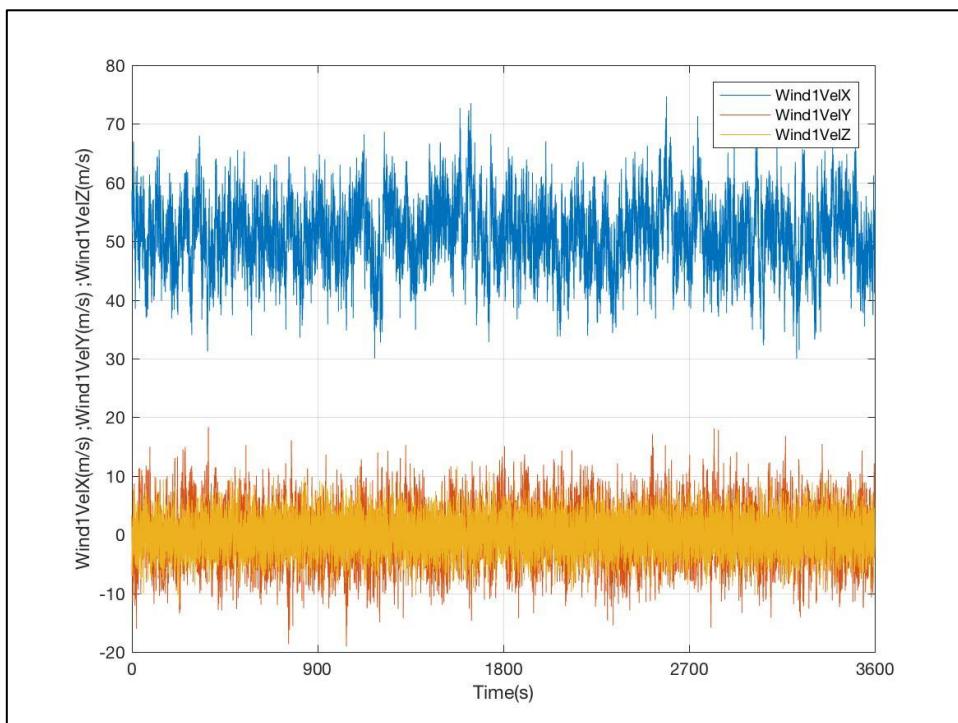


Figura 6-251: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 7.1a

- Oleaje

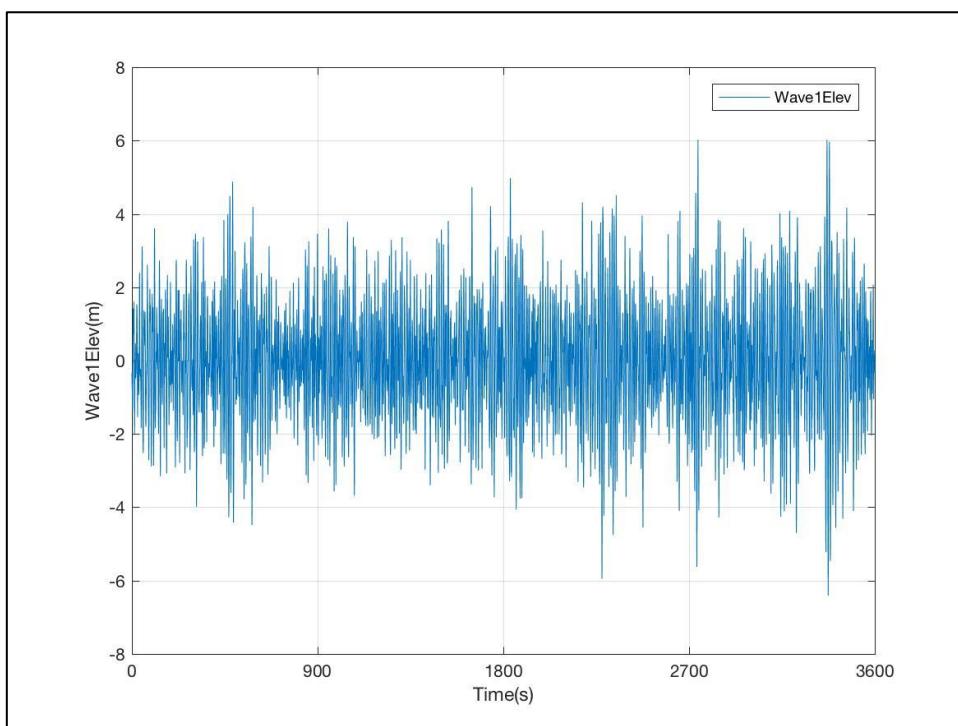


Figura 6-252: Evolución de la Altura de Ola. DLC 7.1a

- Generador

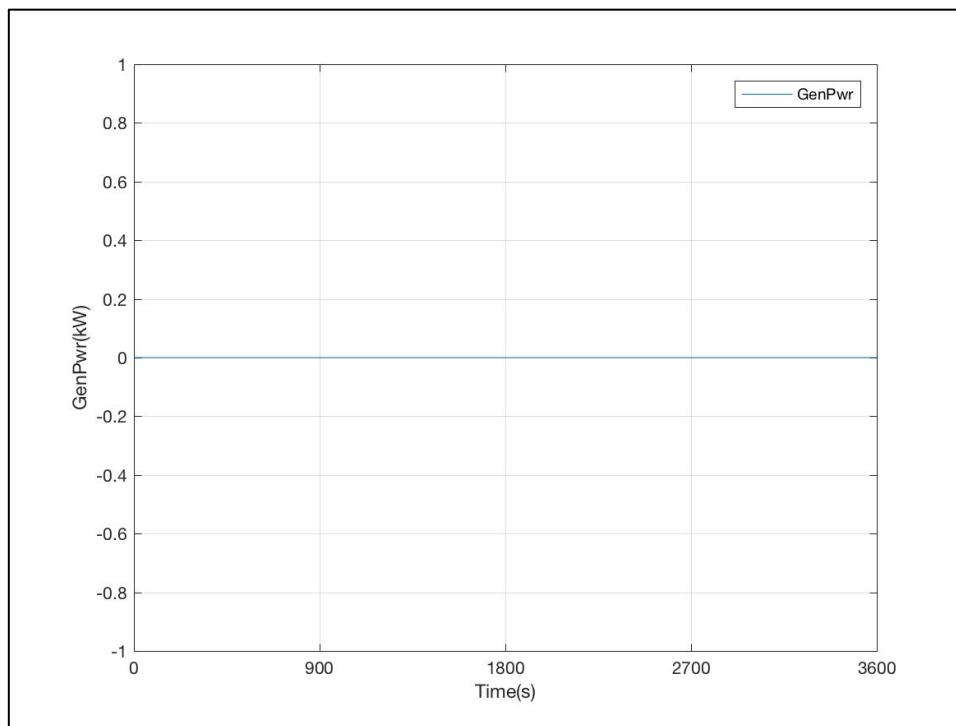


Figura 6-253: Evolución de la Potencia Generada. DLC 7.1a

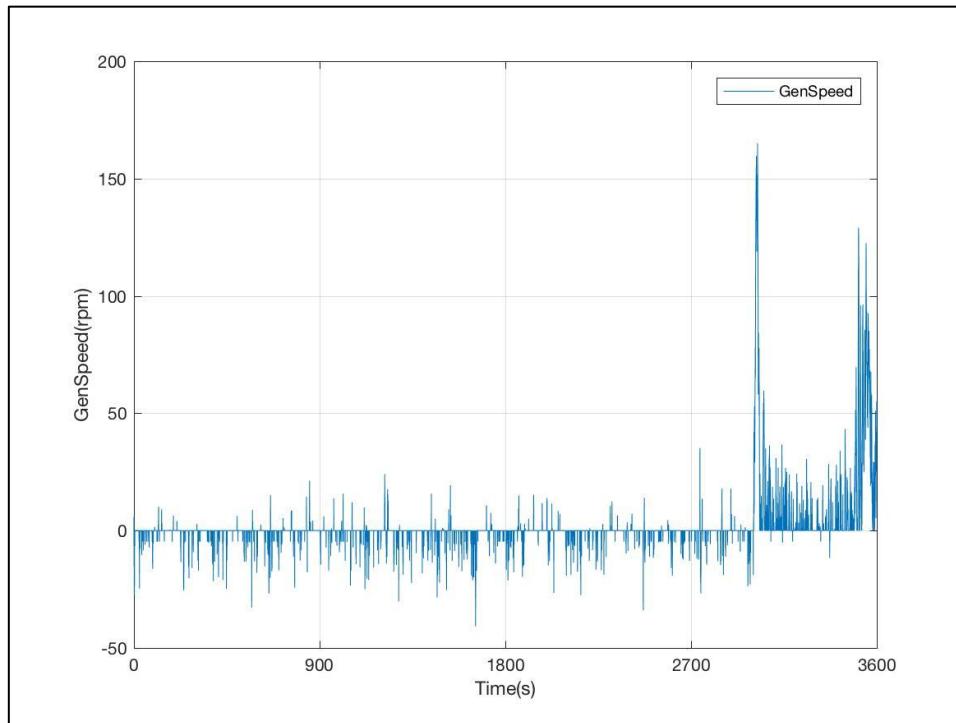


Figura 6-254: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 7.1a

- Rotor

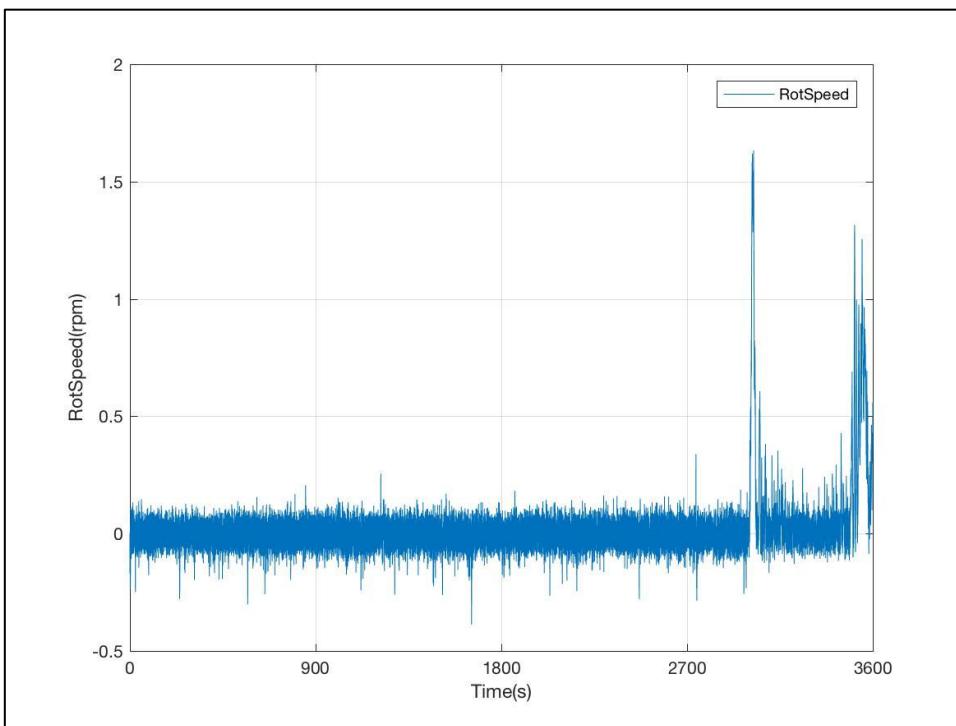


Figura 6-255: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 7.1a

- Paso de Pala

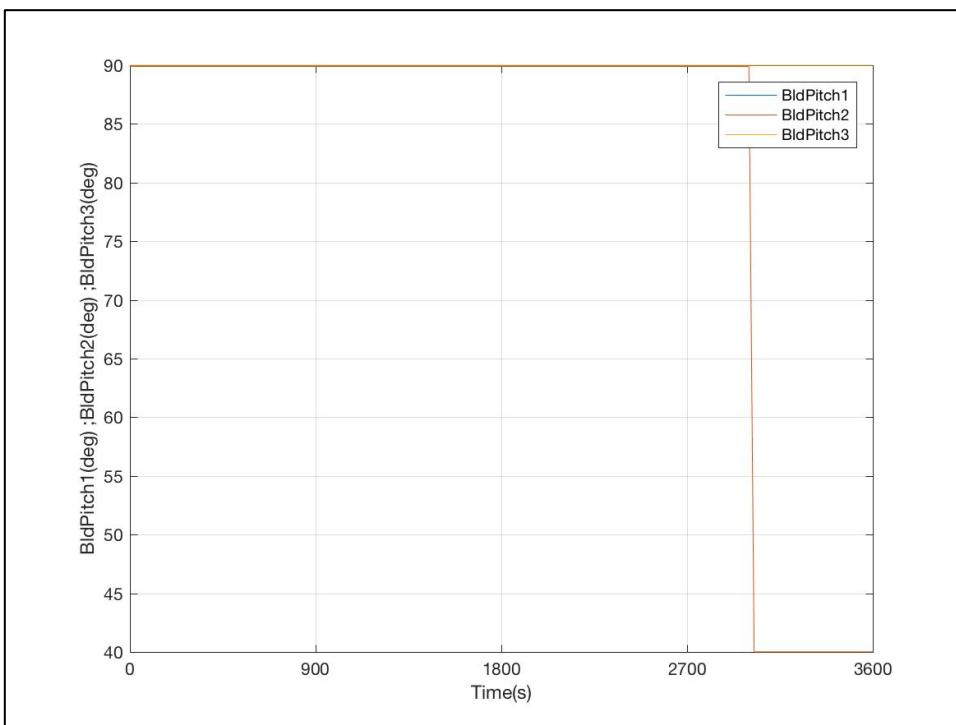


Figura 6-256: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 7.1a

DLC 7.1b

- Viento

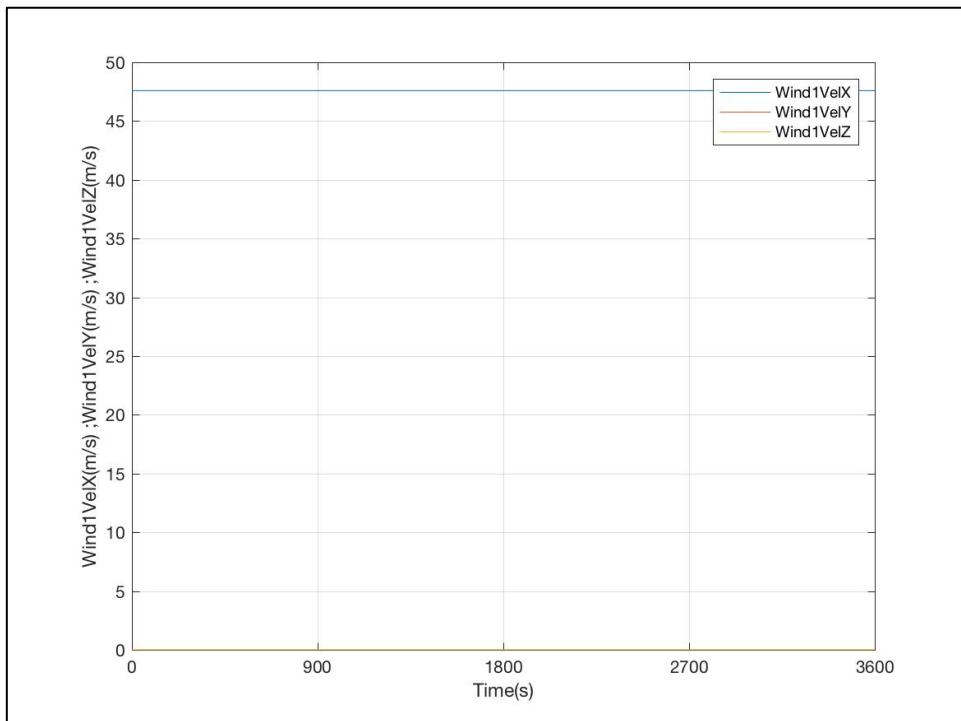


Figura 6-257: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 7.1b

- Oleaje

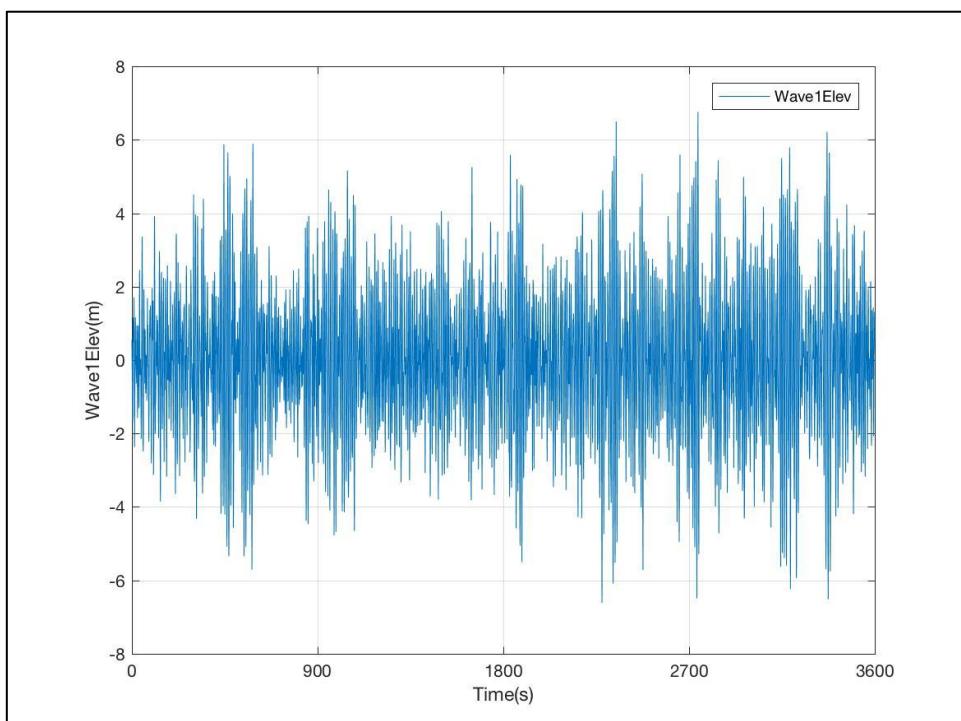


Figura 6-258: Evolución de la Altura de Ola DLC 7.1b

- Generador

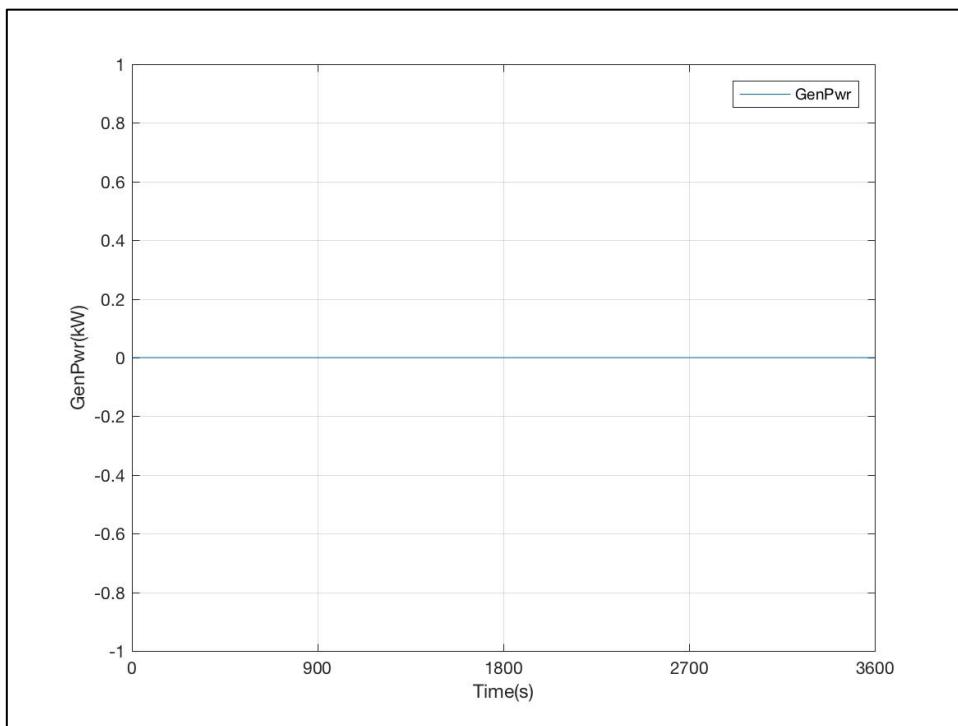


Figura 6-259: Evolución de la Potencia Generada. DLC 7.1b

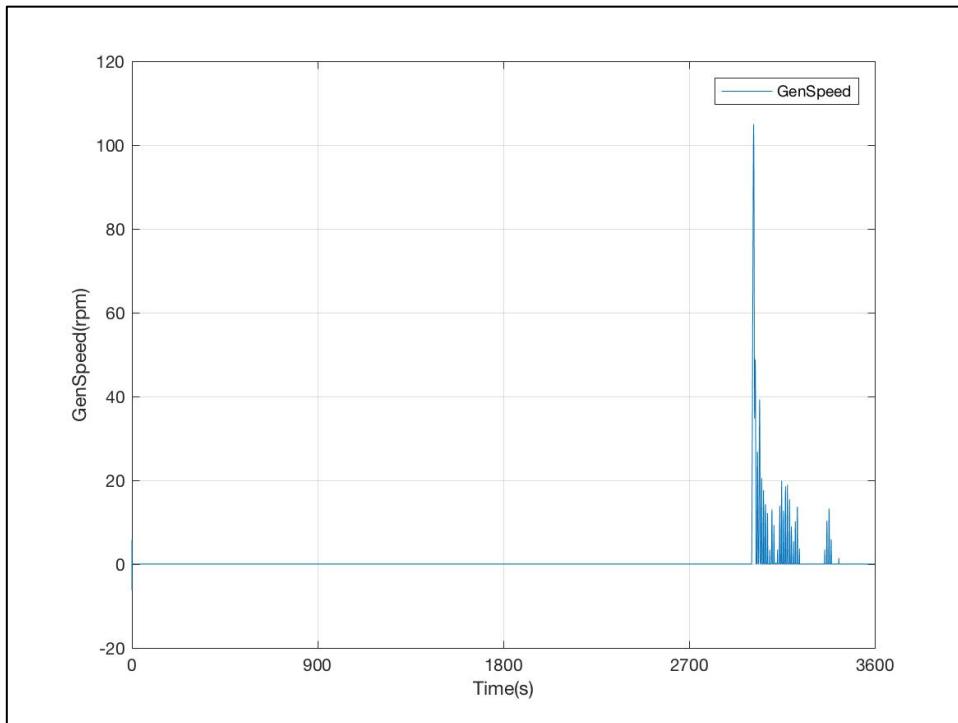


Figura 6-260: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 7.1b

- Rotor

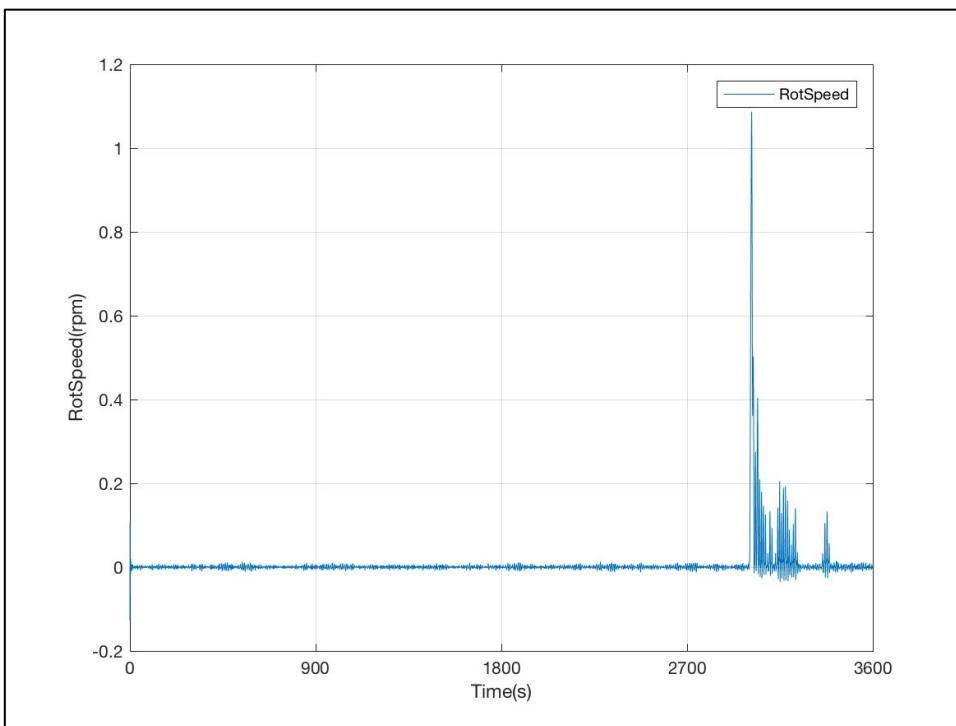


Figura 6-261: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 7.1b

- Paso de Pala

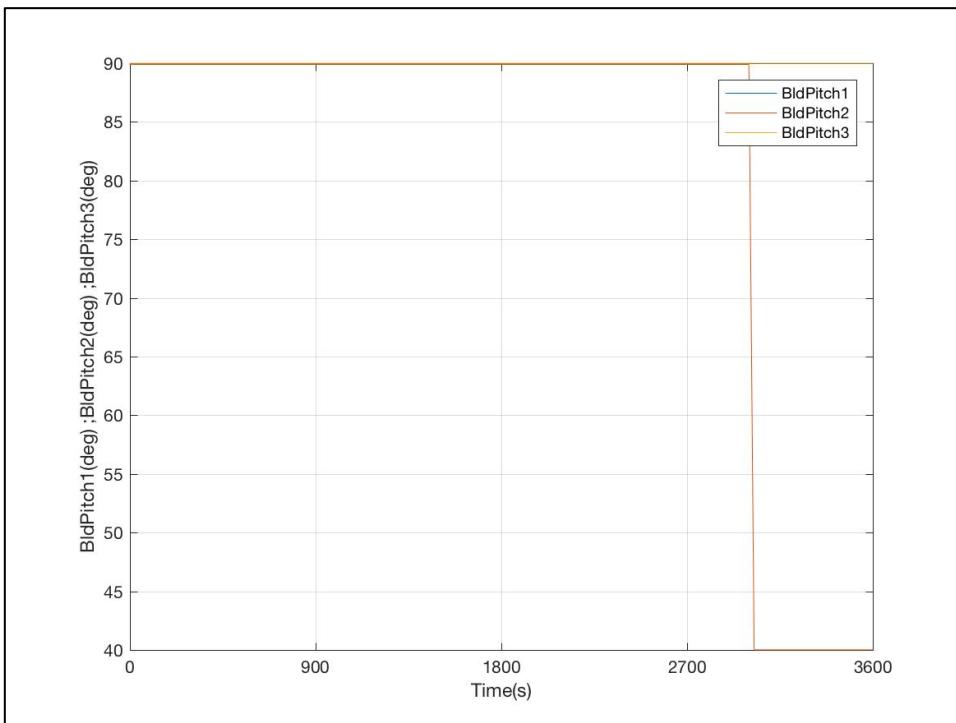


Figura 6-262: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 7.1b

DLC 7.1c

- Viento

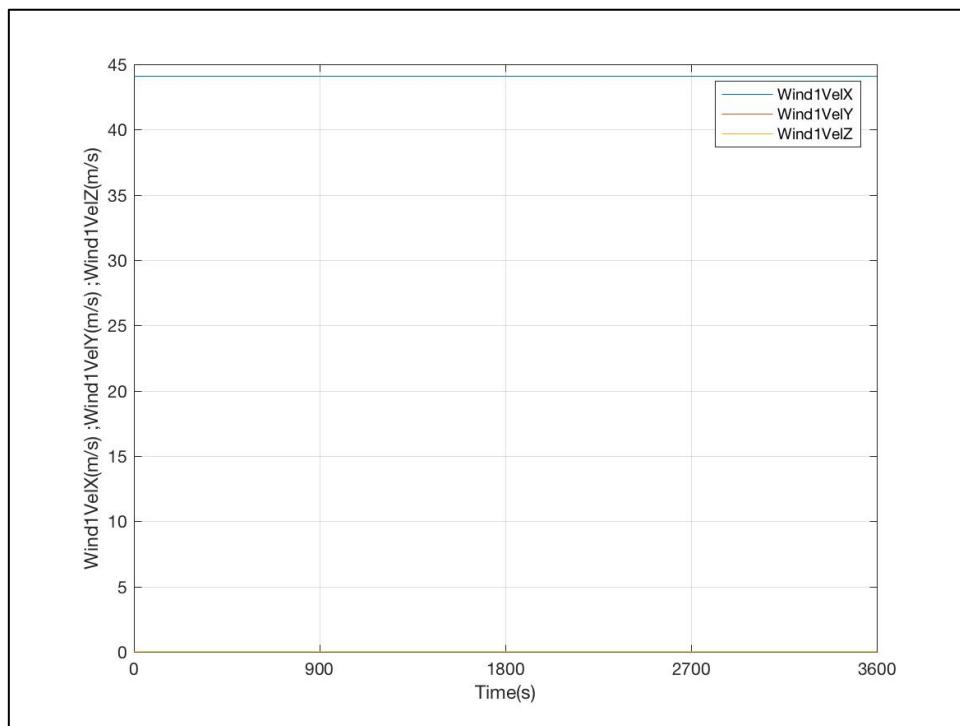


Figura 6-263: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 7.1c

- Oleaje

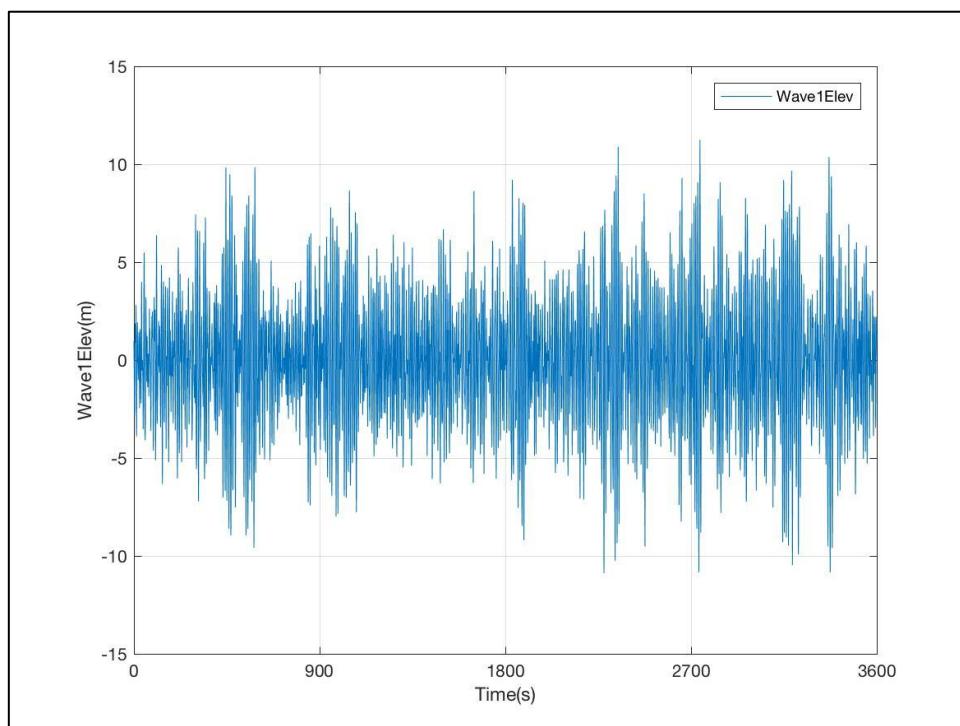


Figura 6-264: Evolución de la Altura de Ola DLC 7.1c

- Generador

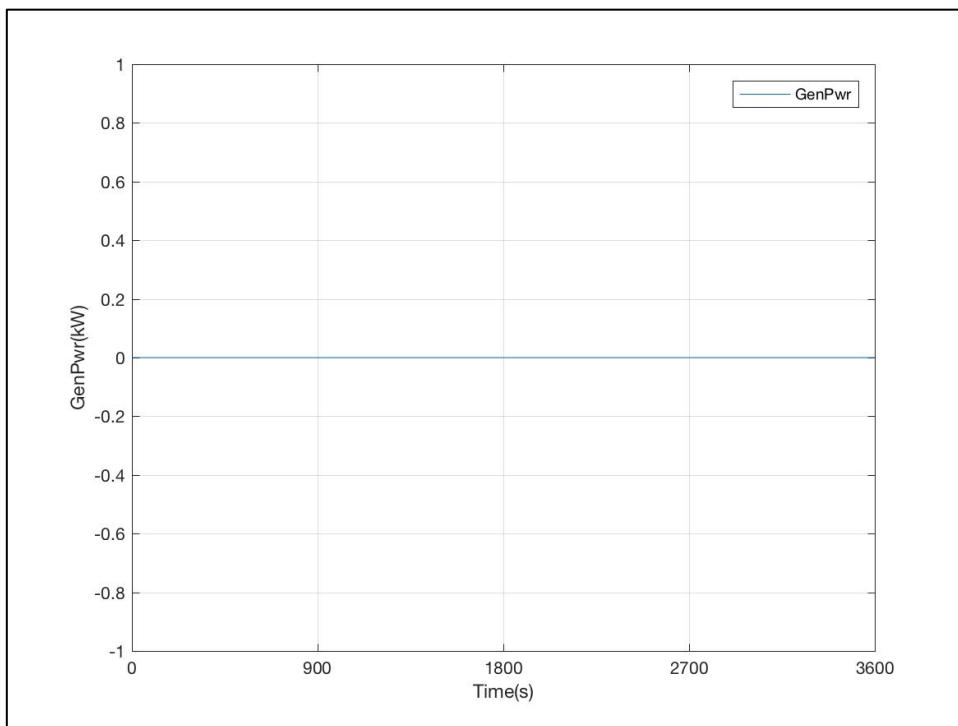


Figura 6-265: Evolución de la Potencia Generada. DLC 7.1c

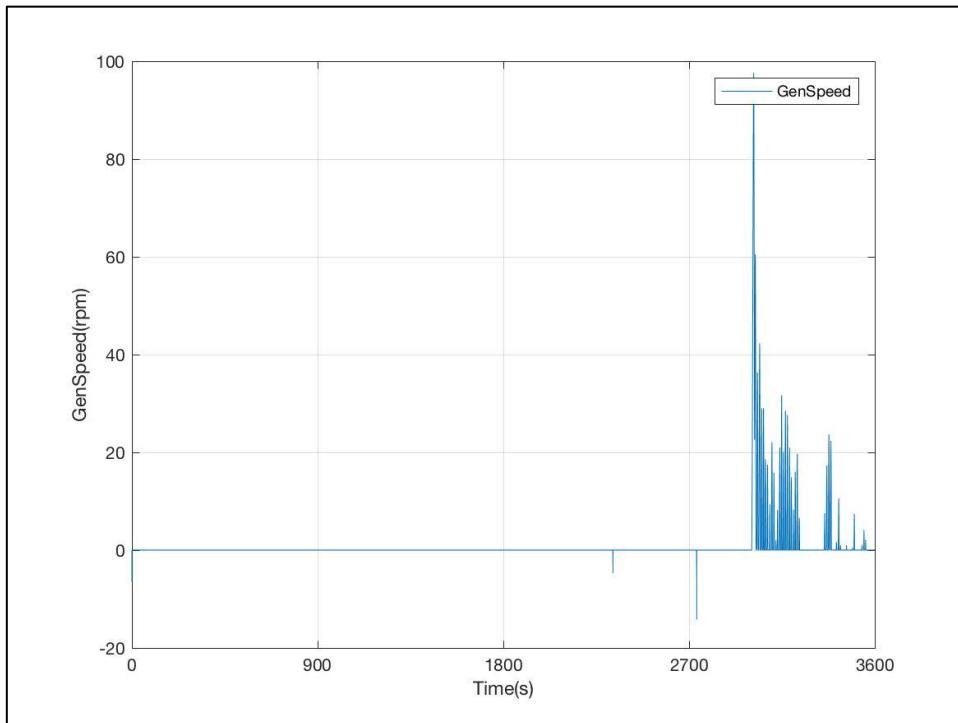


Figura 6-266: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 7.1c

- Rotor

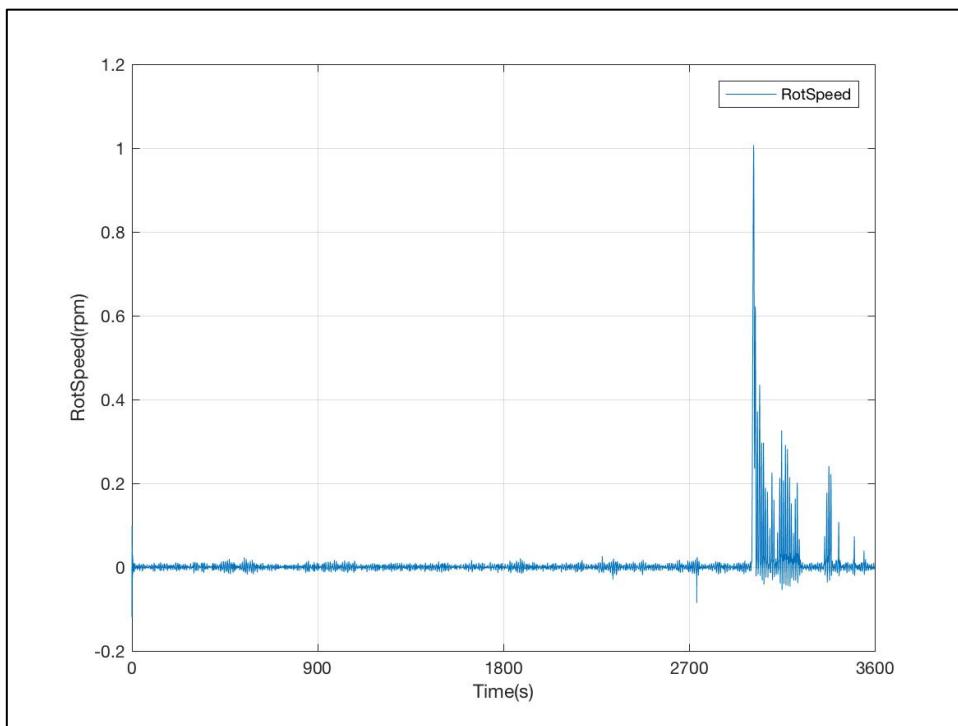


Figura 6-267: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 7.1c

- Paso de Pala

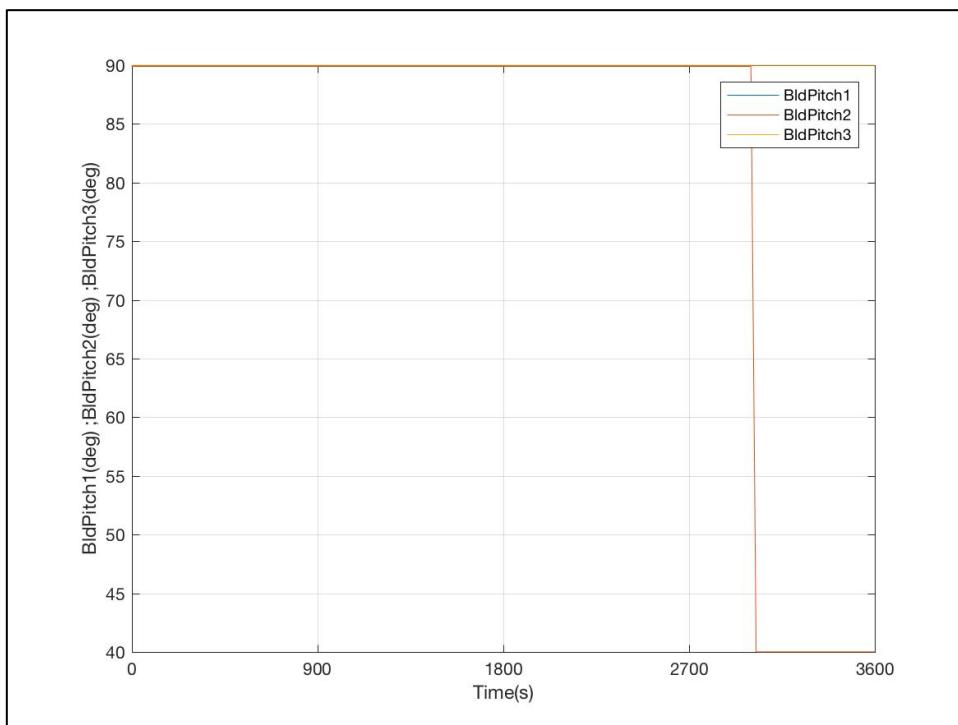


Figura 6-268: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 7.1c

DLC 7.2

- Viento

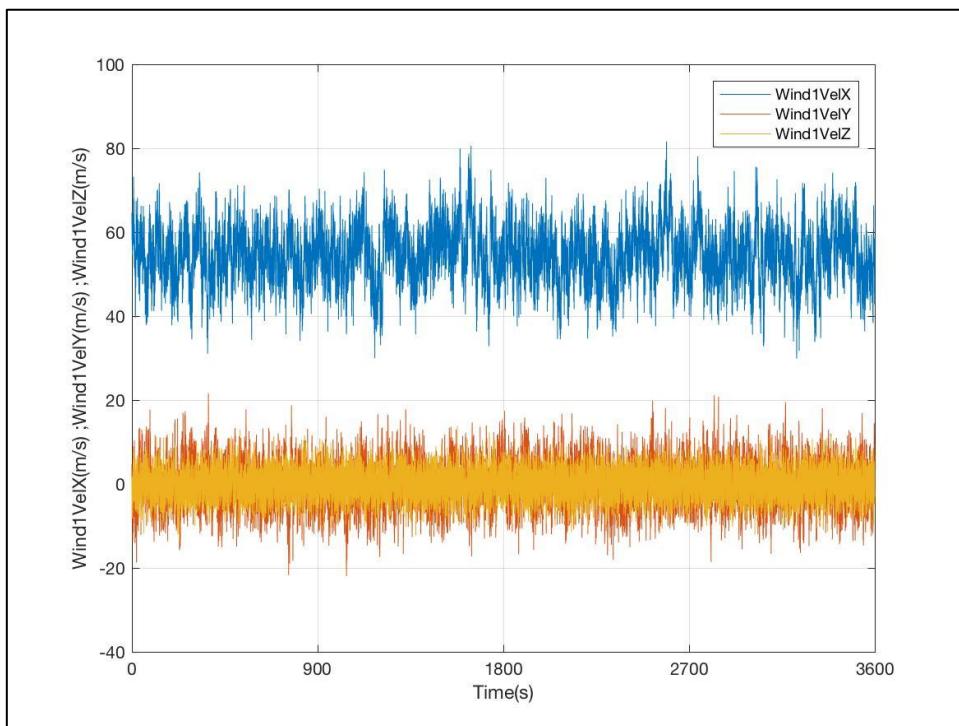


Figura 6-269: Evolución de las Componentes de la Velocidad del Viento de Entrada. DLC 7.2

- Oleaje

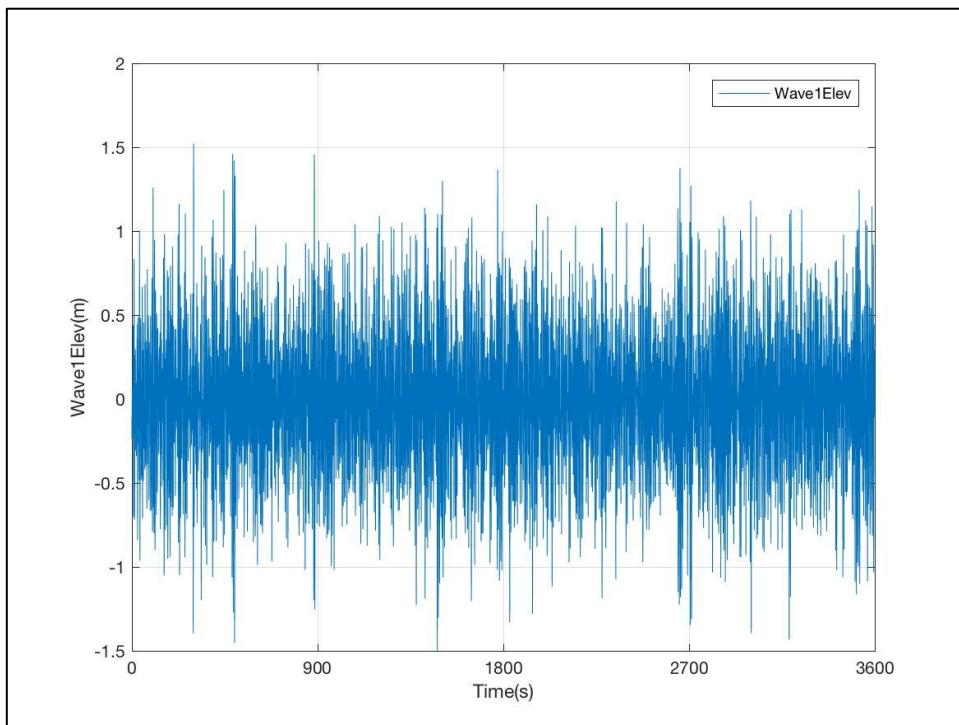


Figura 6-270: Evolución de la Altura de Ola. DLC 7.2

- Generador

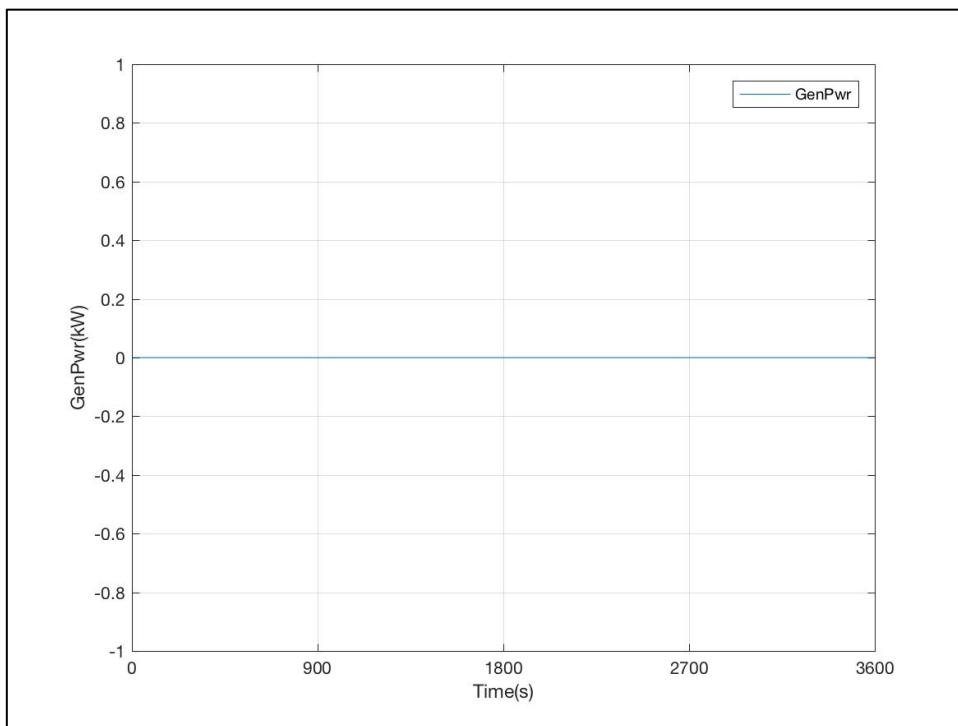


Figura 6-271: Evolución de la Potencia Generada. DLC 7.2

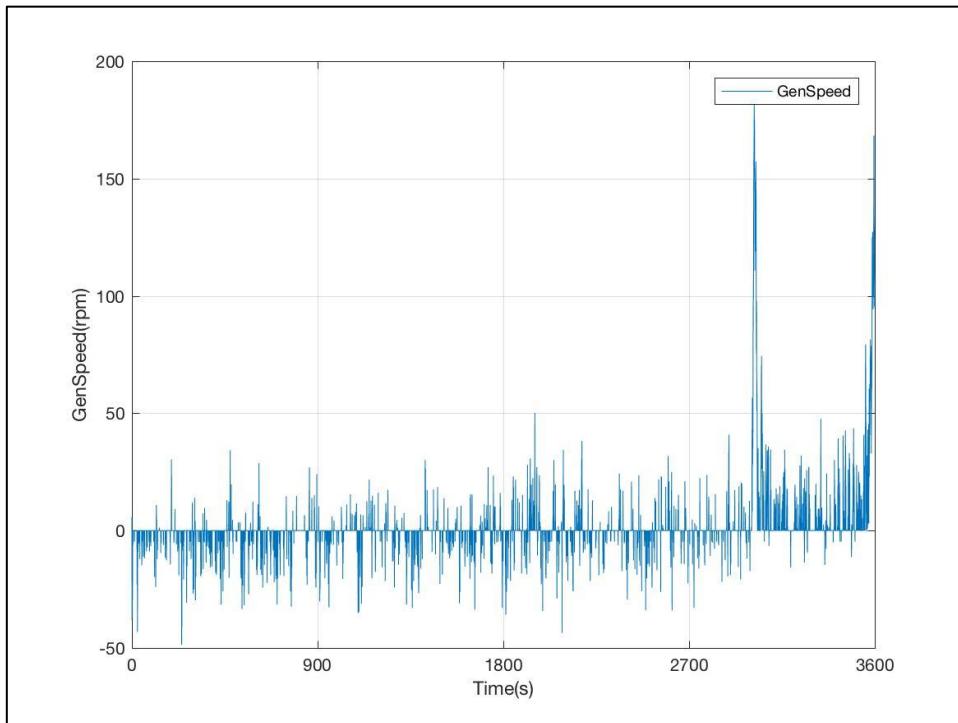


Figura 6-272: Evolución de la Velocidad de Giro del Eje del Generador (HSS). DLC 7.2

- Rotor

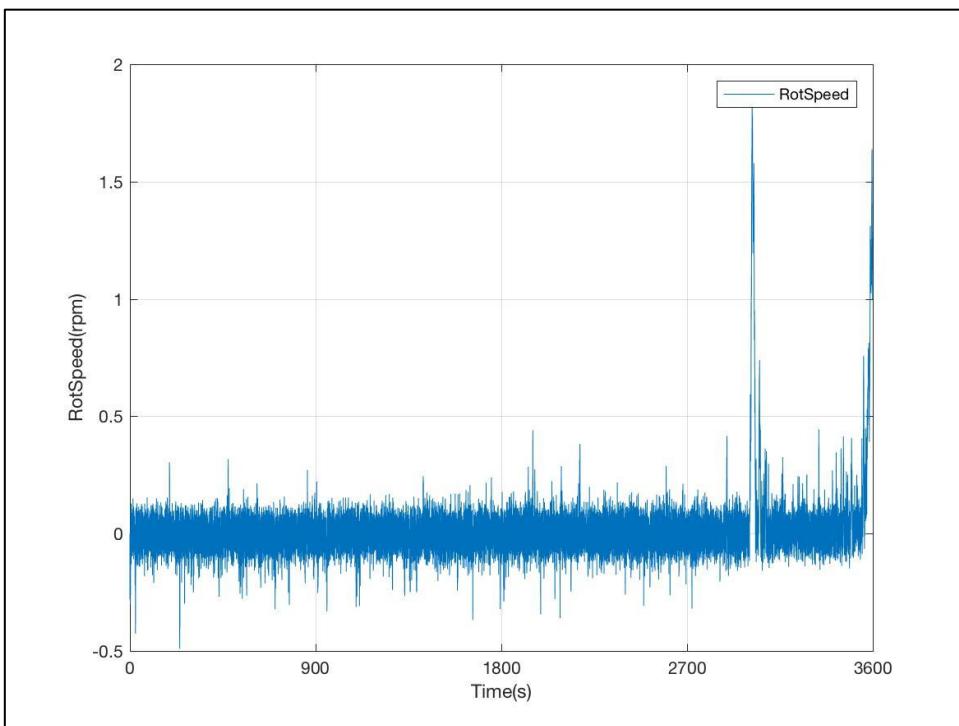


Figura 6-273: Evolución de la Velocidad de Giro del Rotor. DLC 7.2

- Paso de Pala

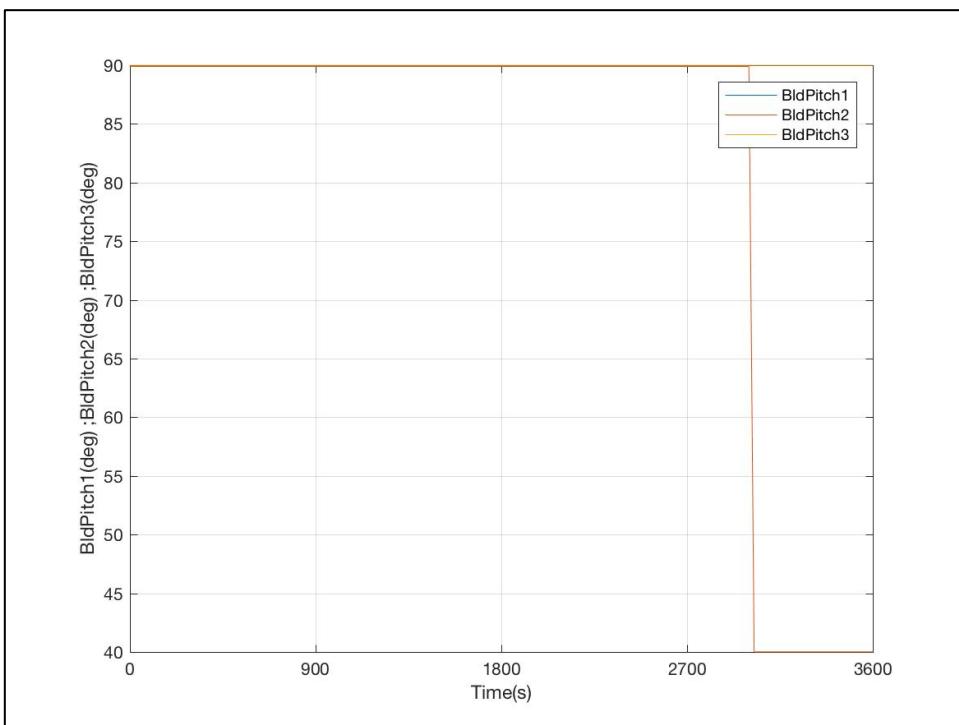


Figura 6-274: Evolución de los Ángulos de Paso de las 3 Palas. DLC 7.2

5.7.1.-OBSERVACIONES

En esta Situación de Diseño fue observa la siguiente incidencia:

1. **DLC 7.2:** en este caso de carga, por motivos de inestabilidad en el controlador del generador, la velocidad de giro del Eje de Alta Velocidad no fue computada correctamente (Figura 6-272), pues aun estando el par de frenada aplicado al 100%, el citado eje del generador experimenta giros continuos, los cuales no deberían aparecer, como puede comprobarse en el *DLC 7.1c* (Figura 6-266). Por ello, esta condición de carga será desestimada a la hora de realizar el análisis de resultados, en el apartado siguiente.

6.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tratados los resultados de cada DLC, y despreciados aquellos que no fueron computados correctamente, se procede, de nuevo mediante el programa de Matlab, a extraer los valores máximos de los parámetros de la torre, necesarios para evaluar el comportamiento estructural de la misma, tal y como se expuso en el Capítulo 4, mediante la norma DNV-RP-C202 [21].

La correspondencia entre los parámetros de esta norma, para la evaluación estructural de la torre como elemento *shell*, y los parámetros de salida de la torre, en el archivo de resultados de FAST, puede resumirse en la Tabla 6-1, al comienzo de este capítulo.

Como se señaló en el Capítulo 4, la ecuación de diseño que debe cumplir la torre, como componente de clase 2, y modelada como *shell* cónico, es:

$$\gamma_f \cdot \sigma_{j,Sd} \leq \frac{f_{kSd}}{\gamma_n}, \quad (Ec. 6-15)$$

donde $\sigma_{j,Sd}$ es la tensión de diseño equivalente de Von Misses, f_{kSd} es la resistencia a pandeo de diseño, y; γ_f y γ_n son los Factores de Seguridad Parcial de Carga y Consecuencia de Fallo, respectivamente. Los valores de estos factores se recogen en la Tabla 6-64.

Factor de Seguridad Parcial:	Condición/ Componente	Valor
Para las Cargas (γ_f)	Condiciones Normales de Diseño (N)	1,35
	Condiciones Normales de Diseño (N), DLC 1.1	1,25
	Condiciones Anormales de Diseño (A)	1,1
Para Consecuencias de Fallo (γ_n)	Componente de Clase 2	1

Tabla 6-64: Factores de Seguridad Parciales. Fuente [22].

Desde la Tabla 6-65 a la Tabla 6-71, se exponen los resultados de los parámetros estructurales de la torre, obtenidos en las simulaciones, así como el cumplimiento (*APTO*) o no (*NO APTO*) de la citada normativa, junto con su margen.

6.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kN·m)	TwrBsMyt (kN·m)	TwrBsMzt (kN·m)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f _{k_sd} (Pa)	σ _{j_sd} (Pa)	
1.1	-5,78E+03	2,69E+04	1,17E+05	3,67E+03	1,59E+03	2,10E+02	2,36E+08	1,39E+08	APTO (35,34%)
1.2	-5,78E+03	2,76E+04	1,16E+05	3,66E+03	1,58E+03	2,23E+02	2,36E+08	1,39E+08	APTO (25,62%)
1.3	-5,78E+03	3,73E+04	1,37E+05	6,19E+03	1,85E+03	3,37E+02	2,49E+08	1,61E+08	APTO (14,85%)
1.4 R	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.4 R+2	-5,78E+03	5,16E+04	9,13E+04	1,31E+03	1,29E+03	4,02E+02	2,43E+08	1,11E+08	APTO (62,45%)
1.4 R-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.5	-5,79E+03	1,77E+04	8,36E+04	1,58E+03	1,19E+03	2,00E+02	2,44E+08	1,02E+08	APTO (76,52%)
1.6a	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.6b	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 6-65: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 1

Como se observa en los resultados mostrados en la Tabla 6-65, todas las simulaciones consideradas (sombreadas las erróneas), cumplieron con la norma.

6.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 2

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kN·m)	TwrBsMyt (kN·m)	TwrBsMzt (kN·m)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f _{k_sd} (Pa)	σ _{j_sd} (Pa)	
2.1	-5,78E+03	2,69E+04	1,16E+05	3,69E+03	1,57E+03	2,10E+02	2,36E+08	1,39E+08	APTO (25,87%)
2.2	-5,78E+03	2,69E+04	1,23E+05	3,67E+03	1,70E+03	2,10E+02	2,36E+08	1,46E+08	APTO (46,38%)
2.3a	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3b	-5,78E+03	2,69E+04	1,16E+05	3,67E+03	1,57E+03	2,10E+02	2,36E+08	1,39E+08	APTO (25,88%)
2.4	-5,78E+03	2,15E+04	1,14E+05	3,55E+03	1,53E+03	1,67E+02	2,36E+08	1,37E+08	APTO (27,95%)

Tabla 6-66: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 2

Como en el caso anterior, todas las simulaciones cumplieron con la norma DNV RP-C202 de forma exitosa.

6.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 3

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kN·m)	TwrBsMyt (kN·m)	TwrBsMzt (kN·m)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f_k_{sd} (Pa)	σ_j_{sd} (Pa)	
3.1	-5,76E+03	5,25E+03	5,96E+04	5,93E+02	8,67E+02	4,34E+01	2,39E+08	7,61E+07	APTO (132,95%)
3.2 Vin	-5,76E+03	7,13E+02	2,79E+04	6,65E+02	4,35E+02	9,53E+00	2,39E+08	4,12E+07	APTO (329,53%)
3.2 R+2	-5,76E+03	6,49E+03	7,39E+04	5,63E+02	1,06E+03	4,01E+01	2,40E+08	9,18E+07	APTO (93,34%)
3.2 R-2	-5,76E+03	3,90E+03	4,90E+04	6,19E+02	7,22E+02	4,24E+01	2,39E+08	6,44E+07	APTO (174,94%)
3.2 Vout	-5,76E+03	9,01E+03	1,68E+05	9,81E+02	2,38E+03	2,38E+01	2,39E+08	1,95E+08	NO APTO (-9,30%)
3.3 Vin	-5,76E+03	1,74E+04	1,68E+04	6,82E+02	2,72E+02	2,96E+02	2,49E+08	2,88E+07	APTO (538,76%)
3.3 R+2	-5,76E+03	2,23E+04	5,34E+04	5,77E+02	7,65E+02	2,61E+02	2,43E+08	6,91E+07	APTO (160,56%)
3.3 R-2	-5,76E+03	1,97E+04	3,29E+04	6,34E+02	4,89E+02	2,80E+02	2,45E+08	4,66E+07	APTO (289,33%)
3.3 Vout	-5,76E+03	2,86E+04	1,49E+05	1,31E+03	2,07E+03	1,99E+02	2,39E+08	1,74E+08	APTO (1,62%)

Tabla 6-67: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 3

En esta situación de diseño, todas las simulaciones cumplieron con la normativa, excepto el *DLC3.2 Vout*, con un margen negativo del 9,30%. Una de las causas que podrían haber provocado el no cumplimiento de la norma, podría ser la excesiva velocidad del viento de entrada en el núcleo (25 m/s), de forma que las cargas sobre las palas y la estructura de soporte del aerogenerador, se dispararon.

6.4.- SITUACIÓN DE DISEÑO 4

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kN·m)	TwrBsMyt (kN·m)	TwrBsMzt (kN·m)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f_k_{sd} (Pa)	σ_j_{sd} (Pa)	
4.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2 R+2	-5,78E+03	1,42E+04	9,16E+04	1,06E+03	1,30E+03	1,78E+02	2,39E+08	1,11E+08	APTO (58,61%)
4.2 R-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2 Vout	-5,79E+03	1,90E+04	9,68E+04	1,70E+03	1,36E+03	1,99E+02	2,38E+08	1,17E+08	APTO (50,22%)

Tabla 6-68: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 4

Como ocurría en la Situación de Diseño 2, todas las simulaciones consideradas cumplieron con la norma DNV RP-C202 de forma exitosa.

6.5.- SITUACIÓN DE DISEÑO 5

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kN·m)	TwrBsMyt (kN·m)	TwrBsMzt (kN·m)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f_k_{sd} (Pa)	σ_j_{sd} (Pa)	
5.1 R+2	-5,78E+03	3,03E+04	1,23E+05	4,79E+03	1,63E+03	2,22E+02	2,35E+08	1,46E+08	APTO (18,66%)
5.1 R-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.1 Vout	-5,73E+03	4,70E+04	1,06E+05	5,74E+03	1,46E+03	4,13E+02	2,51E+08	1,27E+08	APTO (46,66%)

Tabla 6-69: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 5

Como se observa en la Tabla 6-69, en esta situación de diseño, todos los DLC's cumplieron la normativa, sin problemas. Al tratarse de un perfil de viento turbulento y aleatorio, independientemente de la velocidad de entrada del viento en el *hub*, la combinación de cargas hidrostáticas, eólicas y derivadas del comportamiento estructural del aerogenerador, puede generar unas condiciones más desfavorables que otras. Es por ello por lo que el *DLC5.1 R+2*, con una velocidad de viento inferior, presenta un margen de cumplimiento de la normativa inferior que el *DLC5.1 Vout*.

6.6.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kN·m)	TwrBsMyt (kN·m)	TwrBsMzt (kN·m)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f_k_{sd} (Pa)	σ_j_{sd} (Pa)	
6.1 a	-5,33E+03	1,14E+05	1,43E+05	4,60E+03	2,17E+03	2,25E+03	2,45E+08	1,67E+08	APTO (8,67%)
6.1 b	-5,29E+03	1,23E+05	1,74E+05	2,46E+04	3,46E+03	2,67E+03	2,57E+08	2,00E+08	NO APTO (-5,05%)
6.1 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 a	-5,33E+03	9,58E+04	1,46E+05	4,33E+03	2,22E+03	2,23E+03	2,44E+08	1,70E+08	APTO (30,43%)
6.2 b	-5,29E+03	1,23E+05	1,74E+05	2,46E+04	3,46E+03	2,67E+03	2,57E+08	2,00E+08	APTO (16,53%)
6.3 a	-5,51E+03	6,69E+04	8,30E+04	2,71E+03	1,26E+03	1,10E+03	2,45E+08	1,01E+08	APTO (79,48%)
6.3 b	-5,60E+03	6,92E+04	8,49E+04	1,45E+03	1,28E+03	1,13E+03	2,43E+08	1,04E+08	APTO (73,63%)
6.4	-5,48E+03	2,71E+04	4,69E+04	3,39E+03	6,49E+02	3,54E+02	2,55E+08	6,14E+07	APTO (207,48%)

Tabla 6-70: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 6

En esta situación de diseño, todas las condiciones de carga, a excepción del *DLC6.1b*, cumplieron con la citada normativa DNV, como se muestra en la Tabla 6-70. De nuevo la elevada velocidad de entrada del viento (en torno a 60 m/s), pese a que el ángulo de paso de las palas fuera de 90° (“modo vela2”), propició que las cargas en la torre, así como la de las palas, se dispararan.

6.7.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kN·m)	TwrBsMyt (kN·m)	TwrBsMzt (kN·m)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f_k_{sd} (Pa)	σ_j_{sd} (Pa)	
7.1 a	-5,38E+03	6,82E+04	1,13E+05	7,47E+03	1,66E+03	1,50E+03	2,52E+08	1,34E+08	APTO (70,82%)
7.1 b	-5,49E+03	6,76E+04	9,68E+04	8,56E+02	1,46E+03	1,31E+03	2,41E+08	1,17E+08	APTO (88,00%)
7.1 c	-5,40E+03	1,12E+05	1,40E+05	1,31E+03	2,11E+03	1,97E+03	2,41E+08	1,64E+08	APTO (33,21%)
7.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 6-71: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 7

En este caso, como se observa en la Tabla 6-71, todas las condiciones de carga consideradas cumplieron la normativa correctamente.

7.-BIBLIOGRAFÍA

- [1] URL: <https://github.com/old-NWTC/AeroDyn/tree/master/Source>
- [2] DNV. ST-OS-J103: *Design of Floating Wind Turbines*. 2013
- [3] NREL. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. 2009
- [4] ABS. *Floating Wind Turbines*. 2012
- [5] URL: [https://es.wikipedia.org/wiki/Huracán_Katrina](https://es.wikipedia.org/wiki/Hurac%C3%A1n_Katrina)
- [6] URL: <http://www.noaa.gov>
- [7] GL. *Guidelines for the Certification of Offshore Wind Turbines*, Apéndice 4.J. 2005
- [8] DNV. RP-C205: *Environmental Conditions and Environmental Loads*. 2010
- [9] DNV. ST-OS-J101: *Design of Offshore Wind Turbine Structures*. 2014
- [10] API. API BULLETIN 2INT-MET: Interim Guidance on Hurricane Conditions in the Gulf of Mexico. 2007
- [11] B.J. Jonkman, L. Kilcher. *TurbSim User's Guide: Versión 1.06.00*. 2012
- [12] J.M. Jonkman, A.N. Robertson, G.J. Hayman. *HydroDyn User's Guide and Theory Manual*.
- [13] AENOR-IEC. UNE-EN-61400-1: *Aerogeneradores, Parte 1: Requisitos de diseño*. 2006
- [14] J.M. Jonkman, M.L. Buhl Jr. *FAST User's Guide*. 2005
- [15] URL:
<https://wind.nrel.gov/forum/wind/viewtopic.php?f=4&t=930&p=3833&hilit=genpwr+negative#p3833>
- [16] URL: <https://www.dnvgl.com/energy/generation/software/bladed/index.html>
- [17] NREL. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. 2009
- [18] URL:
<https://wind.nrel.gov/forum/wind/viewtopic.php?f=4&t=433&p=1528&hilit=ewm+turbsim#p1528>
- [19] GL. *Guidelines for the Certification of Offshore Wind Turbines*. 2005
- [20] AENOR-IEC. UNE-EN-61400-3: *Aerogeneradores, Parte 3: Requisitos de diseño para aerogeneradores marinos*. 2010
- [21] DNV. RP-C202: *Buckling Strength of Shells*. 2013
- [22] AENOR-IEC. UNE-EN-61400-1: *Aerogeneradores, Parte 1: Requisitos de diseño*. 2006

ANEXO I: CÓDIGO DEL PROGRAMA DE MATLAB: “LECTOR DE ARCHIVOS DE SALIDA DE FASTV8.16”

%Valores numéricos

```
% abro fichero
fid=fopen(file_name);

%hago la primera lectura, de la primera línea y la copio en la matriz VNumerico
InputText =textscan(fid, '%f', nColumns, 'HeaderLines', fila_encabezado+2 );
VN_tras=InputText{1};
VN_tras=transpose(VN_tras);
VNumerico=zeros(nLines-(fila_encabezado+2),nColumns); %La Matriz VNumérico alojará todos los valores del
documento, ordenados correctamente en filas y columnas
cnt=1;
for i=1:nColumns
    VNumerico(cnt,i)=VN_tras(i);
end
```

%hago las siguientes lecturas de filas, con el mismo procedimiento, hasta %que acabe el documento.

```

while~feof(fid)
% escaneo filas hasta el final del documento
InputText =textscan(fid, '%f', nColumns, 'HeaderLines', 1 );
% almaceno en la variable los valores de la fila
VN_tras=InputText{1};
VN_tras=transpose(VN_tras);
cnt=cnt+1;
for i=1:nColumns
    VNNumerico(cnt,i)=VN_tras(i);
end

if cnt==nLines-(fila_encabezado+2)
    break
end

end
fclose(fid);

```

```

tiempo2=clock;
tsimulacion=max(VNumerico(:,1));

fprintf("\n\t*Tiempo Simulado: %d segundos (%.1f hrs)\n",tsimulacion,tsimulacion/3600)
if etime(tiempo2,tiempo1)<60
fprintf("\t*Lectura de datos resuelta en %.1f segundos",etime(tiempo2,tiempo1))
else
fprintf("\t*Lectura de datos resuelta en %.1f minutos",etime(tiempo2,tiempo1)/60)
end

```

%Busqueda y localización (columnas) de parámetros en Encabezados

```

fin='n';
caa=0;
while fin=='n'
    clear Solucion;
    clear buscar_param;
    clear buscar_param_cell;

if caa>=1

    borr=input('\nLimpiar pantalla de datos anteriores? (s/n): ','s');
    if borr=='s'
        clc;
    else
        display('*****')
    end
end
%Se buscarán un numero N_parametros de parámetros en Encabezados
N_parametros=input('\n\nNúmero de parámetros a evaluar? (Número, Todos= 0, Twr_Base= -1, Twr_Top= -2): ');
if N_parametros>0
for i=1:N_parametros

    fprintf('Parámetro %d, de %d a evaluar?:',i,N_parametros)
    buscar_param=input(' ','s');
    buscar_param_cell(1,i)=cellstr(buscar_param);
end
end

if N_parametros==0
    N_parametros=nColumns;
    fprintf('* Todos los parámetros leídos *\n')

    for i=1:N_parametros
    buscar_param_cell(1,i)=cellstr(Encabezados(1,i));
    end
end

if N_parametros== -1 %twr_base
    N_parametros=6;
    fprintf('* Parámetros de la base de la torre leídos *\n')

    buscar_param_cell(1,1)=cellstr('TwrBsFzt');
    buscar_param_cell(1,2)=cellstr('TwrBsMxt');
    buscar_param_cell(1,3)=cellstr('TwrBsMyt');
    buscar_param_cell(1,4)=cellstr('TwrBsMzt');
    buscar_param_cell(1,5)=cellstr('TwrBsFxt');
    buscar_param_cell(1,6)=cellstr('TwrBsFyt');

end

```

```

if N_parametros==2 %twr_top
    N_parametros=6;
    fprintf('* Parámetros del top de la torre leídos *\n')

buscar_param_cell(1,1)=cellstr('YawBrFzp');
buscar_param_cell(1,2)=cellstr('YawBrMxp');
buscar_param_cell(1,3)=cellstr('YawBrMyp');
buscar_param_cell(1,4)=cellstr('YawBrMzp');
buscar_param_cell(1,5)=cellstr('YawBrFxp');
buscar_param_cell(1,6)=cellstr('YawBrFyp');

end
%para cada parámetro buscado, se almacena en buscar_param_cell, en la fila
%1 el nombre, y en la fila 2, la columna en Encabezados en la que está.

for i=1:N_parametros
    posicion_col=1;

    while posicion_col~=nColumns+1

        if strcmp(buscar_param_cell(1,i),Encabezados(1,posicion_col))==1
            buscar_param_cell(2,i)=num2cell(posicion_col);
            break
        end
        posicion_col=posicion_col+1;

        if posicion_col==nColumns+1
            fprintf('Parámetro %s no encontrado!\n',cell2mat(buscar_param_cell(1,i)))
            break
        end
    end

    buscar_param_cell=transpose(buscar_param_cell);

%%%%%Introducimos en la matriz buscar_param_cell las Unidades en col.4%%%%%
if N_parametros==nColumns
    for i=1:N_parametros

        buscar_param_cell(i,3)=cellstr('-');
        buscar_param_cell(i,4)=cellstr(Unidades(1,cell2mat(buscar_param_cell(i,2))));

    end
else
    for i=1:N_parametros

```



```

for ctime=1:nLines
    if VNumerico(ctime,cell2mat(buscar_param_cell(i,2)))==maximo
        buscar_param_cell(i,5)=num2cell(VNumerico(ctime,1));
        break
    end
end

fprintf('\nEl Máximo de %s es %.2f %s, a los %.3f
seg.)\n',cell2mat(buscar_param_cell(i,1)),cell2mat(buscar_param_cell(i,3)),cell2mat(buscar_param_cell(i,4)),cell2mat(buscar_param_cell(i,5)))

end
end

for isol=1:(N_parametros+1)
    for jsol=1:5
        if isol==1
            Solucion(1,1)=cellstr('PARÁMETRO');
            Solucion(1,2)=cellstr('NºCOLUMNA');
            Solucion(1,3)=cellstr('VALOR MÁXIMO');
            Solucion(1,4)=cellstr('UNIDAD');
            Solucion(1,5)=cellstr('T.OCURRENCIA[s]');
            break
        end
        Solucion(isol,jsol)=buscar_param_cell((isol-1),jsol);
    end
end
openvar('Solucion');

case 2%mínimo
if N_parametros==nColumns
    for i=1:N_parametros
        minimo=min(VNumerico(:,cell2mat(buscar_param_cell(i,2))));
        buscar_param_cell(i,3)=num2cell(minimo);

        for ctime=1:nLines
            if VNnumerico(ctime,cell2mat(buscar_param_cell(i,2)))==minimo
                buscar_param_cell(i,5)=num2cell(VNumerico(ctime,1));
                break
            end
        end
    end

    fprintf('\nEl Mínimo de %s es %.2f %s, a los %.3f
seg.)\n',cell2mat(buscar_param_cell(i,1)),cell2mat(buscar_param_cell(i,3)),cell2mat(buscar_param_cell(i,4)),cell2mat(buscar_param_cell(i,5)))

```

```

end

else

for i=1:N_parametros

minimo=mix(VNumerico(:,cell2mat(buscar_param_cell(i,2))));

buscar_param_cell(i,3)=num2cell(minimo);

for ctime=1:nLines
    if VNumerico(ctime,cell2mat(buscar_param_cell(i,2)))==minimo
        buscar_param_cell(i,5)=num2cell(VNumerico(ctime,1));
        break
    end
end

fprintf('\nEl Mínimo de %s es %.2f %s, a los %.3f\n',
seg.)\n',cell2mat(buscar_param_cell(i,1)),cell2mat(buscar_param_cell(i,3)),cell2mat(buscar_param_cell(i,4)),cell
2mat(buscar_param_cell(i,5)))

end
end

for isol=1:(N_parametros+1)
    for jsol=1:5
        if isol==1
            Solucion(1,1)=cellstr('PARÁMETRO');
            Solucion(1,2)=cellstr('NºCOLUMNA');
            Solucion(1,3)=cellstr('VALOR MÍNIMO');
            Solucion(1,4)=cellstr('UNIDAD');
            Solucion(1,5)=cellstr('T.OCURRENCIA[s]');
            break
        end
        Solucion(isol,jsol)=buscar_param_cell((isol-1),jsol);
    end
end
openvar('Solucion');

case 3%plot
    Solucion=buscar_param_cell;
    nvariablesplot=input('Número de variables a plotear?: ');

if nvariablesplot<=4

    for uuo=1:nvariablesplot
        varplot_ok=0;

        while varplot_ok==0
            if varplot_ok==1
                break
            end
        end

        if uuo==1

```

```
pplotcnt='X';
else
    pplotcnt='Y';
end

fprintf('\nParámetro %d en el Eje %s:\t',uuo,pplotcnt)
variableplottt=input(' ','s');

for wew=1:N_parametros%comprobamos que la variable está bien escrita
    if strcmp(variableplottt,Solucion(wew,1))==1
        varplot_ok=1;
        break
    end

    if wew==N_parametros
        display('Variable no existente o mal escrita!')
        break
    end

end
end

variableplot(1,uuo)=cellstr(variableplottt);
end

for i=1:nvariablesplot

    for j=1:N_parametros

        if strcmp(variableplot(1,i),Solucion(j,1))==1
            variableplot(2,i)=Solucion(j,2);
            variableplot(3,i)=Solucion(j,4);
            break
        end

    end
end

espacio=' ';
coma=';';

if nvariablesplot==2
    figure
    plot(VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,2))))
    xlabel(strcat(variableplot(1,1),espacio,variableplot(3,1)))
    ylabel(strcat(variableplot(1,2),espacio,variableplot(3,2)))
    grid on
    xlim([0 tsimulacion]);
    xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);
    for leye=1:nvariablesplot-1
        leyenda(1,leye)=variableplot(1,leye+1);
    end

    legend(leyenda)
end
```

```

if nvariablesplot==3
    figure
    plot(VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,2))),
VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,3))))
    xlabel(strcat(variableplot(1,1),espacio,variableplot(3,1)))
    ylabel(strcat(variableplot(1,2),espacio,variableplot(3,2),coma,variableplot(1,3),espacio, espacio, variableplot(3,3)))
    grid on
    xlim([0 tsimulacion]);
    xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);
    for leye=1:nvariablesplot-1
        leyenda(1,leye)=variableplot(1,leye+1);
    end

    legend(leyenda)
    end

if nvariablesplot==4
    figure
    plot(VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,2))),VNumerico(:,cel
l2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,3))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VN
umerico(:,cell2mat(variableplot(2,4))))
    xlabel(strcat(variableplot(1,1),espacio,variableplot(3,1)))
    ylabel(strcat(variableplot(1,2),espacio,variableplot(3,2),coma,variableplot(1,3),espacio,
variableplot(3,3),coma,variableplot(1,4),espacio, variableplot(3,4)))
    grid on
    xlim([0 tsimulacion]);
    xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);
    for leye=1:nvariablesplot-1
        leyenda(1,leye)=variableplot(1,leye+1);
    end

    legend(leyenda)
    end

else
    display('No disponible!')
end

case 4 %plot Parámetros de Control

    display('PARÁMETROS DE CONTROL GENERALES')
    espacio=char(9);
    coma=';';

    figure
    plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,2),VNumerico(:,1),VNumerico(:,3),VNumerico(:,1),VNumerico(:,4))
    %Viento
    xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
    ylabel(strcat(Encabezados(1,2),espacio,Unidades(1,2),coma,Encabezados(1,3),espacio,Unidades(1,3),com
a,Encabezados(1,4),espacio,Unidades(1,4)))
    grid on;
    xlim([0 tsimulacion]);

```

```

xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);
leyenda1=[Encabezados(1,2) Encabezados(1,3) Encabezados(1,4)];
legend(leyenda1)

figure
plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,5),VNumerico(:,1),VNumerico(:,6),VNumerico(:,1),VNumerico(:,7))
%Paso Pala
xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
ylabel(strcat(Encabezados(1,5),espacio,Unidades(1,5),coma,Encabezados(1,6),espacio,Unidades(1,6),coma,Encabezados(1,7),espacio,Unidades(1,7)))
grid on;
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

leyenda2=[Encabezados(1,5) Encabezados(1,6) Encabezados(1,7)];
legend(leyenda2)

figure
plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,9))%Rotación Rotor
xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
ylabel(strcat(Encabezados(1,9),espacio,Unidades(1,9)))
grid on;
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

leyenda3='RotSpeed';
legend(leyenda3)

figure
plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,10))%Rotación Generador
xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
ylabel(strcat(Encabezados(1,10),espacio,Unidades(1,10)))
grid on;
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

leyenda4='GenSpeed';
legend(leyenda4)

figure
plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,89))%Mar
xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
ylabel(strcat(Encabezados(1,89),espacio,Unidades(1,89)))
grid on;
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

leyenda5='Wave1Elev';
legend(leyenda5)

```

otherwise


```

buscar_param=input(' ','s');
buscar_param_cell(1,i)=cellstr(buscar_param);
end
end

if N_parametros==0
    N_parametros=nColumns;
    fprintf('* Todos los parámetros leídos *\n')

    for i=1:N_parametros
        buscar_param_cell(1,i)=cellstr(Encabezados(1,i));
    end
end

if N_parametros== -1 %twr_base
    N_parametros=6;
    fprintf('* Parámetros de la base de la torre leídos *\n')

    buscar_param_cell(1,1)=cellstr('TwrBsFzt');
    buscar_param_cell(1,2)=cellstr('TwrBsMxt');
    buscar_param_cell(1,3)=cellstr('TwrBsMyt');
    buscar_param_cell(1,4)=cellstr('TwrBsMzt');
    buscar_param_cell(1,5)=cellstr('TwrBsFxt');
    buscar_param_cell(1,6)=cellstr('TwrBsFyt');

end

if N_parametros== -2 %twr_top
    N_parametros=6;
    fprintf('* Parámetros del top de la torre leídos *\n')

    buscar_param_cell(1,1)=cellstr('YawBrFzp');
    buscar_param_cell(1,2)=cellstr('YawBrMxp');
    buscar_param_cell(1,3)=cellstr('YawBrMyt');
    buscar_param_cell(1,4)=cellstr('YawBrMzt');
    buscar_param_cell(1,5)=cellstr('YawBrFxp');
    buscar_param_cell(1,6)=cellstr('YawBrFyp');

end

%para cada parámetro buscado, se almacena en buscar_param_cell, en la fila
%1 el nombre, y en la fila 2, la columna en Encabezados en la que está.

for i=1:N_parametros
    posicion_col=1;

    while posicion_col~=nColumns+1

        if strcmp(buscar_param_cell(1,i),Encabezados(1,posicion_col))==1
            buscar_param_cell(2,i)=num2cell(posicion_col);
            break
        end
    end

```



```

for i=1:N_parametros

    maximo=max(VNumerico(:,cell2mat(buscar_param_cell(i,2))));
    buscar_param_cell(i,3)=num2cell(maximo);
    for ctime=1:nLines
        if VNumerico(ctime,cell2mat(buscar_param_cell(i,2)))==maximo
            buscar_param_cell(i,5)=num2cell(VNumerico(ctime,1));
            break
        end
    end

    fprintf('\nEl Máximo de %s es %.2f %s, a los %.3f
seg.\n',cell2mat(buscar_param_cell(i,1)),cell2mat(buscar_param_cell(i,3)),cell2mat(buscar_param_cell(i,4)),cell2
mat(buscar_param_cell(i,5)))

end

else

    for i=1:N_parametros

        maximo=max(VNumerico(:,cell2mat(buscar_param_cell(i,2))));
        buscar_param_cell(i,3)=num2cell(maximo);
        for ctime=1:nLines
            if VNumerico(ctime,cell2mat(buscar_param_cell(i,2)))==maximo
                buscar_param_cell(i,5)=num2cell(VNumerico(ctime,1));
                break
            end
        end

        fprintf('\nEl Máximo de %s es %.2f %s, a los %.3f
seg.)\n',cell2mat(buscar_param_cell(i,1)),cell2mat(buscar_param_cell(i,3)),cell2mat(buscar_param_cell(i,4)),cell
2mat(buscar_param_cell(i,5)))

    end

    end

    for isol=1:(N_parametros+1)
        for jsol=1:5
            if isol==1
                Solucion(1,1)=cellstr('PARÁMETRO');
                Solucion(1,2)=cellstr('NºCOLUMNA');
                Solucion(1,3)=cellstr('VALOR MÁXIMO');
                Solucion(1,4)=cellstr('UNIDAD');
                Solucion(1,5)=cellstr('T.OCURRENCIA[s]');
                break
            end
            Solucion(isol,jsol)=buscar_param_cell((isol-1),jsol);
        end
    end

    openvar('Solucion');

```

```

case 2%mínimo

if N_parametros==nColumns

for i=1:N_parametros

    minimo=min(VNumerico(:,cell2mat(buscar_param_cell(i,2))));
    buscar_param_cell(i,3)=num2cell(minimo);

    for ctime=1:nLines
        if VNumerico(ctime,cell2mat(buscar_param_cell(i,2)))==minimo
            buscar_param_cell(i,5)=num2cell(VNumerico(ctime,1));
            break
        end
    end

    fprintf('\nEl Mínimo de %s es %.2f %s, a los %.3f
seg.\n',cell2mat(buscar_param_cell(i,1)),cell2mat(buscar_param_cell(i,3)),cell2mat(buscar_param_cell(i,4)),cell2
mat(buscar_param_cell(i,5)))

end

else

for i=1:N_parametros

    minimo=mix(VNumerico(:,cell2mat(buscar_param_cell(i,2))));
    buscar_param_cell(i,3)=num2cell(minimo);

    for ctime=1:nLines
        if VNumerico(ctime,cell2mat(buscar_param_cell(i,2)))==minimo
            buscar_param_cell(i,5)=num2cell(VNumerico(ctime,1));
            break
        end
    end

    fprintf('\nEl Mínimo de %s es %.2f %s, a los %.3f
seg.\n',cell2mat(buscar_param_cell(i,1)),cell2mat(buscar_param_cell(i,3)),cell2mat(buscar_param_cell(i,4)),cell
2mat(buscar_param_cell(i,5)))

end

end

for isol=1:(N_parametros+1)
    for jsol=1:5
        if isol==1
            Solucion(1,1)=cellstr('PARÁMETRO');
            Solucion(1,2)=cellstr('NºCOLUMNA');
            Solucion(1,3)=cellstr('VALOR MÍNIMO');

```

```
Solucion(1,4)=cellstr('UNIDAD');
Solucion(1,5)=cellstr('T.OCURRENCIA[s]');
break
end
Solucion(isol,jsol)=buscar_param_cell((isol-1),jsol);
end
end
openvar('Solucion');

case 3%plot
Solucion=buscar_param_cell;
nvariablesplot=input('Número de variables a plotear?: ');
if nvariablesplot<=4

for uuo=1:nvariablesplot
varplot_ok=0;

while varplot_ok==0
if varplot_ok==1
break
end

if uuo==1
pplotcnt='X';
else
pplotcnt='Y';
end

fprintf('\nParámetro %d en el Eje %s:\t',uuo,pplotcnt)
variableplottt=input(' ','s');

for wew=1:N_parametros%comprobamos que la variable está bien escrita
if strcmp(variableplottt,Solucion(wew,1))==1
varplot_ok=1;
break
end

if wew==N_parametros
display('Variable no existente o mal escrita!')
break
end

end
end

variableplot(1,uuo)=cellstr(variableplottt);
end

for i=1:nvariablesplot

for j=1:N_parametros

if strcmp(variableplot(1,i),Solucion(j,1))==1
variableplot(2,i)=Solucion(j,2);
```

```

variableplot(3,i)=Solucion(j,4);
break
end

end
end
espacio=' ';
coma=' ;';

if nvariablesplot==2
figure
plot(VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,2))))
xlabel(strcat(variableplot(1,1),espacio,variableplot(3,1)))
ylabel(strcat(variableplot(1,2),espacio,variableplot(3,2)))
grid on;
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

for leye=1:nvariablesplot-1
    leyenda(1,leye)=variableplot(1,leye+1);
end

legend(leyenda)
end

if nvariablesplot==3
figure
plot(VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,2))),
VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,3))))
xlabel(strcat(variableplot(1,1),espacio,variableplot(3,1)))
ylabel(strcat(variableplot(1,2),espacio,variableplot(3,2),coma,variableplot(1,3),espacio, variableplot(3,3)))
grid on
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);
for leye=1:nvariablesplot-1
    leyenda(1,leye)=variableplot(1,leye+1);
end

legend(leyenda)
end

if nvariablesplot==4
figure
plot(VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,2))),VNumerico(:,cel
l2mat(variableplot(2,1))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,3))),VNumerico(:,cell2mat(variableplot(2,1))),VN
umerico(:,cell2mat(variableplot(2,4))))
xlabel(strcat(variableplot(1,1),espacio,variableplot(3,1)))
ylabel(strcat(variableplot(1,2),espacio,variableplot(3,2),coma,variableplot(1,3),espacio,
variableplot(3,3),coma,variableplot(1,4),espacio, variableplot(3,4)))
grid on
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);
for leye=1:nvariablesplot-1
    leyenda(1,leye)=variableplot(1,leye+1);
end

```

```

legend(leyenda)

end

else
    display('No disponible!')

end

case 4 %plot Parámetros de Control

    display('PARÁMETROS DE CONTROL GENERALES')
    espacio=char(9);
    coma=' : ';
    casoeval=input('DLC a evaluar?(sin punto): ','s');
    fpath='/Users/Luna_Mac 1/Dropbox/UPCT/TFM/TEST_FAST/OC3_Hywind_Gulf of
Mexico/UNCOUPLED/RESULTADOS MATLAB/Graficas';
    mkdir(fpath,casoeval);
    fpathh=strchr

    figure
    plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,2),VNumerico(:,1),VNumerico(:,3),VNumerico(:,1),VNumerico(:,4))
    %Viento
    xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
    ylabel(strcat(Encabezados(1,2),espacio,Unidades(1,2),coma,Encabezados(1,3),espacio,Unidades(1,3),com
a,Encabezados(1,4),espacio,Unidades(1,4)))
    grid on;
    xlim([0 tsimulacion]);
    xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

    leyenda1=[Encabezados(1,2) Encabezados(1,3) Encabezados(1,4)];
    legend(leyenda1)

    saveas(gcf, fullfile(fpath, 'Viento'), 'jpeg');

    figure
    plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,5),VNumerico(:,1),VNumerico(:,6),VNumerico(:,1),VNumerico(:,7))
    %Paso Pala
    xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
    ylabel(strcat(Encabezados(1,5),espacio,Unidades(1,5),coma,Encabezados(1,6),espacio,Unidades(1,6),com
a,Encabezados(1,7),espacio,Unidades(1,7)))
    grid on;
    xlim([0 tsimulacion]);
    xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

    leyenda2=[Encabezados(1,5) Encabezados(1,6) Encabezados(1,7)];
    legend(leyenda2)

    saveas(gcf, fullfile(fpath, 'PasoPala'), 'jpeg');

```

```

figure
plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,9))%Rotación Rotor
xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
ylabel(strcat(Encabezados(1,9),espacio,Unidades(1,9)))
grid on;
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

leyenda3='RotSpeed';
legend(leyenda3)

saveas(gcf, fullfile(fpath, 'Rotor'), 'jpeg');

figure
plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,10))%Rotación Generador
xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
ylabel(strcat(Encabezados(1,10),espacio,Unidades(1,10)))
grid on;
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

leyenda4='GenSpeed';
legend(leyenda4)

saveas(gcf, fullfile(fpath, 'rot Generador'), 'jpeg');

figure
plot(VNumerico(:,1),VNumerico(:,89))%Mar
xlabel(strcat(Encabezados(1,1),espacio,Unidades(1,1)))
ylabel(strcat(Encabezados(1,89),espacio,Unidades(1,89)))
grid on;
xlim([0 tsimulacion]);
xticks([0 0.25*tsimulacion 0.5*tsimulacion 0.75*tsimulacion tsimulacion]);

leyenda5='Wave1Elev';
legend(leyenda5)

otherwise
    display('No Disponible!')
end
finalizar=input("\n\n¿Cerrar y Cambiar parámetros? (s/n): ','s');
end

fin=input("\n\n¿Salir del programa? (s/n): ','s');
caa=1;
end
end

fprintf('\n\n-----\n')

```




TRABAJO FINAL DE MÁSTER

7. SIMULACIONES FUERTEMENTE ACOPLADAS AEMISFEM



Alejandro Luna García-Valenzuela
TUTOR: José Enrique Gutiérrez Romero

ÍNDICE

ÍNDICE DE ELEMENTOS.....	347
1.- INTRODUCCIÓN.....	349
2.- MODIFICACIONES REALIZADAS AL SOFTWARE SEAFEMv.14	353
3.- ESTUDIO DE MALLA Y AJUSTE DEL MODELO	354
3.1.-SELECCIÓN DE MALLA	356
3.2.-INTRODUCCIÓN DEL FONDEO	363
3.3.-INTRODUCCIÓN DE LA MASA DE LA PLATAFORMA	368
3.4.-ACTIVACIÓN DEL ACOPLAMIENTO CON FASTV8.16	369
3.5.-CORRECCIONES FINALES.....	373
4.- PREPROCESADO DE CONDICIONES DE CARGA	375
5.- SIMULACIÓN DE LAS CONDICIONES DE CARGA.....	375
6.- POSTPROCESADO DE CONDICIONES DE CARGA.....	375
6.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1	376
6.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6	378
6.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7	386
7.- ANÁLISIS DE RESULTADOS	391
7.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1	391
7.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6	392
7.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7	392
8.-BIBLIOGRAFÍA.....	393

ÍNDICE DE ELEMENTOS

Figura 7-1: Concepto del Hywind Scotland Park. Fuente: [6]	352
Figura 7-2: Vista de Perfil de la Región 1(izqda.) y la Región 2 (derecha) en SeaFEM.	355
Figura 7-3: Vista Superior del Volumen de Control OC3-Hywind modelada en SeaFEM.	355
Figura 7-4: Archivo TCL con las matrices del aerogenerador, introducidas en SeaFEM.....	356
Figura 7-5: Convergencia de los Valores Máximos de las Curvas RAO, en función del nº de elementos.....	359
Figura 7-6: Convergencia de la Frecuencia de los Valores Máximos de las Curvas RAO, en función del nº de elementos.....	359
Figura 7-7: Curvas RAO del movimiento Surge (Largada). Selección de Malla.....	360
Figura 7-8: Curvas RAO del movimiento Heave (Arfada). Selección de Malla.....	360
Figura 7-9: Curvas RAO del movimiento Pitch (Cabeceo). Selección de Malla	361
Figura 7-10: Malla 2 en las Regiones 1 y 2.....	362
Figura 7-11: Mallado en la Región 3.	362
Figura 7-12: Archivo TCL(2) con las matrices del aerogenerador, introducidas en SeaFEM ..	363
Figura 7-13: Modelado del Sistema de Fondeo (catenaria) en SeaFEM.....	363
Figura 7-14: Estabilización de la arfada en SeaFEM.	364
Figura 7-15: Curvas RAO del movimiento Surge (Largada). Introducción del Fondeo	366
Figura 7-16: Curvas RAO del movimiento Heave (Arfada). Introducción del Fondeo	366
Figura 7-17: Curvas RAO del movimiento Pitch (Cabeceo). Introducción del Fondeo	367
Figura 7-18: Archivo TCL(3) con las matrices del aerogenerador, introducidas en SeaFEM..	368
Figura 7-19: Archivo TCL(4) con la matriz de amortiguamiento de la Spar, introducidas en SeaFEM.....	369
Figura 7-20: Curvas RAO del movimiento Surge (Largada). Acoplamiento	371
Figura 7-21: Curvas RAO del movimiento Heave (Arfada). Acoplamiento.....	371
Figura 7-22: Curvas RAO del movimiento Pitch (Cabeceo). Acoplamiento	372
Figura 7-23: Geometría 2, Región 1 de mallado.	374
Figura 7-24: Geometría 3, vista superior de las “Freesurfaces”.....	374
Figura 7-25: Altura de la ola incidente, en el DLC7.1c. SeaFEM	376
Figura 7-26: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 1.1	376
Figura 7-27: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 1.1	377
Figura 7-28: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.1a	378
Figura 7-29: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.1a	378
Figura 7-30: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.1b	379
Figura 7-31: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.1b.....	379
Figura 7-32: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.1c	380
Figura 7-33: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.1c	380
Figura 7-34: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.2a	381
Figura 7-35: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.2a	381
Figura 7-36: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.3a	382
Figura 7-37: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.3a	382
Figura 7-38: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.3b	383
Figura 7-39: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.3b.....	383
Figura 7-40: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.4	384
Figura 7-41: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.4.....	384
Figura 7-42: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 7.1a	386
Figura 7-43: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 7.1a	386
Figura 7-44: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 7.1b	387
Figura 7-45: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 7.1b.....	387
Figura 7-46: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 7.1c	388
Figura 7-47: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 7.1c	388
Figura 7-48: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 7.2	389
Figura 7-49: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 7.2	389

Tabla 7-1: Propiedades relevantes del aerogenerador NREL 5-MW Baseline OC3-Hywind. Fuente: [3]	351
Tabla 7-2: Propiedades estructurales de la plataforma flotante. Fuente: [5]	351
Tabla 7-3: Propiedades hidrodinámicas de la plataforma flotante. Fuente: [5]	352
Tabla 7-4: Propiedades del Sistema de Fondeo. Fuente: [4] y [5]	352
Tabla 7-5: Mallas a evaluar	357
Tabla 7-6: Valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Malla	358
Tabla 7-7: Frecuencia del valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Malla	358
Tabla 7-8: Error relativo medio respecto a las curvas WAMIT y tiempo total de cálculo. Malla	358
Tabla 7-9: Valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Fondeo	365
Tabla 7-10: Frecuencia del valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Fondeo	365
Tabla 7-11: Error relativo medio respecto a las curvas WAMIT. Fondeo	365
Tabla 7-12: Valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Acoplamiento	369
Tabla 7-13: Frecuencia del V. Max. de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Acoplamiento	370
Tabla 7-14: Error relativo medio respecto a las curvas WAMIT. Acoplamiento	370
Tabla 7-15: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 1	391
Tabla 7-16: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 6	392
Tabla 7-17: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 7	392

1.- INTRODUCCIÓN

Realizadas las simulaciones comentadas con anterioridad, y analizados los resultados para comprobar el grado de cumplimiento de la normativa DNV RP-C202, conforme se expuso en el Capítulo 4, en este capítulo se procede a evaluar de nuevo las citadas simulaciones, pero ahora cambiando el módulo de FAST de computación de la hidrodinámica (HydroDyn), por el software desarrollado por CompassIS y el CIMNE, SeaFEMv.14.

SeaFEM, como se comentaba en el Capítulo 3, está compuesto por un conjunto de herramientas, integradas en la plataforma de simulación multifísica de Compass, Tdyn, y permite el análisis del efecto de las olas, viento y corrientes en estructuras navales y oceánicas, así como la realización de estudios de maniobrabilidad.

Mediante una serie de adaptaciones a nivel informático, Compass en su versión comercial 14, incluyó (solo para desarrolladores) en el software una serie de herramientas que habilitaban el análisis aero-hidro-servo-elástico, gracias al código con FASTv8.16. De esta manera, las notables características de SeaFEM para el análisis del comportamiento en la mar, junto con la facilidad de incorporar los efectos de diferentes solicitudes sobre una estructura flotante, en contraposición con la inexistencia de interfaz gráfica por parte de FAST, que lo hace un código muy complicado de manejar, hacen del acoplamiento de ambos códigos una herramienta muy potente, fiable, completa y con un entorno de trabajo intuitivo, para la evaluación y el diseño de aerogeneradores marinos flotantes.

Así, se puede resumir el acoplamiento de códigos en los siguientes puntos, en función de las diferentes partes que comprenden el estudio de un aerogenerador marino:

- Análisis estructural. Se lleva a cabo a través de *FAST*, mediante el módulo *ElastoDyn*. Las propiedades y características geométricas estructurales de las palas, torre, góndola y núcleo deberán ser introducidas en este módulo, como se realizó en el Capítulo 6.
- Análisis aerodinámico. Para llevar a cabo el análisis de la aerodinámica del sistema, se emplea el módulo *AeroDyn* y el submódulo *InflowWind*. En este módulo serán introducidas las propiedades de los *airfoil*, así como los archivos de viento, contenido las condiciones de simulación requeridas, de nuevo, como se expuso en el capítulo anterior.
- Análisis hidrodinámico. El análisis hidrodinámico del sistema aerogenerador-plataforma, se realiza con *SeaFEM*, ya que:
 - Es un código basado en el MEF capaz de resolver el comportamiento en el mar de estructuras flotantes.
 - Emplea tanto mallas estructuradas como no estructuradas.
 - Está basado en la teoría de oleaje de Stokes.
 - Su algoritmo de resolución resulta fácilmente adaptable para incluir fuerzas externas no lineales como, por ejemplo, los efectos restauradores causados por las líneas de fondeo.
 - Incluye los efectos de radiación y difracción, permitiendo un análisis de la respuesta de la estructura flotante en el dominio del tiempo.
 - La caracterización de las fuerzas viscosas sobre estructuras esbeltas se realiza mediante la formulación de Morison.
 - Es capaz de simular oleaje irregular mediante diferentes espectros de oleaje como el Pierson–Moskowitz o JONSWAP.
- Análisis de los sistemas de fondeo. El análisis de los sistemas de fondeo también se llevará a cabo a través de *SeaFEM*, el cual incluye un modelo quasi–estático de fondeo acoplado que permite tener en cuenta los efectos de restauración de la línea de fondeo

sobre la estructura flotante, ya que su efecto es devuelto al sistema global en cada intervalo de tiempo, permitiendo un completo análisis dinámico. Este modelo de fondeo es similar al implementado por el módulo *HydroDyn (MAP)* de *FAST*.

Uno de los principales aspectos a considerar en la interacción entre los sistemas de fondeo y el movimiento del flotador es la unión o el acoplamiento de los comportamientos dinámicos, que se realizan mediante la relación tensión–desplazamiento que se establece entre ambos. En este punto, cabe decir que *SeaFEM* facilita la incorporación de estas fuerzas no lineales, debidas a la restauración del fondeo.

En contraposición con los trabajos encontrados en la literatura hasta la fecha, el comportamiento en la mar del objeto flotante se obtiene a partir de la resolución de las ecuaciones de difracción–radiación mediante el MEF, siendo este planteamiento novedoso, pues el análisis se realiza en el dominio del tiempo, evitando el uso de técnicas como la integral de convolución.

En este capítulo, para la evaluación estructural de la torre del aerogenerador evaluado, se seguirá el mismo proceso que se describió en el Capítulo 6 de este Trabajo, pudiendo resumirse el citado proceso en los siguientes puntos:

1. *Preprocesado.* Acudiendo a los DLC's descritos en el Capítulo 4, se procederá a modelar y preparar los casos de carga, para ser simulados, mediante el acoplamiento anteriormente descrito entre *FAST v8.16-SeaFEMv.14*. Para realizar este modelado, el autor del Trabajo deberá introducir todos los parámetros requeridos por ambos códigos, que son:
 - AeroDyn 14: para modelar las cargas y dinámica eólica. Cabe comentar que pese a estar disponible en la web de NREL la versión 15 de AeroDyn, a la hora de realizar las simulaciones aparecían de manera constante inestabilidades de tipo numérico que hacían detener los cálculos debido a un “tower strike” (las palas golpean la torre). Según comentaba uno de los desarrolladores del código *FAST*, esto podía corregirse, de forma provisional, recompilando *FAST* con un paquete de modificaciones en su código [1]. Sin embargo, debido a la dificultad que esto conllevaba, se decidió utilizar la versión 14, mucho más estable, solventando de esta manera el problema.
 - ElastoDyn: este módulo se emplea para modelar las características estructurales de la torre del aerogenerador, así como de las palas. También pueden introducirse datos de condiciones iniciales.
 - InflowWind: para aportar a AeroDyn los datos de viento, modelando las series temporales del mismo.
 - ServoDyn: este módulo se utiliza para modelar el comportamiento del Sistema de Control del aerogenerador. Permitirá, además, simular condiciones de fallo del sistema, tal y como se indica en la normativa DNV-J103 [2].
 - SeaFEM: en este software, como se comentaba, se procederá a modelar con CAD la geometría de la plataforma Spar *OC3-Hywind* (descrita en el Capítulo 5). Posteriormente se mallará, con un tamaño de elementos que será determinado con un estudio de estabilidad de malla (Apartado 3 de este capítulo) y se modelará el sistema de fondeo de la plataforma, empleando el modelo de catenaria. Además, deberá ser incorporada al modelo la matriz de amortiguamiento (*damping*) del aerogenerador mediante programación TCL. Finalmente se introducirán los parámetros para el modelado de los distintos estados de mar.

Así, las siglas de los módulos del código *FAST*, así como del software *SeaFEM*, que se emplearán en la realización de las simulaciones, darán nombre al proceso que se desarrolla en este capítulo: AEMISFEM

2. *Simulación.* Una vez hayan sido introducidos correctamente todos los valores, de los respectivos códigos empleados, para cada una de las condiciones de carga, se procederá a ejecutar el cálculo de cada una de las mismas, ahora mediante la interfaz de SeaFEM.
3. *Postprocesado.* Finalizado el cálculo (por completo) de cada DLC, a continuación, se procede a extraer los resultados del archivo *.out* que se genera, con el programa Matlab desarrollado en el capítulo anterior.
4. *Análisis de Resultados.* Una vez que se han tratado los resultados de cada DLC, y se ha comprobado que el cálculo no es erróneo (no hay inestabilidad numérica, se ha modelado correctamente el DLC, etc.), se procede, de nuevo mediante el programa de Matlab, a extraer los valores máximos de los parámetros de la torre, necesarios para evaluar el comportamiento estructural de la misma, tal y como se expuso en el Capítulo 4.

Con objeto de recordar los datos más relevantes del aerogenerador y de la plataforma, que van a ser estudiados, NREL 5-MW OC3-Hywind, desde la Tabla 7-1 a la Tabla 7-4, se exponen las características principales de los mismos.

Clase de Aerogenerador (IEC)	Clase II
Potencia Nominal	5 MW
Orientación del Rotor, Configuración	Cara al viento, 3 Palas
Control	Velocidad y Paso de Pala Variable
Tren de Transmisión	Alta velocidad, Reductora Multi-etapa
Rotor, Diámetro del Núcleo, Altura del Núcleo	126 m, 3m, 90m
Velocidad del Viento de: Arranque, Esperada, Corte	3 m/s, 11,4 m/s, 25 m/s
Velocidad del Rotor de: Arranque, Esperada	6,9 rpm, 12,1 rpm
Velocidad Esperada en la Punta de la Pala	80 m/s
Overhang, Inclinación del Eje y Precono	5 m, 5°, 2,5°
Masa del Rotor, Masa de la Gondola	110.000 kg, 240.000 kg
Masa de la Torre	347.460 kg
Coordenadas del Centro de Masas (total) rpto. al Nivel del Mar/Tierra y a lo largo de la Línea Central.	(-0,2 m, 0,0 m, 64 m)

Tabla 7-1: Propiedades relevantes del aerogenerador NREL 5-MW Baseline OC3-Hywind. Fuente: [3]

Profundidad de la base de la plataforma bajo el SWL (Calado total)	120 m
Elevación hasta el top de la plataforma (base de la torre) sobre el SWL	10 m
Profundidad hasta el top de la región cónica bajo el SWL	4m
Profundidad a la parte inferior de la región cónica bajo el SWL	12 m
Diámetro de la plataforma por encima de la zona cónica	6,5 m
Diámetro de la plataforma por debajo de la zona cónica	9,4 m
Masa de la plataforma incluyendo el Lastre	7,466,330 kg
Posición del CM bajo el SWL, a lo largo de la línea central de la plataforma	89,9155 m
Inercia de balance respecto del CM	4,229,230,000 kg·m ²
Inercia de balance respecto del CM	4,229,230,000 kg·m ²
Inercia de guiñada respecto de la línea central de la plataforma	164,230,000 kg·m ²

Tabla 7-2: Propiedades estructurales de la plataforma flotante. Fuente: [5]

Densidad del agua (ρ)	1,025 kg/m ³
Profundidad considerada (h)	320 m
Fuerza de Empuje en la posición inicial ($\rho g V_0$)	80.708.100 N
Restauración hidrostática en Arfada ($C_{33}^{Hidrostática}$)	332.941 N/m
Restauración hidrostática en Balance ($C_{44}^{Hidrostática}$)	-4.999.180.000 Nm/rad
Restauración hidrostática en Cabeceo ($C_{55}^{Hidrostática}$)	-4.999.180.000 Nm/rad
Coeficiente de Masas Añadidas (C_A)	0,969954
Coeficiente de Arrastre Viscoso (C_D)	0,6
Coeficiente de Amortiguamiento Lineal en Largada (B_{11}^{Lineal})	100.000 N/(m/s)
Coeficiente de Amortiguamiento Lineal en Deriva (B_{22}^{Lineal})	100.000 N/(m/s)
Coeficiente de Amortiguamiento Lineal en Arfada (B_{33}^{Lineal})	130.000 N/(m/s)
Coeficiente de Amortiguamiento Lineal en Guiñada (B_{66}^{Lineal})	13.000.000 Nm/(rad/s)

Tabla 7-3: Propiedades hidrodinámicas de la plataforma flotante. Fuente: [5].

Número de Líneas de Fondeo	3
Ángulo entre Líneas de Fondeo	120°
Profundidad hasta las Anclas, bajo el SWL (Profund. Total)	320 m
Profundidad hasta los Puntos de Anclaje en la Plataforma, bajo el SWL	70 m
Radio hasta las Anclas, desde la Línea Central de la Plataforma	853,87 m
Radio hasta los Puntos de Anclaje desde la Línea Central de la Plataforma	5,2 m
Longitud de las Líneas de Fondeo (sin estirar)	902,2 m
Diámetro de las Líneas de Fondeo	0,09 m
Peso por metro equivalente de las Líneas de Fondeo	77,7066 kg/m
Peso por metro equivalente en el agua de las Líneas de Fondeo	698,094 N/m
Rigidez (de extensión) equivalente de las Líneas de Fondeo	384,243,000 N
Rigidez de Guiñada Adicional	98,340,000 Nm/rad

Tabla 7-4: Propiedades del Sistema de Fondeo. Fuente: [4] y [5]

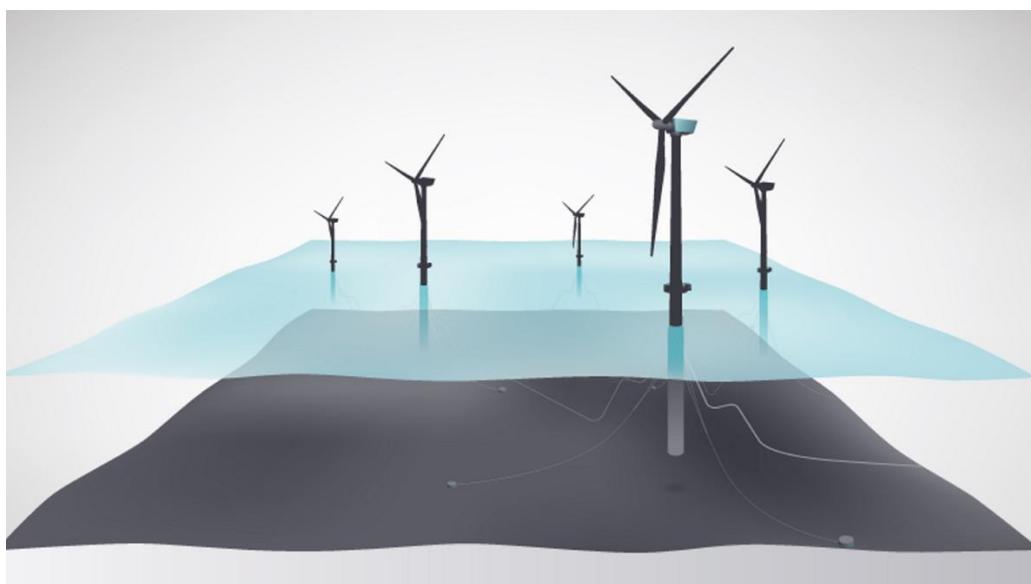


Figura 7-1: Concepto del Hywind Scotland Park. Fuente: [6]

2.- MODIFICACIONES REALIZADAS AL SOFTWARE SEAFEMv.14

Para la correcta ejecución de las simulaciones acopladas con FASTv8.16, empleando SeaFEMv.14, en coordinación con Compass, fueron realizados los siguientes cambios, en el directorio /Archivosdeprograma/Compass/Tdyn14.0.0x64/problems/compassfem.gid/exec:

1. Se cambió la librería “FAST_DLL” (19/04/2017) por “FAST_DLL” (06/07/2017), para habilitar el uso de FASTv.16, en vez de la versión 10 del código.
2. También se cambió el ejecutable “tdynMPH” (16/06/2017) por “tdynMPH” (12/07/2017), permitiendo de esta manera computar correctamente el fondeo introducido desde SeaFEM, ya que en la versión previa el paso de tiempo en el cálculo de la catenaria no era el adecuado, propiciando la interrupción de la simulación.
3. Además, fue necesario introducir la librería “tcl85.dll” (12/08/2015), ya que al utilizar el ejecutable “tdynMPH” (12/07/2017) el software lo exigía.

3.- ESTUDIO DE MALLA Y AJUSTE DEL MODELO

El software SeaFEM es un *solver* desarrollado para permitir realizar las simulaciones más realistas de problemas 3D de radiación-difracción de las olas, con múltiples cuerpos, mediante la resolución de ecuaciones de flujo potencial en el dominio del tiempo, utilizando el método de los elementos finitos (MEF) en mallas no estructuradas.

Es por ello que, a diferencia de lo que ocurría en el Capítulo 6, donde se empleaba HydroDyn y WAMIT para modelar la plataforma, y calcular la dinámica de la plataforma mediante la técnica de la integral de convolución, en este caso se deberá generar la malla del modelo en el entorno GID que será empleada por SeaFEM. GiD el cual se trata de una herramienta de diseño asistido por ordenador (CAD) muy potente que integra el entorno Tdyn.

Así, en este apartado, se procede a exponer el proceso que se siguió, para la determinación del tamaño de malla óptimo, persiguiendo principalmente dos objetivos:

1. Evitar tiempos de cálculos excesivamente largos, en la medida de lo posible, ya que, a menor tamaño de elemento, mayor será el tiempo de cálculo de la simulación.
2. Seleccionar un tamaño de elemento que permita obtener resultados correctos y precisos.

Para lograr el segundo objetivo expuesto, Compass aportó al autor del Trabajo las curvas del Operador de Amplitud de Respuesta (RAO), publicadas por NREL, de los tres movimientos principales que afectan al comportamiento del aerogenerador flotante, encastrado sobre la Spar *OC3-Hywind*: arfada (heave), cabeceo (pitch) y largada (surge). Por lo que, en este estudio de estabilidad de malla, estas curvas se convirtieron en las “curvas objetivo”, y de cada malla estudiada, se evaluaron los errores relativos de puntos clave de la curva, respecto de los mismos puntos de las curvas de WAMIT.

Para realizar este estudio, en primer lugar, se procedió, como se comentaba, a generar la geometría en el GID del software, siguiendo las características reflejadas en la Tabla 7-1, Tabla 7-2, Tabla 7-3 y Tabla 7-4. En esta geometría se incluye:

- la plataforma flotante: Spar *OC3-Hywind*;
- el volumen de control, definido a su vez por:
 - *Outlet1*: un cilindro concéntrico con la Spar, de 50m de diámetro y de altura la profundidad total (320 m).
 - *Bottom1*: tapa circular que “cierra” el volumen interior del *Outlet1*, por abajo, a una profundidad de 320 m.
 - *FreeSurface1*: tapa superior del *Outlet1*, con forma de corona circular, de diámetro exterior 50 m, e interior 6,5 m (diámetro superior de la Spar).
 - *Outlet2*: cilindro concéntrico con la Spar y con el *Outlet1*, con un diámetro de 1000 m y de altura, de nuevo, la profundidad total.
 - *Bottom2*: tapa con forma de corona circular que “cierra” el volumen interior formado entre el *Outlet1* y el *Outlet2*, a una profundidad de 320 m.
 - *FreeSurface2*: tapa superior entre el *Outlet1* y el *Outlet2*, con forma de corona circular, de diámetro interior 50 m, y exterior 1000 m.
- el sistema de fondeo: empleando el modelo de catenaria, se generaron las tres líneas de fondeo, de acuerdo a las características expuestas en la Tabla 7-4.

A continuación, se explica paso a paso el proceso que el autor del Trabajo siguió para determinar tanto el tamaño de malla, como las fuerzas de compensación externas a introducir, para lograr que la plataforma fuera estable, en su situación inicial de flotación.

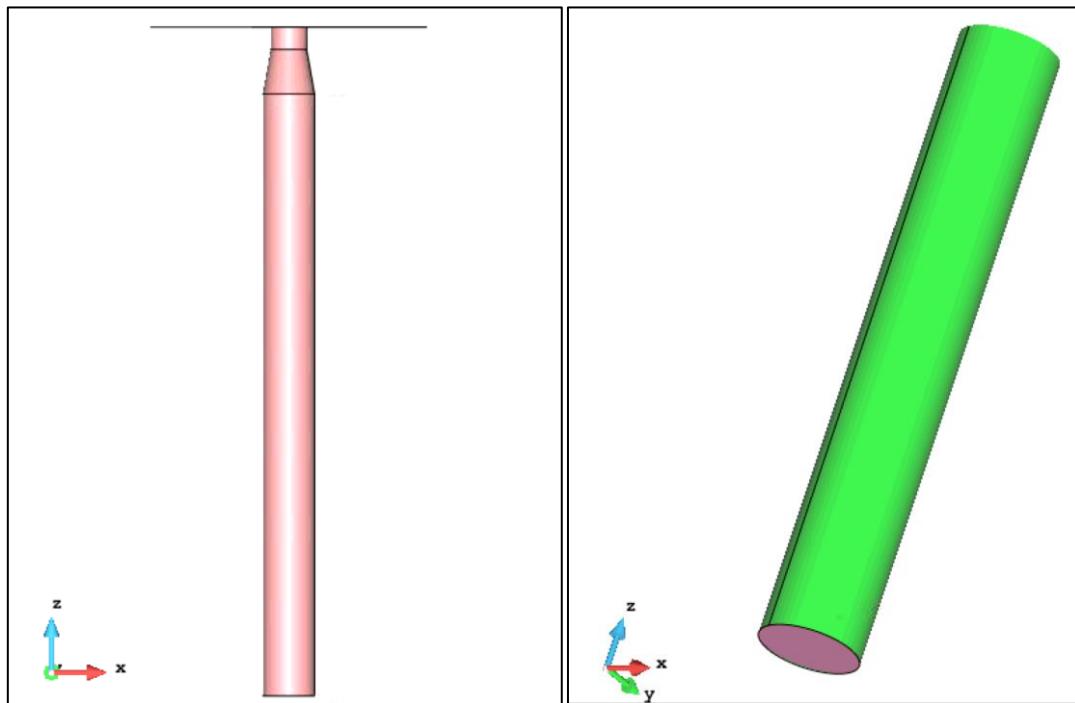


Figura 7-2: Vista de Perfil de la Región 1(izqda.) y la Región 2 (derecha) en SeaFEM.

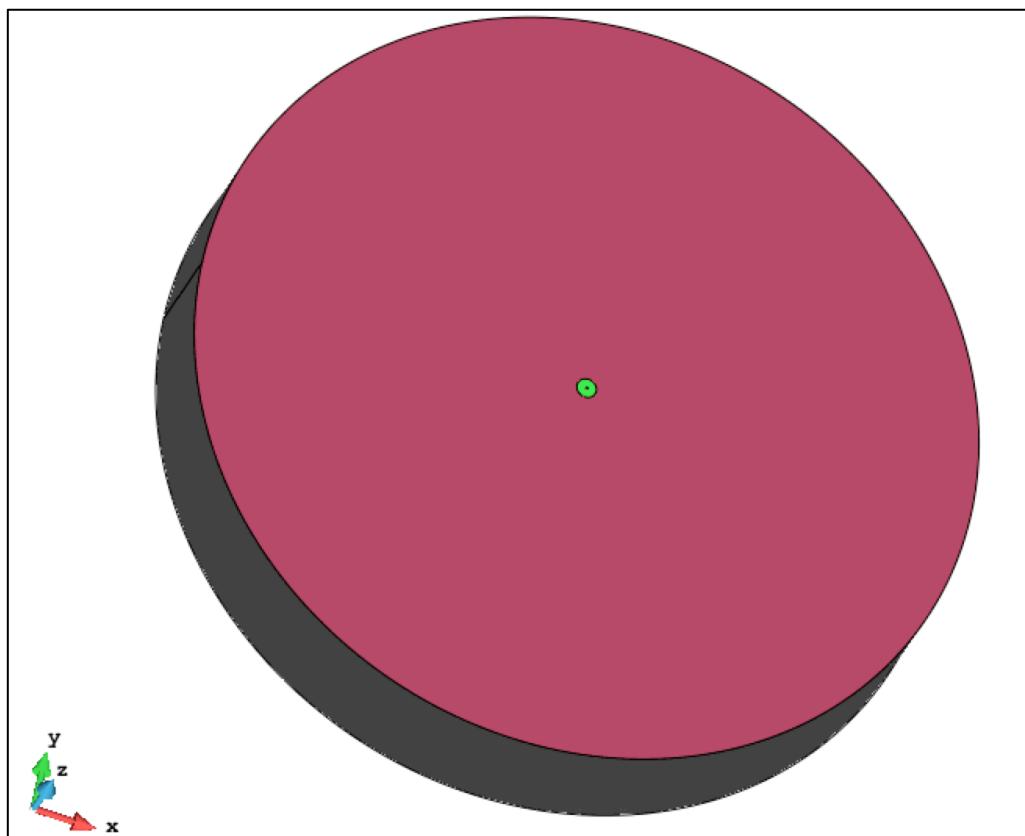


Figura 7-3: Vista Superior del Volumen de Control OC3-Hywind modelada en SeaFEM.

3.1.-SELECCIÓN DE MALLA

Para seleccionar el tamaño de malla óptimo, toda la geometría fue dividida en tres regiones:

1. Región 1: formada por el cuerpo (*body*) de la boyas Spar, y por la *FreeSurface1* (superficie libre 1), como se observa en la Figura 7-2.
2. Región 2: compuesta por el *Outlet1* y *Bottom1* (Figura 7-2).
3. Región 3: el resto, el cual no será considerado para la selección de malla, ya que el tamaño de elemento que se le impone es automático.

En el caso de la catenaria, cabe comentar que en este estudio no será considerada ya que, por el momento, será introducido el Sistema de Fondeo, a través de una matriz de rigidez, en el archivo *.tcl*, como se señalaba en la introducción del capítulo. Junto con esta matriz de fondeo, en primera instancia, también se introducirá:

- la matriz de masa de la boyas Spar;
- la matriz de amortiguamiento de la Spar;
- la matriz de masa de la turbina.

Tanto la matriz de amortiguamiento de la turbina, como la de rigidez de la misma, no es necesario incluirla en el cálculo que se realiza a continuación, pues únicamente se requiere la matriz de masas de ésta, para computar el comportamiento y las curvas de respuesta de la plataforma. Posteriormente, cuando se active el acoplamiento con FAST, y se proceda a evaluar el comportamiento estructural del aerogenerador (como se realizó en el Capítulo 6), entonces estas dos matrices serán introducidas en el cálculo por FAST, como ocurría en las simulaciones del capítulo anterior.

Las matrices arriba expuestas, fueron ampliamente explicadas en el Capítulo 5, y su introducción en el archivo TCL se refleja en la Figura 7-4. Estas, conforme se vaya avanzando en el estudio de estabilidad, serán sustituidas, de manera progresiva, por datos de entrada en la interfaz de SeaFEM, hasta que solamente se deba introducir la matriz de amortiguamiento hidrodinámico de la plataforma.

```

proc TdynTcl_InitiateProblem { } {
    # Mass matrix of spar buoy OC3
    TdynTcl_Add_Mass_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        7.4663E+06          0           0           0           -6.7134E+08      0 \
        0           7.4663E+06          0           0           0           0 \
        0           0           7.4663E+06          0           0           0 \
        0           0           0           6.7134E+08      0           0 \
        -6.7134E+08      0           0           0           0           0 \
        0           0           0           0           0           1.6420E+08 ]
    # Additional Damping of spar buoy OC3
    TdynTcl_Add_Damping_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        100000.0          0           0           0           0           0 \
        0           100000.0          0           0           0           0 \
        0           0           130000.0          0           0           0 \
        0           0           0           0           0           0 \
        0           0           0           0           0           0 \
        0           0           0           0           0           1.3E+07 ]
    # Mass matrix of wind turbine
    TdynTcl_Add_Mass_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        6.9746E+05          0           0           0           4.430E+07      0 \
        0           6.975E+05          0           0           0           6.6000E+06 \
        0           0           6.9746E+05          0           0           0 \
        0           -4.43E+07          0           0           3499.0E+06      0 \
        4.43E+07          0           0           -6.60E+06          0           3560.0E+06 \
        0           6.600E+06          0           -5.133E+08      0           1.0117E+08 ]
    # Stiffness matrix for mooring linear analysis
    TdynTcl_Add_Stiffness_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        4.112E+04          0           0           0           -2.821E+06      0 \
        0           4.112E+04          0           2.821E+06      0           0 \
        0           0           1.194E+04          0           0           0 \
        0           2.816E+06          0           3.111E+08      0           0 \
        -2.816E+06          0           0           3.111E+08      0           0 \
        0           0           0           0           11.56E+06     0 ]
    TdynTcl_Message "TdynTcl_DefineBodyData finished!!!" notice
}

```

Figura 7-4: Archivo TCL con las matrices del aerogenerador, introducidas en SeaFEM.

Para realizar el estudio, se utilizaron cuatro mallas, con tamaños diferentes, de las cuales se seleccionará la más óptima, en función de los objetivos descritos. La selección se llevará a cabo sometiendo a estas mallas a un análisis de convergencia de resultados, con el cual se observará que, a partir de un determinado número de elementos, el resultado obtenido es similar, por lo que se escogería esa malla, pues con ella se obtendría una solución aceptable, para el máximo tamaño de malla posible, o lo que es lo mismo, para el menor tiempo de cálculo posible.

Malla	Tamaño de Elementos			Número de Elementos			Número de Nodos
	Región 1	Región 2	Región 3	Triángulos	Tetraedros	TOTAL	
1	2	4	4	30596	444412	475008	80823
2	1	2	2	65506	884882	950388	157513
2-3	0,75	1,5	1,5	100856	1356390	1457246	239793
3	0,5	1	1	187366	2803819	2991185	488285

Tabla 7-5: Mallas a evaluar.

Para realizar el análisis de convergencia se introdujeron los siguientes parámetros en SeaFEM:

- *Fast/AeroDyn coupling: 0.* Con este parámetro se desactiva el acoplamiento entre ambos códigos (FAST y SeaFEM), calculándose de esta manera la dinámica de la plataforma sin la interacción de las cargas de viento y estructurales de la turbina, como se señaló anteriormente.
- *Problem Description:*
 - *Bathymetry: Constant depth.* La profundidad será constante e igual a 320m.
 - *Depth: 320m.*
 - *Beach: 75m.* La playa es la zona que permite la atenuación progresiva del oleaje generado por el movimiento de la plataforma.
- *Environmental Data:*
 - *Wave spectrum type: White noise.* Con esto se indica a SeaFEM que se desea realizar un análisis del Operador de Amplitud de Respuesta (RAO).
 - *Amplitude: 0,05m.* Se introducirá un oleaje de altura mínima, así como un rango de periodos lo suficientemente amplio para evaluar la misma banda que en las curvas de WAMIT.
 - *Heading: 0 deg*
 - *Shortest period: 20 s*
 - *Longest period: 200 s*
 - *Number of waves periods: 30*
- *Time Data:*
 - *Simulation time: 1244,444s.* Los parámetros temporales fueron escogidos para dotar de suficiente estabilidad numérica al cálculo, con el objeto de que los resultados fueran lo más precisos posible.
 - *Start time recording: 600 s*
 - *Initialization time: 500 s*
- *Body Data* (tomando el cuerpo, como el modelo de CAD de la plataforma Spar):
 - *Body properties:*
 - *Mass: 0,000000001 kg.* La masa de la plataforma y de la turbina, como se comentó anteriormente, se introducen como matrices de masa en el

archivo TCL. No se pone cero, ya que el valor nulo no es admitido por SeaFEM.

- $XG, YG, ZG: 0 \text{ m}$. Estos parámetros también van incluidos en las matrices del TCL.
- *Degrees of freedom: Surge, Pitch, Heave*. Como se señalaba anteriormente, solo estos grados de libertad son los que serán evaluados.
- *External loads*:
 - *External force X: 0 N*
 - *External force Y: 0 N*
 - *External force Z: 0 N*
 - *External moment Z: 0 N*
- *Activate mooring: No*. Como se comentaba, no serán incluidos los efectos de las líneas de fondeo modeladas sobre SeaFEM, sino que se introducirán como una matriz de rigidez mediante el archivo TCL.

Una vez que se ejecutaron los análisis, de las cuatro mallas descritas en la Tabla 7-5, las curvas y los errores relativos respecto de las curvas RAO de WAMIT, se exponen a continuación.

Malla	Valor máximo en las curvas RAO					
	Surge [m/m]	%Rpto. WAMIT	Heave [m/m]	%Rpto. WAMIT	Pitch [deg/m]	%Rpto ¹ . WAMIT
1	19,076	-30,66%	3,169	1,38%	3,925	-6,77%
2	21,761	-20,89%	2,890	-7,53%	3,999	-4,99%
2-3	21,226	-22,84%	2,821	-9,74%	4,043	-3,95%
3	22,853	-16,92%	2,735	-12,48%	3,959	-5,96%

Tabla 7-6: Valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Malla

Malla	Frecuencia del valor máximo en las curvas RAO					
	Surge [Hz]	%Rpto. WAMIT	Heave [Hz]	%Rpto. WAMIT	Pitch [Hz]	%Rpto. WAMIT
1	0,0078	-1,42%	0,0310	-1,98%	0,0341	0,28%
2	0,0078	-1,42%	0,0310	-1,98%	0,0341	0,28%
2-3	0,0078	-1,42%	0,0310	-1,98%	0,0341	0,28%
3	0,0078	-1,42%	0,0310	-1,98%	0,0341	0,28%

Tabla 7-7: Frecuencia del valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Malla

Malla	%Medio Rpto WAMIT	Tiempo Total de Cálculo [h]
1	-6,53%	0,55
2	-6,09%	1,17
2-3	-6,61%	2,75
3	-6,41%	13,79

Tabla 7-8: Error relativo medio respecto a las curvas WAMIT y tiempo total de cálculo. Malla

1: %Rpto WAMIT se refiere al error relativo respecto al cálculo realizado con WAMIT

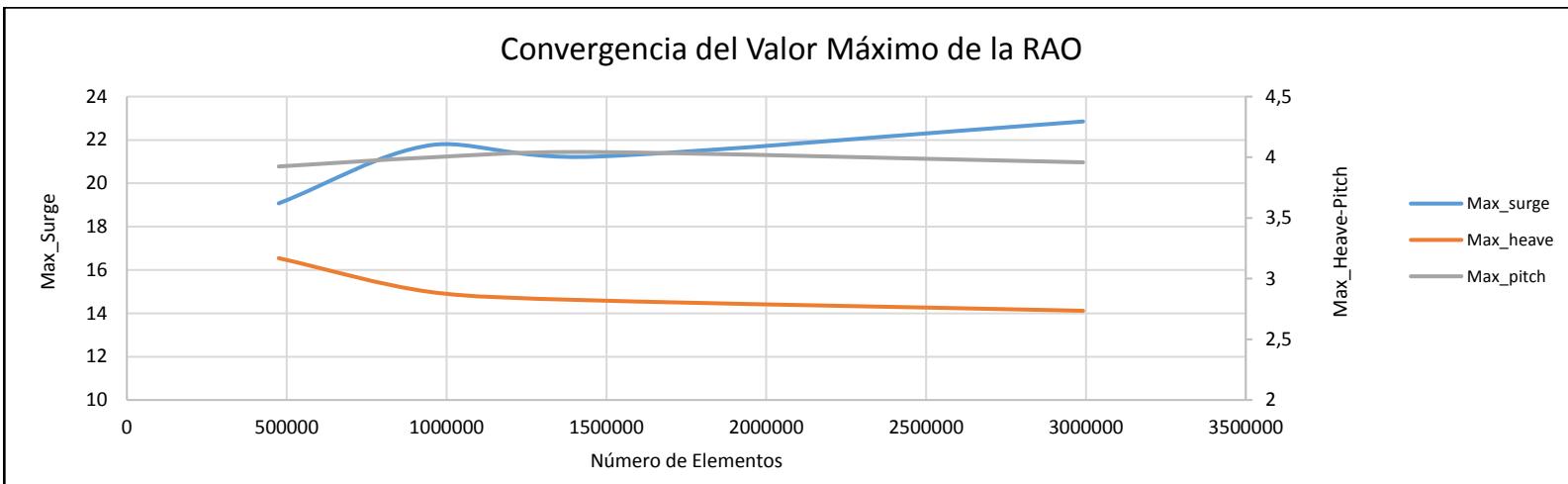


Figura 7-5: Convergencia de los Valores Máximos de las Curvas RAO, en función del nº de elementos.

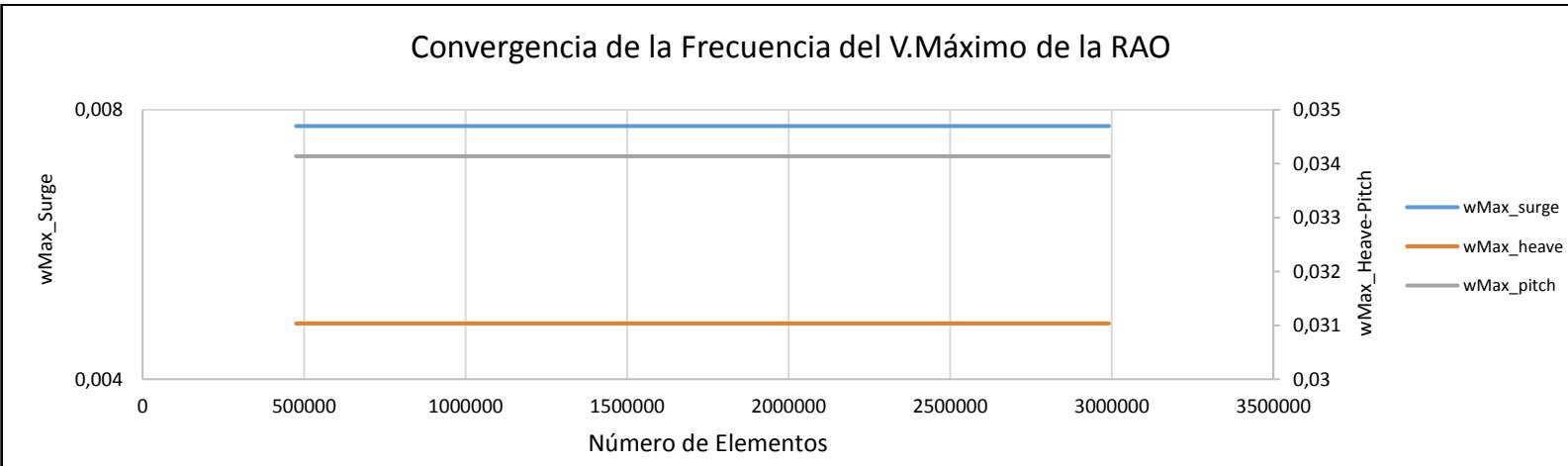


Figura 7-6: Convergencia de la Frecuencia de los Valores Máximos de las Curvas RAO, en función del nº de elementos.

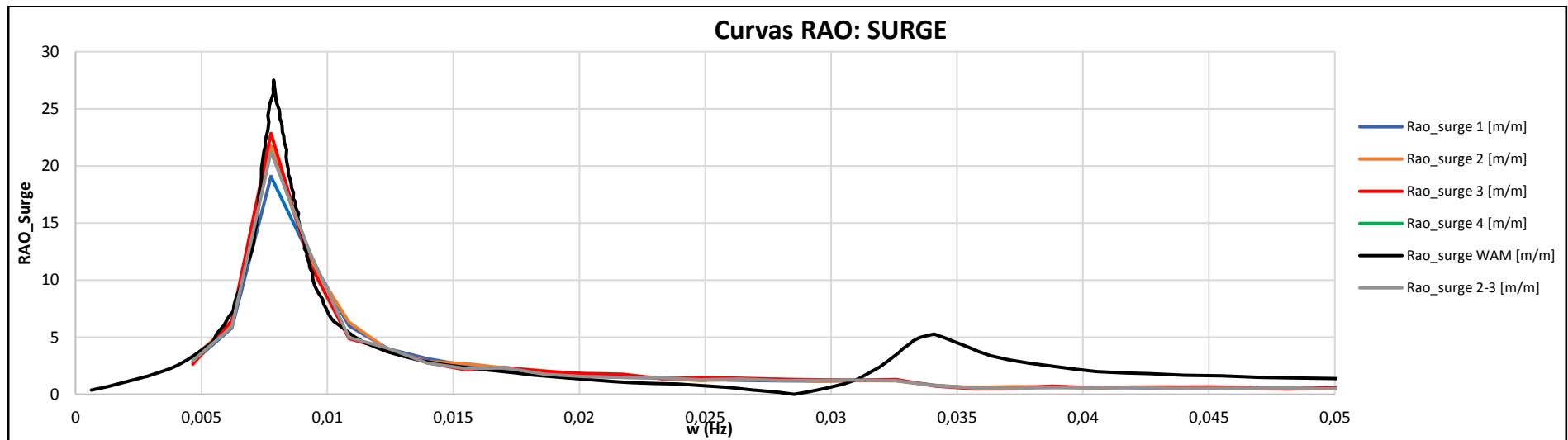


Figura 7-7: Curvas RAO del movimiento Surge (Largada). Selección de Malla

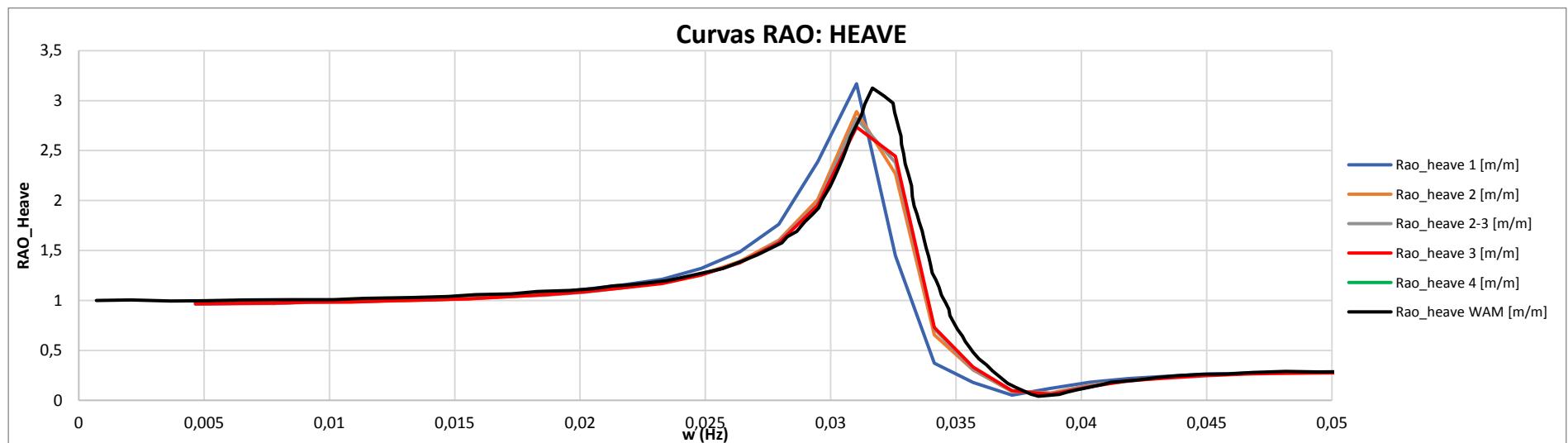


Figura 7-8: Curvas RAO del movimiento Heave (Arfada). Selección de Malla

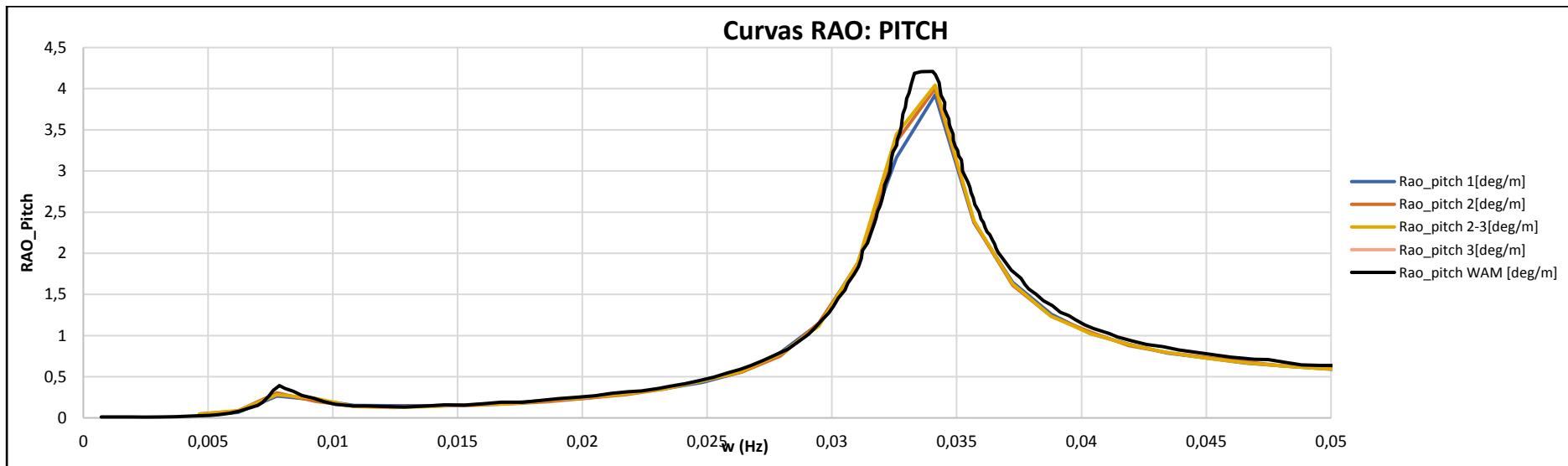


Figura 7-9: Curvas RAO del movimiento Pitch (Cabeceo). Selección de Malla

Finalmente fue escogida la Malla 2, ya que, tal y como puede observarse en las figuras y tablas anteriores (véanse las figuras XX y Tablas XXX), es la que menor error relativo medio presenta, respecto de las curvas objetivo (WAMIT), además de tener un tiempo de cálculo asumible por las estaciones de cálculo del laboratorio en el que se realizaron los análisis.

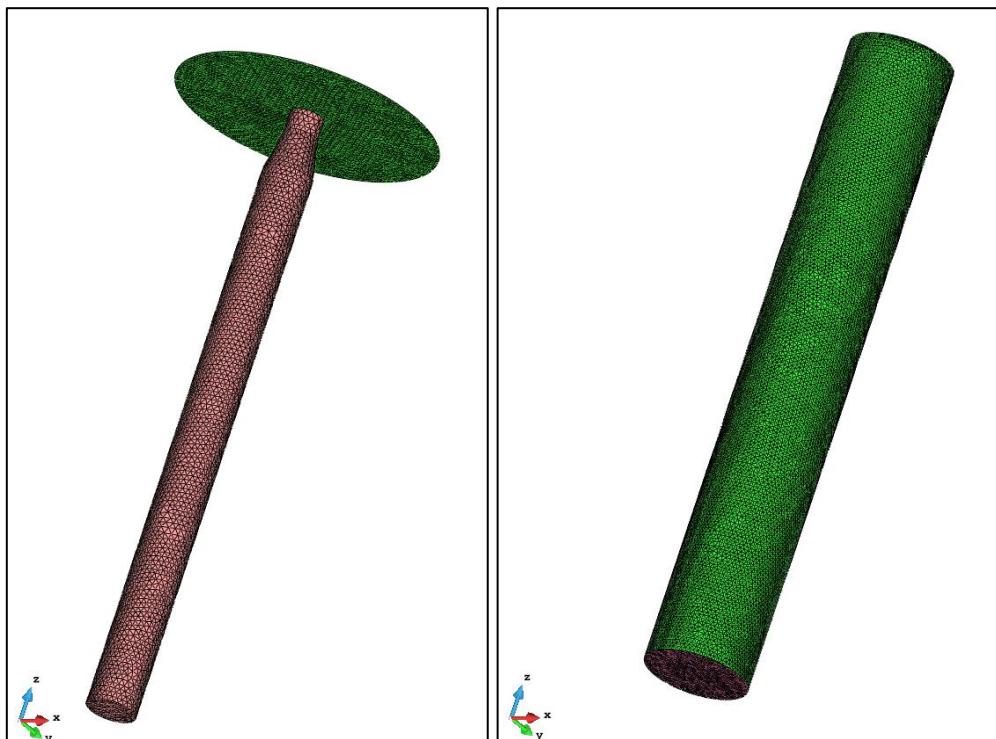


Figura 7-10: Malla 2 en las Regiones 1 y 2.

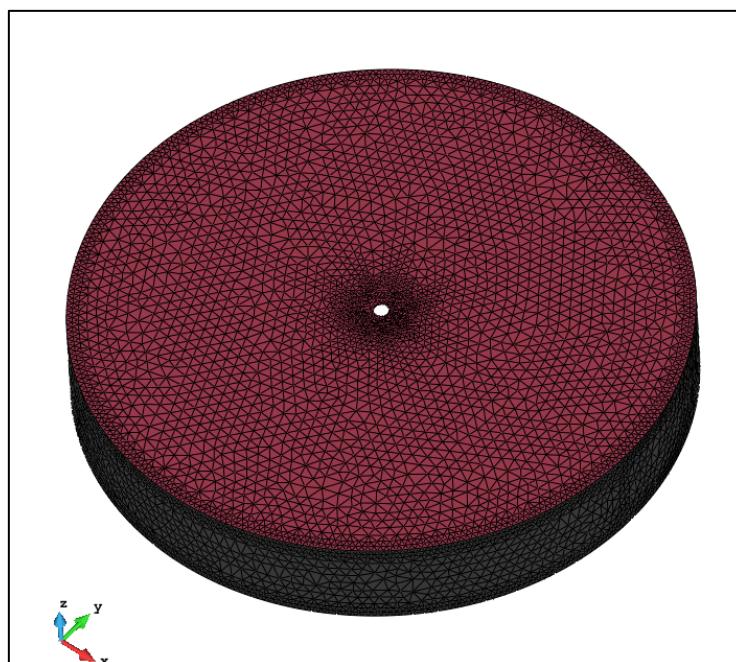


Figura 7-11: Mallado en la Región 3.

3.2.-INTRODUCCIÓN DEL FONDEO

Seleccionada la Malla 2, y determinado así el tamaño y número de elementos, a continuación, se procede a sustituir la matriz de rigidez del fondeo, en el archivo TCL (Figura 7-12), por el generado a través del sistema desde la interfaz de SeAFEM, empleando, como se señalaba, el modelo de catenaria, de acuerdo con las características reflejadas en la Tabla 7-4.

```

proc TdynTcl_InitiateProblem { } {
    # Mass matrix of spar buoy OC3
    TdynTcl_Add_Mass_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        -7.4663E+06          0           0           0           -6.7134E+08          0 \
        0           7.4663E+06          0           0           6.7134E+08          0 \
        0           0           7.4663E+06          0           0           0 \
        0           6.7134E+08          0           0           6.4593E+10          0 \
        -6.7134E+08          0           0           0           0           0 \
        0           0           0           0           0           1.6420E+08 ]
    # Additional Damping of spar buoy OC3
    TdynTcl_Add_Damping_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        100000.0          0           0           0           0           0 \
        0           100000.0          0           0           0           0 \
        0           0           130000.0          0           0           0 \
        0           0           0           0           0           0 \
        0           0           0           0           0           0 \
        0           0           0           0           0           1.3E+07 ]
    # Mass matrix of wind turbine
    TdynTcl_Add_Mass_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        6.9746E+05          0           0           0           4.430E+07          0 \
        0           6.975E+05          0           0           -4.43E+07          0 \
        0           0           6.9746E+05          0           0           -6.6000E+06 \
        0           -4.43E+07          0           0           3499.0E+06          0 \
        4.43E+07          0           -6.60E+05          0           0           3560.0E+06 \
        0           6.600E+06          0           -5.133E+08          0           1.0117E+08 ]
}

TdynTcl_Message "TdynTcl_DefineBodyData finished!!!" notice
}

```

Figura 7-12: Archivo TCL(2) con las matrices del aerogenerador, introducidas en SeaFEM.

Una vez ha sido modelado el fondeo, como se muestra en la Figura 7-13, se debe realizar un estudio de estabilidad en flotación, ya que, deberá ser introducida, en la pestaña *External forces* del menú *Body data*, una fuerza vertical para compensar la pérdida de volumen ligada al empleo de MEF, pues, por ejemplo, la forma de un cilindro es aproximada mediante elementos triangulares y/o tetraédricos, reproduciendo así formas curvas con elementos planos, con la consiguiente merma de volumen total. Esta fuerza será calculada por el software, a través de la expresión, en la que se introducen las variables *mass* (masa del cuerpo, introducida en el TCL), *volumen* (volumen del cuerpo calculado con FEM) y *density* (densidad del agua marina con valor 1025 kg/m³):

$$F_z = (\text{mass} - \text{volume} \cdot \text{density}) \cdot g \quad (\text{Eq. 7-1})$$

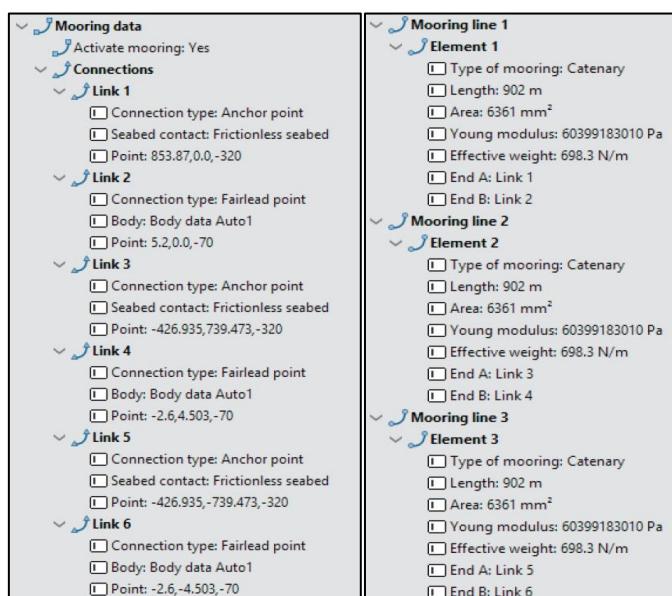


Figura 7-13: Modelado del Sistema de Fondeo (catenaria) en SeaFEM.

Este estudio de estabilidad de flotación, se realiza con el objeto de determinar la fuerza vertical (positiva) de corrección de F_z , por el efecto de hundimiento (respecto de la línea de flotación) que provoca la introducción de la catenaria en el modelo, ya que constituye aproximadamente un 2,3% del peso total.

Así pues, en este caso se empleará, en el menú *Environment data* de SeaFEM, un espectro de oleaje monocromático, de amplitud de ola nula, pues se pretende dejar flotar libremente el sistema plataforma-fondeo, y observar la evolución de la arfada (*heave*).

Realizado el cálculo, se observó que la arfada, a lo largo de los 200 segundos de simulación, evolucionaba de forma negativa hasta estabilizarse en -4,9 m, así pues, sabiendo que el radio de la Spar es de 3,25 m, entonces:

$$V_{exceso} = \pi \cdot R_{SPAR}^2 \cdot H_{exceso} = 162,6 \text{ m}^3, \quad (\text{Ec. 7-2})$$

$$M_{exceso} = V_{exceso} \cdot \rho \approx 166.662 \text{ kg} \quad (\text{Ec. 7-3})$$

Así, finalmente:

$$F_z = (\text{mass} - \text{volume} * \text{density}) \cdot g + 166.662 \cdot g, \quad (\text{Ec. 7-4})$$

y con esto, tal y como muestra SeaFEM (Figura 7-14), la arfada queda estabilizada, aproximadamente, en 0 m. Obteniendo el calado deseado.

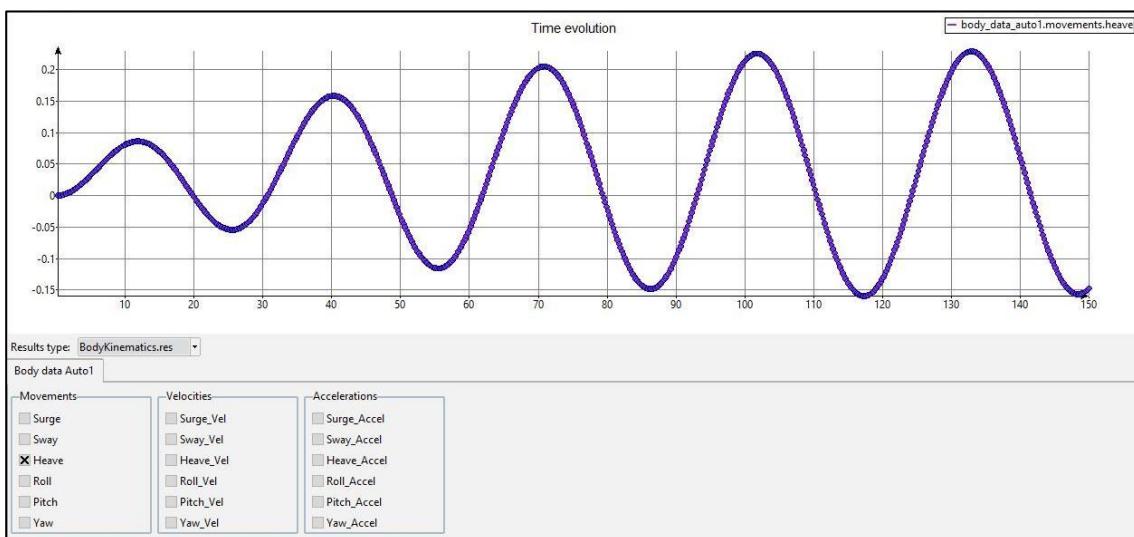


Figura 7-14: Estabilización de la arfada en SeaFEM.

Además, durante la realización del citado estudio, se observó la existencia de un ángulo de cabeceo permanente de 0,054 radianes. Para atenuarlo, se procedió a girar la geometría 3,094° en sentido horario, con respecto a la horizontal que pasa por el centro de gravedad de la plataforma, paralela con el Eje Y. Sin embargo, se comprobó que la geometría sin girar reproducía mejor las curvas WAMIT.

Por todo ello, realizando de nuevo el cálculo descrito en el Apartado 3.1, finalmente se escogió la Malla 2, sin girar, y tomando por correcta la modelización del sistema de fondeo, así como de la fuerza de compensación F_z . Cabe comentar que también fueron modeladas las líneas de fondeo como cables dinámicos, para emplear el Método de Elementos Finitos en el cálculo, sin embargo, los tiempos de simulación se dispararon, por lo que se decidió emplear, finalmente el modelo de catenaria. A continuación, se muestran los resultados obtenidos en este estudio.

Malla	Valor máximo en las curvas RAO					
	Surge [m/m]	%Rpto. WAMIT	Heave [m/m]	%Rpto. WAMIT	Pitch [deg/m]	%Rpto. WAMIT
2	21,761	20,89%	2,890	7,53%	3,999	4,99%
2cate	20,301	26,20%	2,695	13,77%	3,978	5,51%
2cateG	22,137	19,53%	3,416	9,28%	3,794	9,88%
2femG	20,861	24,16%	3,364	7,64%	3,969	5,72%

Tabla 7-9: Valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Fondeo

Malla	Frecuencia del valor máximo en las curvas RAO					
	Surge [Hz]	%Rpto. WAMIT	Heave [Hz]	%Rpto. WAMIT	Pitch [Hz]	%Rpto. WAMIT
2	0,0078	1,42%	0,0310	1,98%	0,0341	0,28%
2cate	0,0078	1,42%	0,0310	1,98%	0,0326	4,27%
2cateG	0,0078	1,42%	0,0310	1,98%	0,0341	0,28%
2femG	0,0078	1,42%	0,0310	1,98%	0,0341	0,28%

Tabla 7-10: Frecuencia del valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Fondeo

Malla	%Medio Rpto WAMIT
2	6,09%
2cate	8,86%
2cateG	3,87%
2femG	4,23%

Tabla 7-11: Error relativo medio respecto a las curvas WAMIT. Fondeo

Como se puede observar, pese a que la Malla 2 sin girar (2cate), presenta un error relativo respecto de las curvas WAMIT superior que la Malla 2 girada (2cateG) y la Malla 2 modelada con FEM y girada (2femG), es escogida para los cálculos posteriores debido a que las formas descritas se ajustan mejor a las citadas curvas objetivo.

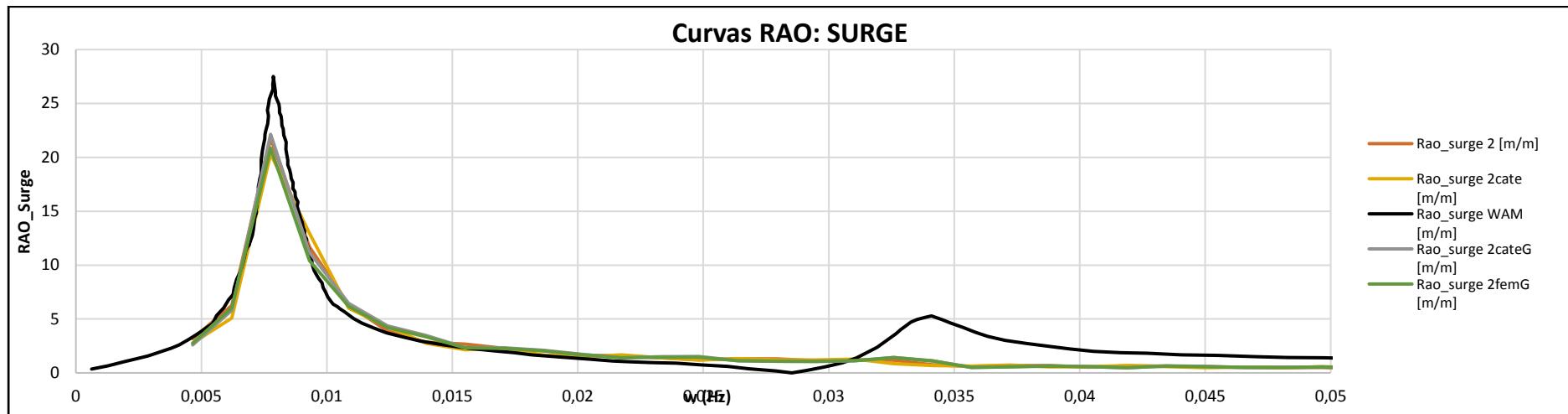


Figura 7-15: Curvas RAO del movimiento Surge (Largada). Introducción del Fondeo

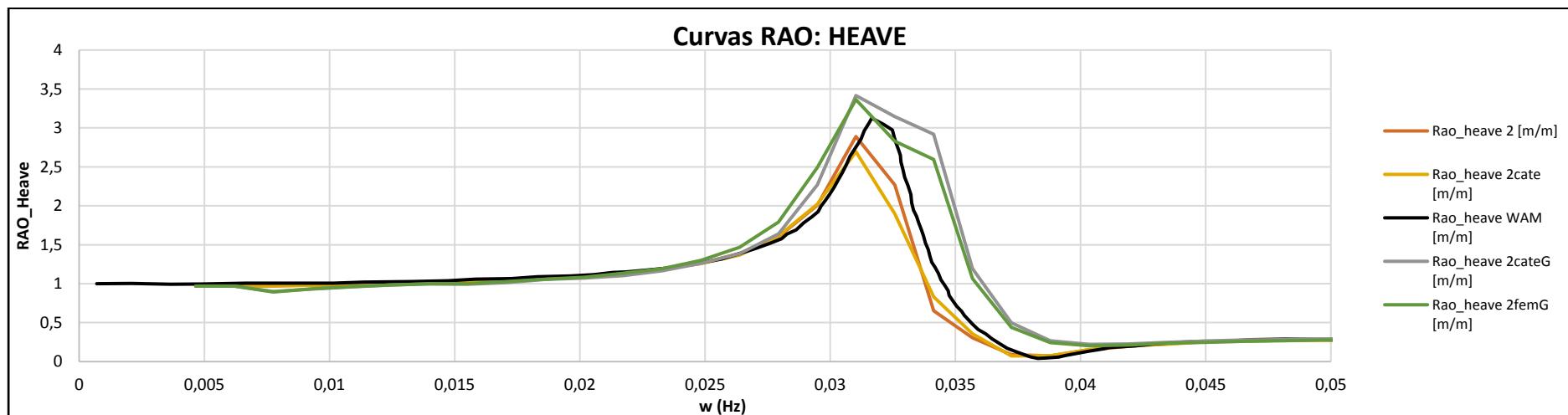


Figura 7-16: Curvas RAO del movimiento Heave (Arfada). Introducción del Fondeo

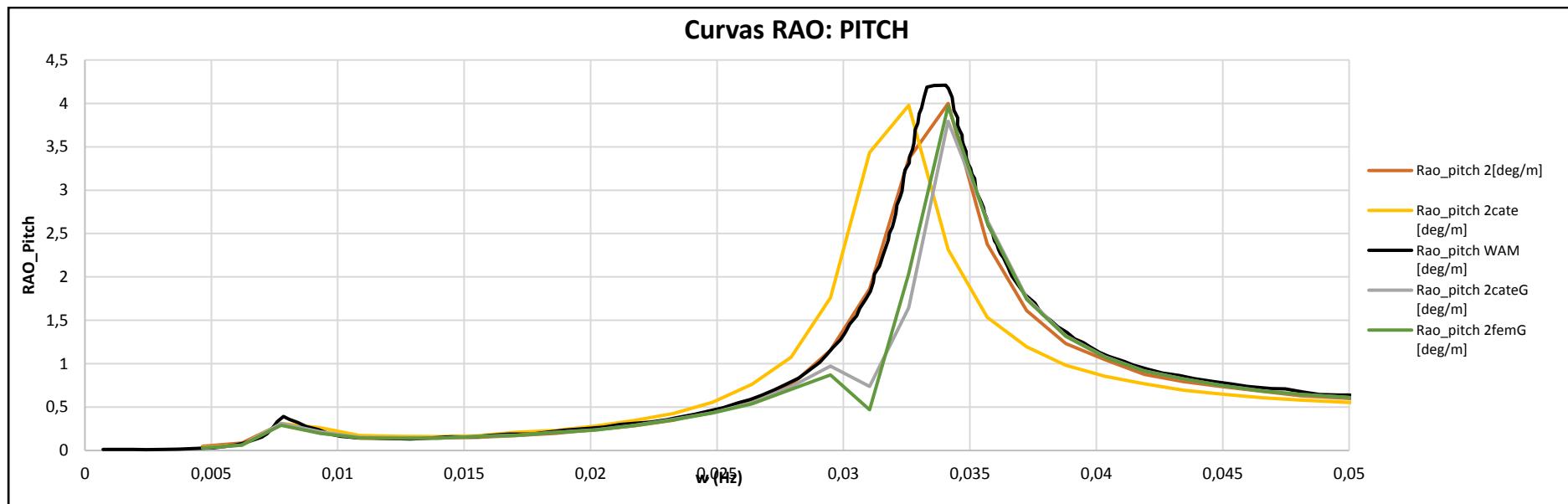


Figura 7-17: Curvas RAO del movimiento Pitch (Cabeceo). Introducción del Fondeo

3.3.-INTRODUCCIÓN DE LA MASA DE LA PLATAFORMA

En este apartado, se llevó a cabo la sustitución de la matriz de masas de la plataforma Spar *OC3-Hywind*, del archivo TCL, por la introducción de los parámetros de masa de la misma, a través de la interfaz de SeaFEM.

```
proc TdynTcl_InitiateProblem { } {
    # Additional Damping of spar buoy OC3
    TdynTcl_Add_Damping_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        100000.0      0      0      0      0      0      0      0 \
        0      100000.0      0      0      0      0      0      0 \
        0      0      130000.0      0      0      0      0      0 \
        0      0      0      0      0      0      0      0 \
        0      0      0      0      0      0      0      1.3E+07 ]]

    # Mass matrix of wind turbine
    TdynTcl_Add_Mass_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        6.9746E+05      0      0      0      4.430E+07      0      0      0 \
        0      6.975E+05      0      -4.43E+07      0      -6.6000E+06      0 \
        0      0      6.9746E+05      0      3499.0E+06      0      0 \
        0      -4.43E+07      0      -6.60E+06      0      3560.0E+06      0 \
        4.43E+07      0      0      0      -5.133E+08      0      1.0117E+08 ]
}

TdynTcl_Message "TdynTcl_DefineBodyData finished!!!" notice
}
```

Figura 7-18: Archivo TCL(3) con las matrices del aerogenerador, introducidas en SeaFEM.

Los parámetros introducidos en el modelo de SeaFEM, en el menú *Body data*, pueden resumirse en los siguientes puntos:

- *Body Data* (tomando el cuerpo, como el modelo de CAD de la plataforma Spar):
 - *Body properties*:
 - *Mass*: $7,4663 \cdot 10^6 \text{ kg}$.
 - *XG, YG, ZG*: $0, 0, -89,9115 \text{ m}$.
 - *Radius of gyration* ($R_{1,1}, R_{2,2}, R_{3,3}$): $23,8 ; 23,8 ; 4,69 \text{ m}$. Las inercias para calcular estos valores son las que se recogen en la Tabla 7-2.
 - *Degrees of freedom: Surge, Pitch, Heave*. Como se señalaba anteriormente, solo estos grados de libertad son los que serán evaluados.
 - *External loads*:
 - *External force X*: 0 N
 - *External force Y*: 0 N
 - *External force Z*: $(\text{mass} \cdot \text{volume} \cdot \text{density}) \cdot g + 166.662 \cdot g \text{ N}$
 - *External moment Z*: 0 N

Como era de esperar, los resultados obtenidos fueron exactamente los mismos que los que se obtuvieron en el apartado anterior, por lo que se tomó como correcta la sustitución evaluada.

3.4.-ACTIVACIÓN DEL ACOPLAMIENTO CON FASTV8.16

A continuación, y, para terminar el ajuste del modelo, se procedió a activar el acoplamiento entre SeaFEM y FAST, como se señalaba en la introducción del capítulo. Para ello, se siguieron los siguientes pasos:

1. *Fast/AeroDyn coupling*: 1. Con este parámetro se activa el acoplamiento entre ambos códigos (FAST y SeaFEM). Ya que la matriz de masas de la turbina es aportada por FAST en el cálculo, se prescinde de ella en el archivo TCL (Figura 7-19).
 - a. *Fast/AeroDyn data*:
 - i. *Num. of correction iterations*: 5
 - ii. *Time between call to get Jacobians*: 1,5s
2. En la hoja fst empleada de FAST, se desactivará la computación del fondeo (*CompMooring=0*) ya que este se introduce a través de SeaFEM, y se activará el cómputo de la dinámica estructural e hidrodinámica (*CompElast=1* y *CompHydro=1*).
3. En todos los archivos *primary* de los submódulos de FAST se deberá comprobar que los pasos de tiempo están en *default*, con objeto de que todos se cambien automáticamente al valor introducido en SeaFEM.
4. En el *primary* de HydroDyn, se deberá introducir la línea “*TRUE HasSeaFEM – using SeaFEM (flag)*”, la cual permitirá la interacción entre los códigos FAST y SeaFEM.

```
proc TdynTcl_InitiateProblem { } {
    # Additional Damping of spar buoy OC3
    TdynTcl_Add_Damping_Matrix 1 [list 0.0 0.0 0.0] [list \
        100000.0 0 0 0 0 0 0 0 \
        0 100000.0 0 0 0 0 0 0 \
        0 0 130000.0 0 0 0 0 0 \
        0 0 0 0 0 0 0 0 \
        0 0 0 0 0 0 0 0 \
        0 0 0 0 0 0 0 0 \
        ] 1.3E+07 ]
}
TdynTcl_Message "TdynTcl_DefineBodyData finished!!!" notice
```

Figura 7-19: Archivo TCL(4) con la matriz de amortiguamiento de la Spar, introducidas en SeaFEM.

Una vez ejecutado el cálculo, como se puede observar en la Tabla 7-12, Tabla 7-13 y en la Tabla 7-14, las curvas RAO obtenidas se aproximan correctamente a las formas de las curvas de WAMIT. Con el acoplamiento, de hecho, se consigue reducir el error relativo de las curvas resultado con respecto a las curvas objetivo, alrededor de un 2%, quedando un error medio relativo de 7,75%.

Así pues, se puede concluir que la Malla 2, con el fondeo introducido en SeaFEM, la matriz de amortiguamiento de la turbina aportada por el archivo TCL y con el acoplamiento activo, es apta para ser empleada en las simulaciones con FAST-SeaFEM, reproduciendo los casos de carga (DLC's) expuestos en el capítulo anterior. Con estas simulaciones se comprobará la similitud de los resultados con respecto a los obtenidos sin el acoplamiento de códigos.

Malla	Valor máximo en las curvas RAO					
	<i>Surge</i> [m/m]	%Rpto. WAMIT	<i>Heave</i> [m/m]	%Rpto. WAMIT	<i>Pitch</i> [deg/m]	%Rpto. WAMIT
2cate	20,301	26,20%	2,695	13,77%	3,978	5,51%
2Coupling	20,301	26,20%	2,695	13,77%	3,978	5,51%

Tabla 7-12: Valor máximo de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Acoplamiento

Malla	Frecuencia del valor máximo en las curvas RAO					
	Surge [Hz]	%Rpto. WAMIT	Heave [Hz]	%Rpto. WAMIT	Pitch [Hz]	%Rpto. WAMIT
2cate	0,0078	1,42%	0,0310	1,98%	0,0326	4,27%
2Coupling	0,0078	1,42%	0,0310	1,98%	0,0357	4,84%

Tabla 7-13: Frecuencia del V. Max. de las curvas RAO y error relativo respecto a las curvas WAMIT. Acoplamiento

Malla	%Medio Rpto WAMIT
2cate	8,86%
2Coupling	7,75%

Tabla 7-14: Error relativo medio respecto a las curvas WAMIT. Acoplamiento

Como se observa en la Figura 7-20, Figura 7-21, Figura 7-22 , también se obtuvo con SeaFEM las curvas RAO, con el acoplamiento activado, de la Malla 2, con el modelado del fondeo y con la corrección de la rigidez de guiñada adicional, que se indica en la Tabla 7-4, por lo que el *Body data* queda:

- *Body Data* (tomando el cuerpo, como el modelo de CAD de la plataforma Spar):
 - *Body properties*:
 - Mass: $7,4663 \cdot 10^6 \text{ kg}$.
 - XG, YG, ZG: 0, 0, -89,9115 m.
 - Radius of gyration ($R_{1,1}, R_{2,2}, R_{3,3}$): 23,8 ; 23,8 ; 4,69 m. Las inercias para calcular estos valores son las que se recogen en la Tabla 7-2.
 - *Degrees of freedom*: Surge, Sway, Pitch, Heave, Roll, Yaw. Para emplear el acoplamiento en los cálculos, por la programación del mismo se deben activar todos los grados de libertad.
 - *External loads*:
 - External force X: 0 N
 - External force Y: 0 N
 - External force Z: (mass-volume-density)·g+166.662·g N
 - External moment Z: -98340000·rz N, donde rz es el ángulo de giro de la plataforma alrededor del Eje Z.

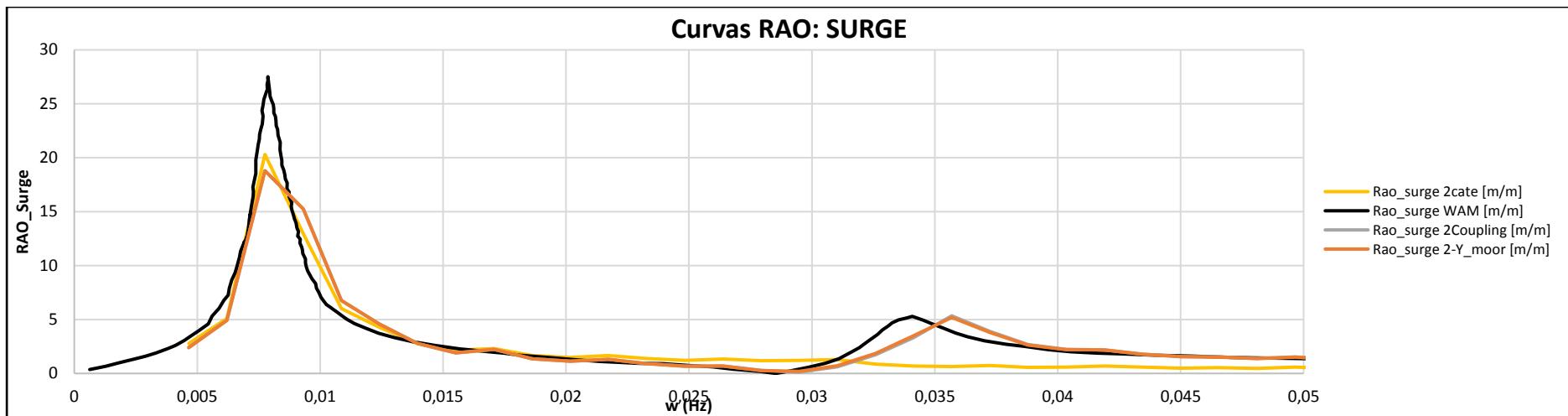


Figura 7-20: Curvas RAO del movimiento Surge (Largada). Acoplamiento

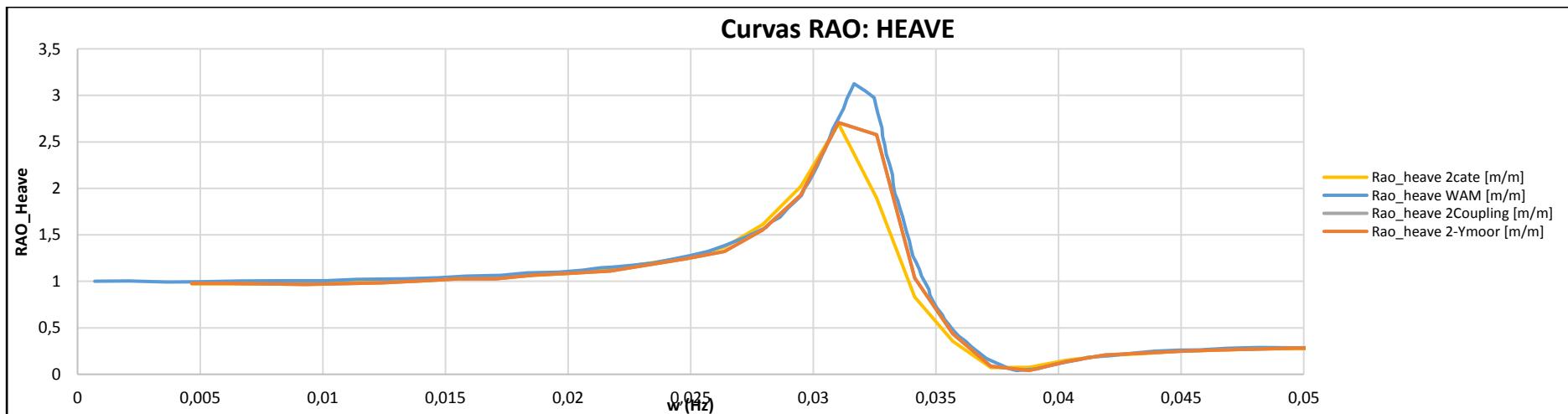


Figura 7-21: Curvas RAO del movimiento Heave (Arfada). Acoplamiento

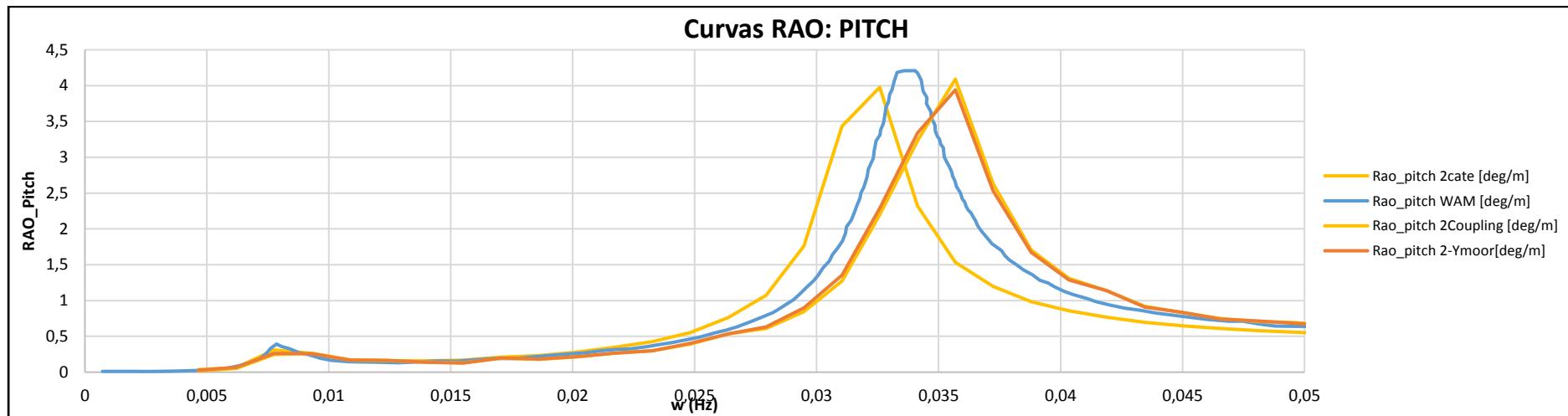


Figura 7-22: Curvas RAO del movimiento Pitch (Cabeceo). Acoplamiento

3.5.-CORRECCIONES FINALES

Cuando se realizaron las simulaciones acopladas, se observó la existencia de un desequilibrio en las fuerzas verticales, posiblemente por inestabilidades numéricas que se introdujeron en el cómputo de las variables de entrada en la Ecuación 7-4. También fueron observadas, durante la ejecución de las simulaciones inestabilidades numéricas en el cómputo de las alturas de oleaje, las cuales se debían a la falta de precisión en la zona de la malla próxima al cilindro superior de la boyta Spar, que hacía que se generaran cadenas de olas de radiación por el movimiento de la plataforma, que, superpuestas con el efecto del viento sobre la superficie marina modelada, disparaban la citada altura del oleaje. Para solventar esto, se diseñaron diferentes geometrías y modelados del volumen de control, para realizar las simulaciones de los distintos casos de carga (DLC's), propuestos, como ocurría en el Capítulo 6, por la normativa DNV. A continuación, se presentan las tres configuraciones empleadas en los cálculos:

- Geometría 1: es la que ha sido obtenida en este Estudio de Malla, la Malla 2, con el fondeo y el acoplamiento activo, y con una fuerza vertical F_z y un momento de corrección de guiñada M_z igual a:
 - $F_z: (\text{mass-volume} \cdot \text{density}) \cdot g + 166.662 \cdot g \text{ N}$;
 - $M_z: -98340000 \cdot r_z \text{ N}$
- Geometría 2:
 - Los parámetros geométricos (*Outlets, Bottom, Freesurface, etc*), son los mismos que en la Geometría 1.
 - Los tamaños de malla fueron variados, dividiendo la denominada *Región 1*, en dos zonas de mallado, una con tamaño de 1 m y otra con tamaño 0,5 m, tal y como se observa en la Figura 7-23.
 - $F_z: (8080 \cdot \text{volume}) \cdot \text{density} \cdot g \text{ N}$; se probó a introducir directamente el volumen de carena en la expresión, para asegurar el correcto cálculo del empuje.
 - $M_z: -98340000 \cdot r_z \text{ N}$
- Geometría 3:
 - Los parámetros geométricos fueron modificados, incrementando el diámetro del *Outlet 2* a 2000 m e incluyendo uno intermedio (*Outlet1-2*) con un diámetro de 150 m. Esto se puede observar en la Figura 7-24.
 - Los tamaños de malla de la Geometría 2 fueron conservados, y además a esta nueva corona circular (*Freesurface*) que aparece entre el *Outlet1* y el *Outlet2*, fue también mallada con un tamaño de malla de 0,5 m, como la parte refinada de la *Región 1*, en la Geometría 2.
 - $F_z: 494196 \text{ N}$; se probó a introducir directamente el valor del empuje calculado.
 - $M_z: -98340000 \cdot r_z \text{ N}$.

Cabe comentar que el gasto computacional de la Geometría 2 era superior al de la Geometría 1, y lo mismo ocurría con la Geometría 3, llegando a alcanzar, con esta última, un tiempo de cálculo que era el doble del correspondiente a la Geometría 1.

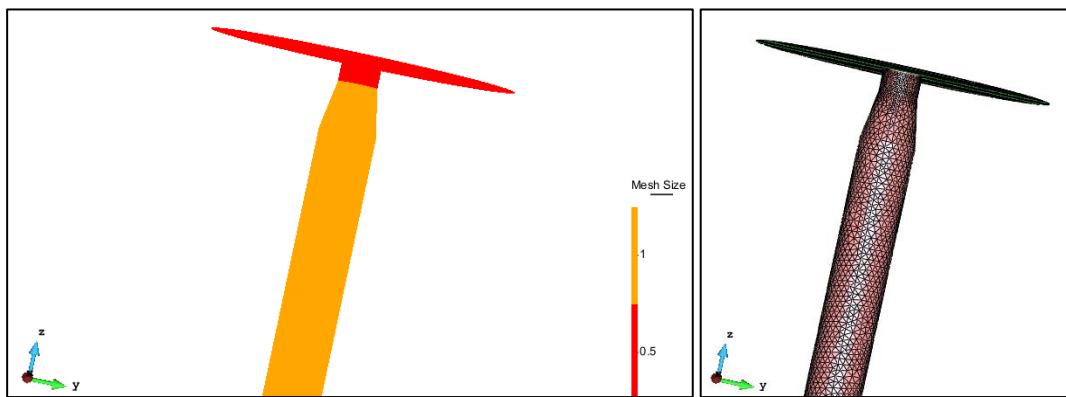


Figura 7-23: Geometría 2, Región 1 de mallado.

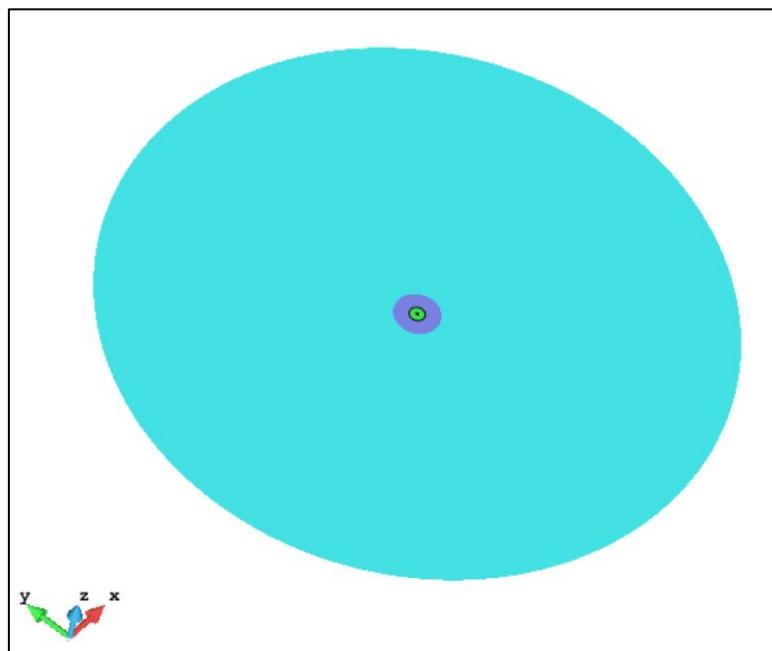


Figura 7-24: Geometría 3, vista superior de las ‘Freesurfaces’.

4.- PREPROCESADO DE CONDICIONES DE CARGA

Debido a que solo se contó con seis meses para la realización de este Trabajo Final de Máster, además del incremento exponencial en el tiempo de cálculo de los DLC's con el acoplamiento con SeaFEM (pasando, por ejemplo, en el DLC 1.1 de 10h, a cerca de 10 días de cálculo), solo se pudieron simular los siguientes casos:

- Situación de Diseño 1: solo el DLC1.1,
- Situación de Diseño 6,
- Situación de Diseño 7.

Para llevar a cabo estas simulaciones, se procedió a emplear los mismos archivos empleados en las simulaciones del Capítulo 6, activando el acoplamiento y modelando los mismos estados de mar descritos con los mismos valores de los parámetros, pero en este caso, todo ello, a través de la interfaz de SeaFEMv.14.

Además de esto, también se tuvo que variar el valor del parámetro de la eficiencia del generador ($GBEff$) al 100%, ya que se obtenía constantemente un error en la simulación, al no ser admitido otro valor de este parámetro por el método numérico de cálculo usado en la resolución dinámica, Runge-Kutta.

5.- SIMULACIÓN DE LAS CONDICIONES DE CARGA

Introducidos correctamente todos los valores en los diferentes módulos de FAST y en la interfaz de SeaFEM (AEMISFEM), para modelar las situaciones de carga descritas en el Capítulo 6, a continuación se deberían desarrollar las hojas del “glue-code” (.fst), con objeto de que las simulaciones sean ejecutadas correctamente, sin embargo, ya que este proceso se realizó en el capítulo anterior, únicamente se procedió a incorporar en las carpetas de cálculo las hojas ya realizadas.

6.- POSTPROCESADO DE CONDICIONES DE CARGA

Una vez que las simulaciones terminan de calcular, se procedió a analizar cada hoja de salida de resultados tabulados (.out), mediante el programa de Matlab. Sin embargo, ya que los parámetros de entrada eran exactamente los mismos que en el Capítulo 6, no volverán a ser expuestas las mismas gráficas.

Cabe comentar que hubiera sido interesante, para el postprocesado de los casos de carga, analizar los datos de altura de oleaje (*WaveElev*), como en el citado capítulo anterior, sin embargo, es una opción que aún no estaba disponible en el acoplamiento de códigos. Por otro lado, si estaba disponible la salida de datos de la altura de ola, a través de SeaFEM, sin embargo, ya que no fueron obtenidas en todos los casos de carga simulados.

Debido, además, a la continua aparición de inestabilidades numéricas, solamente observables en los movimientos (*motions*) de la plataforma, a continuación, se procede a exponer el grado de estabilidad numérica con los que contaron las simulaciones realizadas en este capítulo, a través de las evoluciones de dos grupos de movimientos:

1. Giros: Cabeceo (*Pitch*), Guiñada (*Yaw*) y Balance (*Roll*).
2. Desplazamientos: Arfada (*Heave*), Largada (*Surge*) y Deriva (*Sway*).

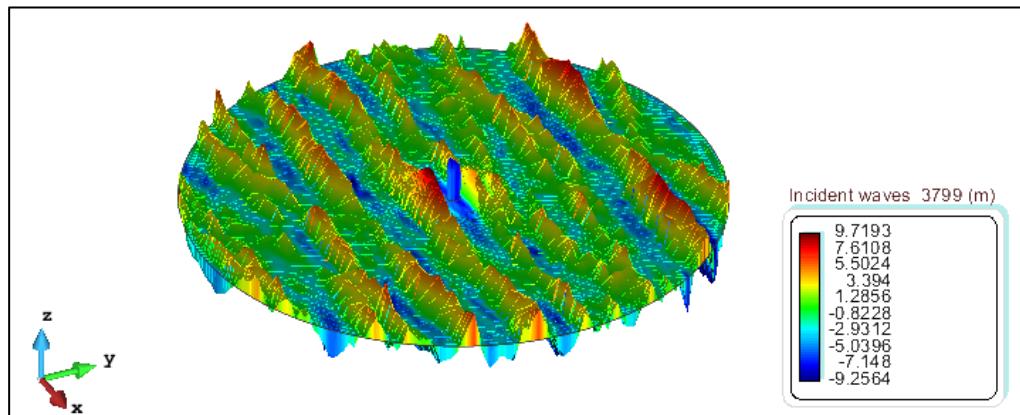


Figura 7-25: Altura de la ola incidente, en el DLC7.1c. SeaFEM

6.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1

DLC 1.1

- Giros

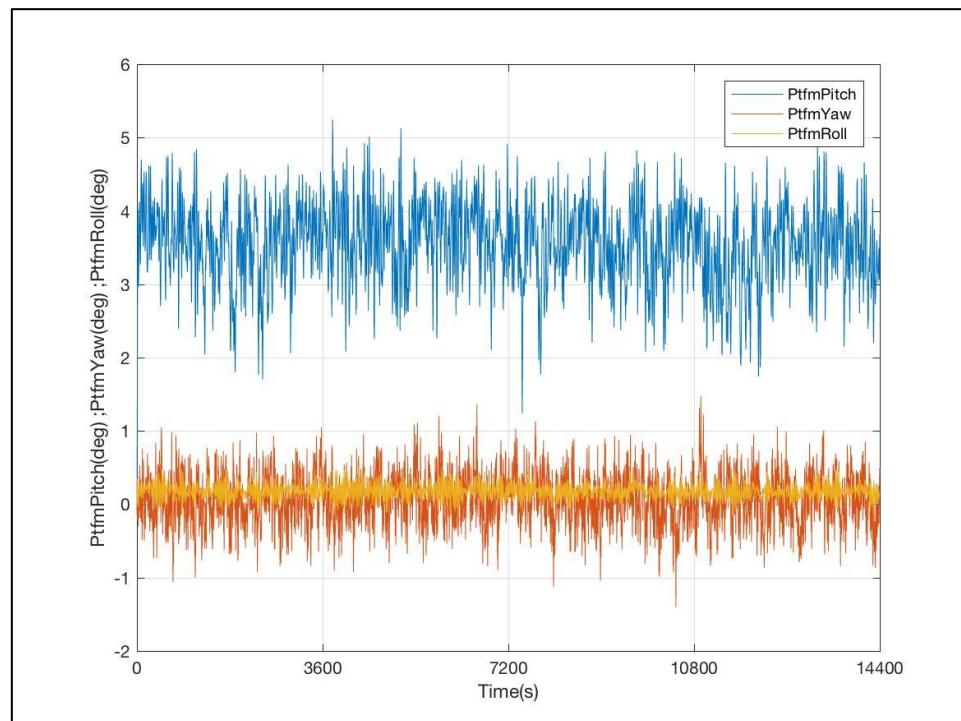


Figura 7-26: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 1.1

- Desplazamientos

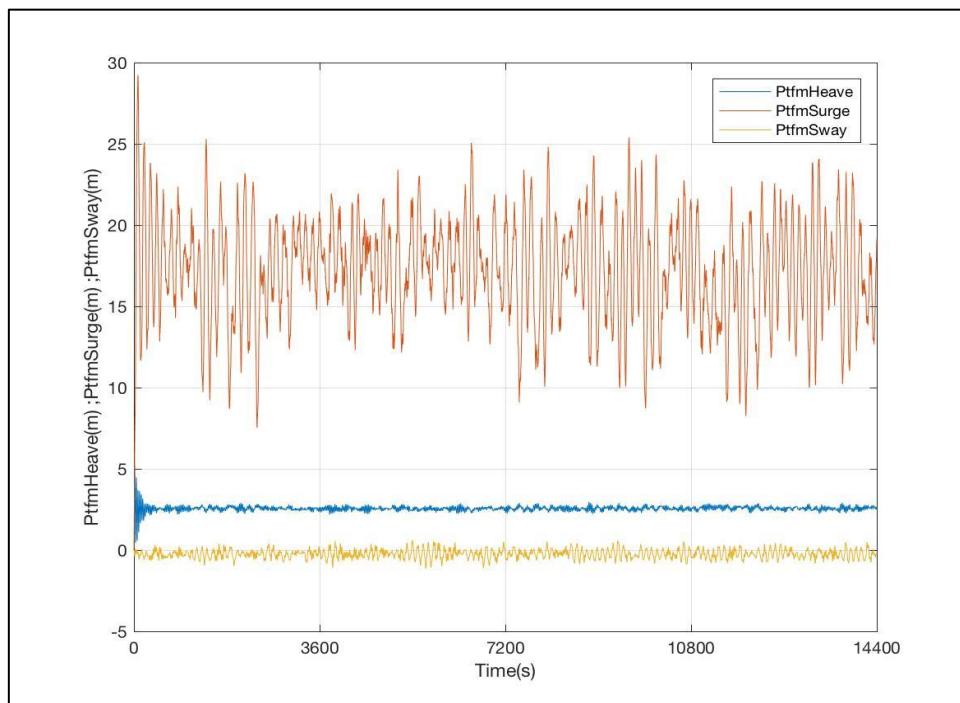


Figura 7-27: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 1.1

6.1.1.-OBSERVACIONES

A la vista de los resultados obtenidos en las hojas .out tabuladas, como se puede observar, el *DLC 1.1* no presentó ningún tipo de incidencia relacionada con el cómputo de los movimientos de la plataforma, de hecho, a lo largo de toda la simulación se observó estabilidad numérica en los cálculos.

6.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6

DLC 6.1a

- Giros

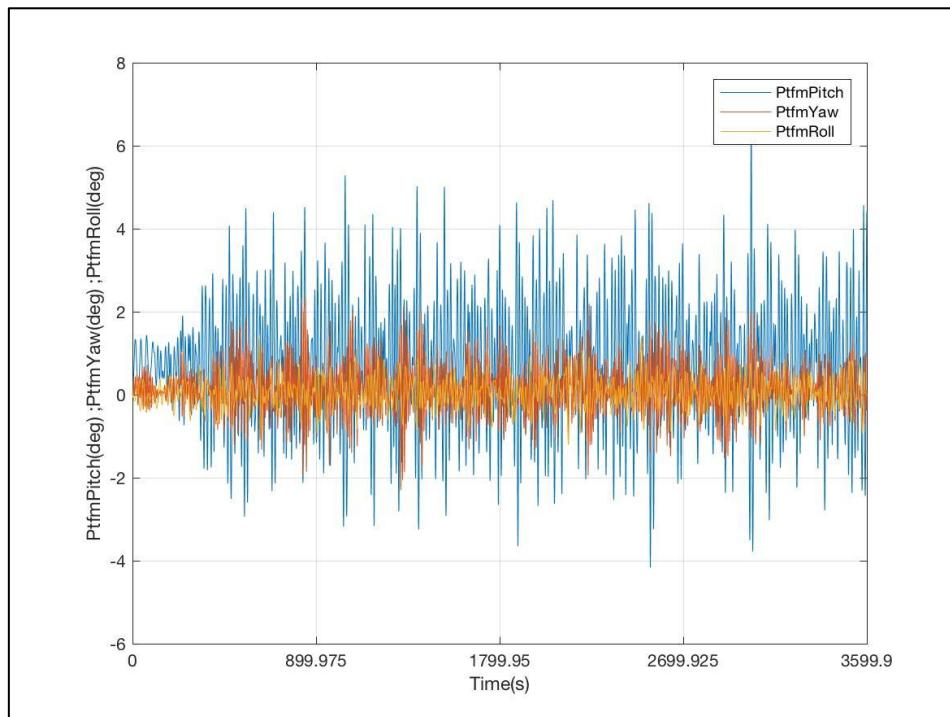


Figura 7-28: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.1a

- Desplazamientos

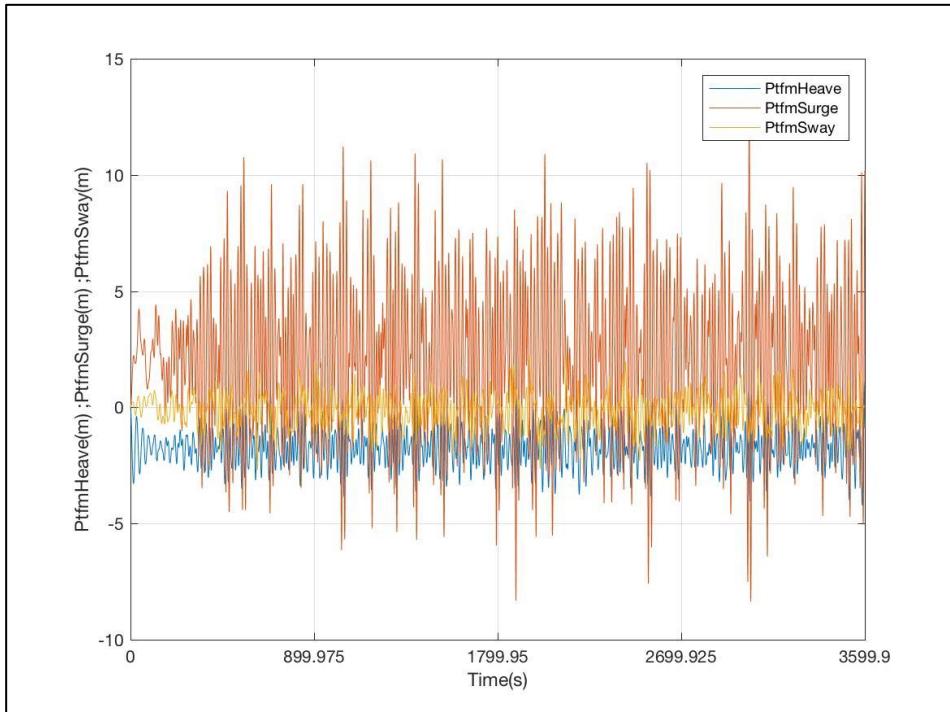


Figura 7-29: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.1a

DLC 6.1b

- Giros

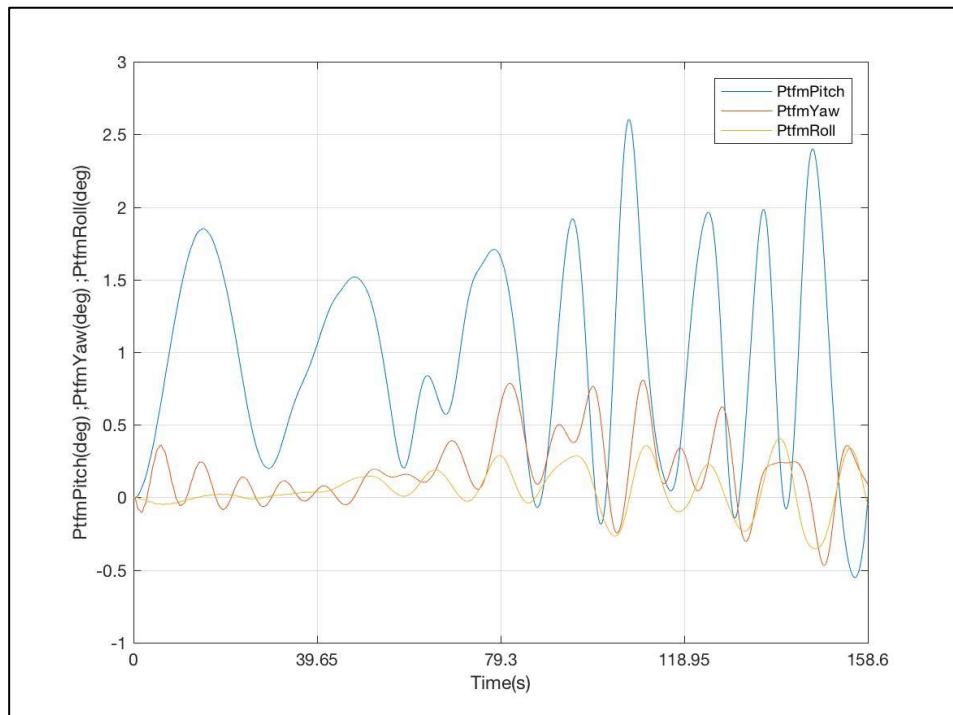


Figura 7-30: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.1b

- Desplazamientos

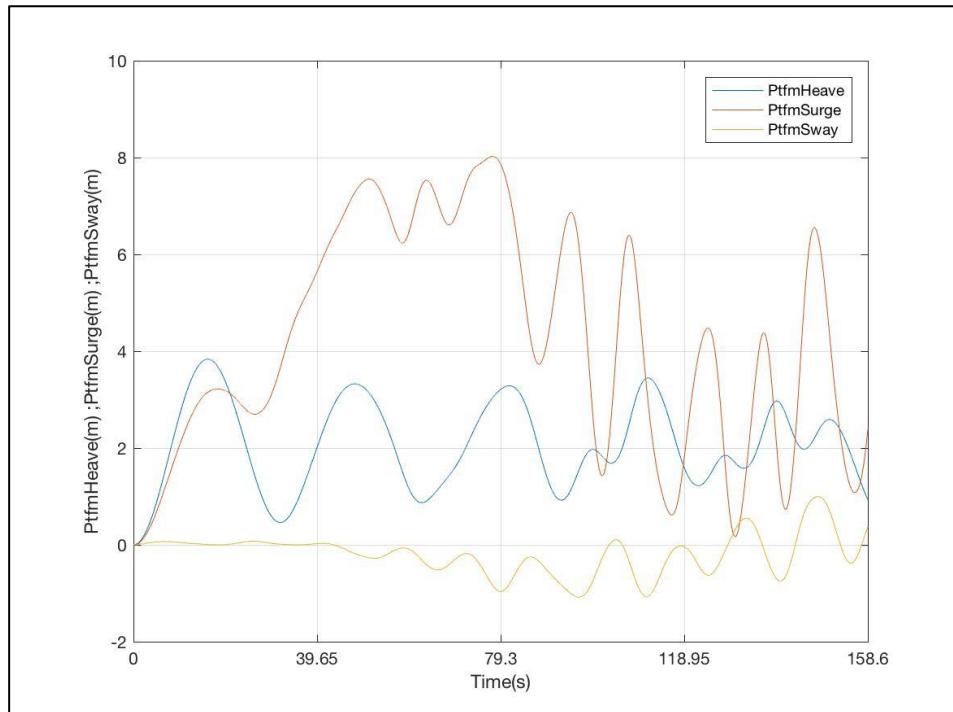


Figura 7-31: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.1b

DLC 6.1c

- Giros

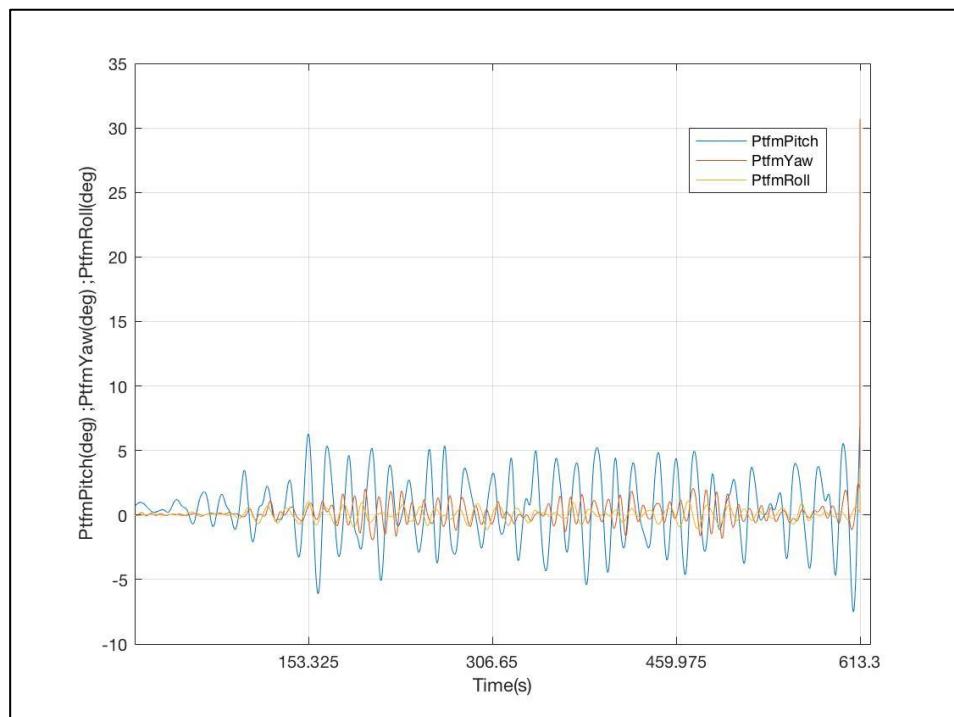


Figura 7-32: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.1c

- Desplazamientos

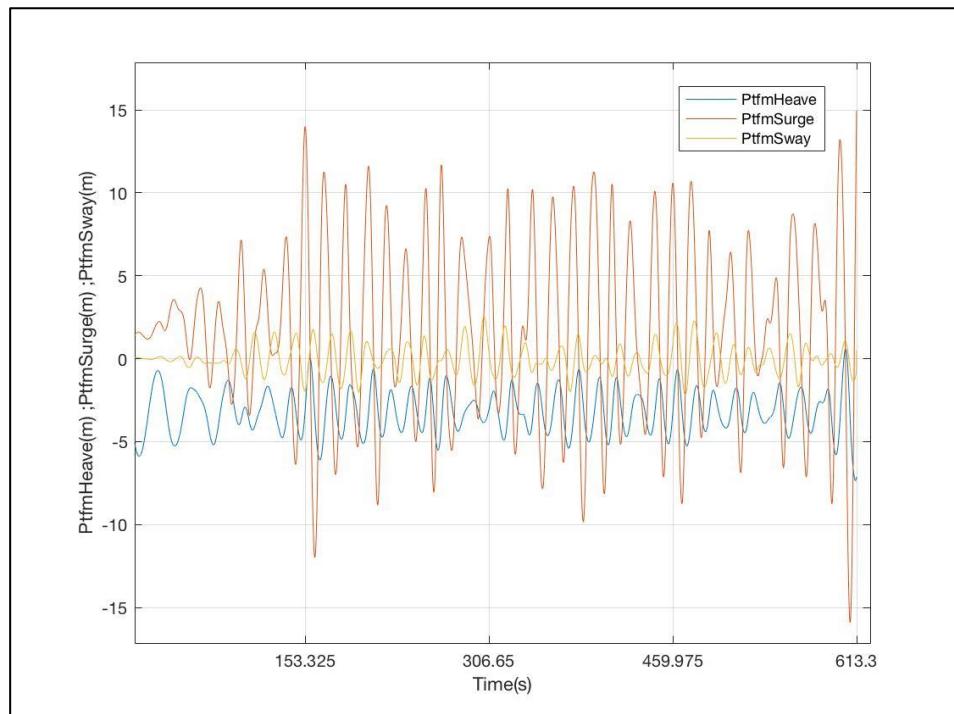


Figura 7-33: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.1c

DLC 6.2a

- Giros

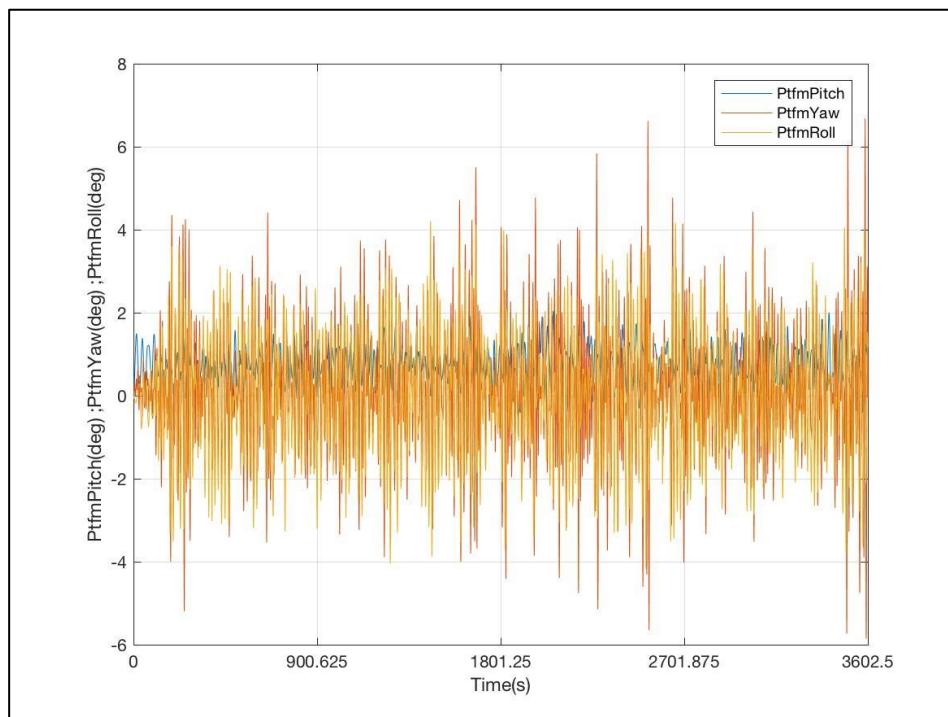


Figura 7-34: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.2a

- Desplazamientos

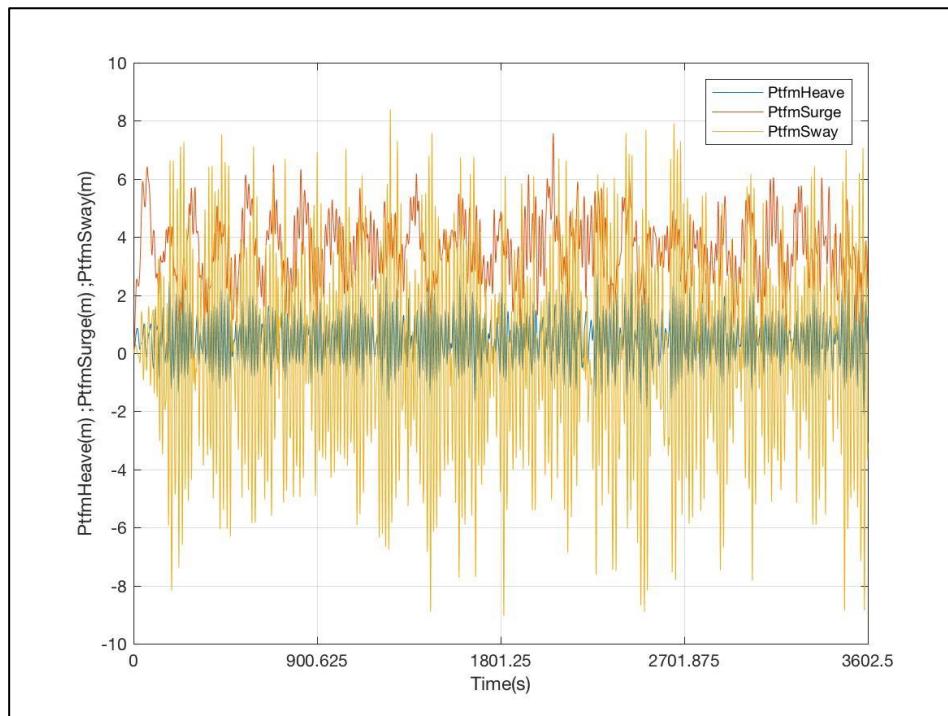


Figura 7-35: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.2a

DLC 6.3a

- Giros

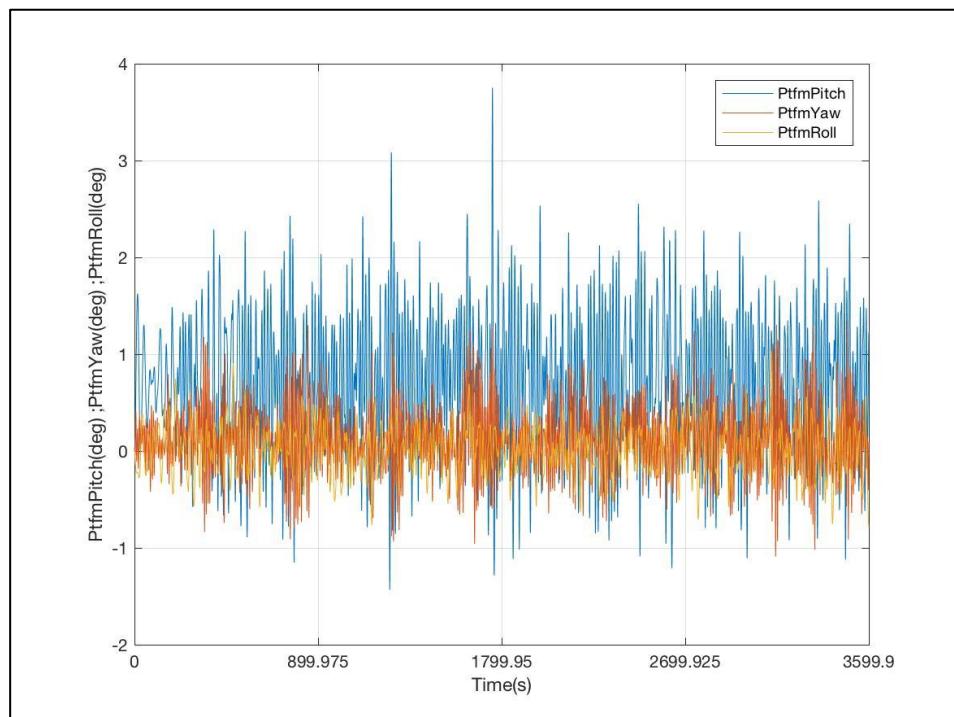


Figura 7-36: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.3a

- Desplazamientos

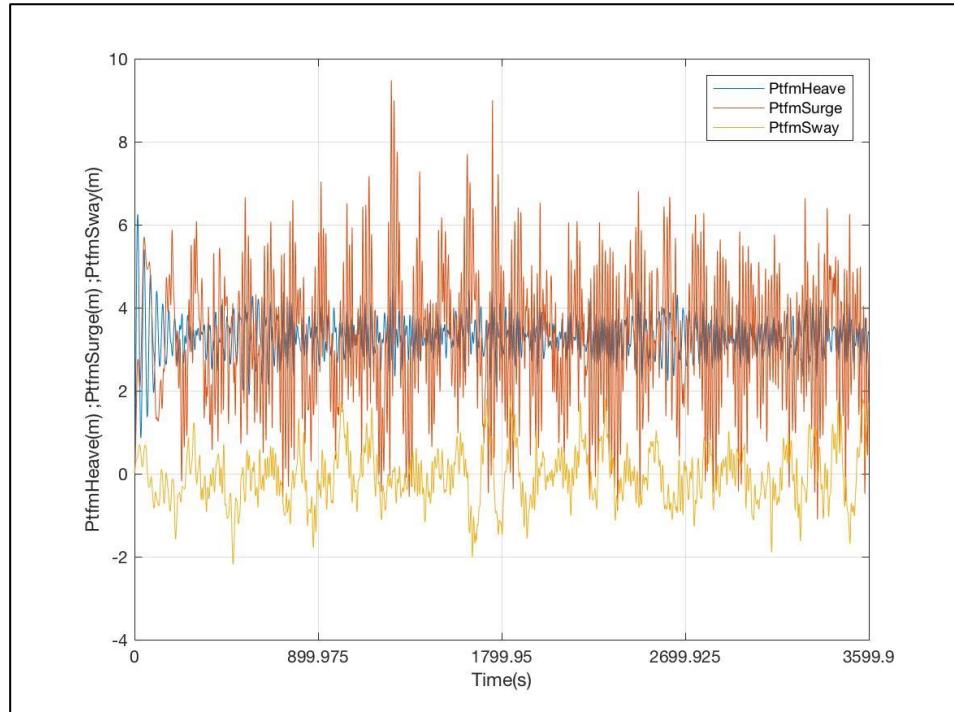


Figura 7-37: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.3a

DLC 6.3b

- Giros

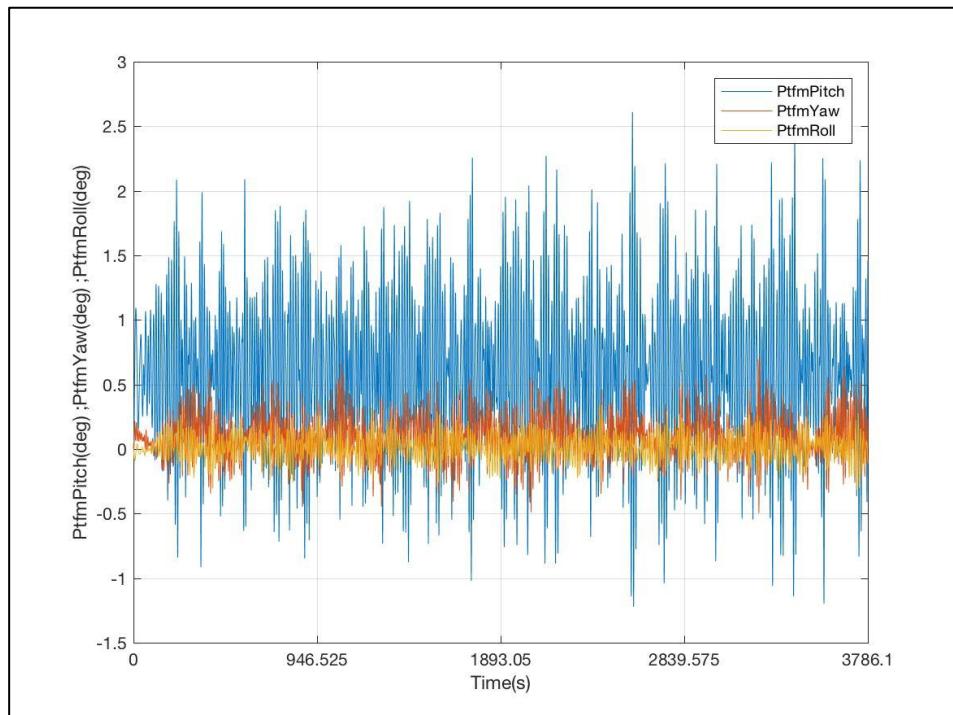


Figura 7-38: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.3b

- Desplazamientos

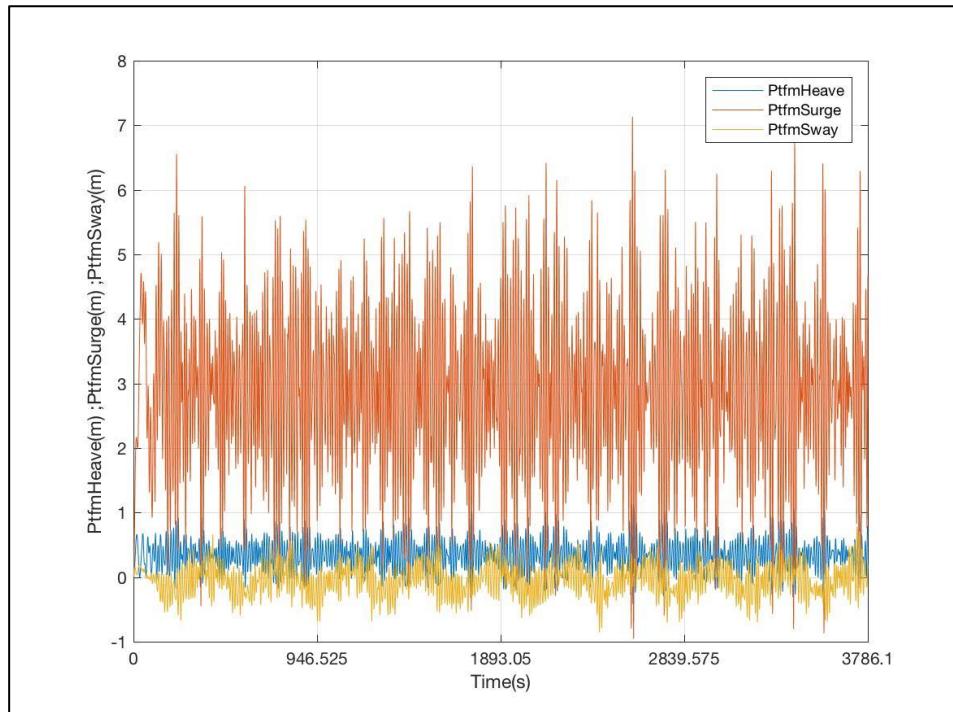


Figura 7-39: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.3b

DLC 6.4

- Giros

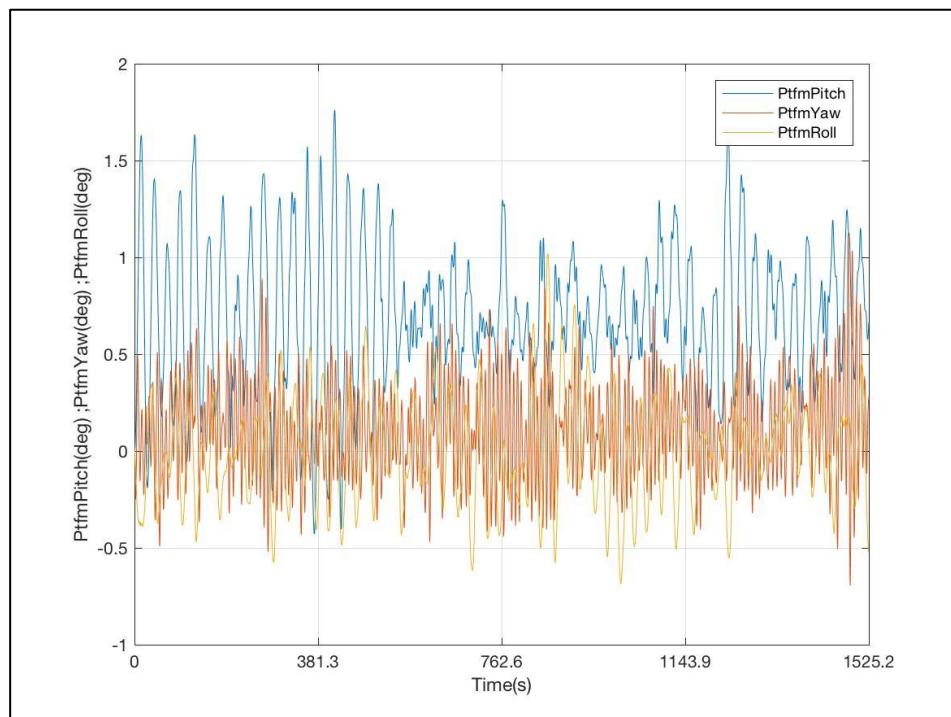


Figura 7-40: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 6.4

- Desplazamientos

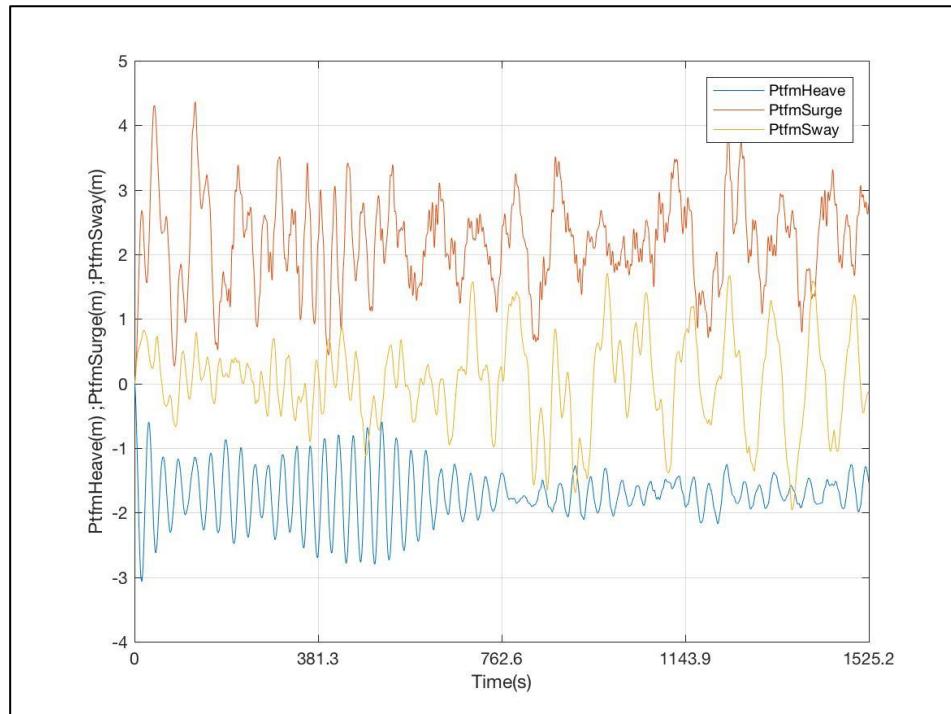


Figura 7-41: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 6.4

6.2.1.-OBSERVACIONES

En esta situación de diseño, se pudieron observar las siguientes incidencias:

1. Por lo general, las elevadas magnitudes de la altura de ola, de los estados de mar modelados, dotaron a los casos de carga: **DLC 6.1a**, **DLC 6.1b**, **DLC 6.1c** y **DLC 6.2a**, de inestabilidad numérica en el cómputo de los movimientos de la plataforma. Así, el **DLC 6.1b** y el **DLC 6.1c**, detuvieron el cálculo a los 158s y a los 613s, respectivamente, de los 3600s de simulación, por lo que no serán considerados en el análisis de resultados. El resto de DLC's, a excepción del **DLC 6.4** que también dejó de calcular a los 1500s, pese a presentar un comportamiento inestable, prosiguieron el cálculo hasta completar al 100% el tiempo de simulación, por lo que se considerarán en el análisis de resultados.
2. **DLC 6.2b**: este caso de carga fue ejecutado en su totalidad temporal, sin embargo, la perdida en la conexión de la estación de cálculo en la que se estaba realizando la simulación, propició la pérdida de los resultados del caso. Debido a la comentada falta de tiempo para realizar este Trabajo, finalmente fue desecharido.

6.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7

DLC 7.1a

- Giros

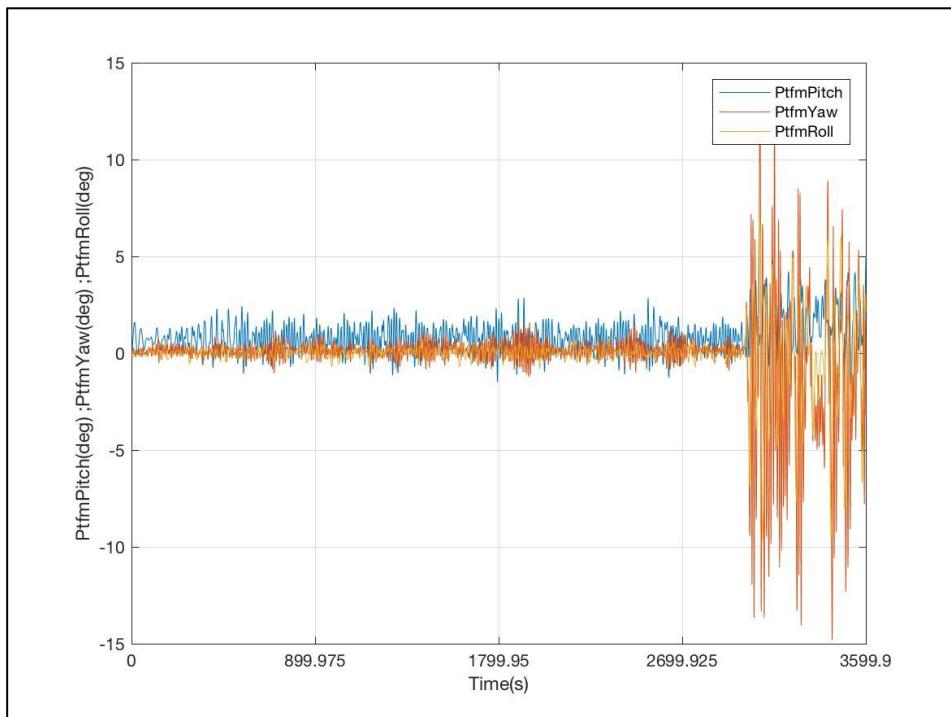


Figura 7-42: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 7.1a

- Desplazamientos

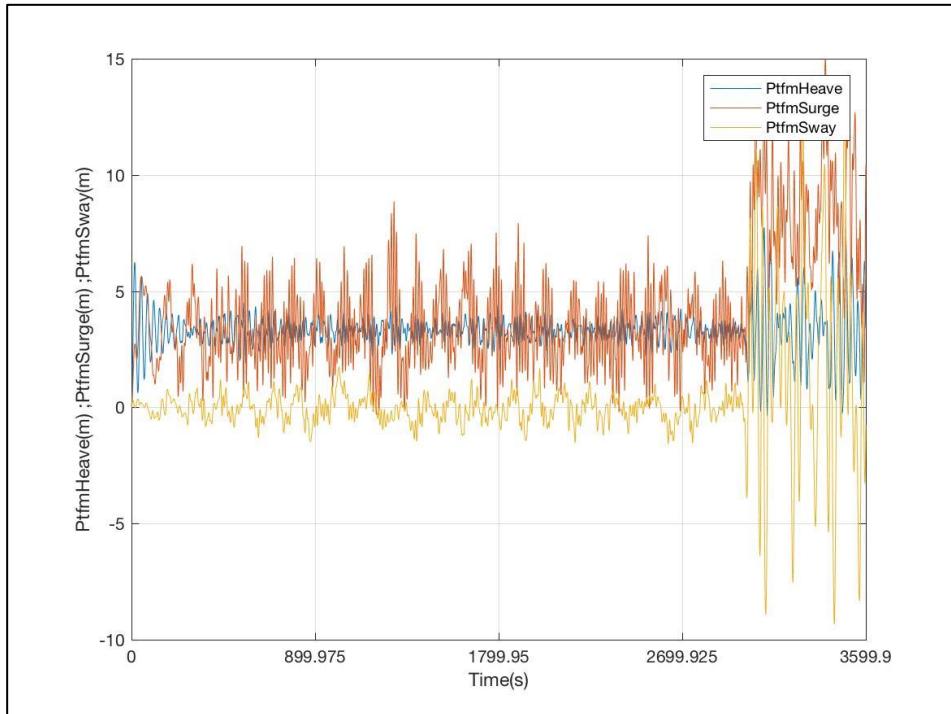


Figura 7-43: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 7.1a

DLC 7.1b

- Giros

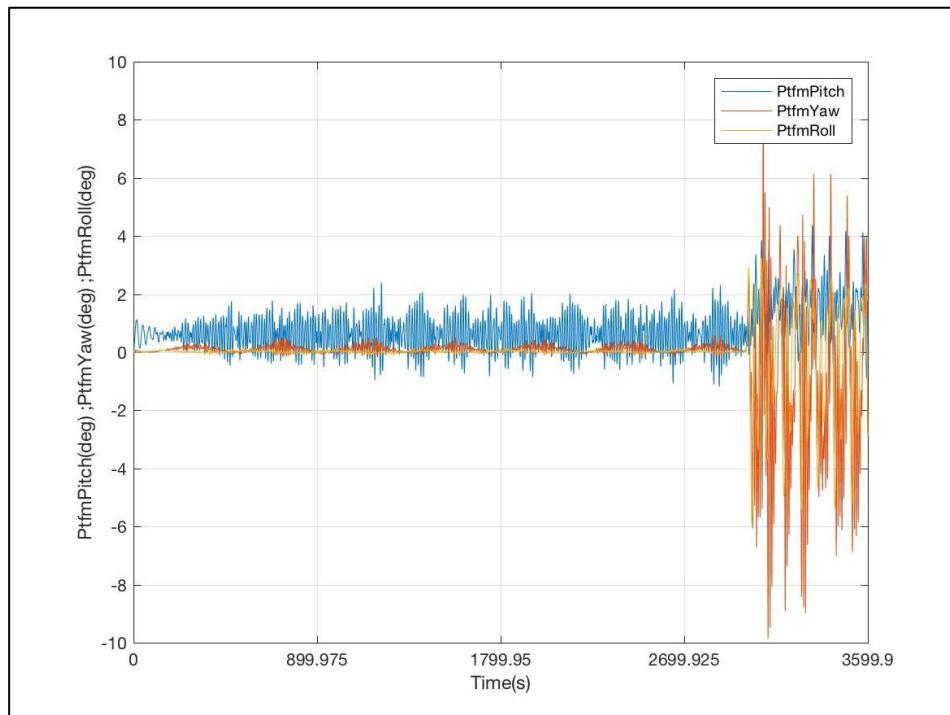


Figura 7-44: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 7.1b

- Desplazamientos

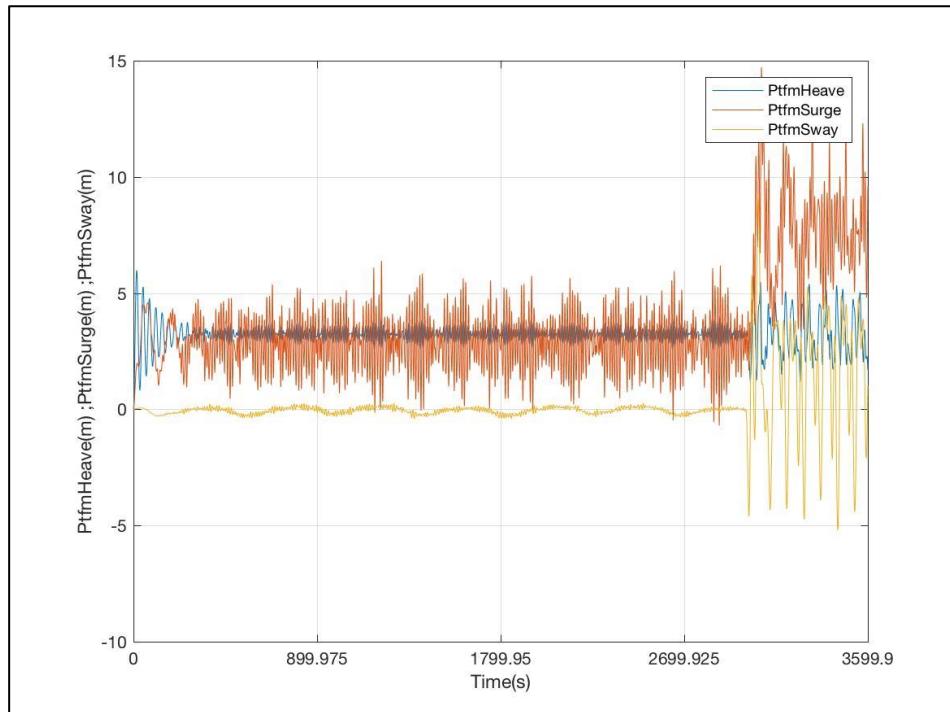


Figura 7-45: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 7.1b

DLC 7.1c

- Giros

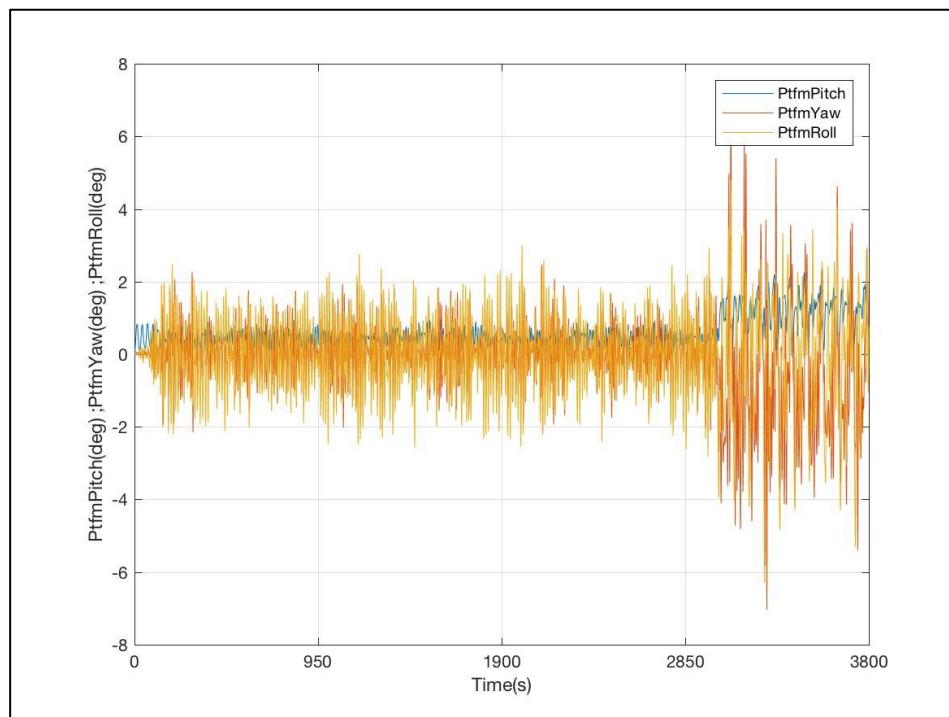


Figura 7-46: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 7.1c

- Desplazamientos

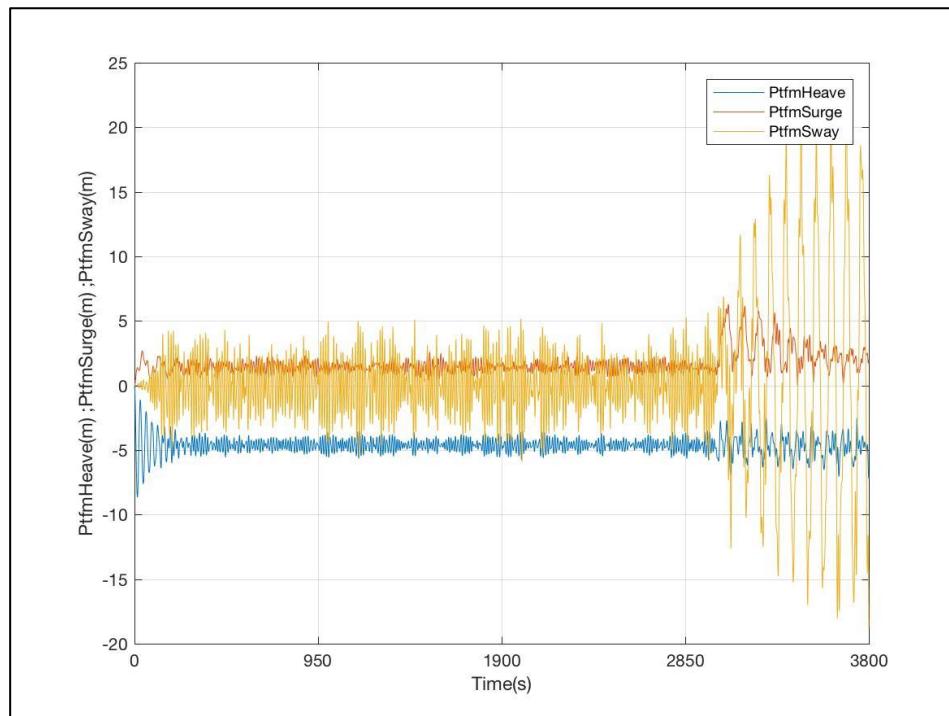


Figura 7-47: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 7.1c

DLC 7.2

- Giros

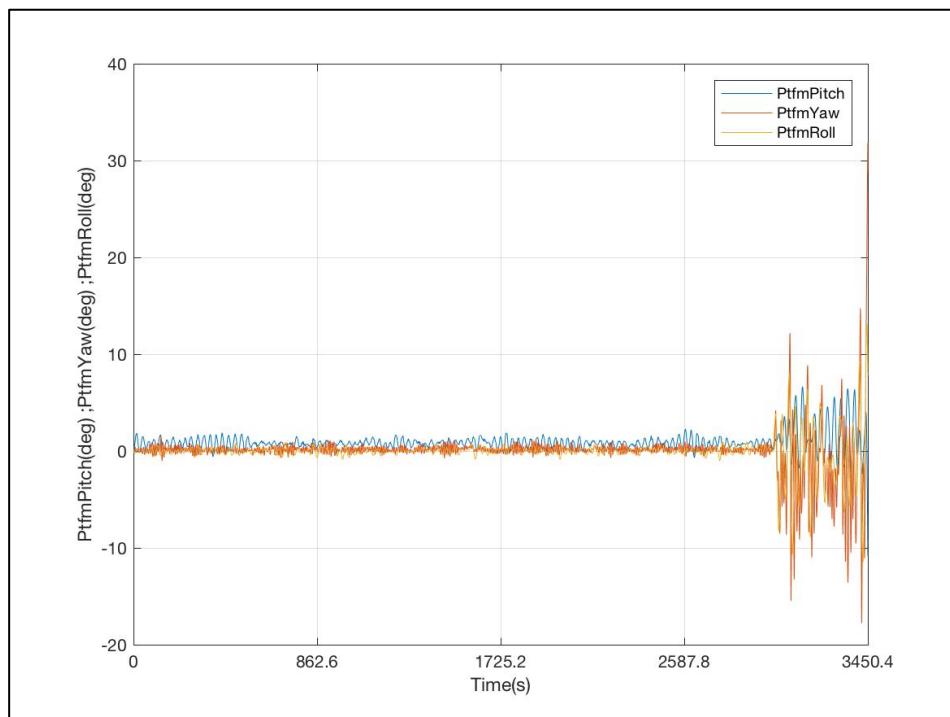


Figura 7-48: Evolución de los Giros de la Plataforma. DLC 7.2

- Desplazamientos

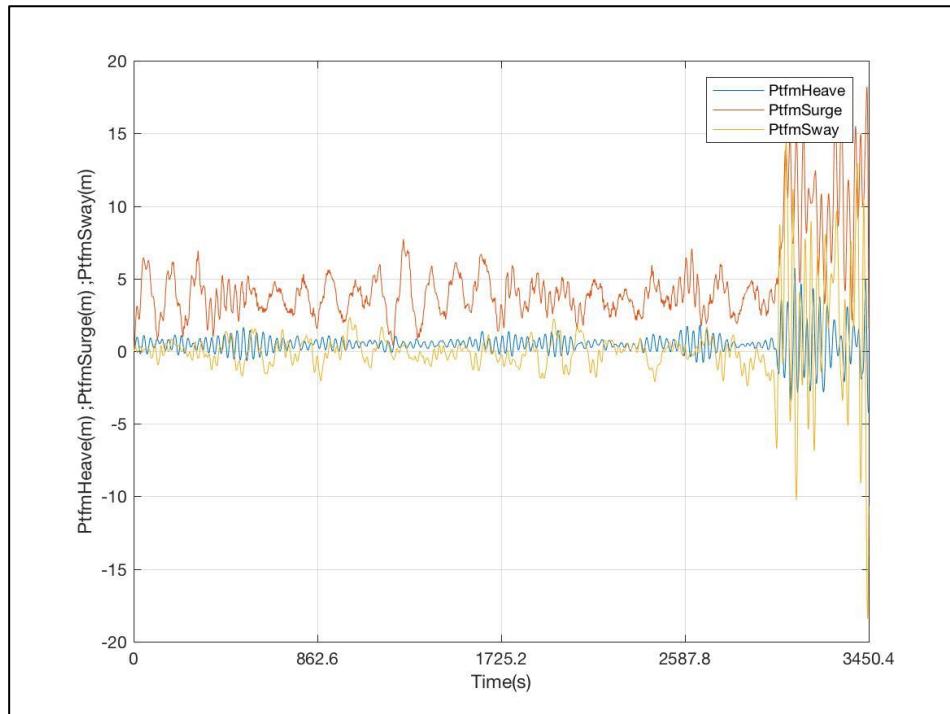


Figura 7-49: Evolución de los Desplazamientos de la Plataforma. DLC 7.2

6.3.1.-OBSERVACIONES

A la vista de los resultados obtenidos, se pueden señalar, principalmente, dos incidencias:

1. En las figuras anteriores, tal y como se observa, el modelado de las condiciones del funcionamiento del aerogenerador, el cual consistía en el fallo del Sistema de Control del Paso de Pala, que hacía que una de las palas (a los 3000 s) pasara de un ángulo de paso de 90° a 40°, de forma inmediata, introdujo cierta inestabilidad en los movimientos de la plataforma a partir de los 300ns de simulación. Sin embargo, ya que todas las condiciones de carga fueron calculadas al 100% del tiempo de simulación, serán consideradas en el análisis de resultados.
2. Los movimientos de balance y largada, como se observa en las figuras anteriores (Situación de Diseño 7), fueron los que mayor inestabilidad numérica presentaron. Sin embargo, como se comentaba, esta incidencia se consideró asumible, y cuando se realice la comparación de los resultados de AEMISH y AEMISFEM, en el Capítulo 8, se comprobará la repercusión de la misma en las simulaciones.

7.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tratados los resultados de cada DLC, y despreciados aquellos que no fueron computados correctamente, como se señalará a continuación, se procede, de nuevo mediante el programa de Matlab, a extraer los valores máximos de los parámetros de la torre, necesarios para evaluar el comportamiento estructural de la misma, tal y como se expuso en el Capítulo 4, mediante la norma DNV-RP-C202 [7].

La correspondencia entre los parámetros de esta norma, para la evaluación estructural de la torre como elemento *shell*, y los parámetros de salida de la torre, en el archivo de resultados de FAST, sigue siendo la misma que en el Capítulo 6 (Tabla 6-1).

Además, como se señalaba, la ecuación de diseño que deberá cumplir la torre, como componente de clase 2, y modelada como *shell* cónico será, de nuevo, la Ecuación 6-15, en el capítulo anterior.

Desde la Tabla 7-15 a la Tabla 7-17, se exponen los resultados de los parámetros estructurales de la torre, obtenidos en las simulaciones, así como el cumplimiento (*APTO*) o no (*NO APTO*) de la citada normativa, junto con su margen.

7.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f _{k_sd} (Pa)	σ _{j_sd} (Pa)	
I.1	-5,61E+03	2,78E+04	1,14E+05	3,80E+03	1,57E+03	2,16E+02	2,35E+08	1,36E+08	APTO (38,41%)

Tabla 7-15: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 1

Tal y como se observa en la Tabla 7-15, el *DLC I.1*, cumplió exitosamente con la normativa descrita en el Capítulo 4. La estabilidad de la que gozó el cálculo, y las “suaves” condiciones ambientales propiciaron el buen comportamiento estructural de la torre de soporte del aerogenerador, durante los 14400 s de simulación, como se refleja en la citada tabla.

7.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f _{k_sd} (Pa)	σ _{j_sd} (Pa)	
6.1 a	-5,23E+03	3,31E+04	1,85E+05	3,62E+03	2,86E+03	4,94E+02	2,42E+08	2,13E+08	NO APTO (-15,88%)
6.1 b	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 a	-5,40E+03	1,34E+05	4,22E+04	4,46E+03	6,24E+02	2,32E+03	2,58E+08	9,93E+07	APTO (136,20%)
6.2 b	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 a	-5,49E+03	2,81E+04	1,13E+05	2,92E+03	1,71E+03	3,45E+02	2,44E+08	1,34E+08	APTO (34,88%)
6.3 b	-5,62E+03	1,54E+04	1,09E+05	9,83E+02	1,65E+03	2,11E+02	2,38E+08	1,30E+08	APTO (33,44%)
6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 7-16: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 6

A excepción del *DLC 6.1a* y del resto de *DLC's* que, como se indicaba en el Apartado 6.2.1, no se consideraron en el análisis de resultados, los casos de carga: *DLC 6.2a*, *DLC 6.3a* y *DLC 6.3b*, cumplieron con la normativa DNV, como se observa en la Tabla 7-16. En el caso del *DLC 6.1a*, la inestabilidad numérica comentada en el Apartado 6.2.1, probablemente propició el mal comportamiento de la estructura de soporte del aerogenerador.

Por otro lado, cabe comentar que, como se expuso en el Capítulo 6, estos tres primeros casos de carga (*DLC 6.1a*, *DLC 6.1b*, *DLC 6.1c*), habían sido reconocidos por NREL por presentar inestabilidad en el movimiento *side-to-side*, por lo que se asumieron estas incidencias por parte del autor del Trabajo.

7.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7

DLC	Parámetros de la Torre (FAST v8.16)						Parámetros de Diseño (DNV RP-C202)		Estado (%Margen)
	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	f _{k_sd} (Pa)	σ _{j_sd} (Pa)	
7.1 a	-5,30E+03	9,25E+04	1,06E+05	1,06E+04	1,53E+03	1,89E+03	2,58E+08	1,26E+08	APTO (86,15%)
7.1 b	-5,48E+03	4,58E+04	1,21E+05	6,27E+03	1,73E+03	1,11E+03	2,49E+08	1,43E+08	APTO (58,30%)
7.1 c	-5,43E+03	1,60E+05	4,93E+04	5,93E+03	6,64E+02	2,47E+03	2,55E+08	1,15E+08	APTO (100,88%)
7.2	-5,21E+03	1,11E+05	1,04E+05	1,08E+04	1,50E+03	2,06E+03	2,57E+08	1,24E+08	APTO (53,52%)

Tabla 7-17: Resultados y Cumplimiento de la Norma DNV. Situación de Diseño 7

En esta Situación de Diseño, como refleja la Tabla 7-17, todos los casos de carga cumplieron exitosamente la normativa de comportamiento estructural de la torre del aerogenerador, ampliamente descrita en el Capítulo 4.

8.-BIBLIOGRAFÍA

- [1] URL: <https://github.com/old-NWTC/AeroDyn/tree/master/Source>
- [2] DNV. ST-OS-J103: *Design of Floating Wind Turbines*. 2013
- [3] NREL. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. 2009
- [4] ABS. *Floating Wind Turbines*. 2012
- [5] J.M. Jonkman. *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3*. 2010
- [6] URL: <https://www.statoil.com/en/news/introduces-partner-hywind-scotland.html>
- [7] DNV. RP-C202: *Buckling Strength of Shells*. 2013



TRABAJO FINAL DE MÁSTER

8. CONCLUSIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS



Alejandro Luna García-Valenzuela
TUTOR: José Enrique Gutiérrez Romero

ÍNDICE

ÍNDICE DE ELEMENTOS.....	396
1.- INTRODUCCIÓN.....	399
2.- COMPARACIÓN DE RESULTADOS	401
2.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1	401
2.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6	408
2.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7	434
3.- CONCLUSIONES.....	460
4.- INVESTIGACIONES FUTURAS	462
5.-BIBLIOGRAFÍA.....	463

ÍNDICE DE ELEMENTOS

Figura 8-1: Valor RMS de una serie temporal. Fuente: [1].....	399
Figura 8-2: Espectros de Energía. Fuente: Adaptación de [2].....	400
Figura 8-3: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 1.1 AEMISFEM	401
Figura 8-4: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 1.1 AEMISH	401
Figura 8-5: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 1.1 AEMISFEM	402
Figura 8-6: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 1.1 AEMISH	402
Figura 8-7: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 1.1 AEMISFEM	403
Figura 8-8: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 1.1 AEMISH	403
Figura 8-9: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 1.1 AEMISFEM	404
Figura 8-10: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 1.1 AEMISH	404
Figura 8-11: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 1.1 AEMISFEM	405
Figura 8-12: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 1.1 AEMISH.....	405
Figura 8-13: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 1.1 AEMISFEM	406
Figura 8-14: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 1.1 AEMISH.....	406
Figura 8-15: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.1a AEMISFEM	408
Figura 8-16: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.1a AEMISH	408
Figura 8-17: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.1a AEMISFEM	409
Figura 8-18: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.1a AEMISH	409
Figura 8-19: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.1a AEMISFEM	410
Figura 8-20: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.1a AEMISH	410
Figura 8-21: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.1a AEMISFEM	411
Figura 8-22: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.1a AEMISH.....	411
Figura 8-23: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.1a AEMISFEM	412
Figura 8-24: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.1a AEMISH.....	412
Figura 8-25: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.1a AEMISFEM	413
Figura 8-26: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.1a AEMISH.....	413
Figura 8-27: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.2a AEMISFEM.....	414
Figura 8-28: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.2a AEMISH	414
Figura 8-29: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.2a AEMISFEM	415
Figura 8-30: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.2a AEMISH	415
Figura 8-31: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.2a AEMISFEM	416
Figura 8-32: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.2a AEMISH	416
Figura 8-33: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.2a AEMISFEM	417
Figura 8-34: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.2a AEMISH.....	417
Figura 8-35: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.2a AEMISFEM	418
Figura 8-36: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.2a AEMISH.....	418
Figura 8-37: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.2a AEMISFEM	419
Figura 8-38: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.2a AEMISH	419
Figura 8-39: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.3a AEMISFEM	420
Figura 8-40: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.3a AEMISH	420
Figura 8-41: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.3a AEMISFEM	421
Figura 8-42: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.3a AEMISH	421
Figura 8-43: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.3a AEMISFEM	422
Figura 8-44: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.3a AEMISH	422
Figura 8-45: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.3a AEMISFEM	423
Figura 8-46: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.3a AEMISH.....	423
Figura 8-47: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.3a AEMISFEM	424
Figura 8-48: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.3a AEMISH	424
Figura 8-49: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.3a AEMISFEM	425
Figura 8-50: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.3a AEMISH	425
Figura 8-51: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.3b AEMISFEM	426
Figura 8-52: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.3b AEMISH	426
Figura 8-53: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.3b AEMISFEM	427

Figura 8-109: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.2 AEMISFEM	457
Figura 8-110: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.2 AEMISH.....	457
Figura 8-111: Granjas Eólicas Flotantes. Fuente [3].....	462
Tabla 8-1: Comparación de Valores RMS. DLC 1.1	407
Tabla 8-2: Comparación de Valores RMS. DLC 6.1a	432
Tabla 8-3: Comparación de Valores RMS. DLC 6.2a	433
Tabla 8-4: Comparación de Valores RMS. DLC 6.3a	433
Tabla 8-5: Comparación de Valores RMS. DLC 6.3b	433
Tabla 8-6: Comparación de Valores RMS. DLC 7.1a	458
Tabla 8-7: Comparación de Valores RMS. DLC 7.1b	458
Tabla 8-8: Comparación de Valores RMS. DLC 7.1c	459
Tabla 8-9: Comparación de Valores RMS. DLC 7.2	459
Tabla 8-10: Comparación general entre las metodologías AEMISH y AEMISHFEM.	461

1.- INTRODUCCIÓN

Una vez han sido completados el análisis mediante las metodologías expuestas anteriormente, tal y como se recoge en los capítulos 6 y 7 del presente Trabajo. En este capítulo se procede a comparar los resultados obtenidos de los parámetros estructurales de la torre del aerogenerador, en las condiciones de carga simuladas y evaluadas con los citados procesos. A través del análisis de los parámetros de comparación, se establecerán conclusiones acerca de la similitud del comportamiento estructural calculado en las simulaciones con el código FAST, y con su acoplamiento con SeaFEM.

Como se comentaba en capítulos anteriores, las variables de salida de FAST, que se emplean para evaluar el comportamiento estructural de la torre son seis: $TwrBsFzt$, $TwrBsMxt$, $TwrBsMyt$, $TwrBsMzt$, $TwrBsFxt$ y $TwrBsFyt$. Por otro lado, con el objeto de realizar con los resultados obtenidos con ambos acoplamientos, se decidió emplear los siguientes parámetros matemáticos:

- Valor RMS: caracteriza la intensidad o la potencia de una señal es su raíz media cuadrática. Aporta una medida de la potencia de la señal y su valor se obtiene a partir de la potencia o media cuadrática de la señal.

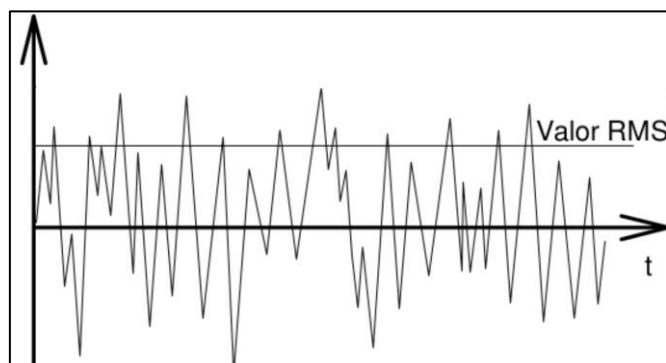


Figura 8-1: Valor RMS de una serie temporal. Fuente: [1]

- Transformada Rápida de Fourier (FFT): sea $f(t)$ una función dada por un lista de N valores $f(t_1), f(t_2), \dots, f(t_n)$ se dice entonces que está discretizada o muestreada, por lo que la integral que define la Transformada de Fourier (Ec. 8- 1), se convierte en un sumatorio (Ec. 8- 2):

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) e^{-j\omega t} dt \quad (\text{Ec. 8- 1})$$

$$F(n) = \sum_{k=1}^{N} f(t_k) e^{-j\frac{2\pi n}{N}(k-1)}, \quad \text{para } 1 \leq n \leq N, \quad (\text{Ec. 8- 2})$$

donde k es la frecuencia discreta y $F(n)$ se define como la Transformada Discreta de Fourier (DFT). Esta requiere el cálculo de N funciones exponenciales para obtener $F(n)$, que resulta en un esfuerzo de cálculo enorme, por ello se desarrollaron métodos que permiten ahorrar cálculos y evaluar de manera rápida la Transformada discreta. A estos métodos se les denominó Transformada Rápida de Fourier (FFT).

Pues bien, la FFT permitirá, de esta manera, transformar las series temporales (en el dominio del tiempo) en espectros de potencia (dominio de la frecuencia), concediendo así la oportunidad de visualizar los resultados de forma espectral, observando fácilmente las frecuencias en las que se concentra mayor energía.

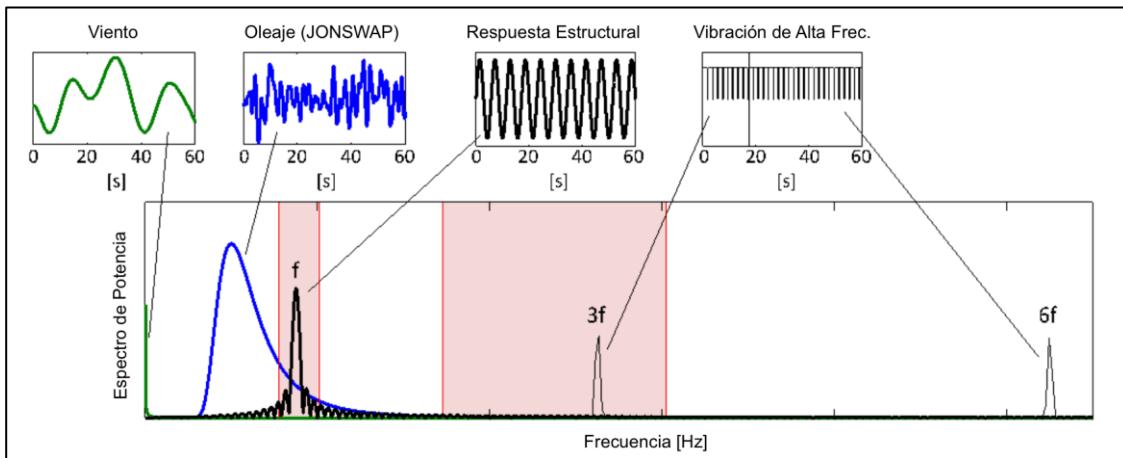


Figura 8-2: Espectros de Energía. Fuente: Adaptación de [2]

De manera general, en los resultados que se evaluarán, serán observados los siguientes espectros de energía, dentro de cada seriepectral calculada con la FFT:

- *0-0,2 Hz*: este rango de frecuencias será ocupado por el viento, siendo 0 Hz para perfiles eólicos uniformes, y el resto del rango para perfiles turbulentos aleatorios;
- *0,1-0,4 Hz*: entre estos valores de frecuencia se localizarán los espectros de oleaje de JONSWAP, en función de las alturas de ola significativa y el periodo pico de cada estado de mar;
- *0,4-0,8 Hz*: esta banda de frecuencias será ocupada por la respuesta estructural de la torre del aerogenerador.
- *por encima de 0,8 Hz*: se localizarán los espectros de energía de modos de vibración de alta frecuencia, como, por ejemplo, la vibración de las palas o de la torre al pasar el viento a través de estas estructuras.

2.- COMPARACIÓN DE RESULTADOS

2.1.- SITUACIÓN DE DISEÑO 1

DLC 1.1

- TwrBsFzt

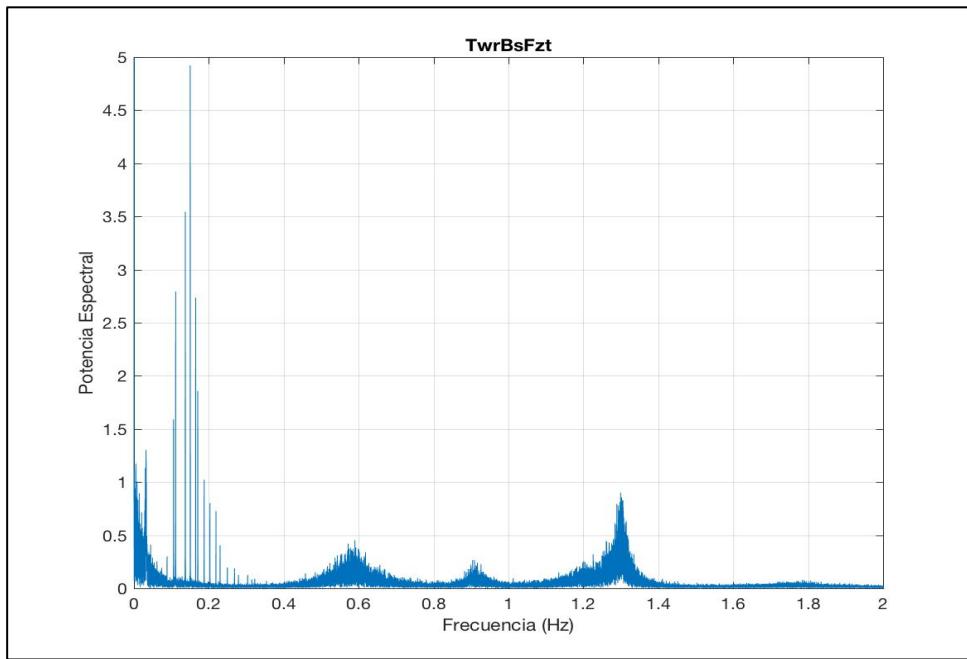


Figura 8-3: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 1.1 AEMISFEM

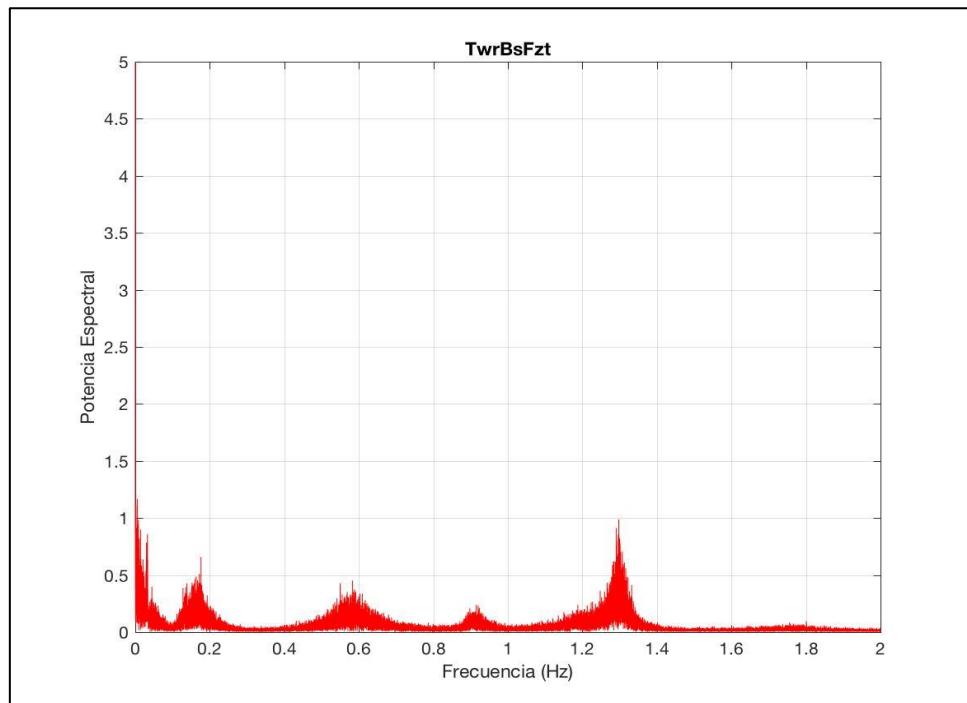


Figura 8-4: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 1.1 AEMISH

- TwrBsMxt

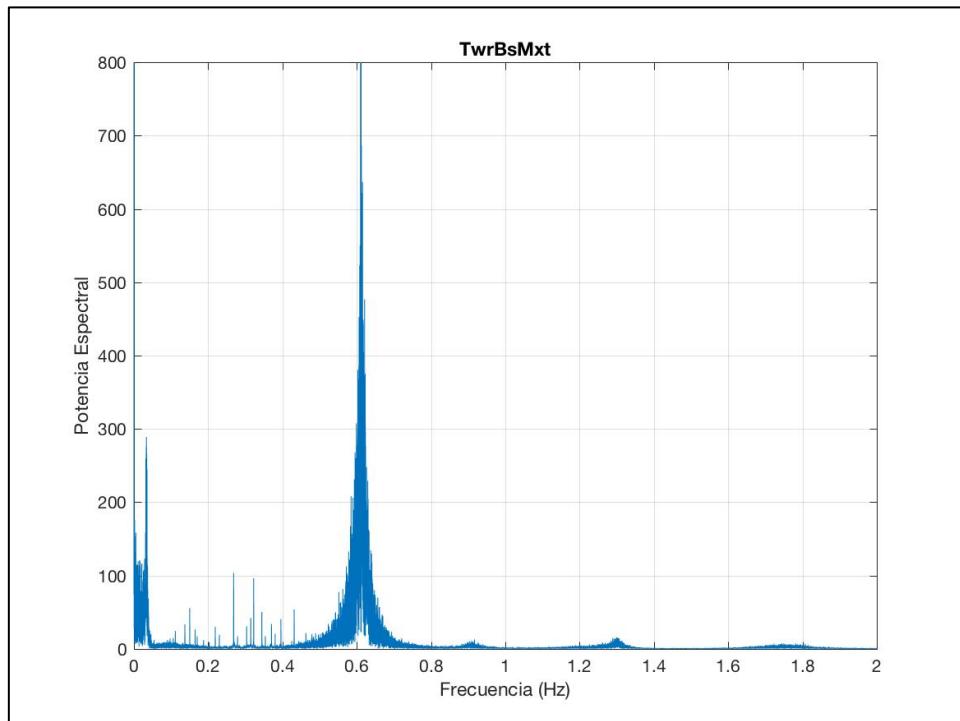


Figura 8-5: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 1.1 AEMISFEM

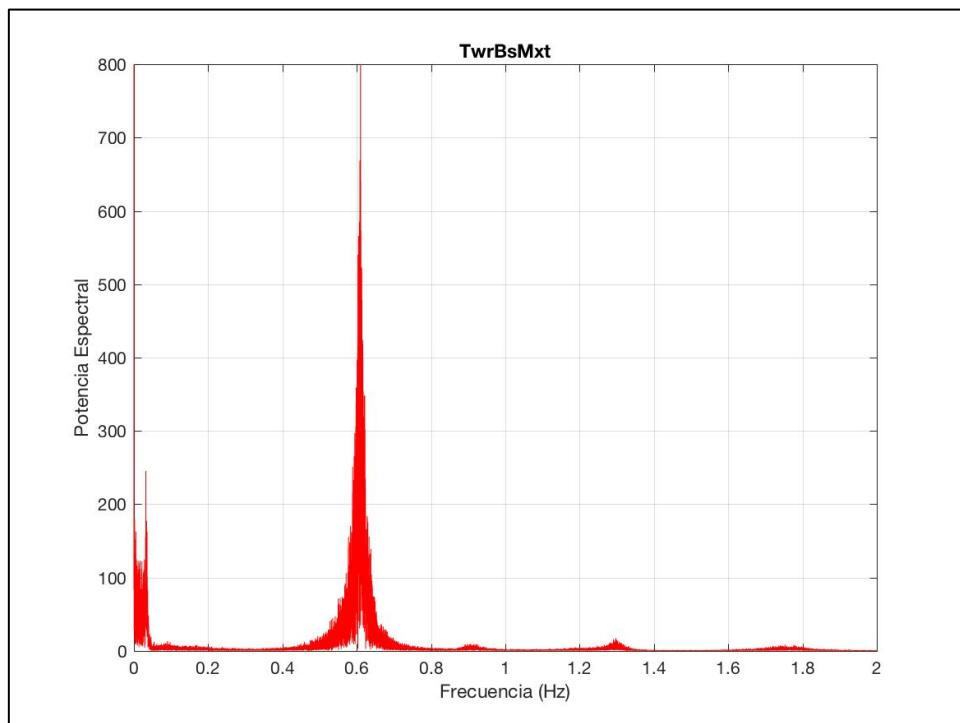


Figura 8-6: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 1.1 AEMISH

- TwrBsMyt

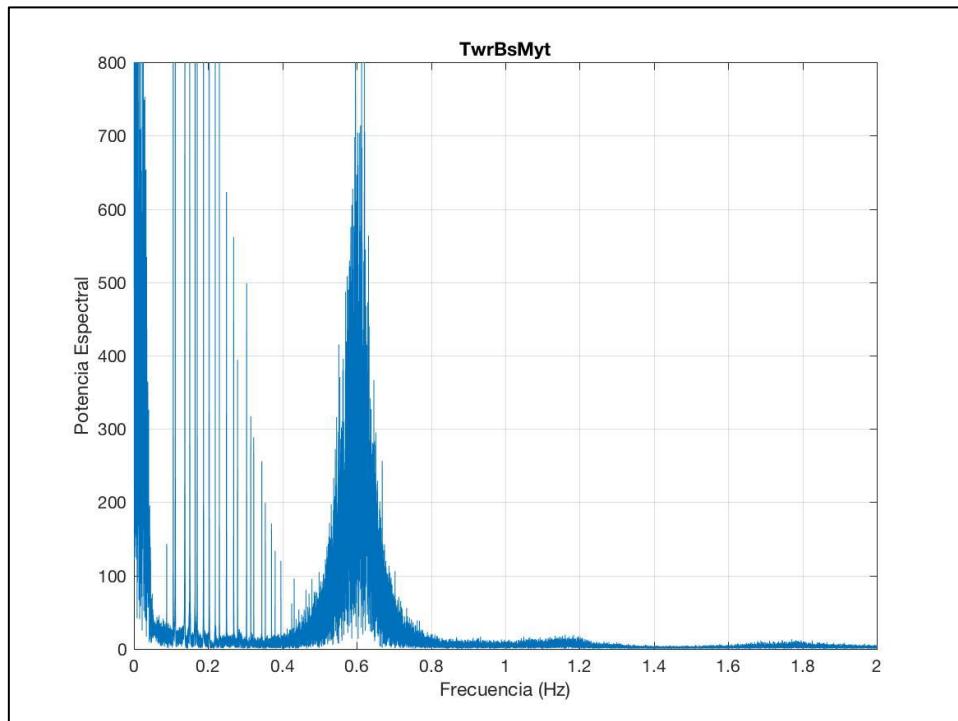


Figura 8-7: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 1.1 AEMISFEM

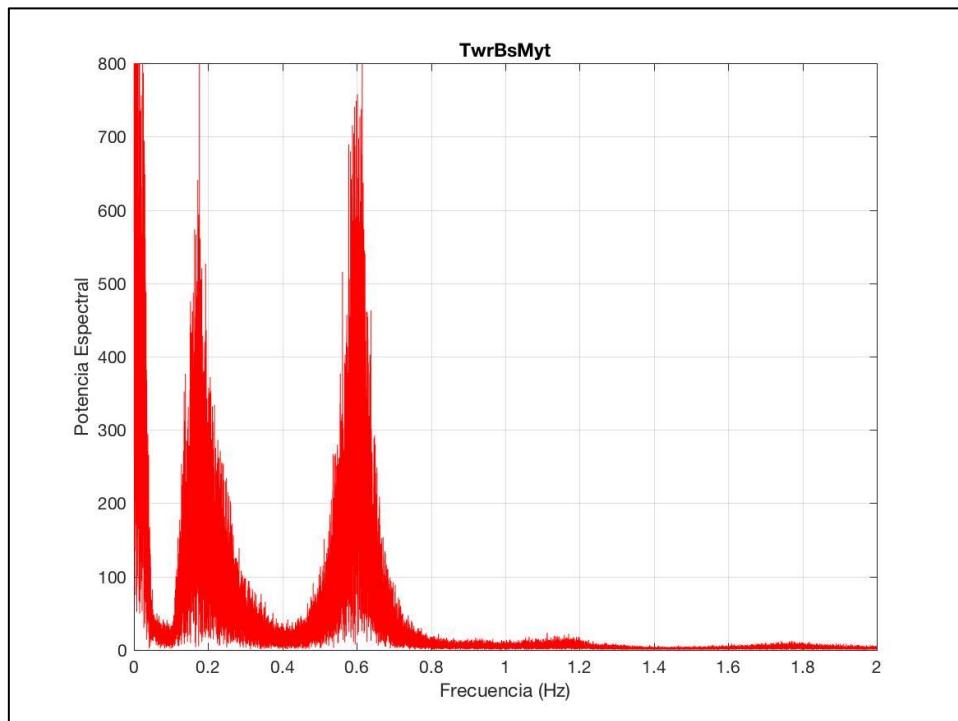


Figura 8-8: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 1.1 AEMISH

- TwrBsMzt

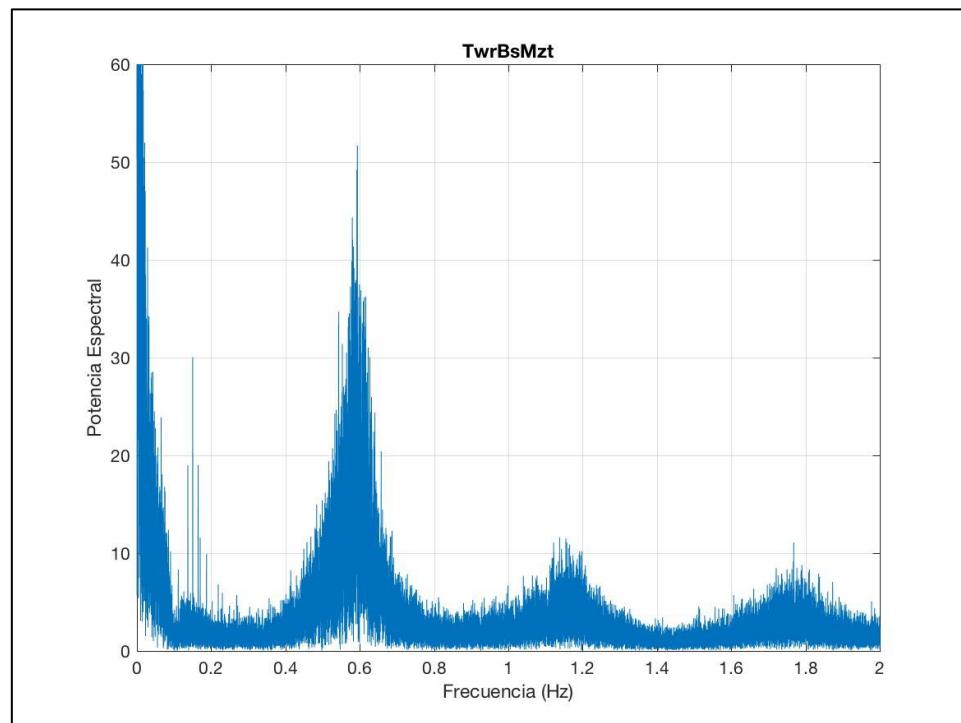


Figura 8-9: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 1.1 AEMISFEM

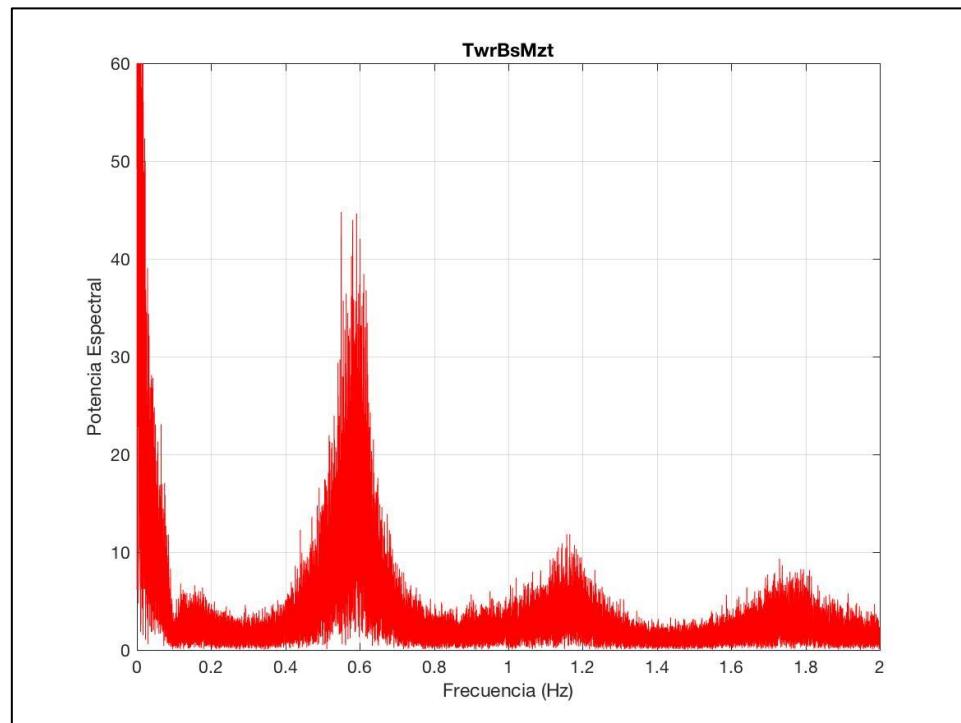


Figura 8-10: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 1.1 AEMISH

- TwrBsFxt

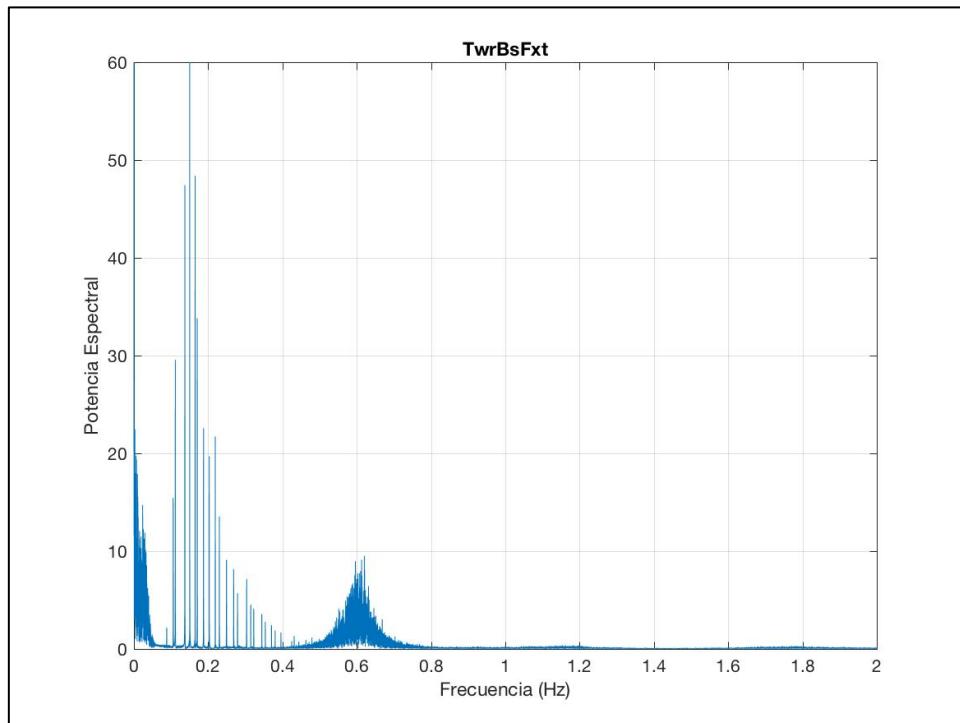


Figura 8-11: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 1.1 AEMISFEM

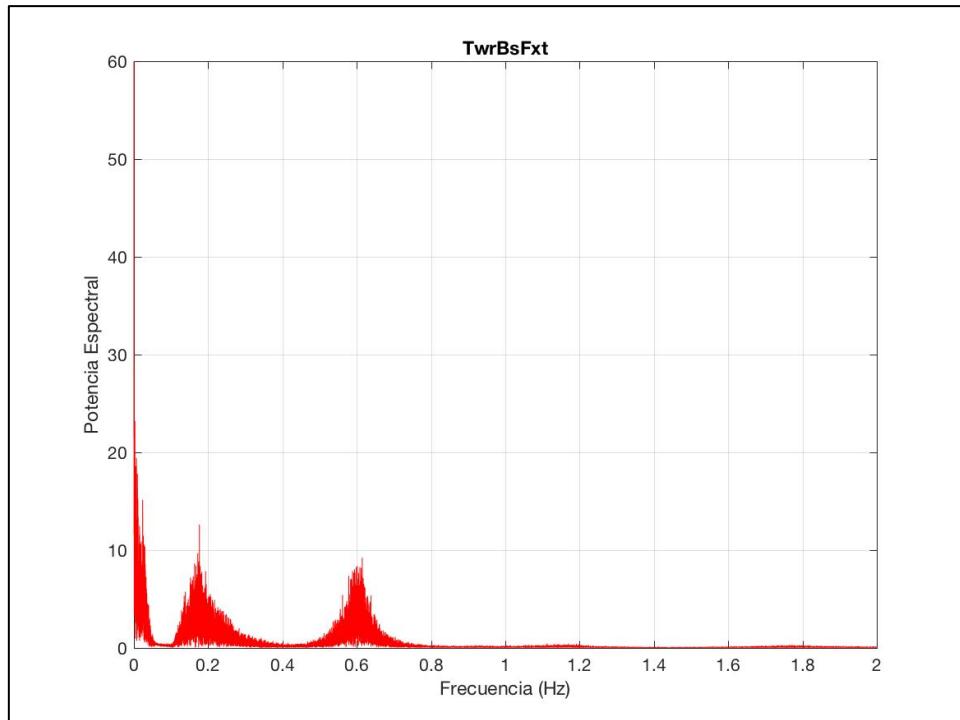


Figura 8-12: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 1.1 AEMISH

- TwrBsFyt

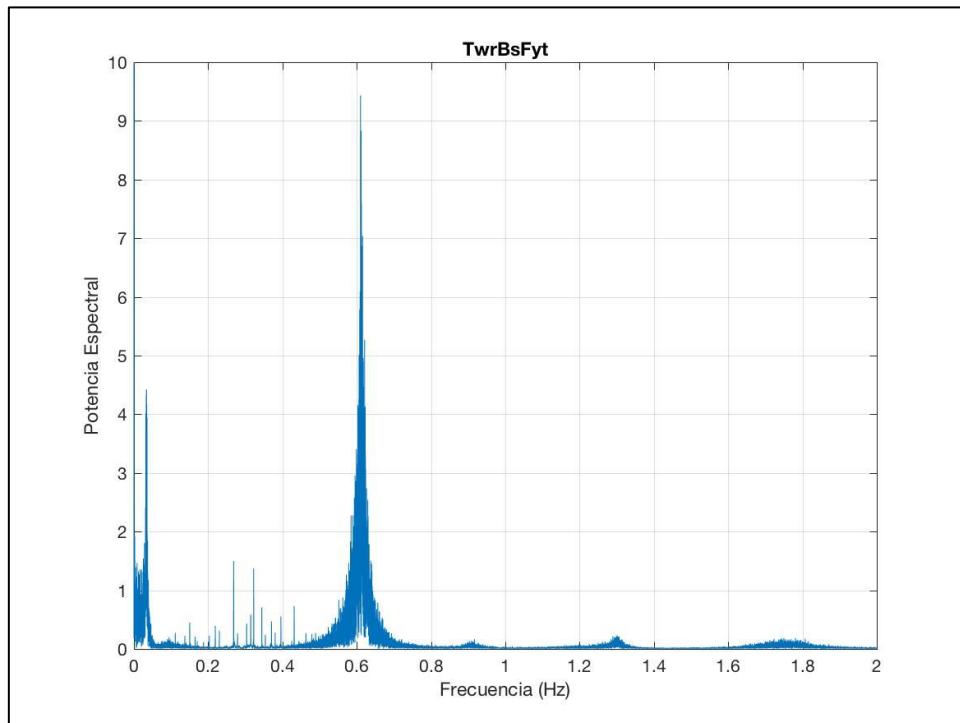


Figura 8-13: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 1.1 AEMISFEM

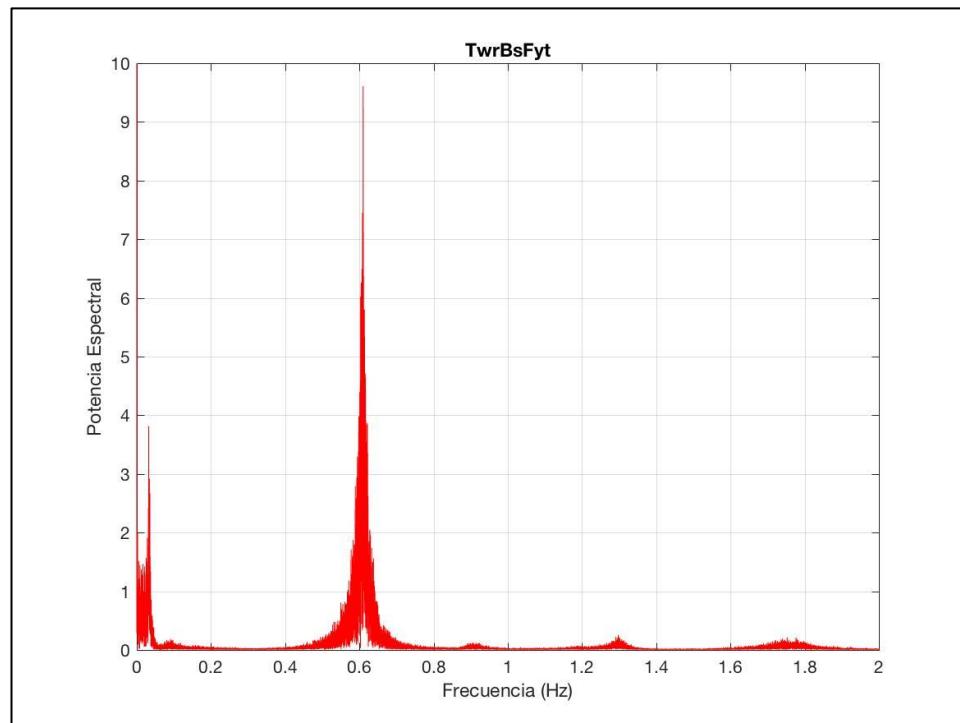


Figura 8-14: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 1.1 AEMISH

2.1.1.-OBSERVACIONES

A la vista de las series espectrales obtenidas tanto en la metodología AEMISH, como en la AEMISFEM, (en el que el cálculo de este caso de carga presentó una correcta estabilidad numérica, a lo largo de toda la simulación), se puede observar desde la Figura 8-3 a la Figura 8-14, que coinciden de forma casi exacta las formas de los espectros de energía, para todos los parámetros estructurales de la torre.

Precisamente en estas formas se puede comprobar cómo cuando se emplea el código FAST acoplado con SeaFEM, se obtiene un espectro de energía más distribuido, con más energía y en frecuencias más discretas, que cuando se realiza el mismo cálculo con FAST en solitario (AEMISH). Esto diferencia radica en el empleo del método de los elementos finitos, por parte de SeaFEM, que permite el cómputo de las cargas del oleaje de la plataforma, de forma más precisa, frente al cálculo más simple de HydroDyn (AEMISH), que hace uso de la metodología de la integral de convolución.

Por otro lado, también se puede observar la coincidencia en cuanto a los valores de frecuencias de pico energético en los espectros, hecho que advierte de la similitud en la ejecución de las simulaciones con ambos procesos de cálculo.

En la Tabla 8-1 se refleja la comparativa de los valores RMS de cada uno de los parámetros evaluados, junto con el error relativo entre los resultados obtenidos con ambas metodologías de cálculo. Como se puede comprobar, el error medio es de cerca del 0%, por lo que ambos cálculos modelaron y reprodujeron situaciones de diseño y comportamientos estructurales con un elevado grado de similitud.

Parámetro	Valores RMS		Diferencia %
	AEMISH	AEMISFEM	
TwrBsFzt (N)	5910,66	5911,74	0,02%
TwrBsMxt (Nm)	6416,82	6458,78	0,65%
TwrBsMyt (Nm)	64678,40	64086,23	-0,92%
TwrBsMzt (Nm)	783,66	781,47	-0,28%
TwrBsFxt (N)	900,45	890,10	-1,15%
TwrBsFyt (N)	52,27	52,89	1,18%
MEDIA			-0,08%

Tabla 8-1: Comparación de Valores RMS. DLC 1.1

2.2.- SITUACIÓN DE DISEÑO 6

DLC 6.1a

- TwrBsFzt

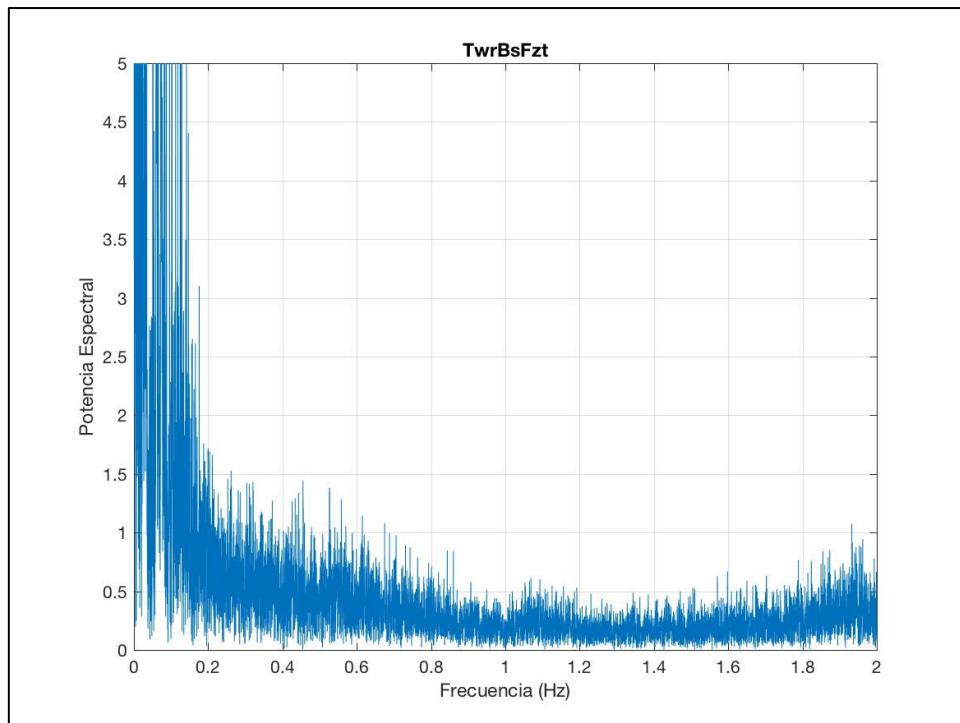


Figura 8-15: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.1a AEMISFEM

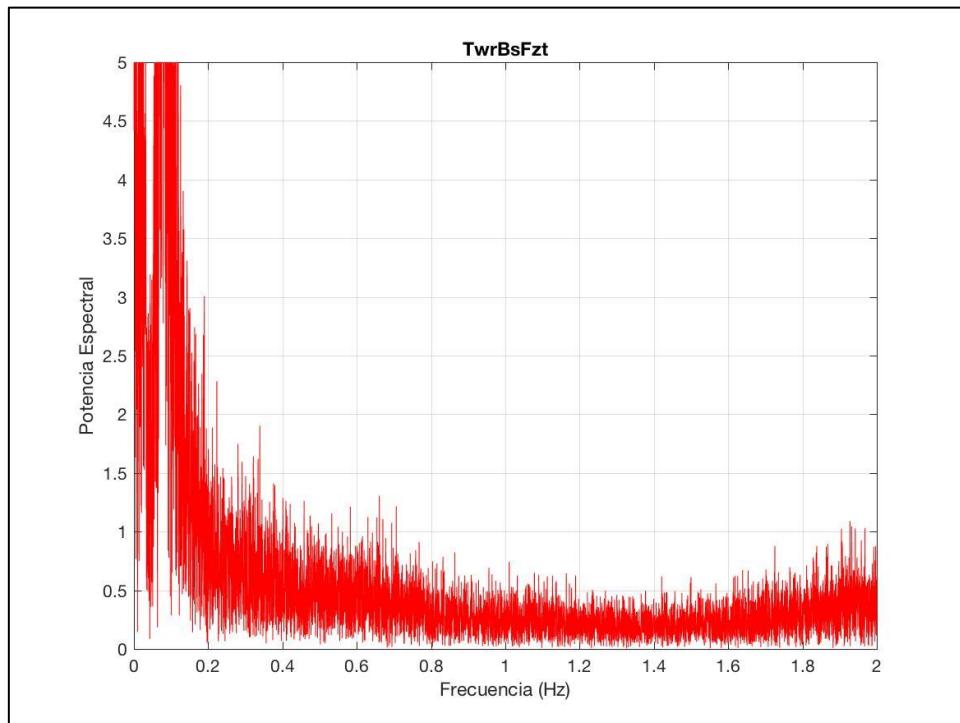


Figura 8-16: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.1a AEMISH

- TwrBsMxt

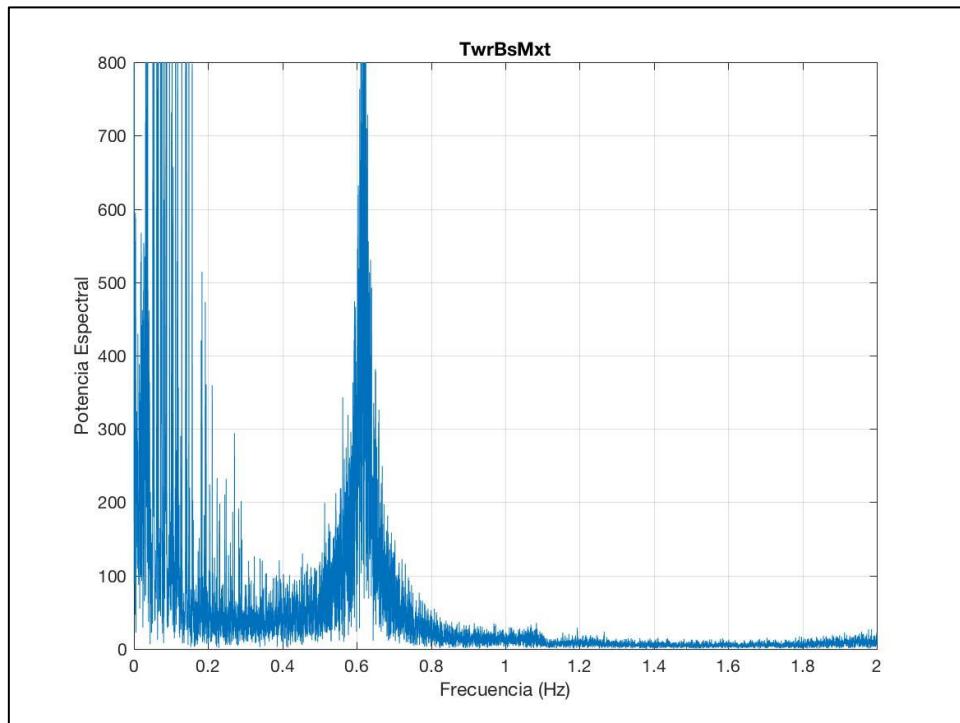


Figura 8-17: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.1a AEMISFEM

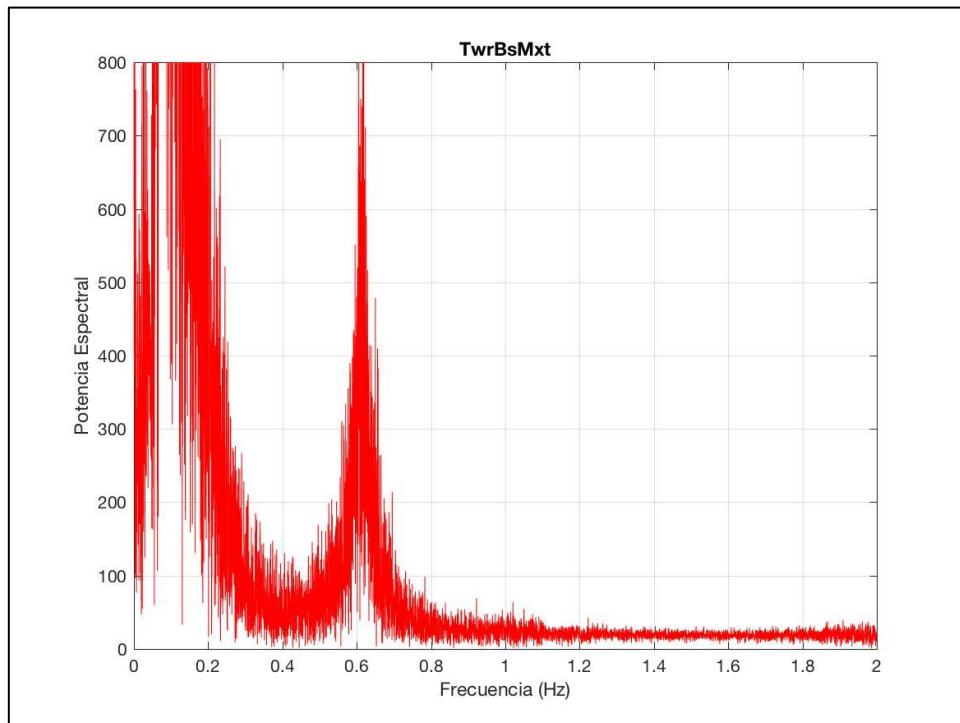


Figura 8-18: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.1a AEMISH

- TwrBsMyt

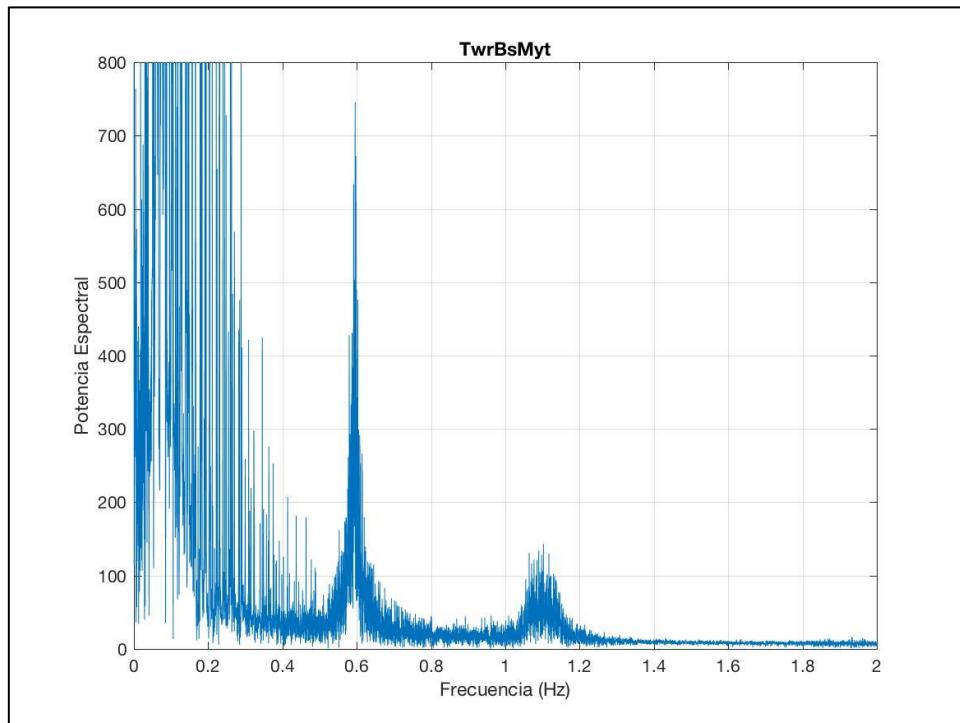


Figura 8-19: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.1a AEMISFEM

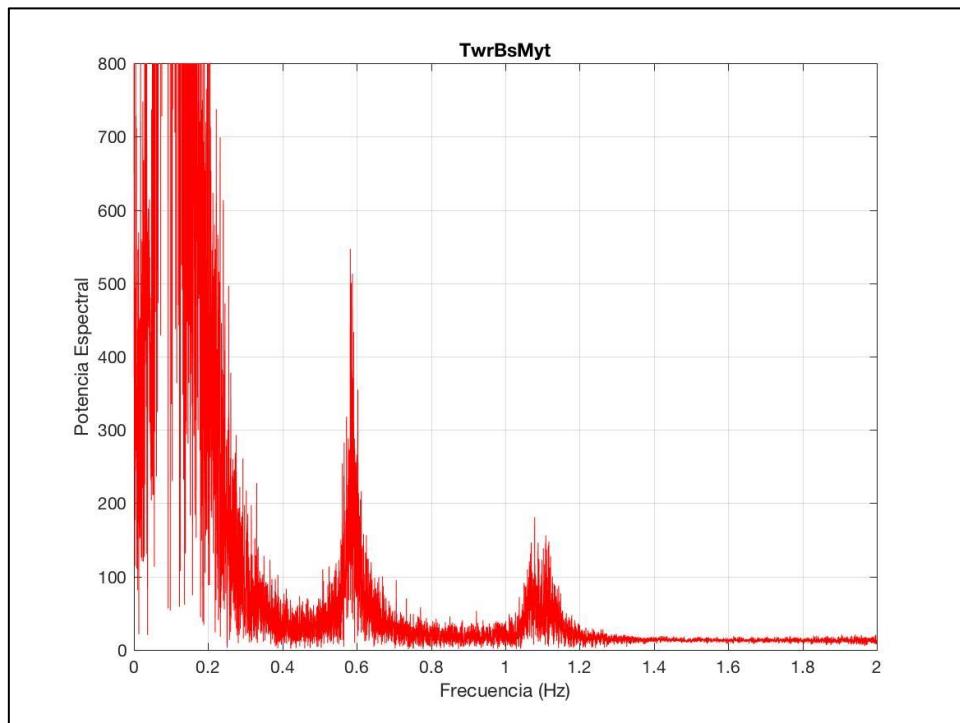


Figura 8-20: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.1a AEMISH

- TwrBsMzt

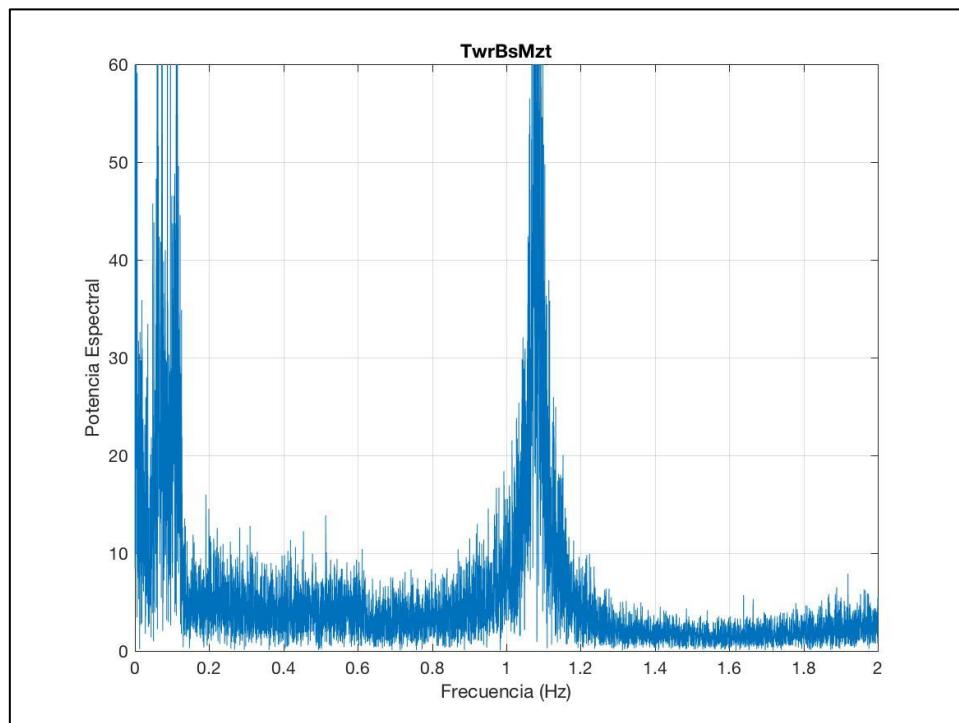


Figura 8-21: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.1a AEMISFEM

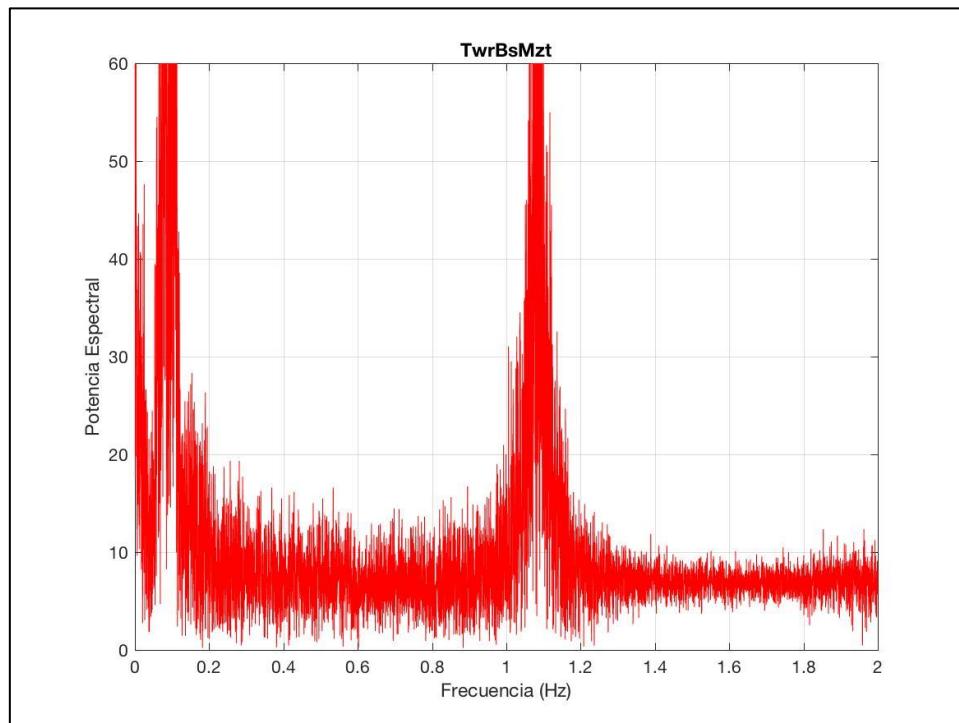


Figura 8-22: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.1a AEMISH

- TwrBsFxt

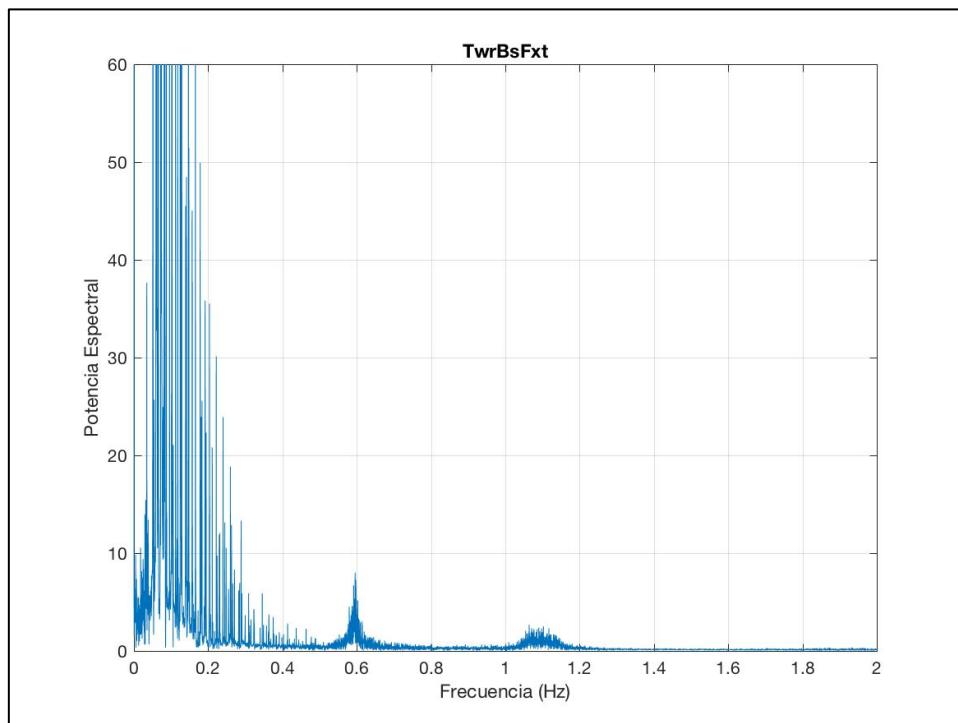


Figura 8-23: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.1a AEMISFEM

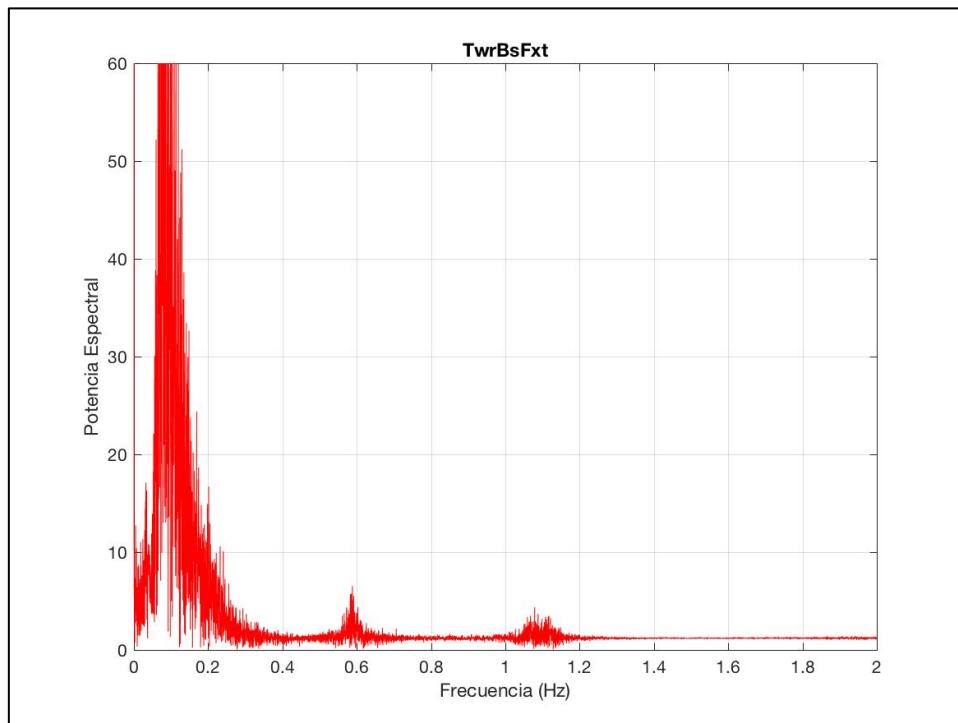


Figura 8-24: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.1a AEMISH

- TwrBsFyt

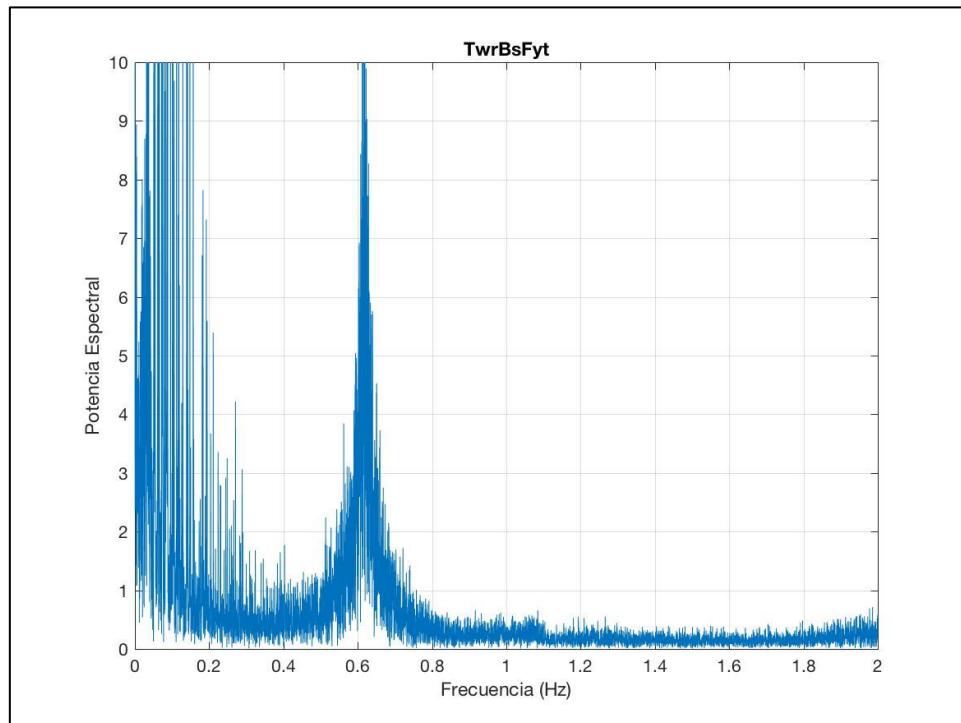


Figura 8-25: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.1a AEMISFEM

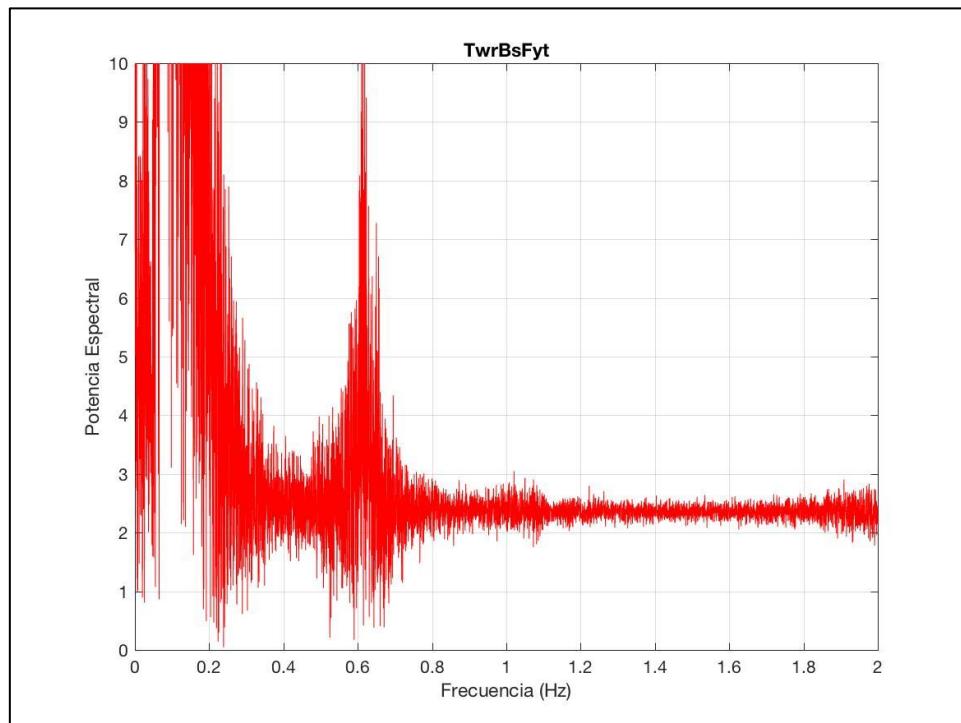


Figura 8-26: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.1a AEMISH

DLC 6.2a

- TwrBsFzt

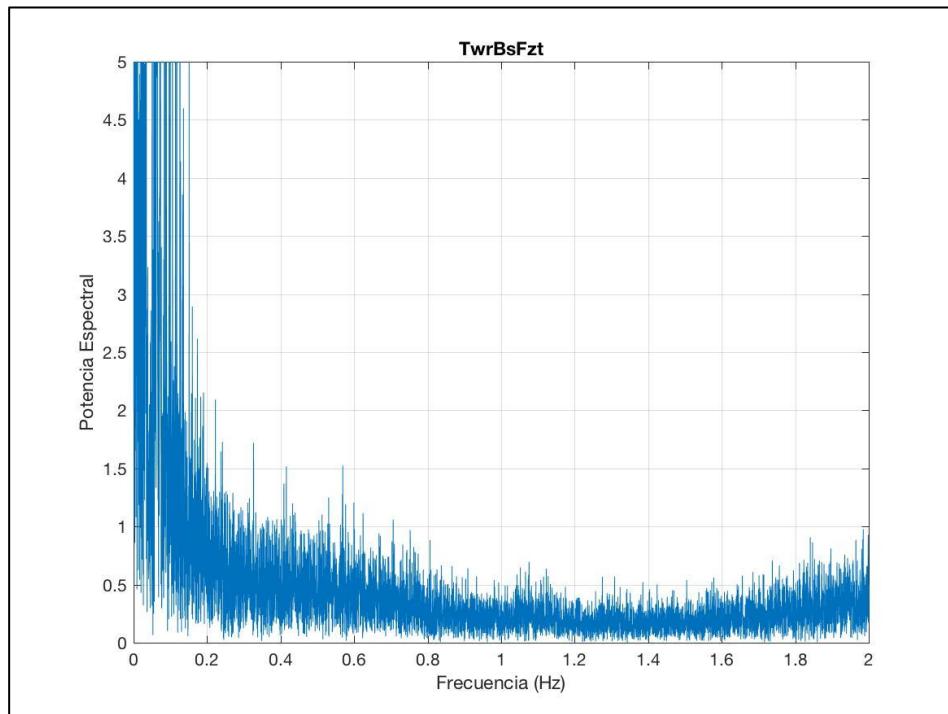


Figura 8-27: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.2a AEMISFEM

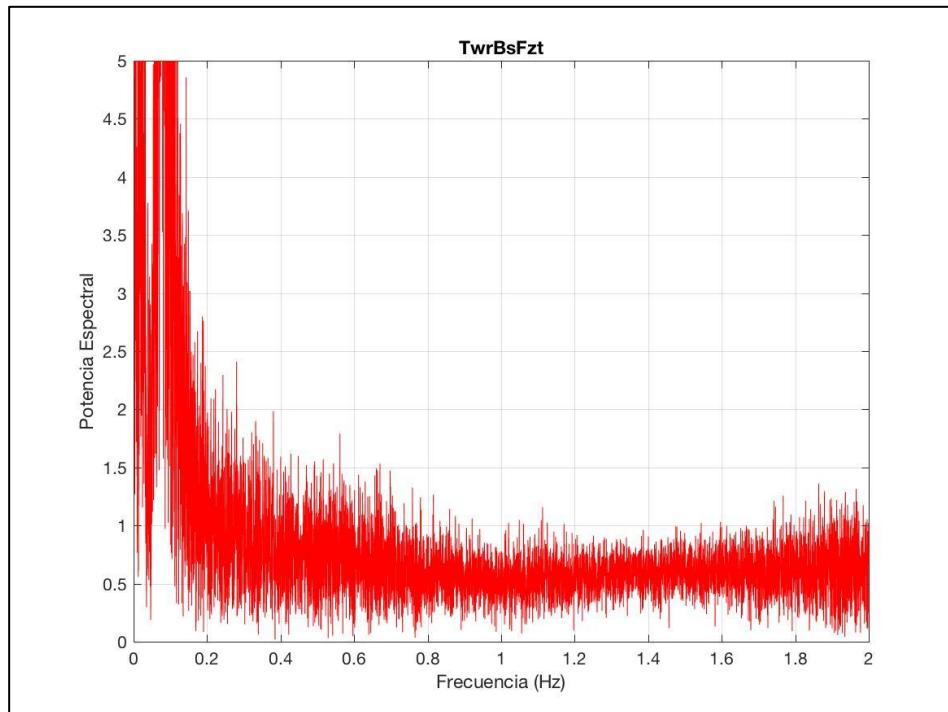


Figura 8-28: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.2a AEMISH

- TwrBsMxt

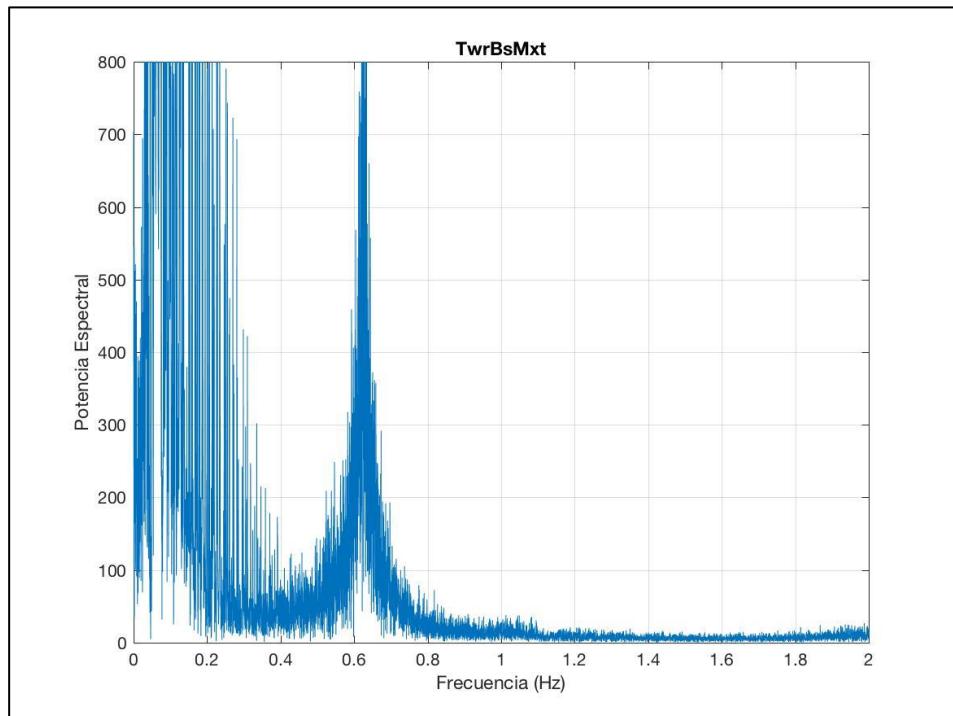


Figura 8-29: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.2a AEMISFEM

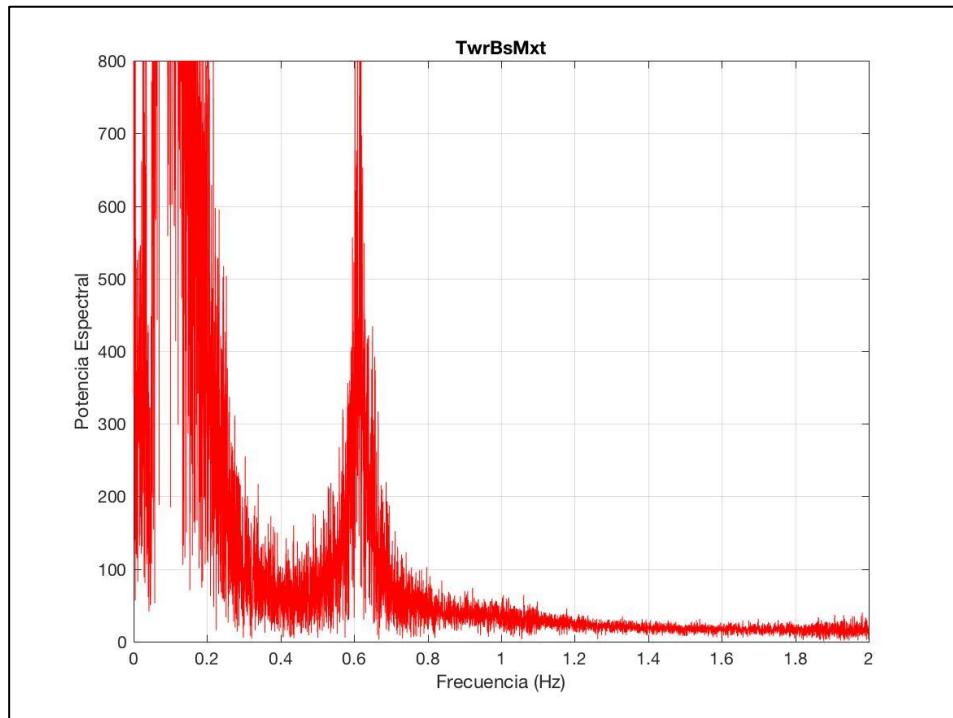


Figura 8-30: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.2a AEMISH

- TwrBsMyt

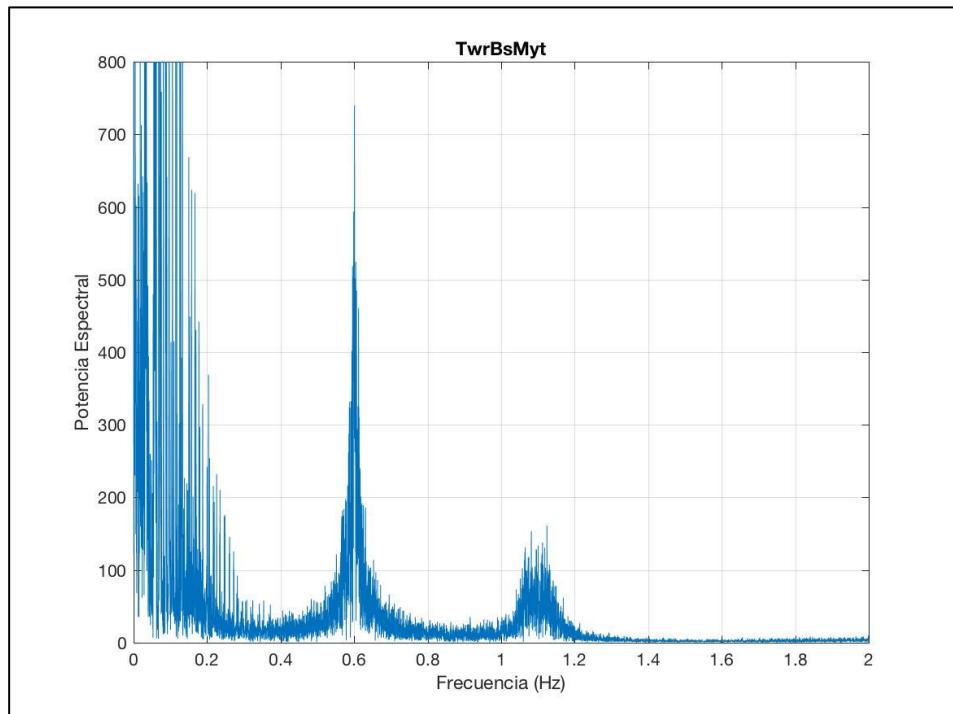


Figura 8-31: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.2a AEMISFEM

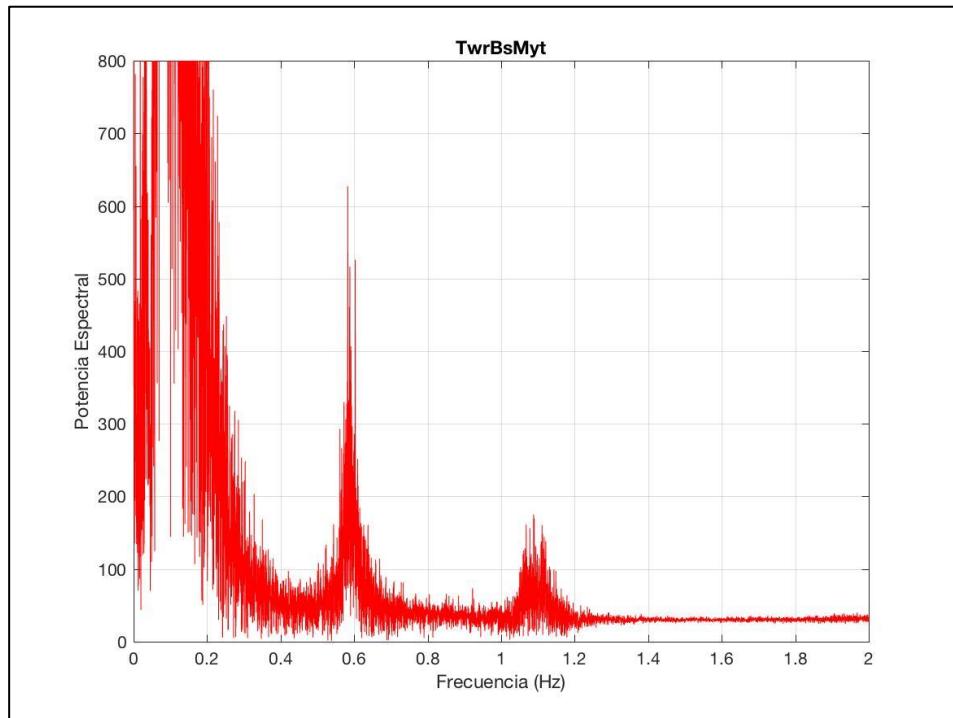


Figura 8-32: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.2a AEMISH

- TwrBsMzt

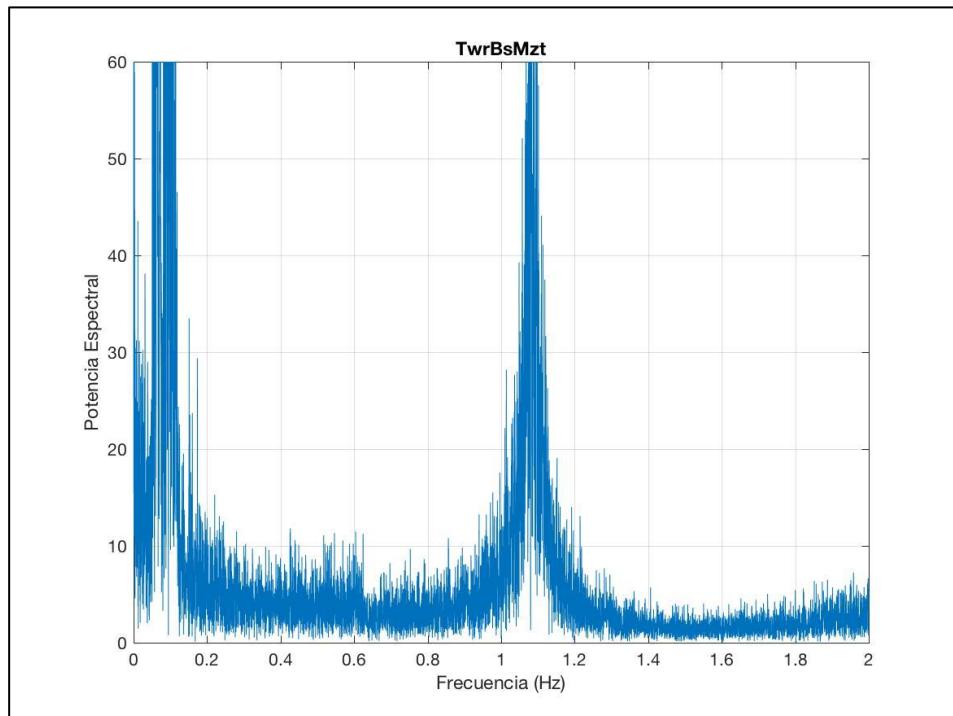


Figura 8-33: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.2a AEMISFEM

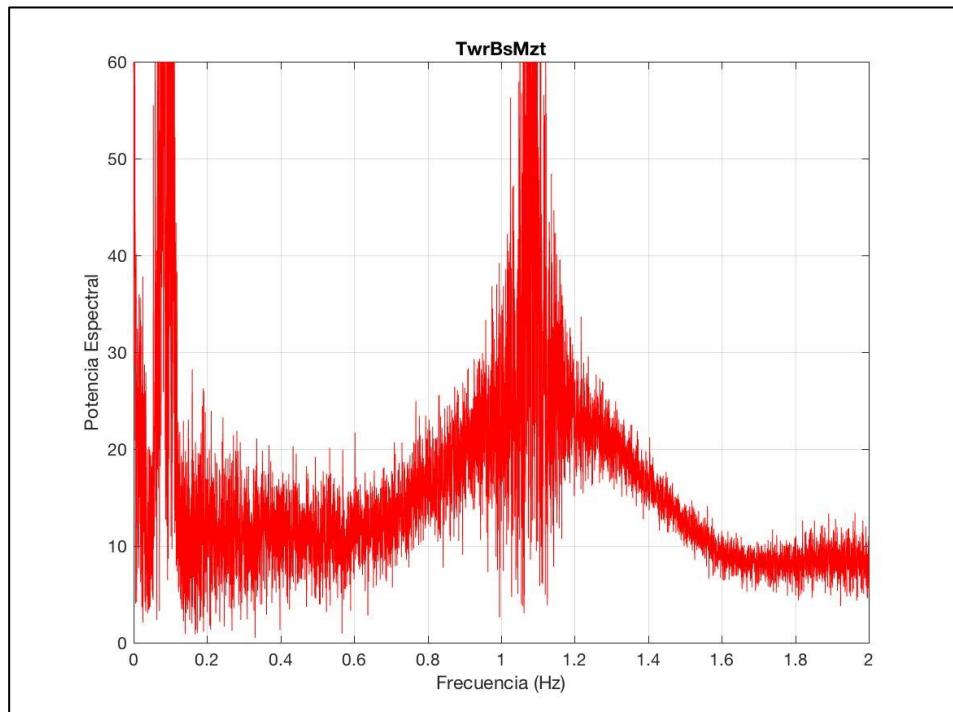


Figura 8-34: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.2a AEMISH

- TwrBsFxt

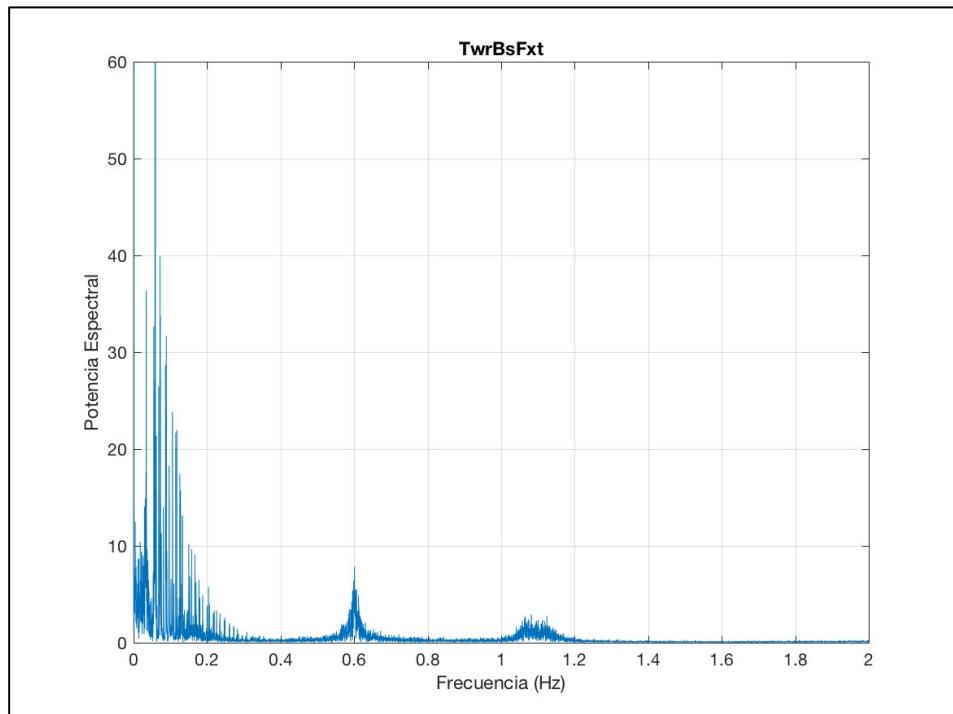


Figura 8-35: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.2a AEMISFEM

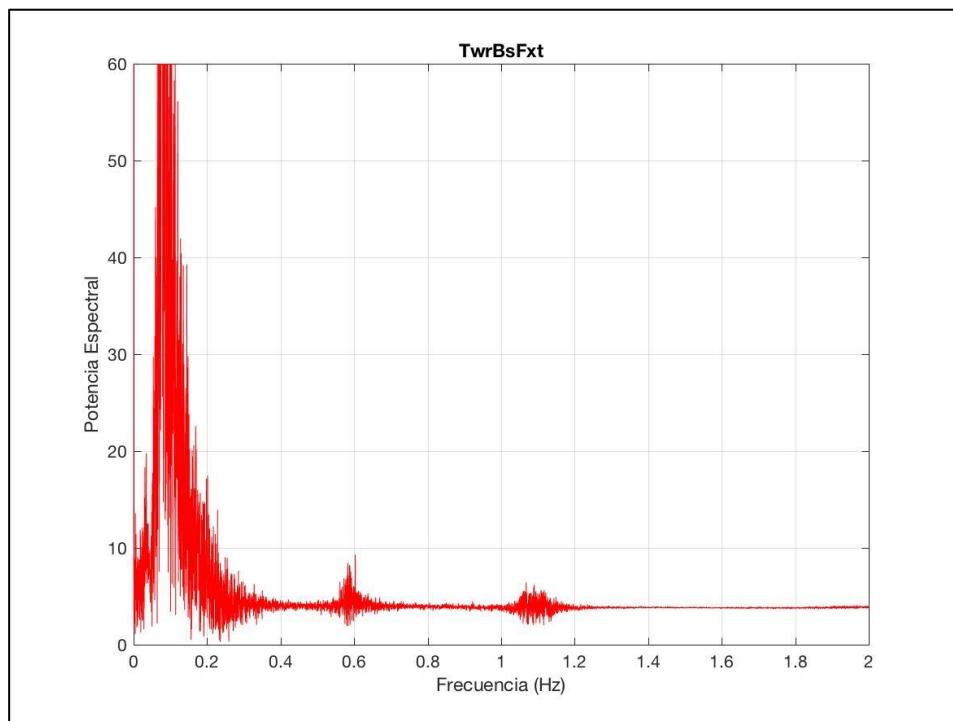


Figura 8-36: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.2a AEMISH

- TwrBsFyt

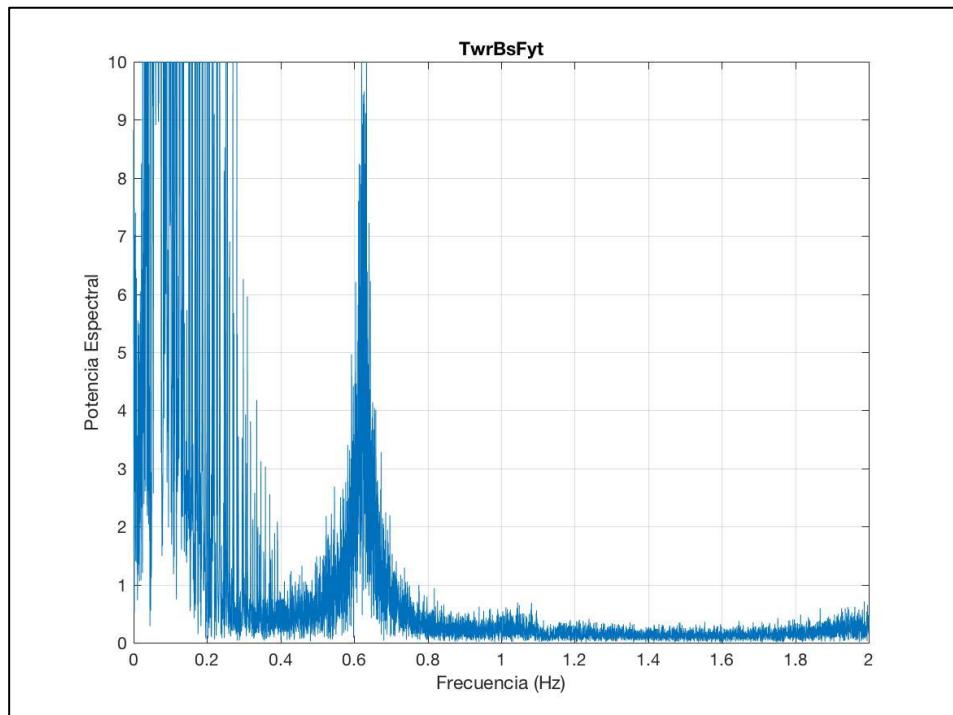


Figura 8-37: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.2a AEMISFEM

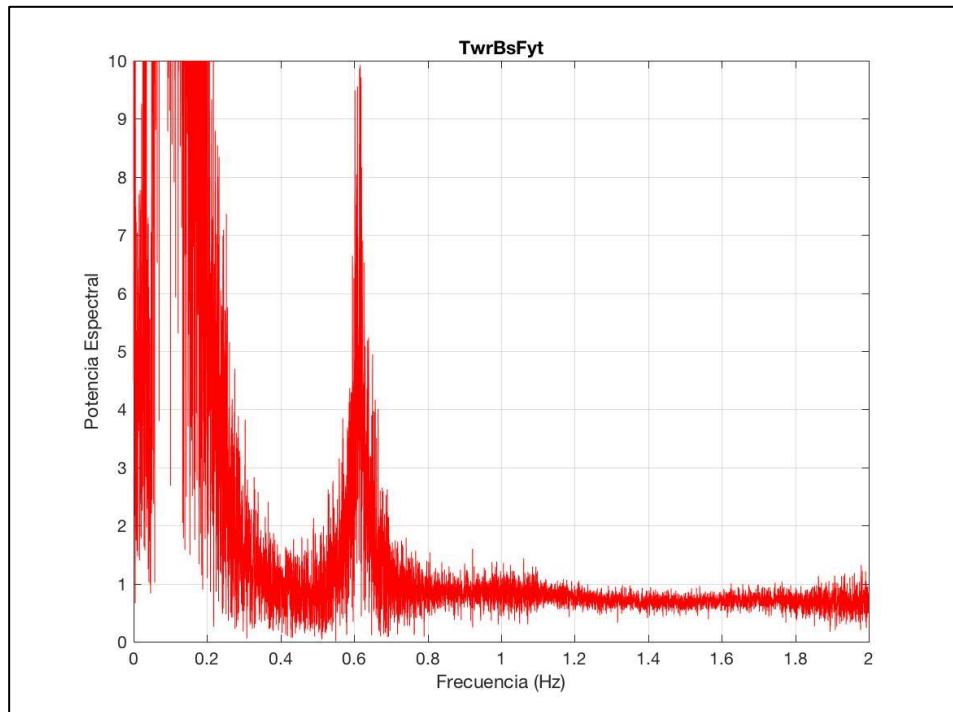


Figura 8-38: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.2a AEMISH

DLC 6.3a

- TwrBsFzt

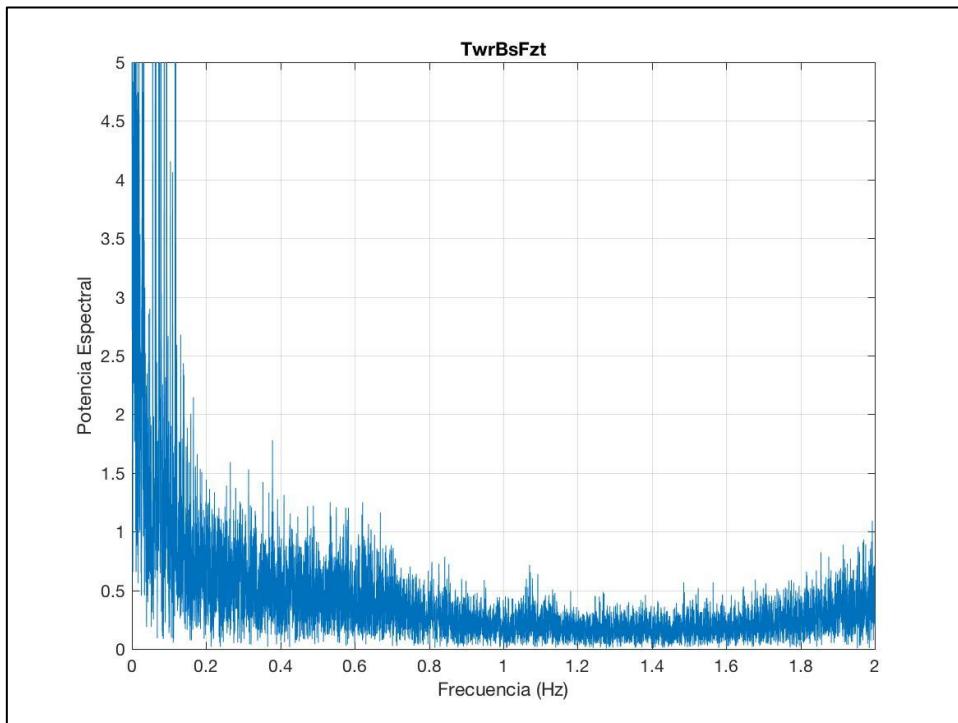


Figura 8-39: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.3a AEMISFEM

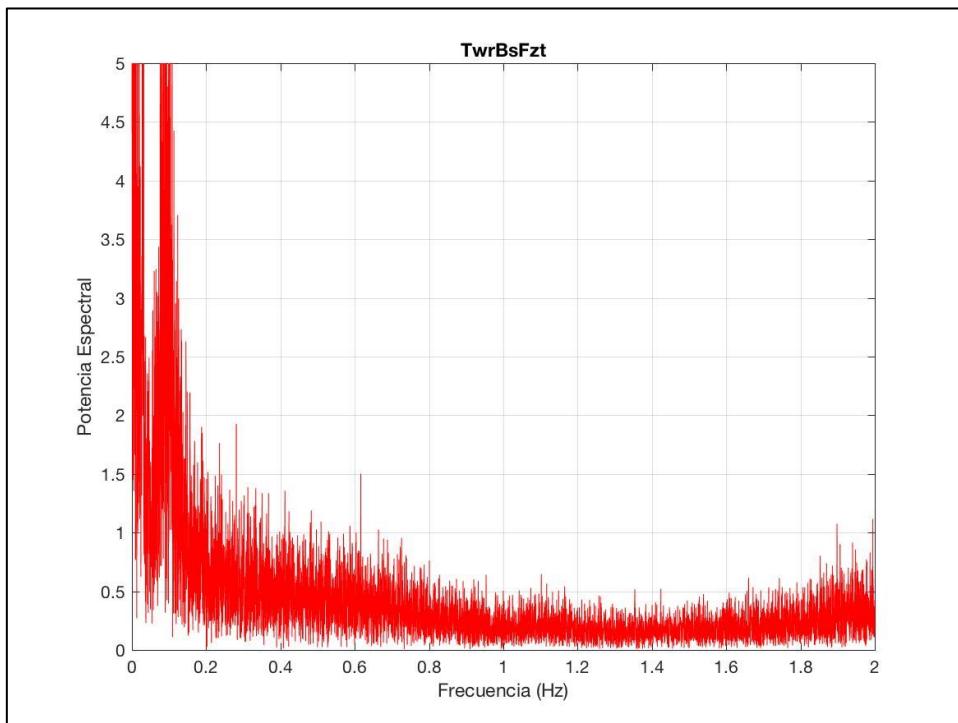


Figura 8-40: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.3a AEMISH

- TwrBsMxt

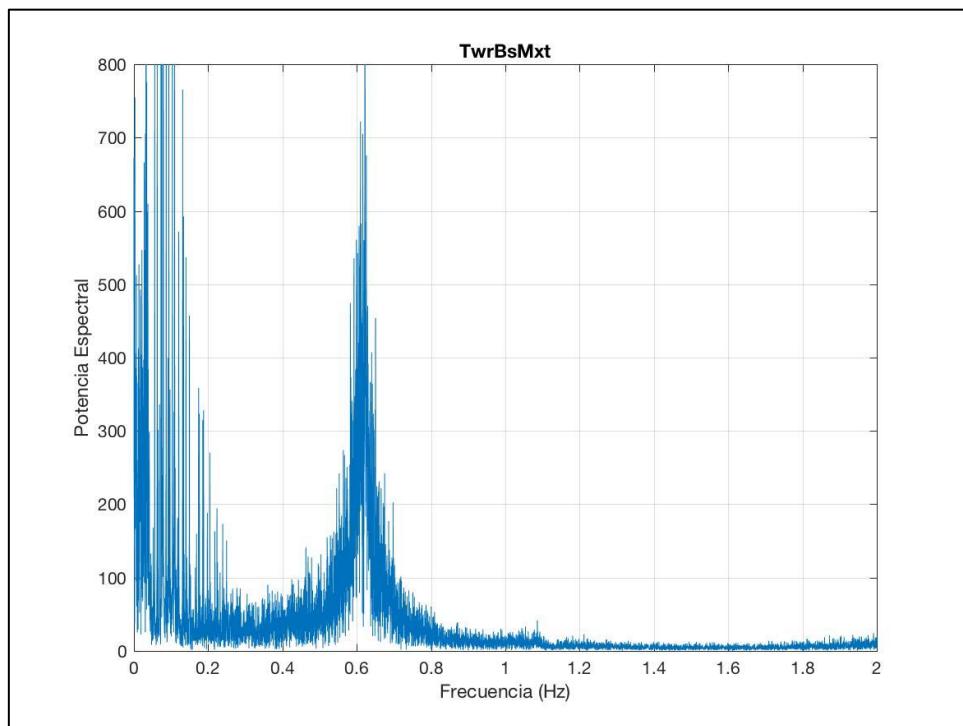


Figura 8-41: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.3a AEMISFEM

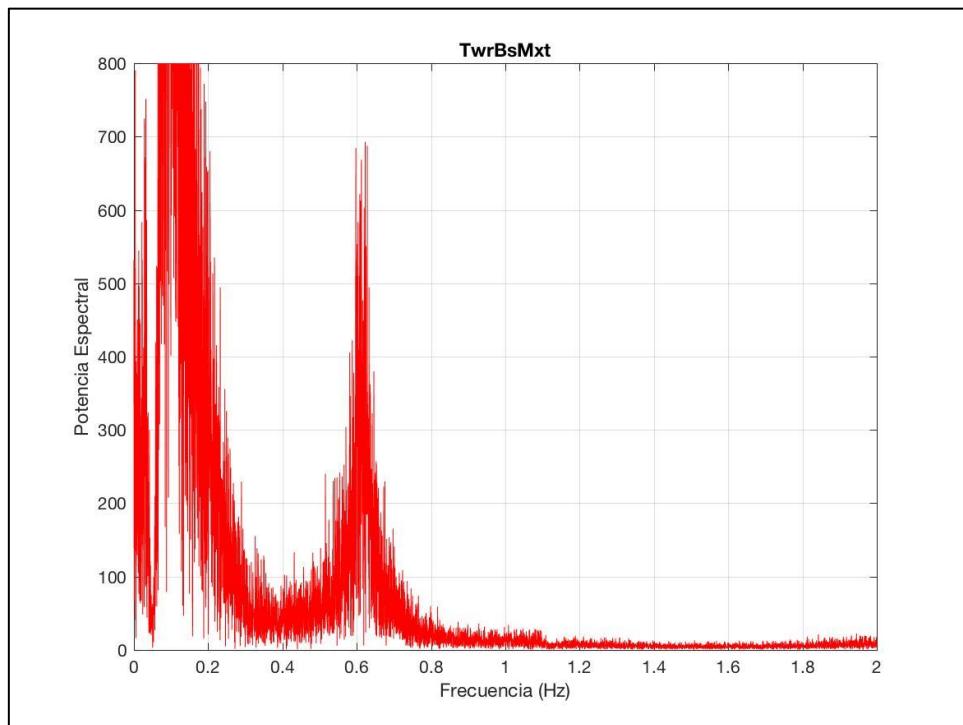


Figura 8-42: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.3a AEMISH

- TwrBsMyt

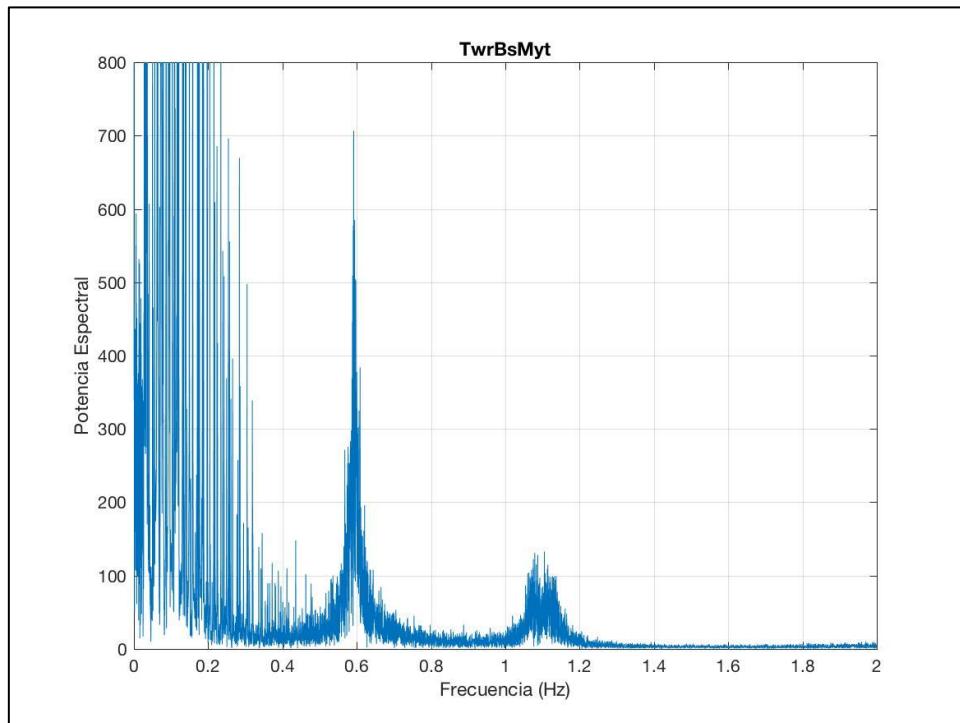


Figura 8-43: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.3a AEMISFEM

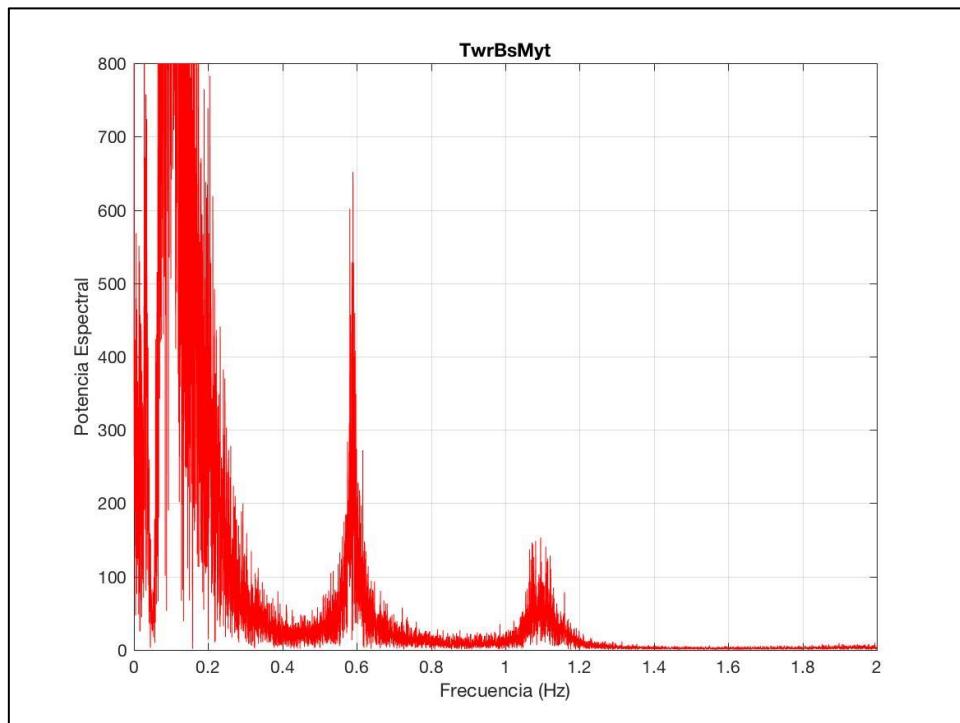


Figura 8-44: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.3a AEMISH

- TwrBsMzt

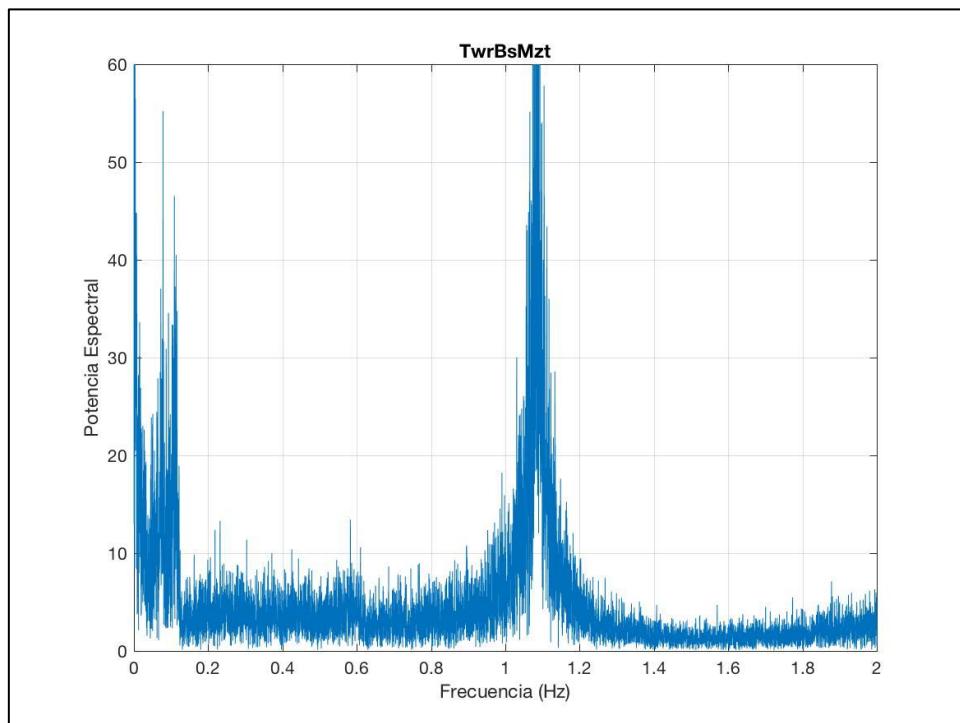


Figura 8-45: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.3a AEMISFEM

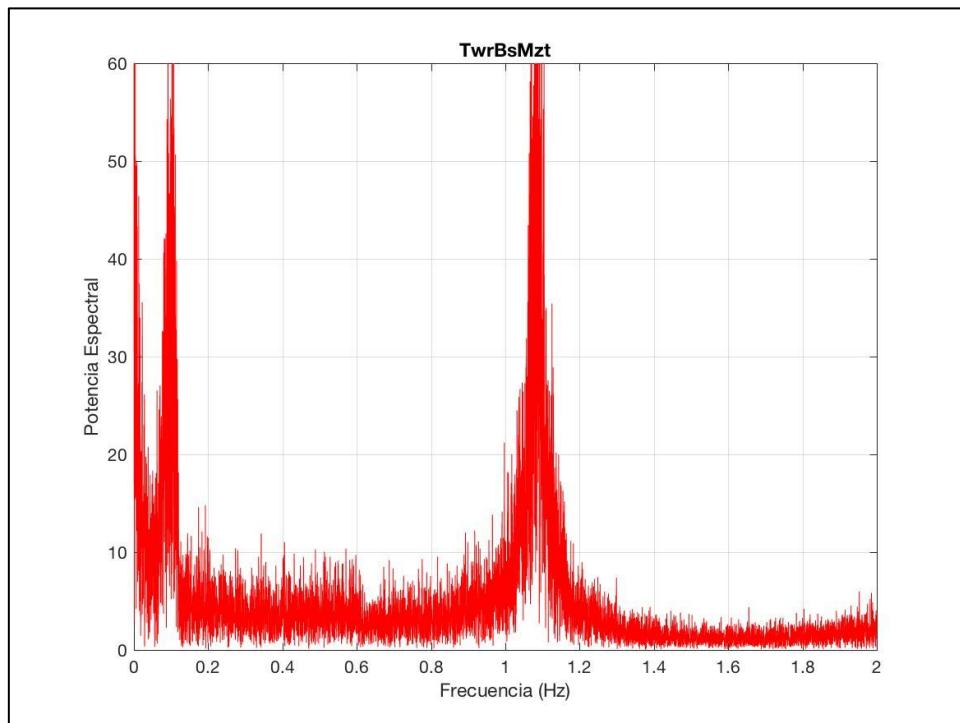


Figura 8-46: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.3a AEMISH

- TwrBsFxt

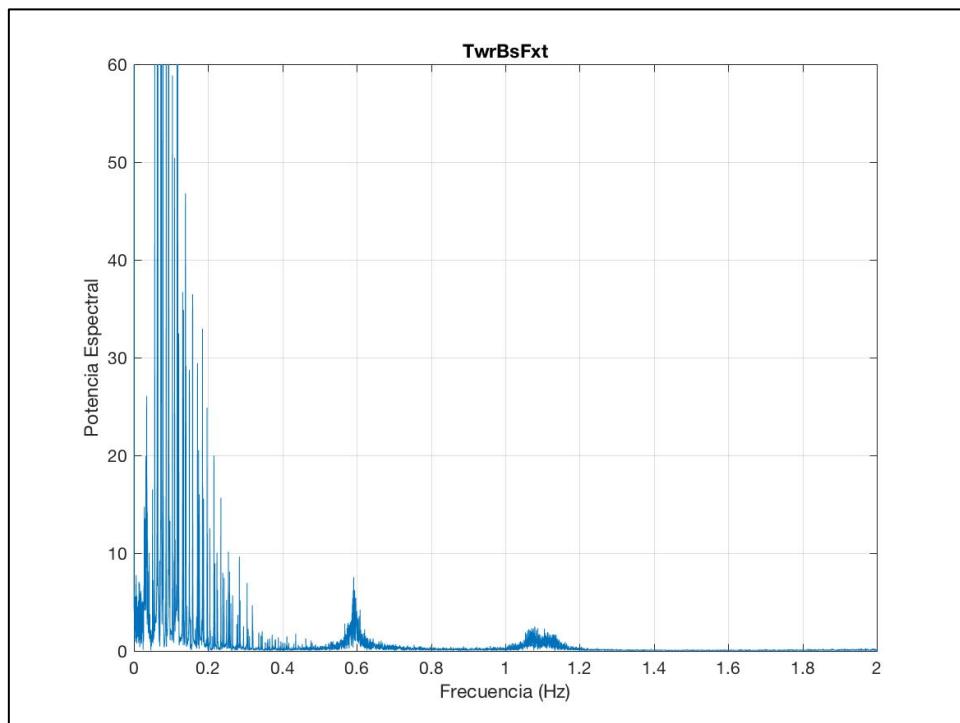


Figura 8-47: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.3a AEMISFEM

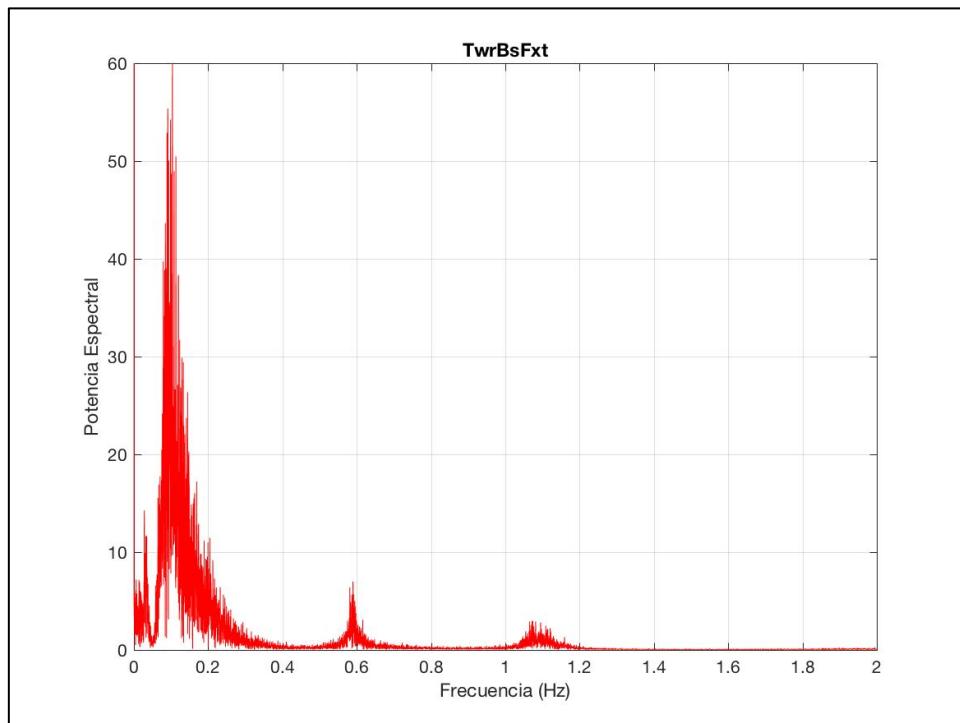


Figura 8-48: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.3a AEMISH

- TwrBsFyt

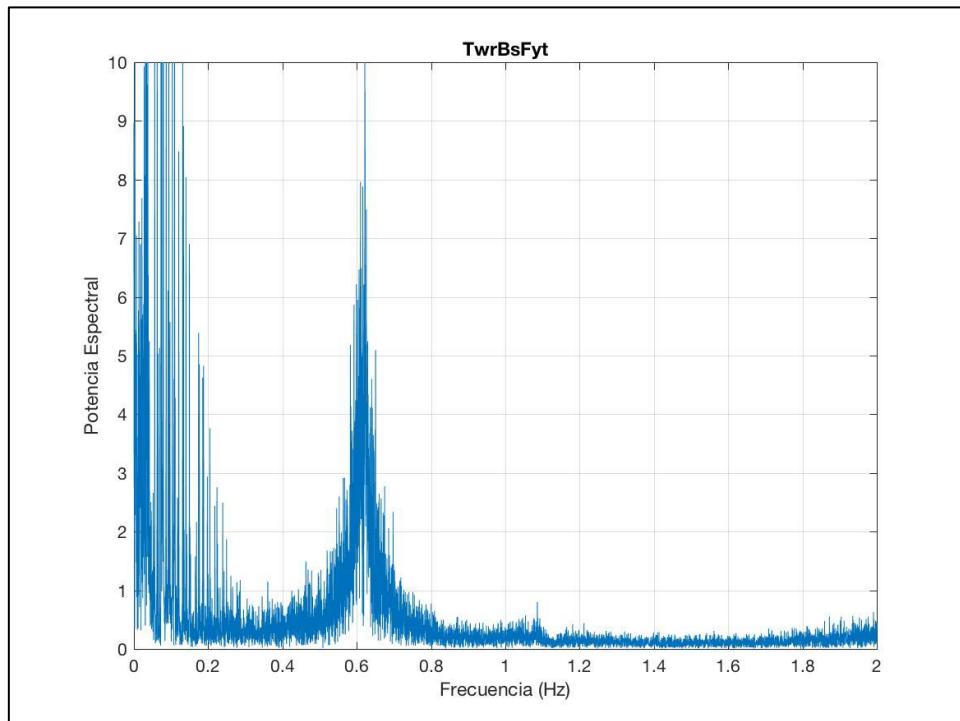


Figura 8-49: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.3a AEMISFEM

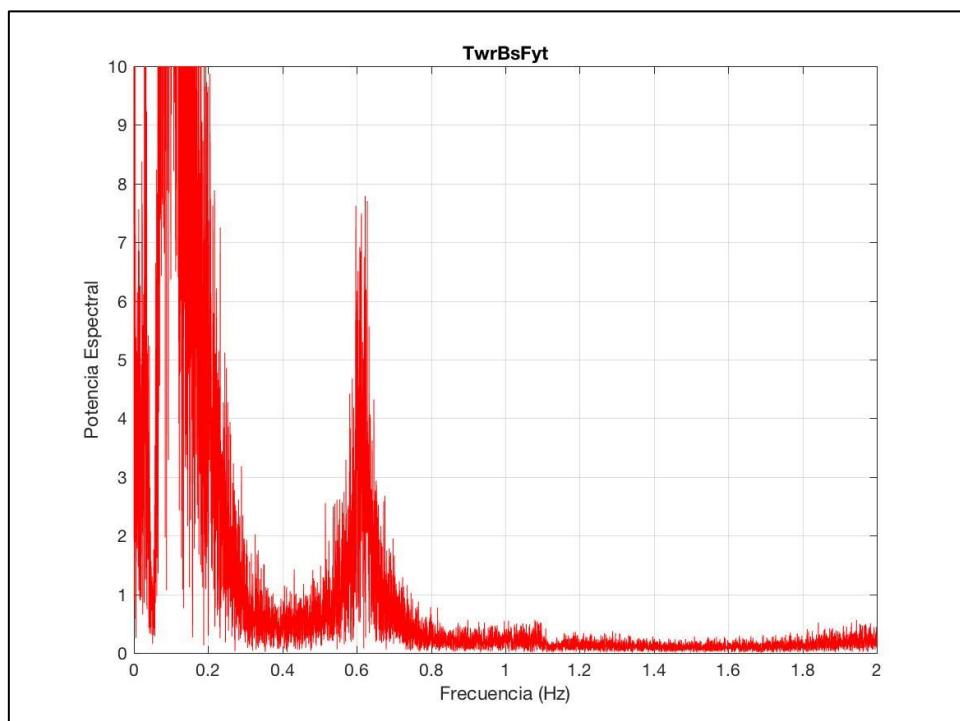


Figura 8-50: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.3a AEMISH

DLC 6.3b

- TwrBsFzt

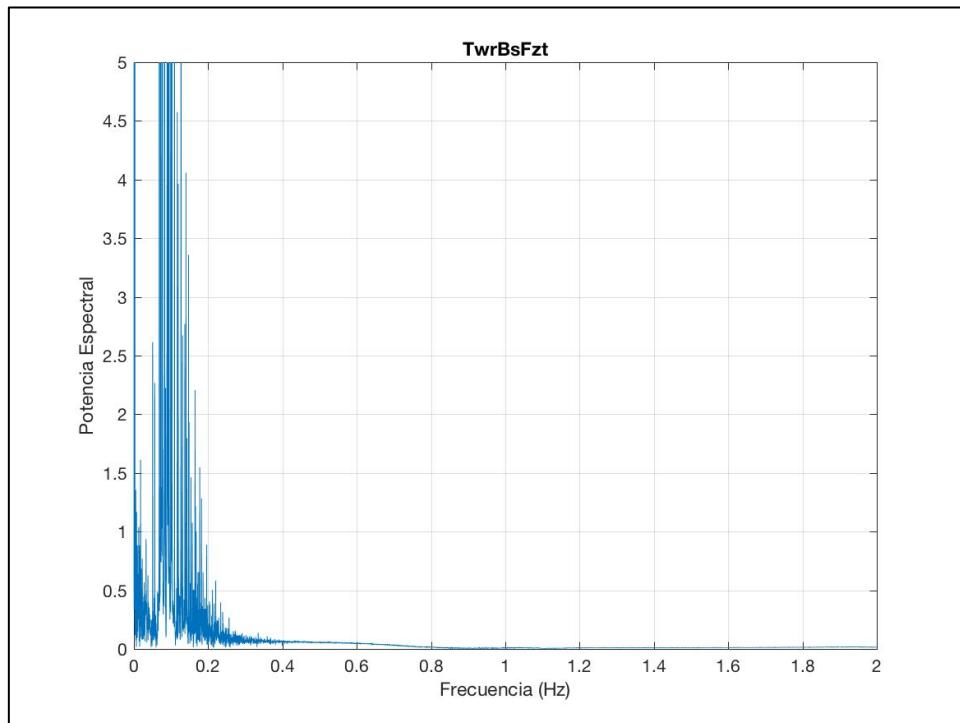


Figura 8-51: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.3b AEMISFEM

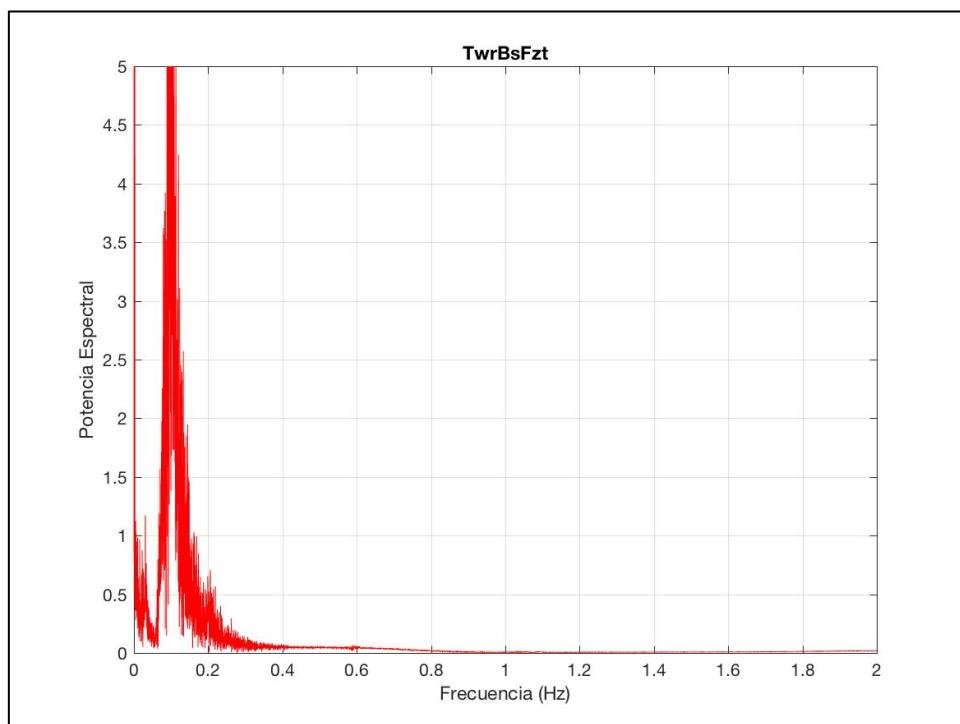


Figura 8-52: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 6.3b AEMISH

- TwrBsMxt

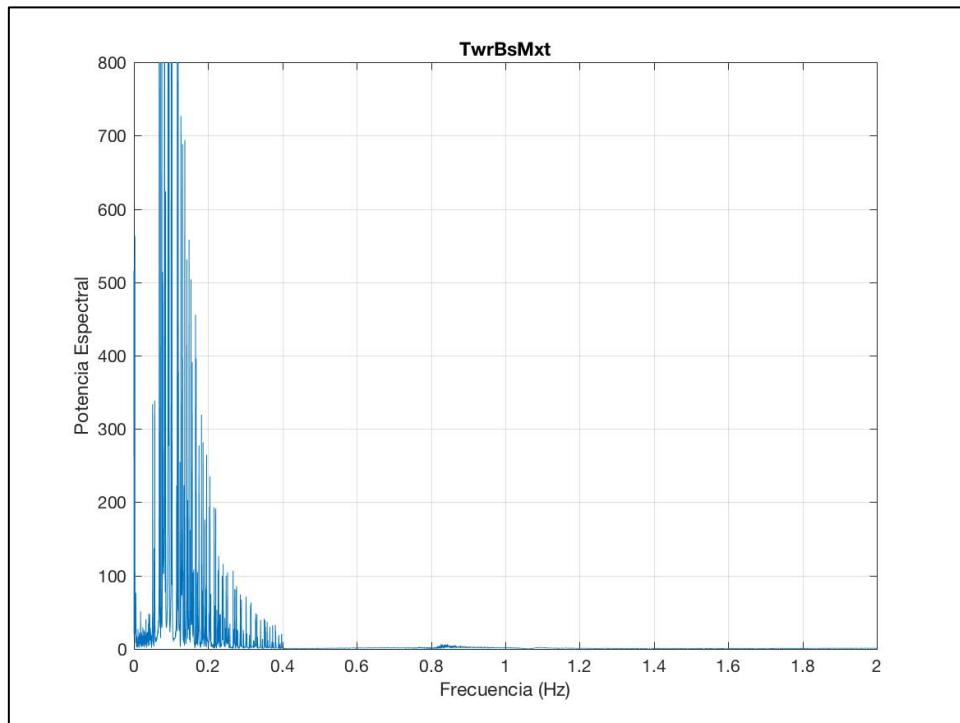


Figura 8-53: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.3b AEMISFEM

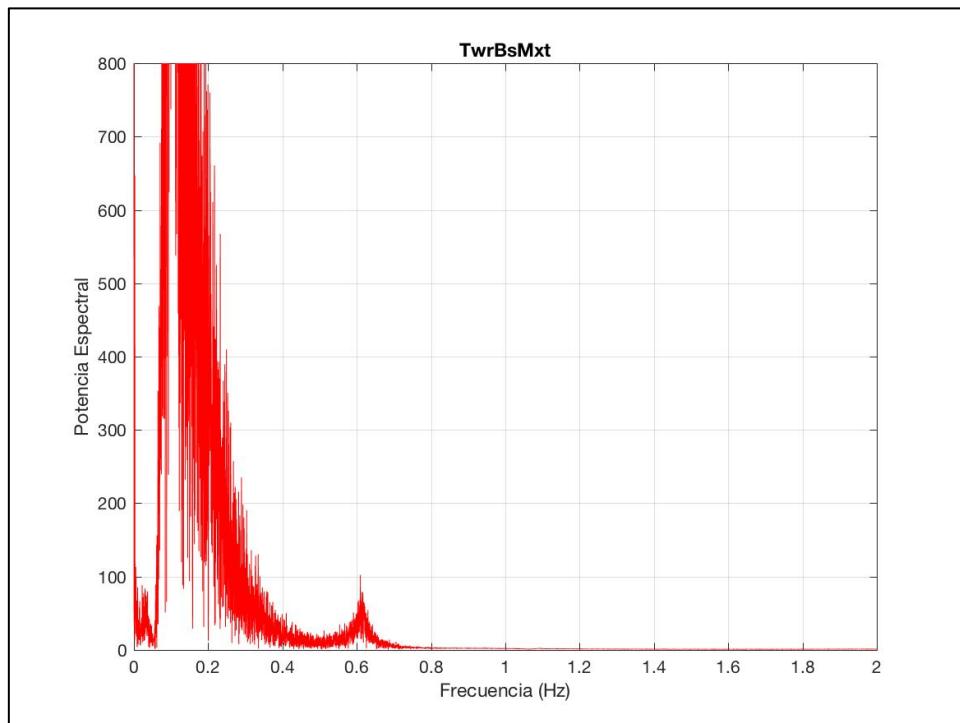


Figura 8-54: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 6.3b AEMISH

- TwrBsMyt

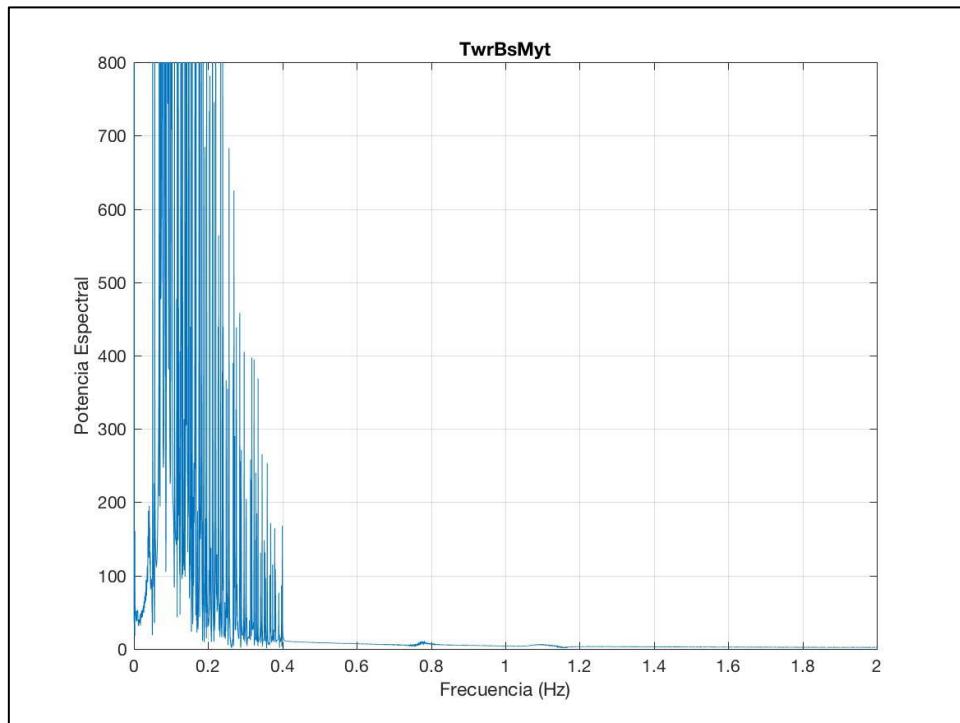


Figura 8-55: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.3b AEMISFEM

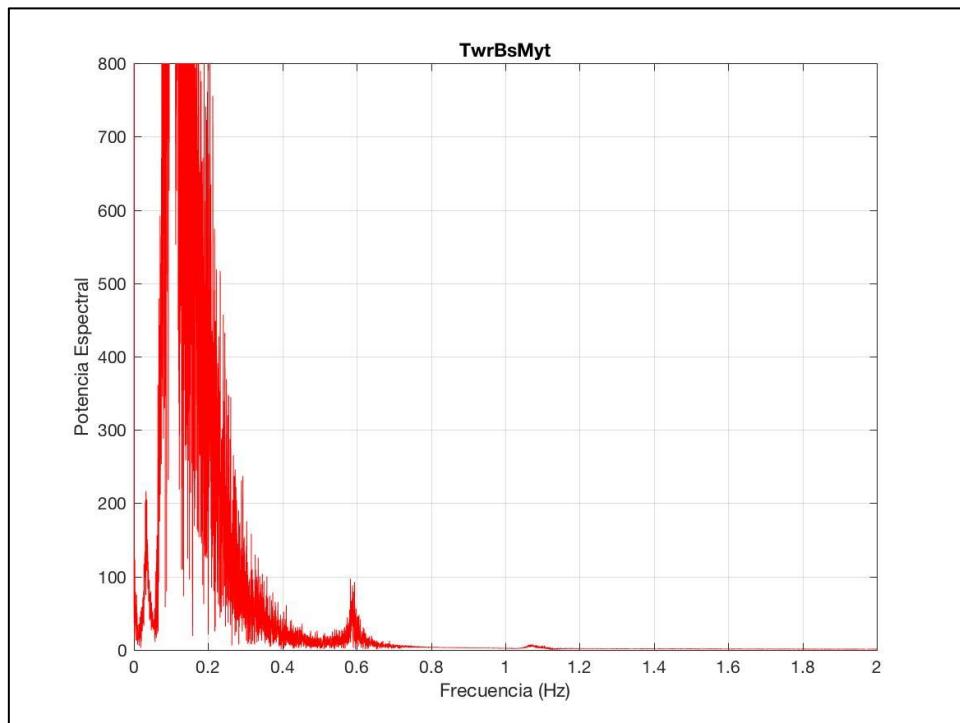


Figura 8-56: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 6.3b AEMISH

- TwrBsMzt

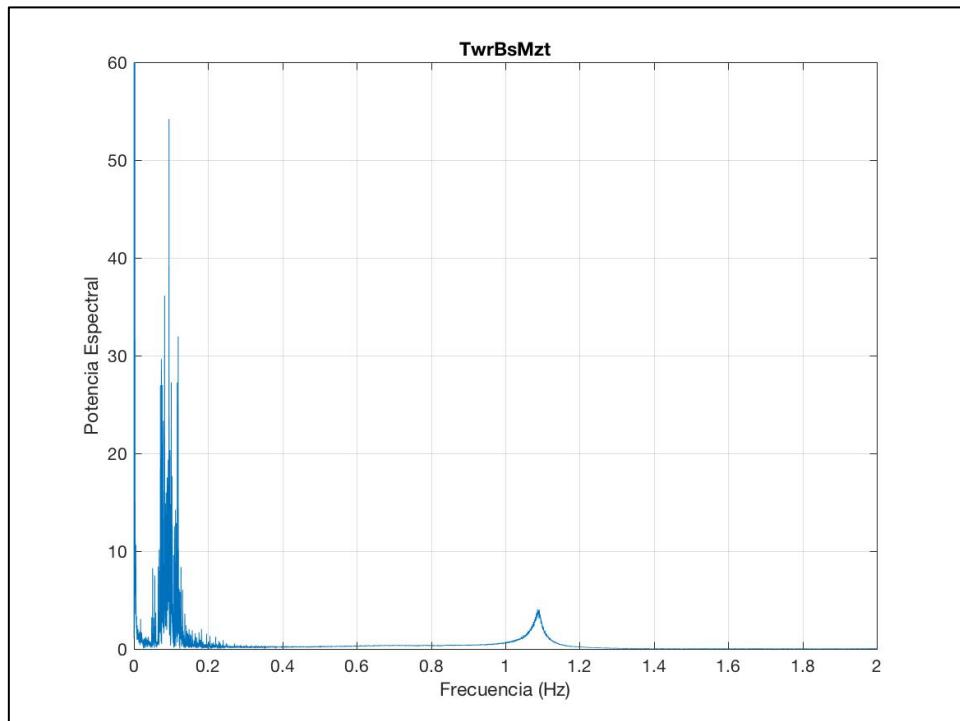


Figura 8-57: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.3b AEMISFEM

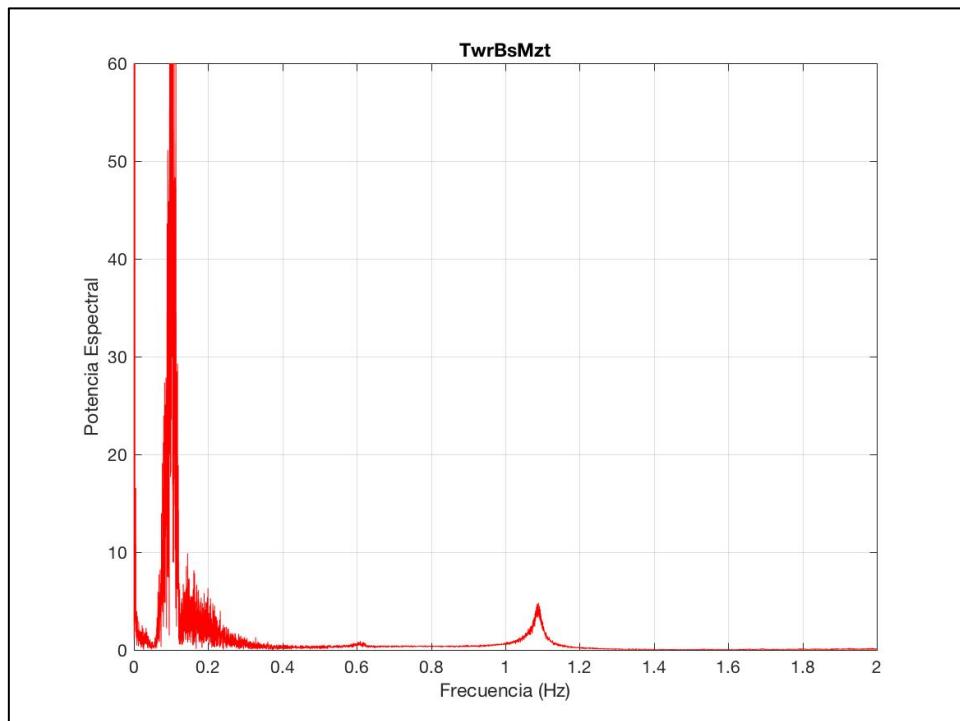


Figura 8-58: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 6.3b AEMISH

- TwrBsFxt

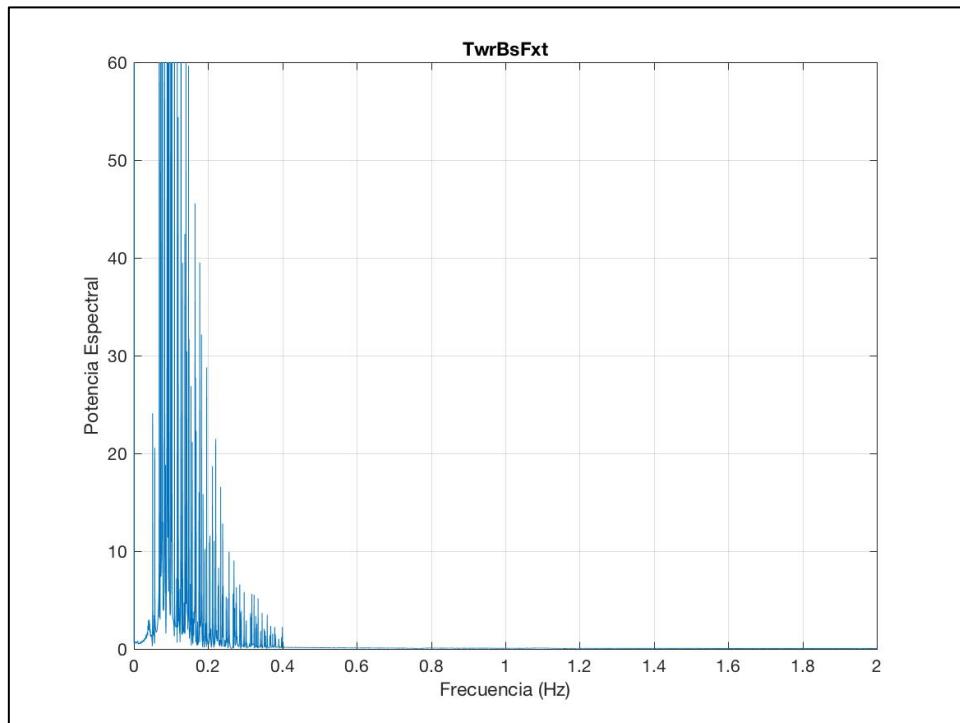


Figura 8-59: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.3b AEMISFEM

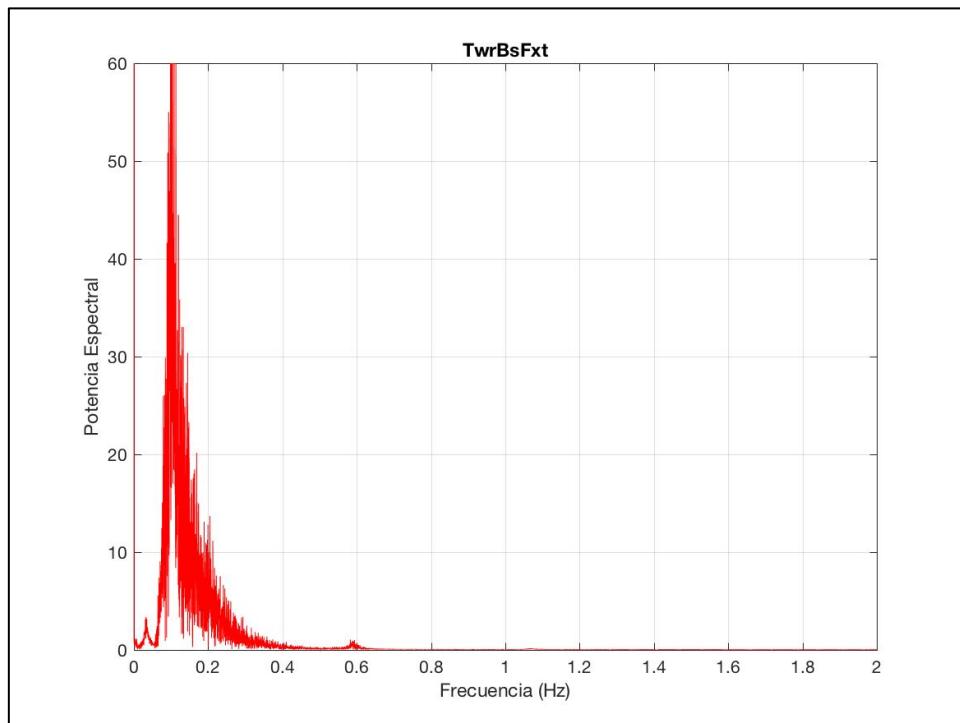


Figura 8-60: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 6.3b AEMISH

- TwrBsFyt

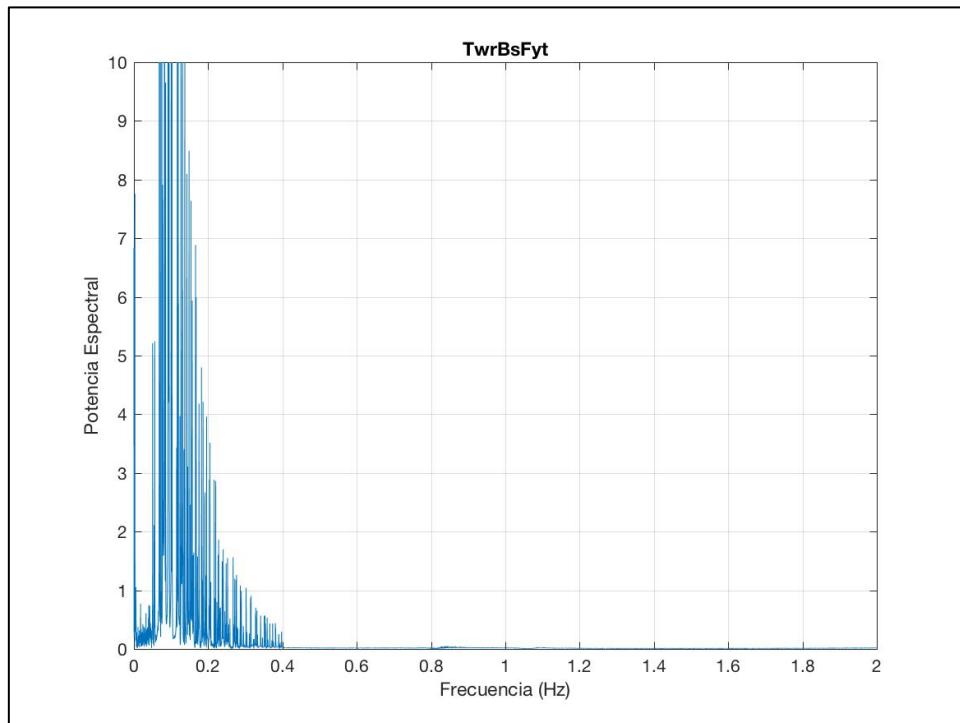


Figura 8-61: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.3b AEMISFEM

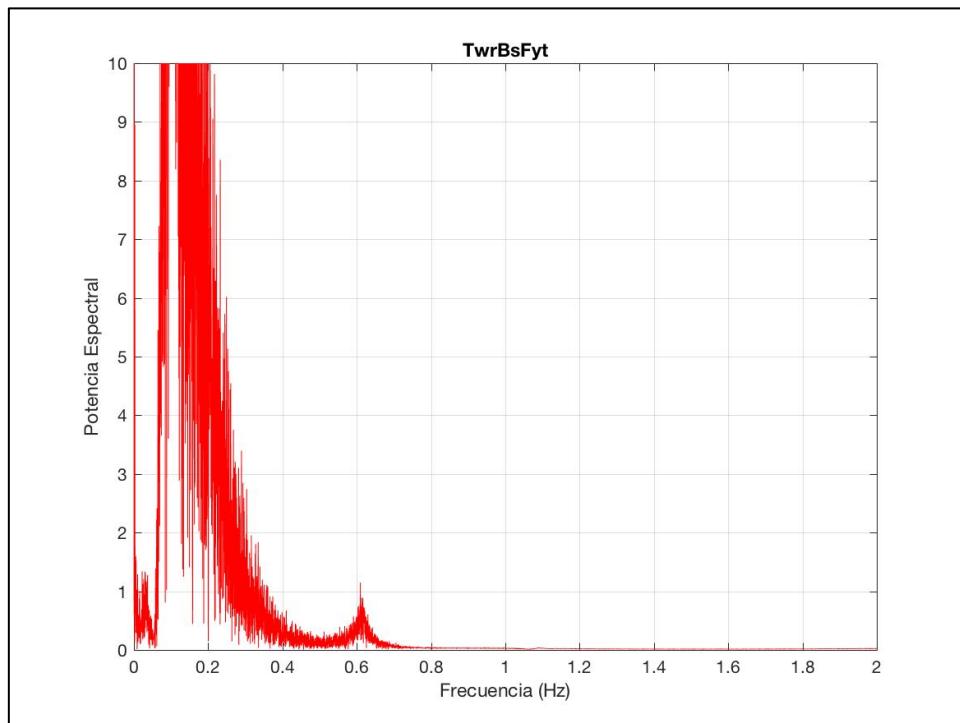


Figura 8-62: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 6.3b AEMISH

2.2.1.-OBSERVACIONES

Aplicado el algoritmo de la FFT, y a la vista de la comparación de los valores RMS reflejados en las tablas desde la Tabla 8-2 a la Tabla 8-5, se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- **DLC 6.1a:** por lo general, en este caso de carga se observan espectros de mayor energía que los del caso anterior. De nuevo, los picos de energía en los citados espectros son coincidentes, en términos de frecuencia, sin embargo, ya que en la simulación ejecutada con la metodología AEMISH, como se comentaba en el Capítulo 6, se indujeron ciertas inestabilidades numéricas, los valores RMS (Tabla 8-2) presentan diferencias importantes entre ambas metodologías. Pese a esto, y ya que como se comentaba, las frecuencias de pico en los espectros son coincidentes, con una mejora en la estabilidad de los cálculos en las simulaciones, esta incidencia podría ser solventada.
- **DLC 6.2a:** en este caso de carga se vuelve a repetir la incidencia descrita en el DLC anterior. Los espectros reflejan una mayor energía tanto en el oleaje, como en la respuesta estructural del aerogenerador, además de coincidir las frecuencias de los picos en los cálculos realizados con ambas metodologías. Sin embargo, la inestabilidad numérica que presentó el caso ejecutado con el código FAST en solitario (AEMISH), propició las diferencias observables en los valores RMS, recogidos en la Tabla 8-3. Cabe comentar que, ya que ese caso presentó una menor inestabilidad numérica, los errores absolutos son menores que los obtenidos en el *DLC 6.1a*.
- **DLC 6.3a y DLC 6.3b:** en estos casos de carga, dado que la altura del oleaje y el periodo pico, junto con la velocidad del viento eran menores, los espectros reflejan una reducción de energía con respecto a los dos DLC anteriores. Las frecuencias de los picos, de nuevo son coincidentes si se realiza una comparación visual de los resultados obtenidos en ambos procesos de cálculo, y pese a observarse, otra vez, inestabilidad numérica que hace que los errores relativos de los valores RMS de los parámetros estructurales de la torre sean aún elevados, los errores medios de estos se vieron reducidos con respecto a los dos DLC anteriores. De hecho, estos casos de carga fueron los más estables, de la Situación de Diseño 1, cuando fueron simulados con ambas metodologías de cálculo.

Parámetro	Valores RMS		Diferencia %
	AEMISH	AEMISFEM	
TwrBsFzt (N)	5683,67	5706,25	0,40%
TwrBsMxt (Nm)	36650,57	9661,19	-73,64%
TwrBsMyt (Nm)	39400,85	48353,59	22,72%
TwrBsMzt (Nm)	3105,51	694,37	-77,64%
TwrBsFxt (N)	885,98	736,31	-16,89%
TwrBsFyt (N)	1041,74	141,35	-86,43%
MEDIA			-38,58%

Tabla 8-2: Comparación de Valores RMS. *DLC 6.1a*

Parámetro	Valores RMS		Diferencia %
	AEMISH	AEMISFEM	
TwrBsFzt (N)	5702,83	5704,38	0,03%
TwrBsMxt (Nm)	35319,05	45818,22	29,73%
TwrBsMyt (Nm)	42255,18	15488,25	-63,35%
TwrBsMzt (Nm)	3255,67	1038,09	-68,11%
TwrBsFxt (N)	1974,39	221,72	-88,77%
TwrBsFyt (N)	796,44	702,30	-11,82%
MEDIA			-33,72%

Tabla 8-3: Comparación de Valores RMS. DLC 6.2a

Parámetro	Valores RMS		Diferencia %
	AEMISH	AEMISFEM	
TwrBsFzt (N)	5728,27	5735,40	0,12%
TwrBsMxt (Nm)	18033,90	6295,32	-65,09%
TwrBsMyt (Nm)	22467,75	26096,26	16,15%
TwrBsMzt (Nm)	621,58	579,69	-6,74%
TwrBsFxt (N)	334,41	392,25	17,30%
TwrBsFyt (N)	272,64	88,51	-67,54%
MEDIA			-17,63%

Tabla 8-4: Comparación de Valores RMS. DLC 6.3a

Parámetro	Valores RMS		Diferencia %
	AEMISH	AEMISFEM	
TwrBsFzt (N)	5750,11	5757,05	0,12%
TwrBsMxt (Nm)	21289,57	4529,58	-78,72%
TwrBsMyt (Nm)	24567,53	28676,18	16,72%
TwrBsMzt (Nm)	377,98	238,84	-36,81%
TwrBsFxt (N)	370,26	435,60	17,65%
TwrBsFyt (N)	324,76	69,31	-78,66%
MEDIA			-26,62%

Tabla 8-5: Comparación de Valores RMS. DLC 6.3b

2.3.- SITUACIÓN DE DISEÑO 7

DLC 7.1a

- TwrBsFzt

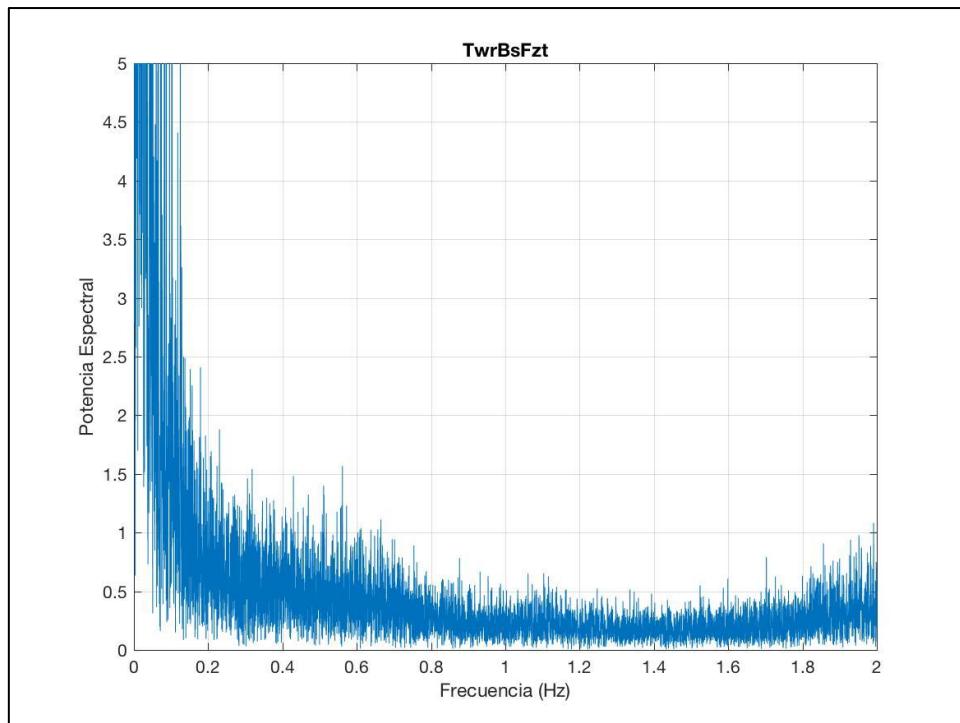


Figura 8-63: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 7.1a AEMISFEM

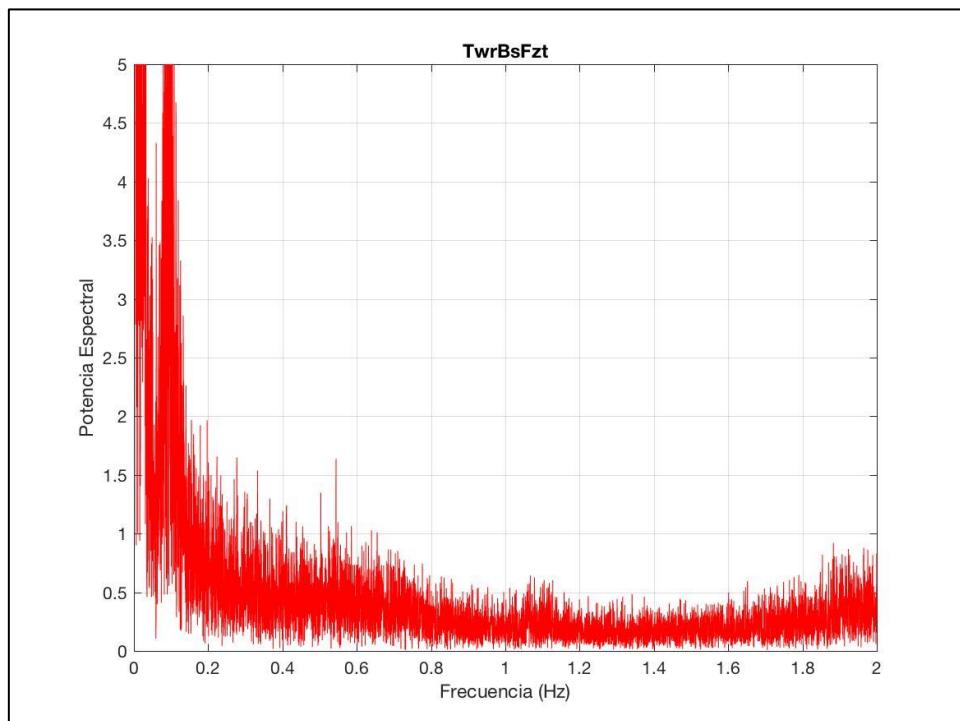


Figura 8-64: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 7.1a AEMISH

- TwrBsMxt

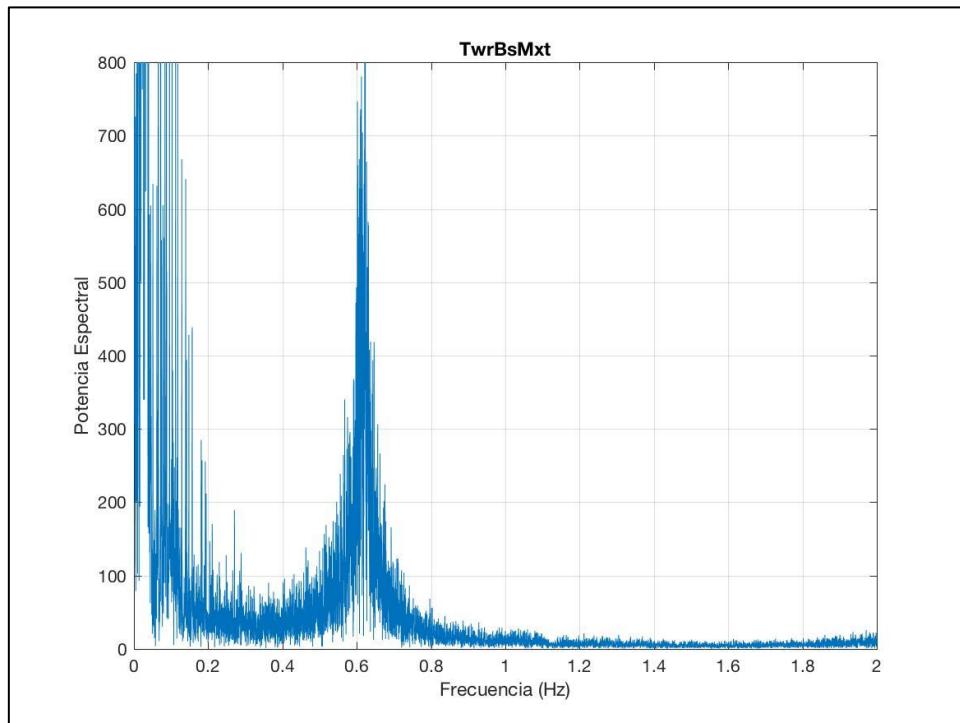


Figura 8-65: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 7.1a AEMISFEM

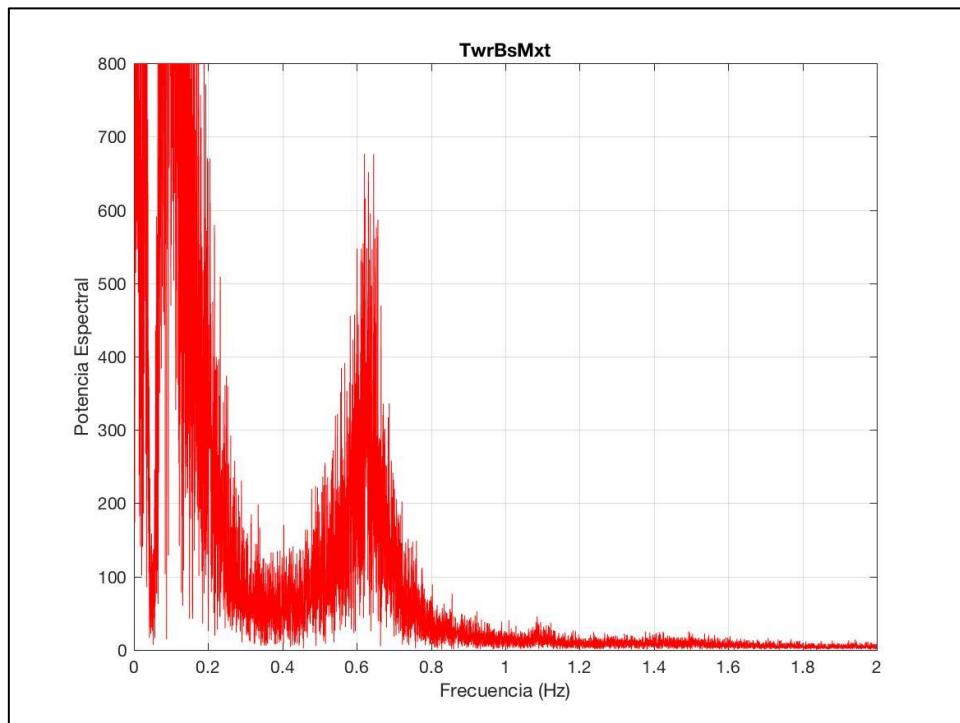


Figura 8-66: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 7.1a AEMISH

- TwrBsMyt

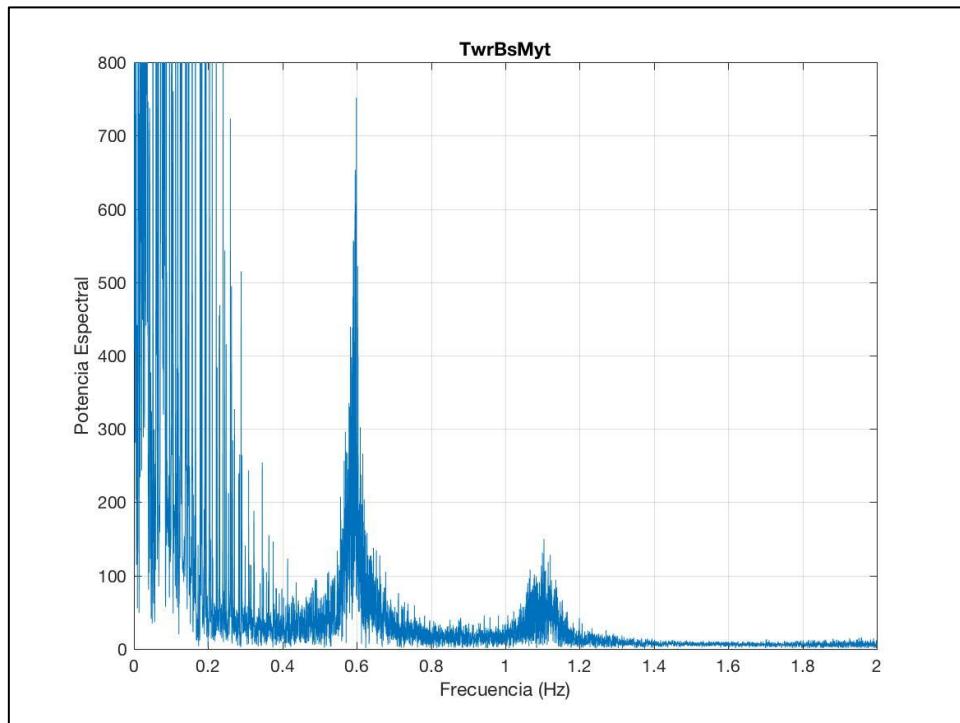


Figura 8-67: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 7.1a AEMISFEM

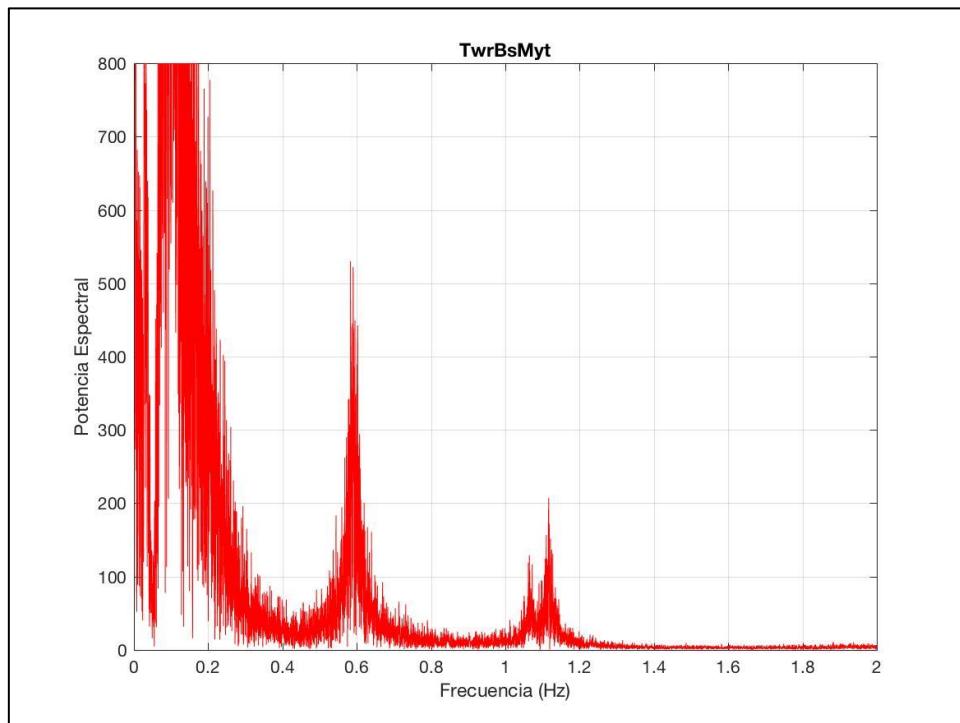


Figura 8-68: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 7.1a AEMISH

- TwrBsMzt

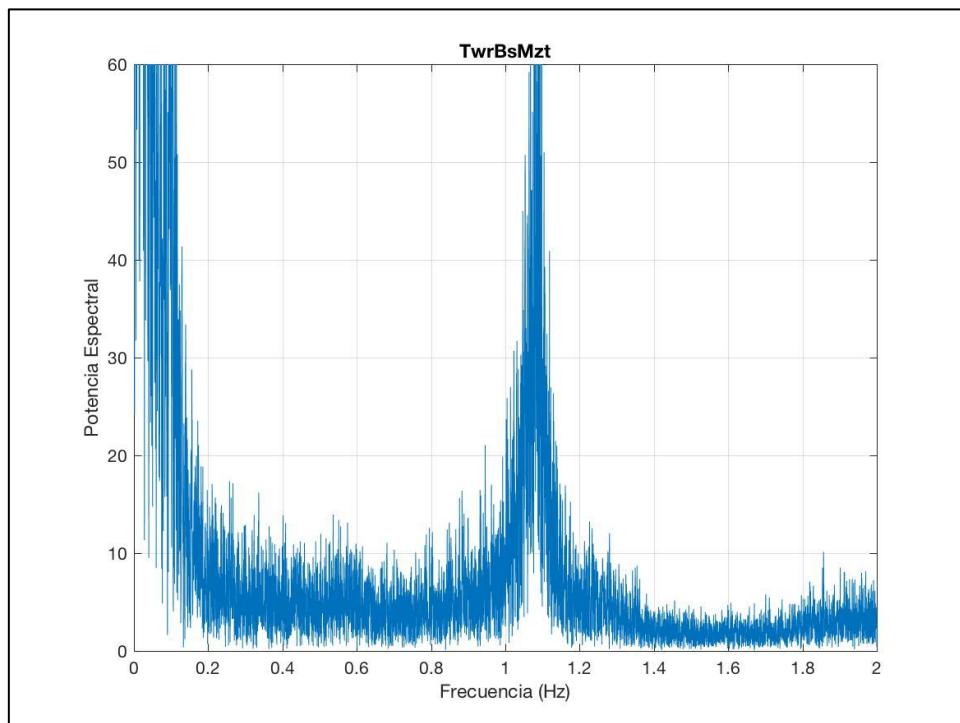


Figura 8-69: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 7.1a AEMISFEM

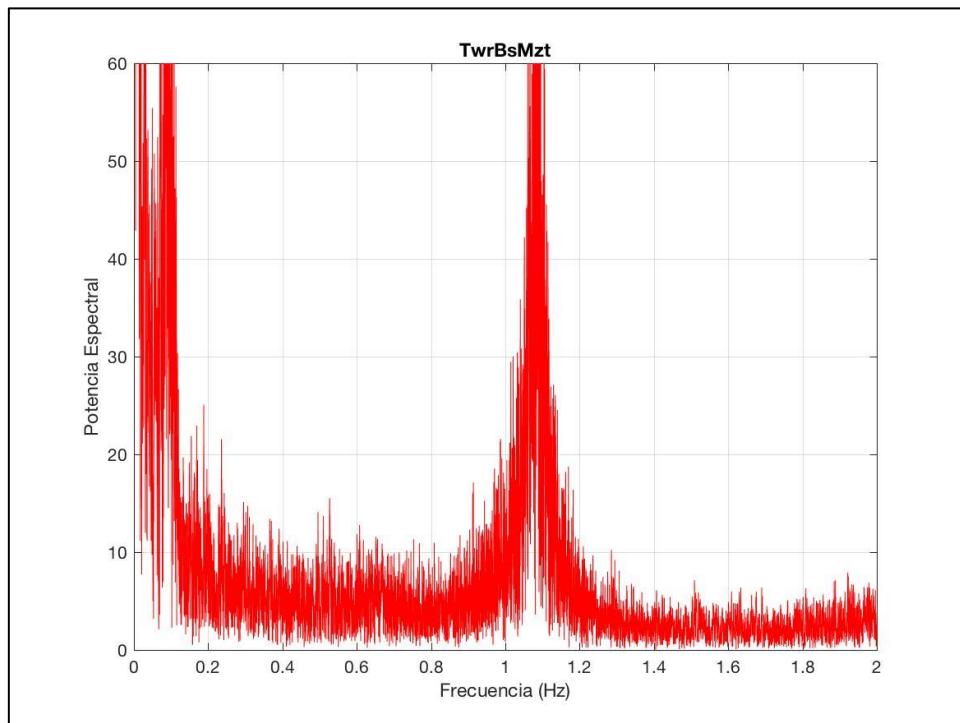


Figura 8-70: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 7.1a AEMISH

- TwrBsFxt

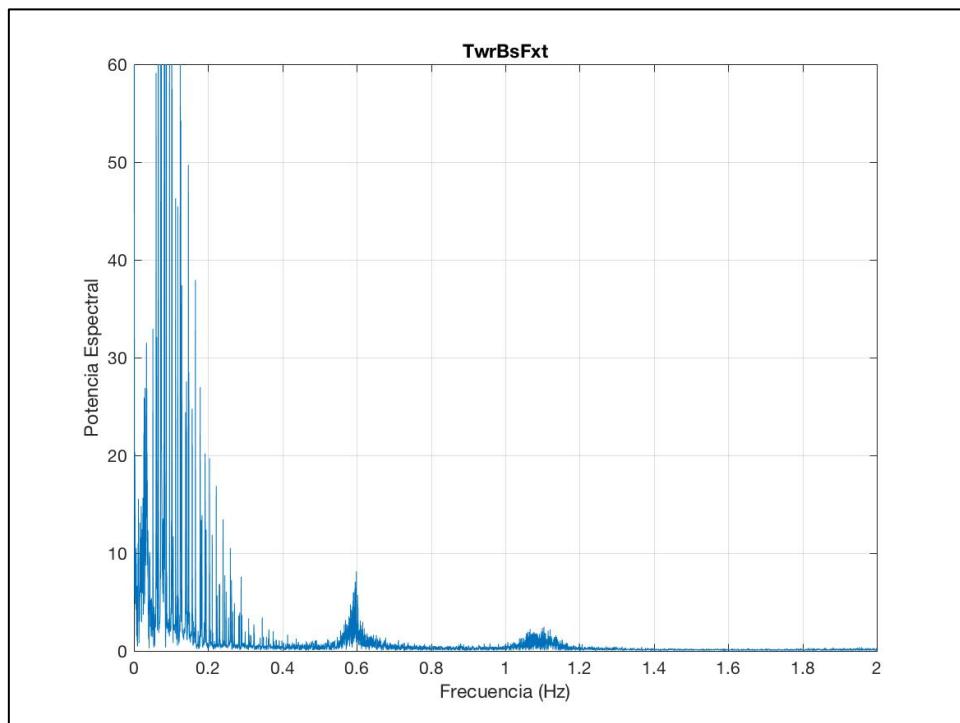


Figura 8-71: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 7.1a AEMISFEM

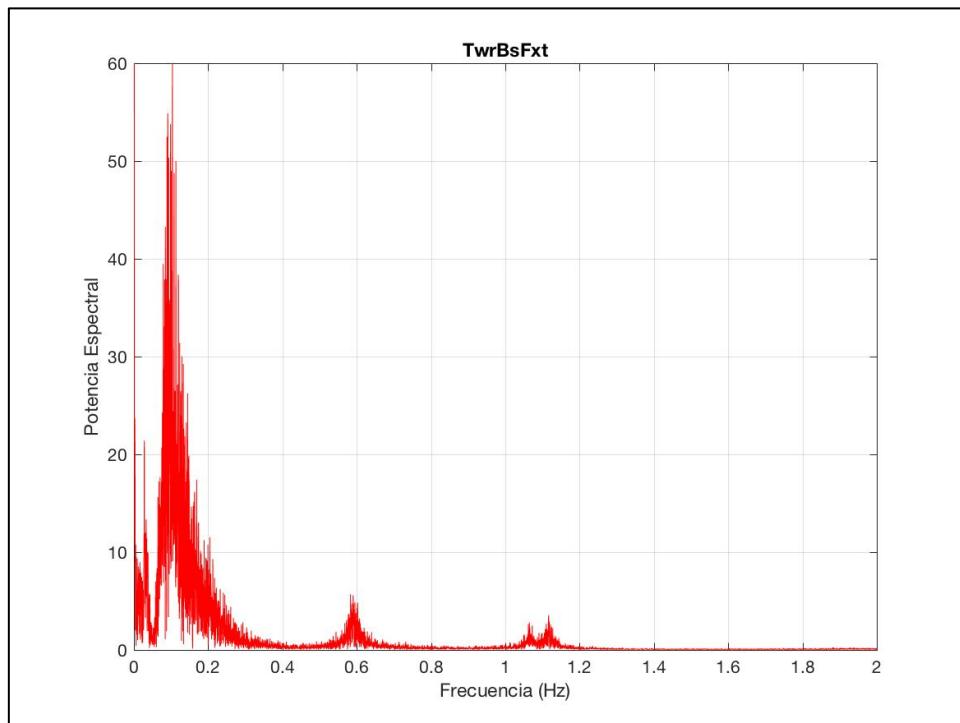


Figura 8-72: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 7.1a AEMISH

- TwrBsFyt

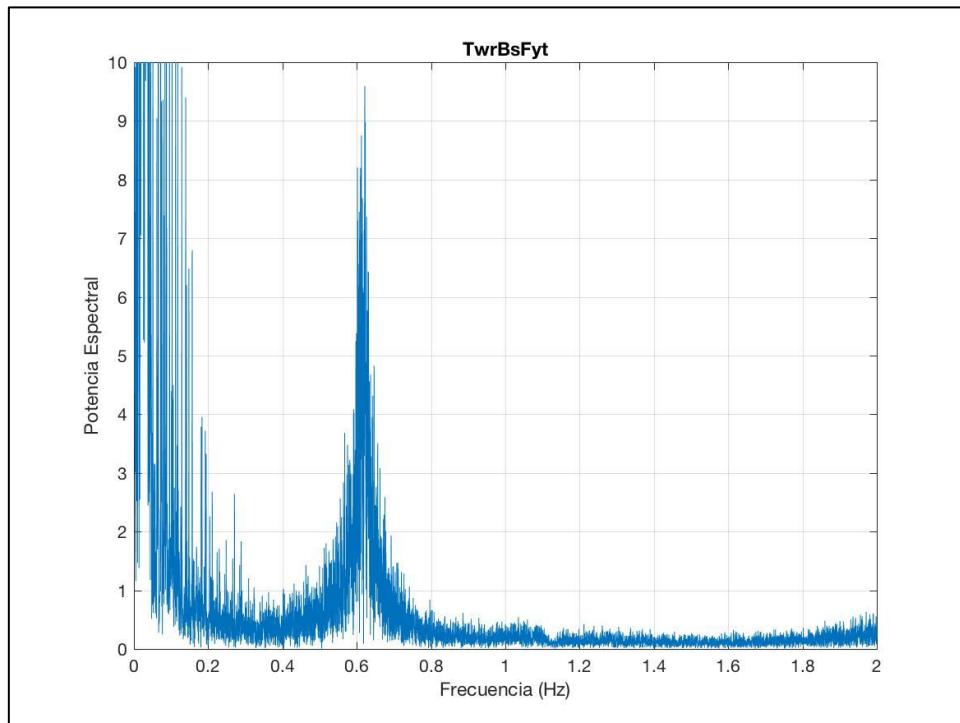


Figura 8-73: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.1a AEMISFEM

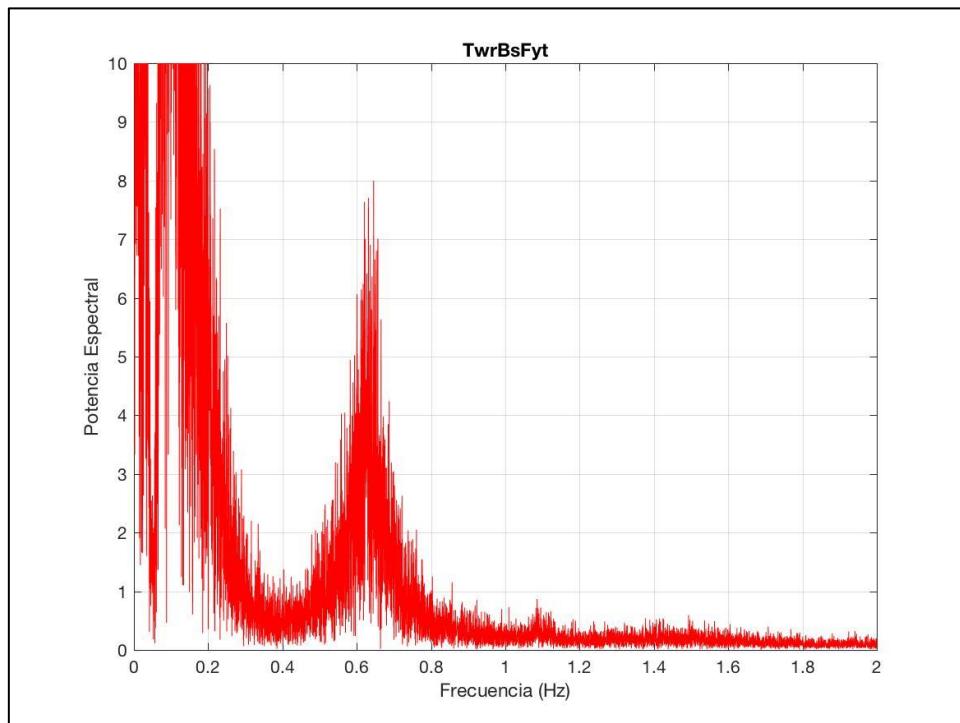


Figura 8-74: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.1a AEMISH

DLC 7.1b

- TwrBsFzt

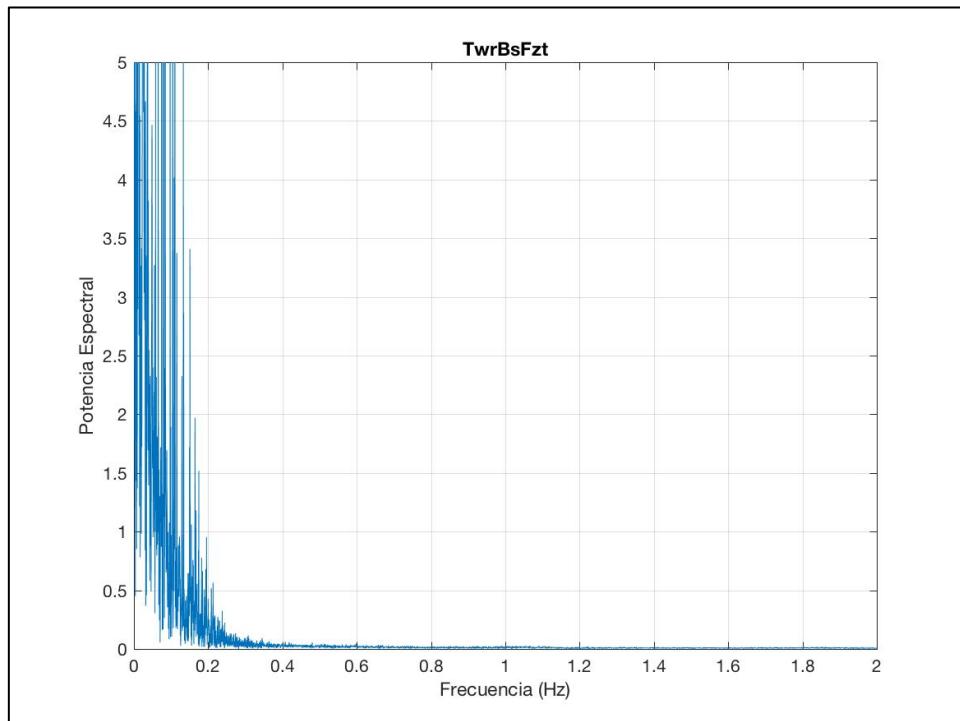


Figura 8-75: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 7.1b AEMISFEM

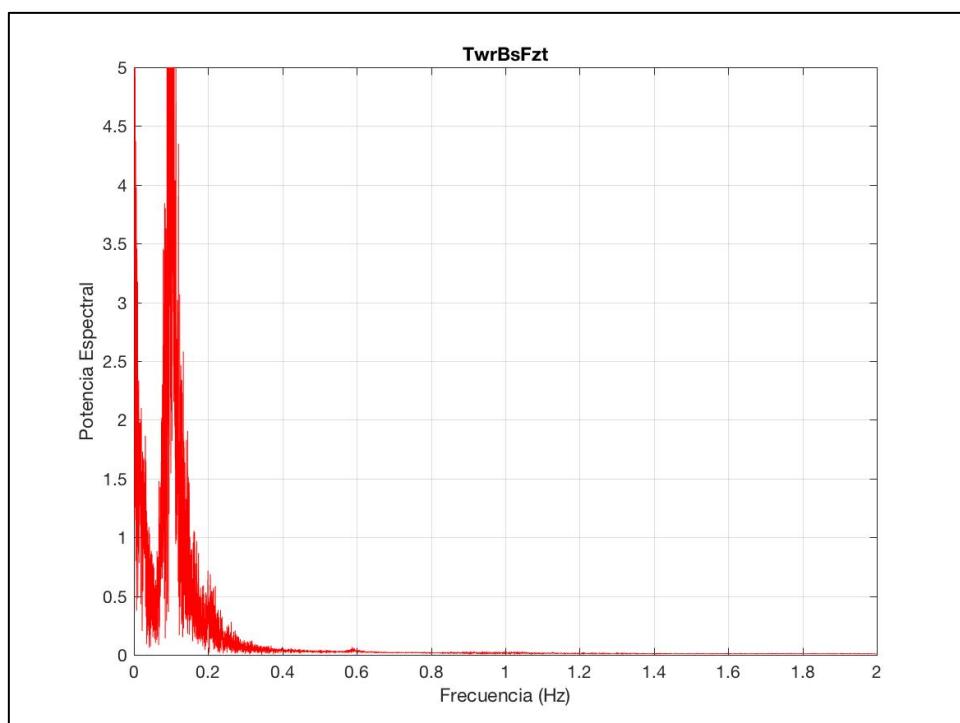


Figura 8-76: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 7.1b AEMISH

- TwrBsMxt

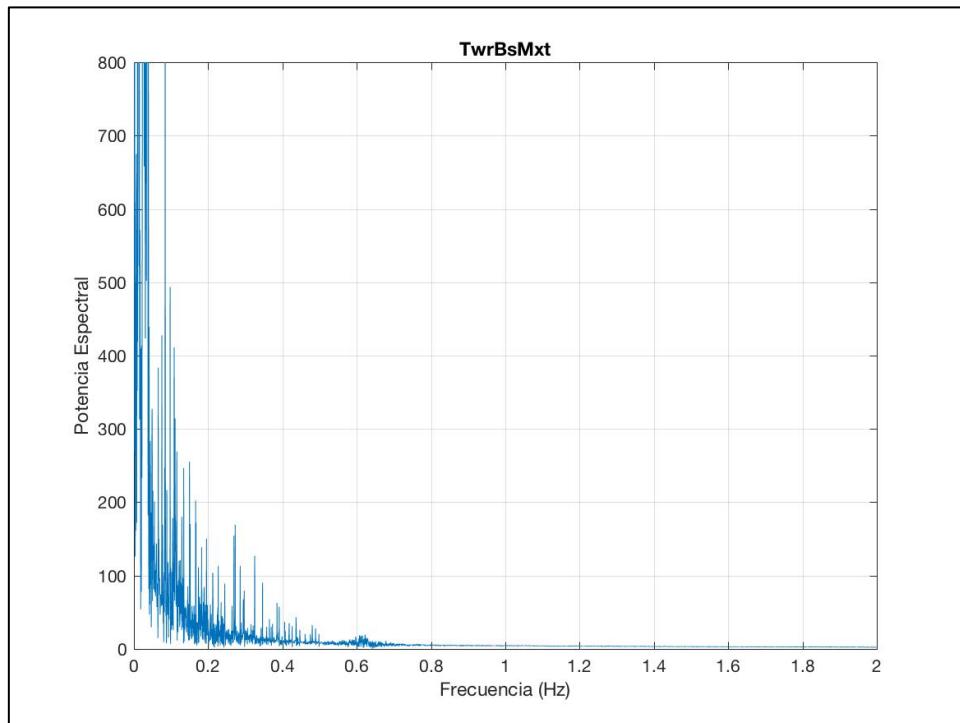


Figura 8-77: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 7.1b AEMISFEM

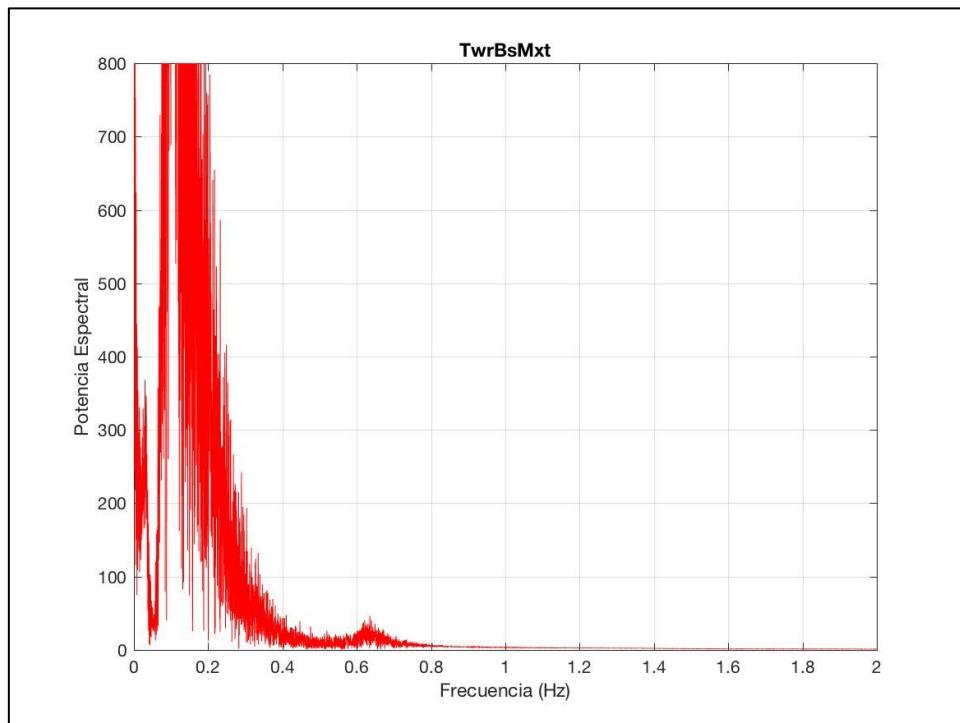


Figura 8-78: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 7.1b AEMISH

- TwrBsMyt

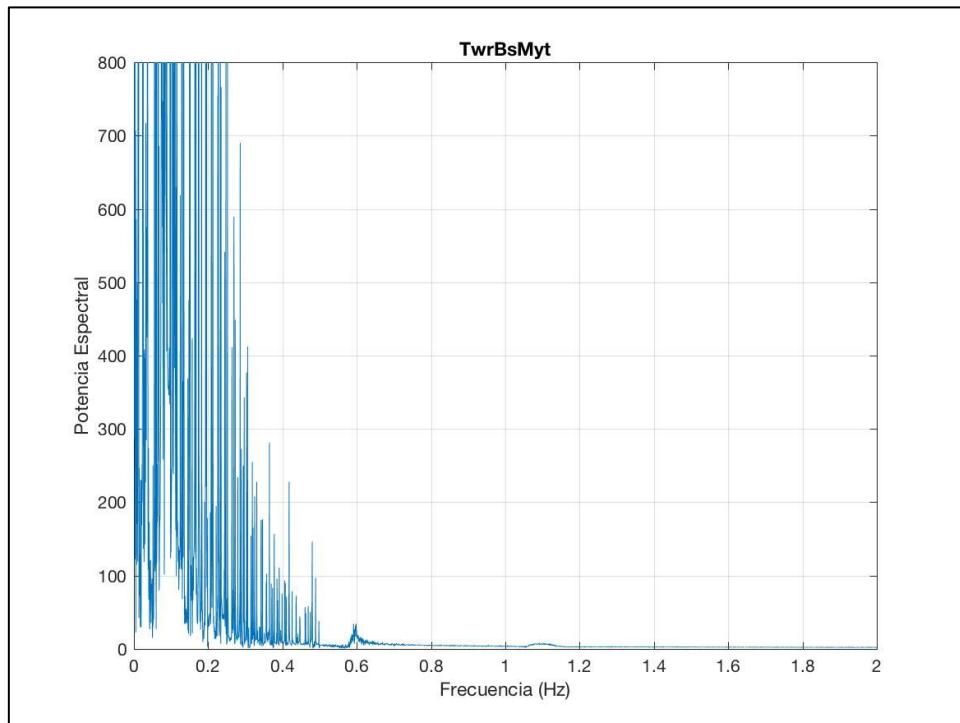


Figura 8-79: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 7.1b AEMISFEM

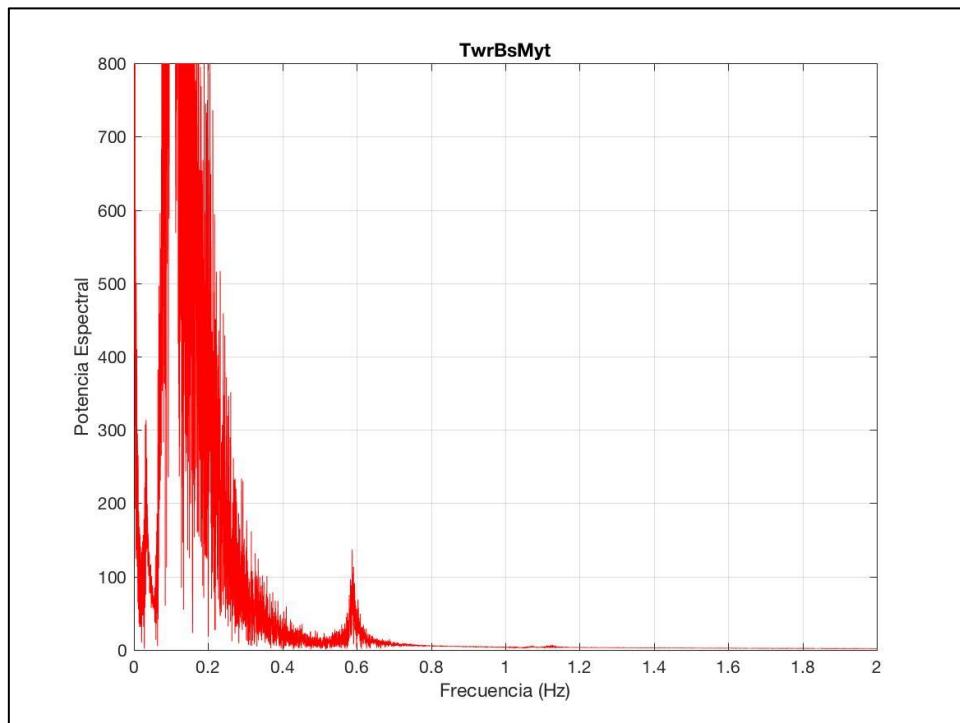


Figura 8-80: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 7.1b AEMISH

- TwrBsMzt

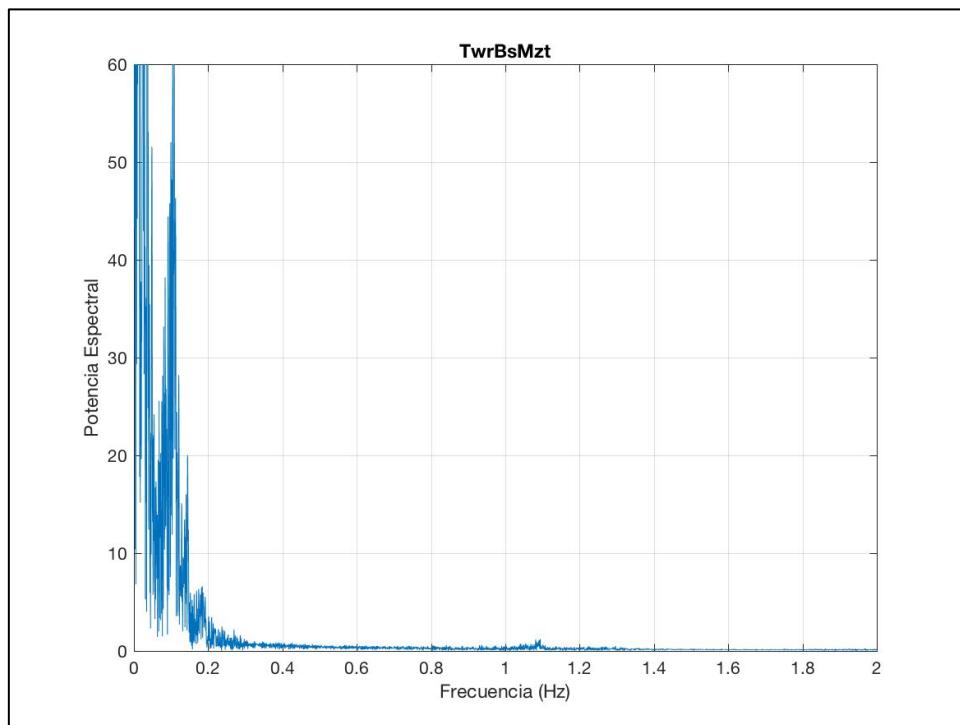


Figura 8-81: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 7.1b AEMISFEM

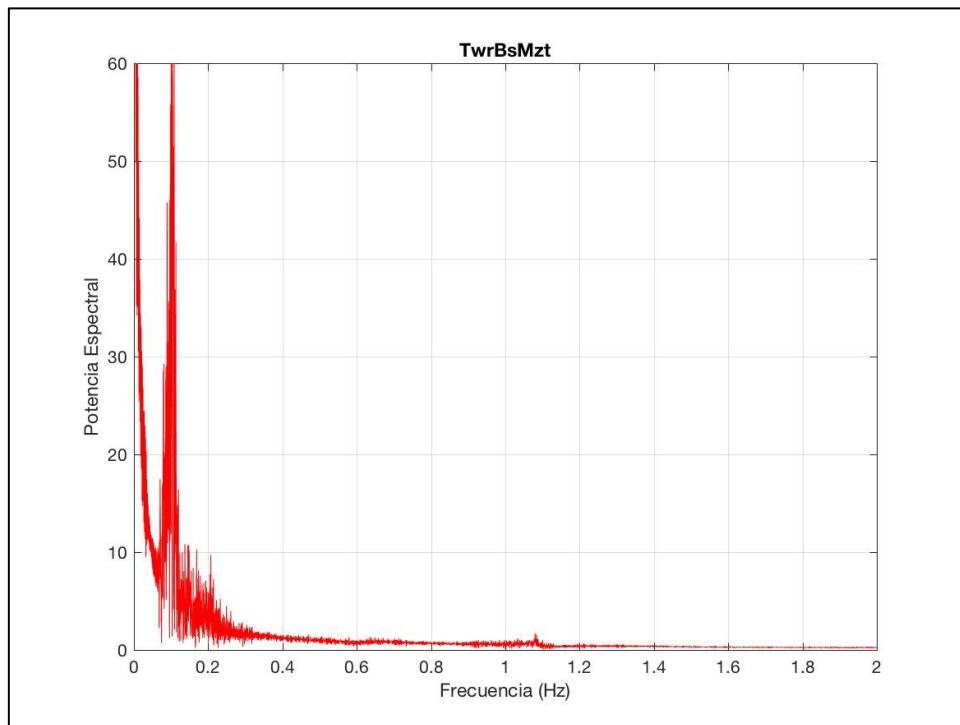


Figura 8-82: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 7.1b AEMISH

- TwrBsFxt

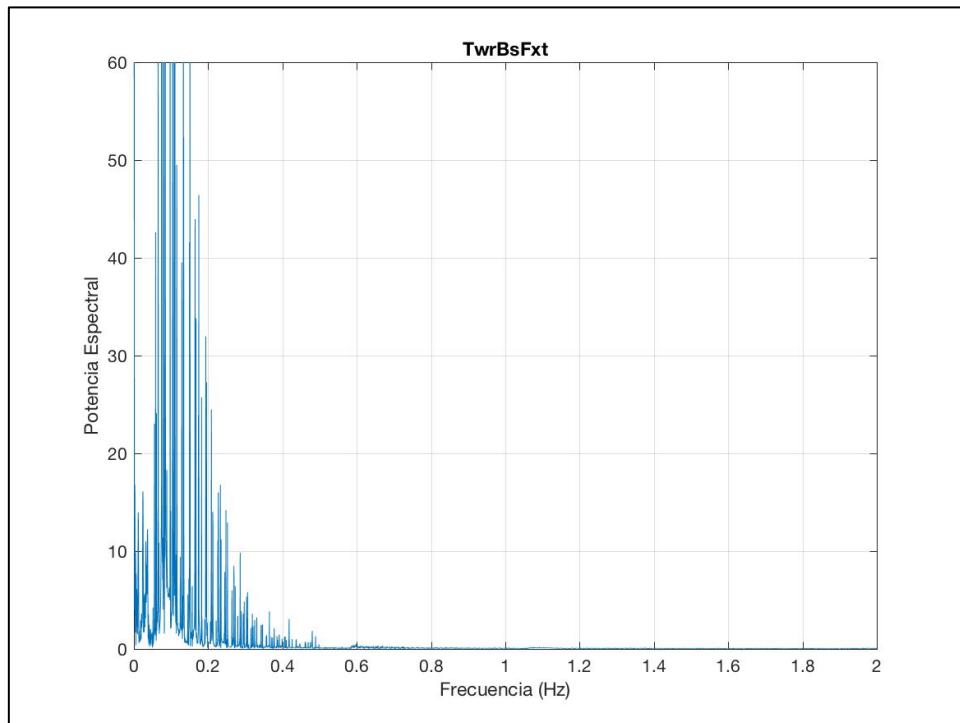


Figura 8-83: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 7.1b AEMISFEM

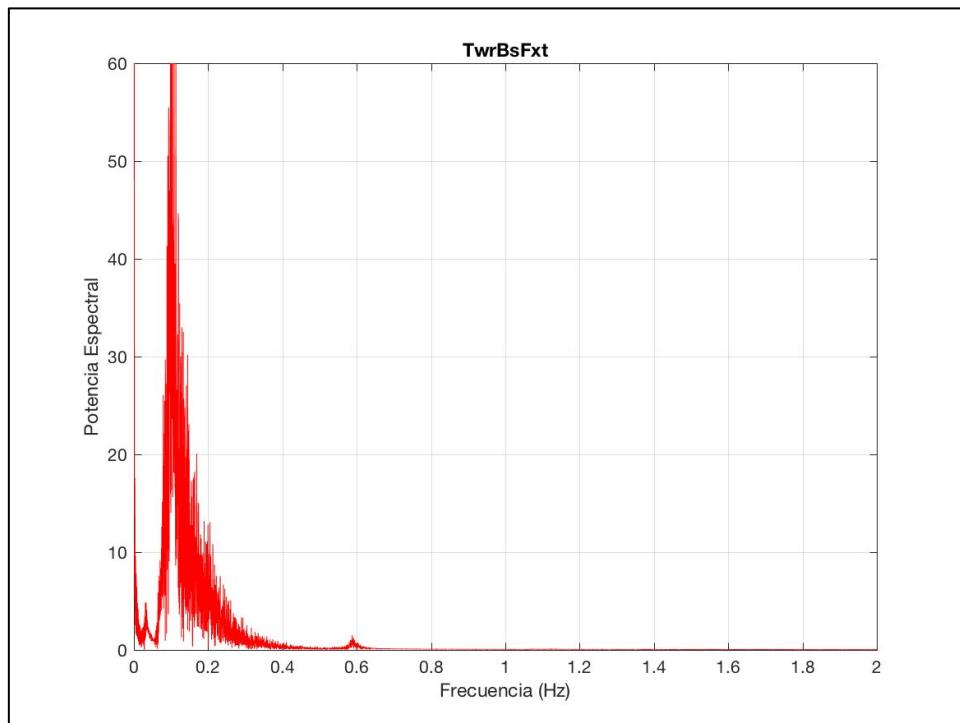


Figura 8-84: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 7.1b AEMISH

- TwrBsFyt

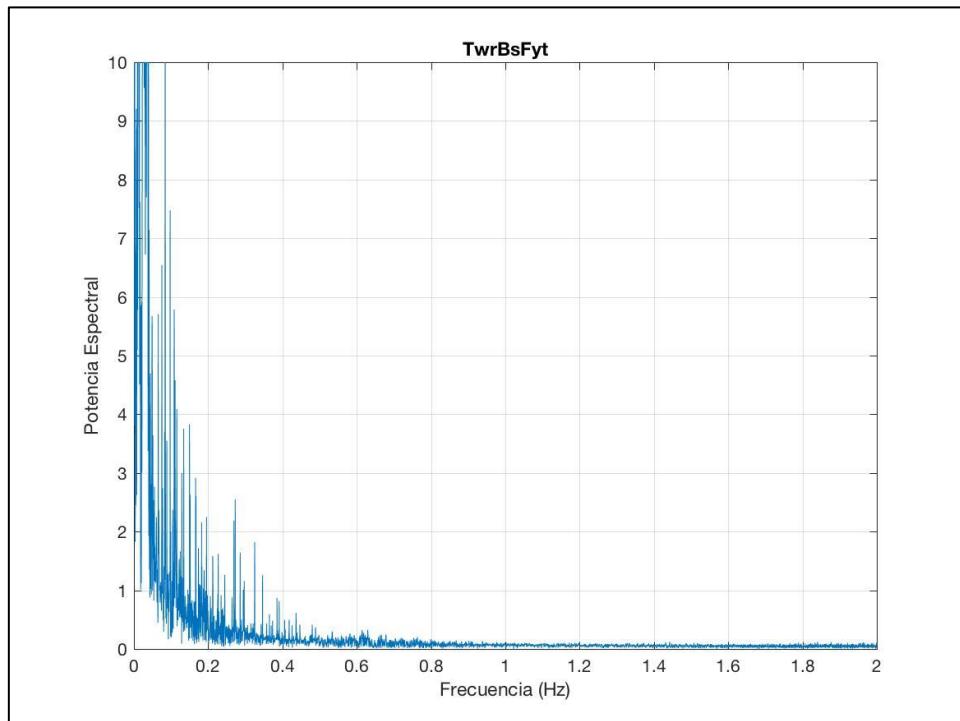


Figura 8-85: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.1b AEMISFEM

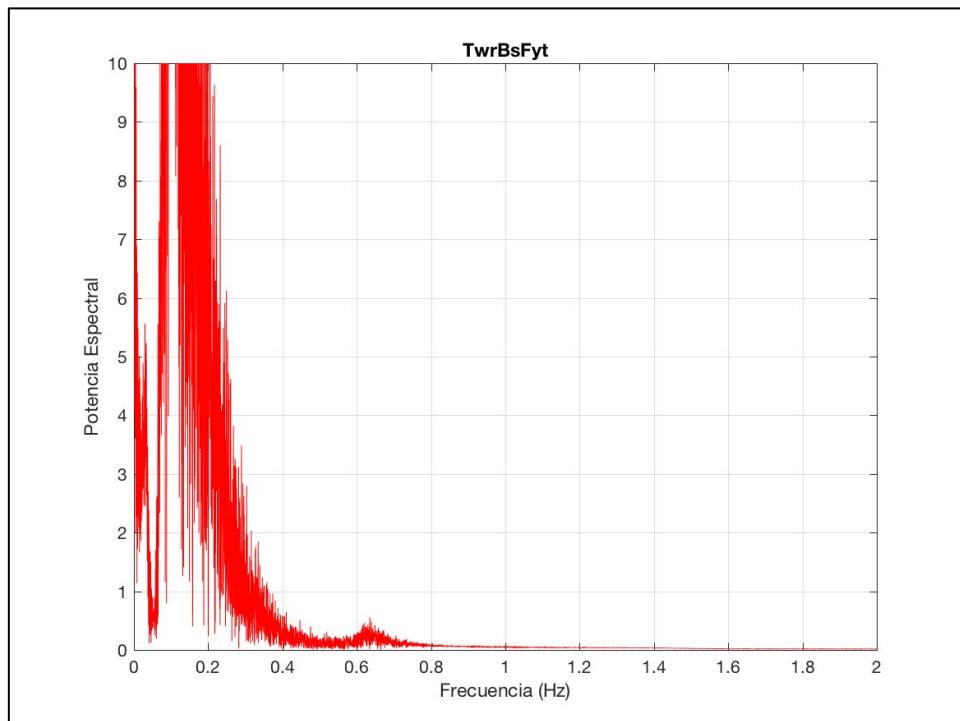


Figura 8-86: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.1b AEMISH

DLC 7.1c

- TwrBsFzt

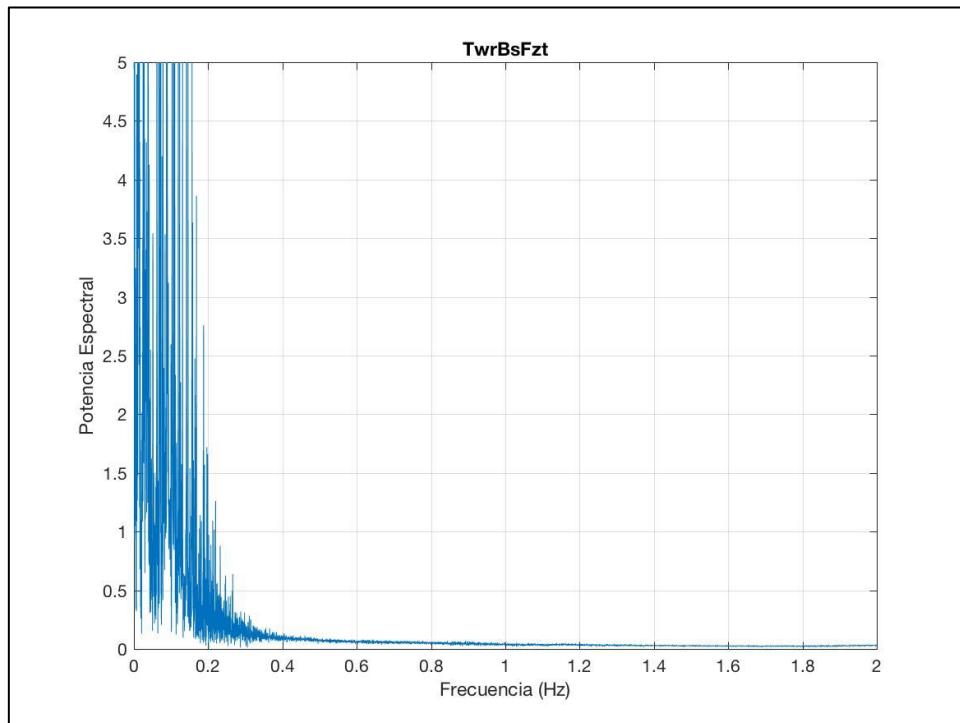


Figura 8-87: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 7.1c AEMISFEM

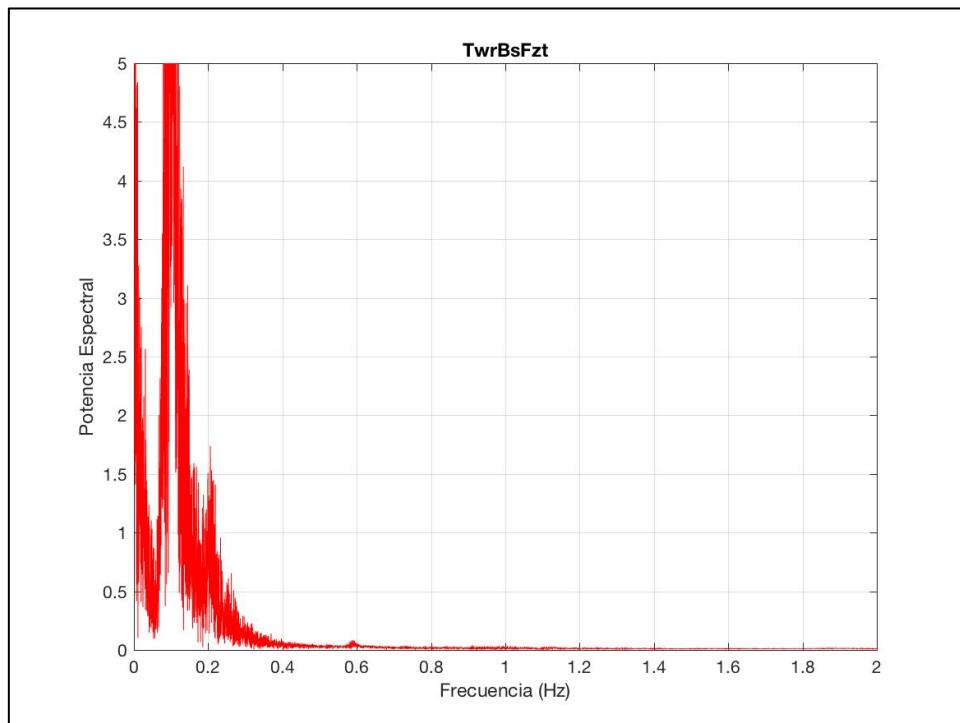


Figura 8-88: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 7.1c AEMISH

- TwrBsMxt

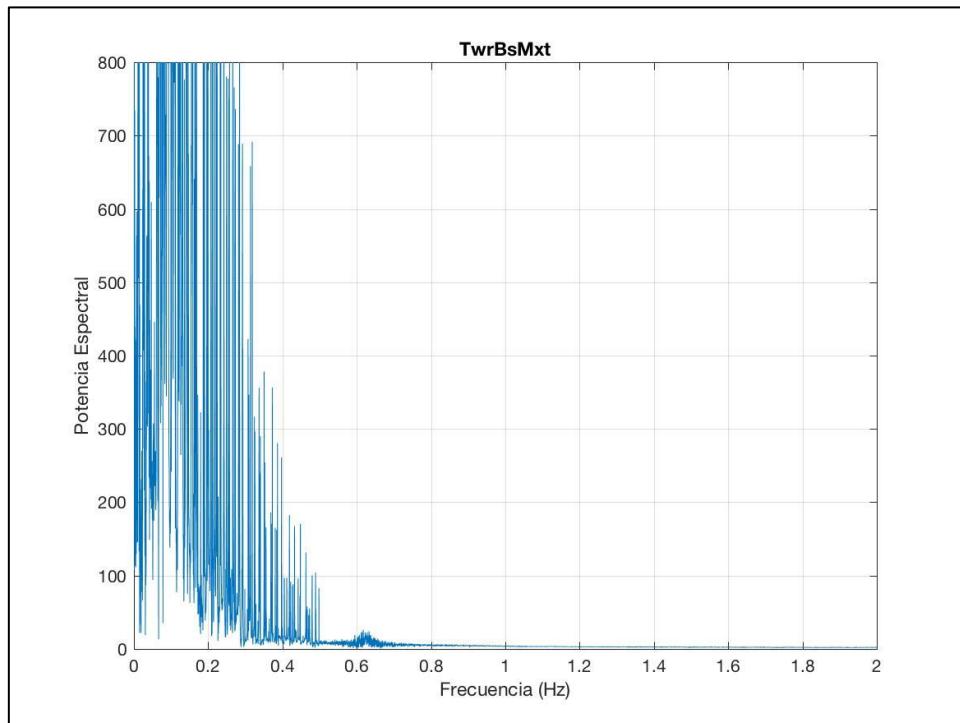


Figura 8-89: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 7.1c AEMISFEM

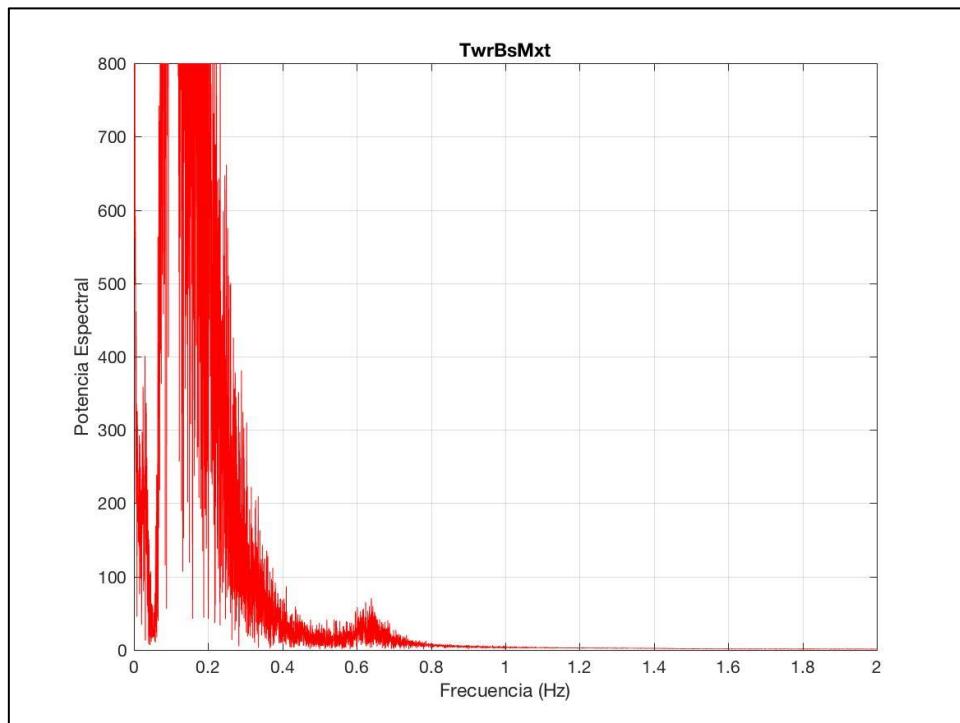


Figura 8-90: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 7.1c AEMISH

- TwrBsMyt

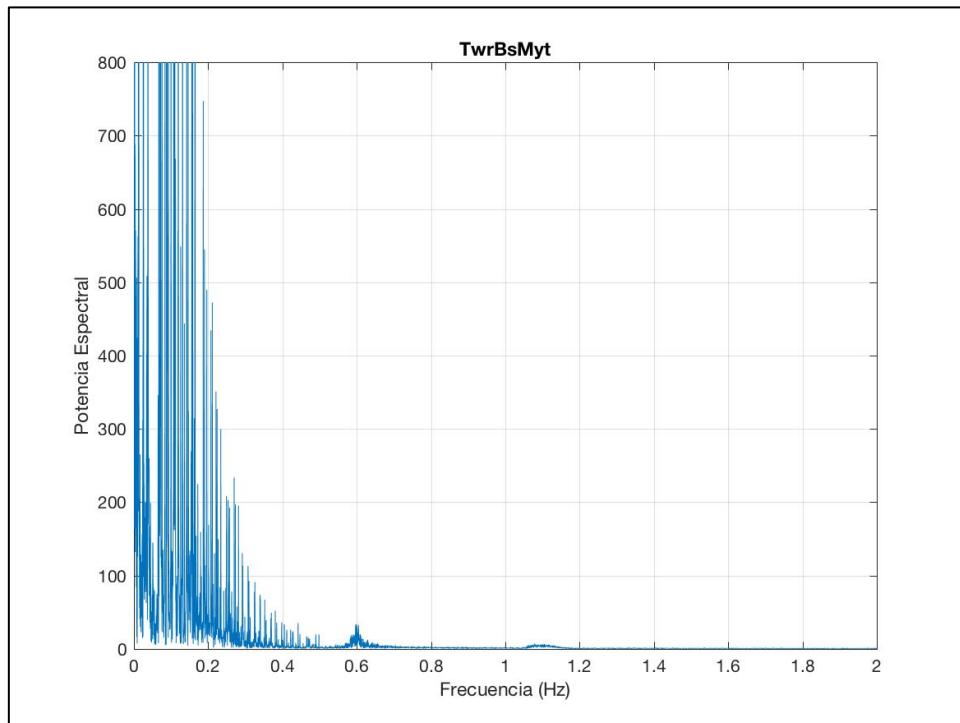


Figura 8-91: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 7.1c AEMISFEM

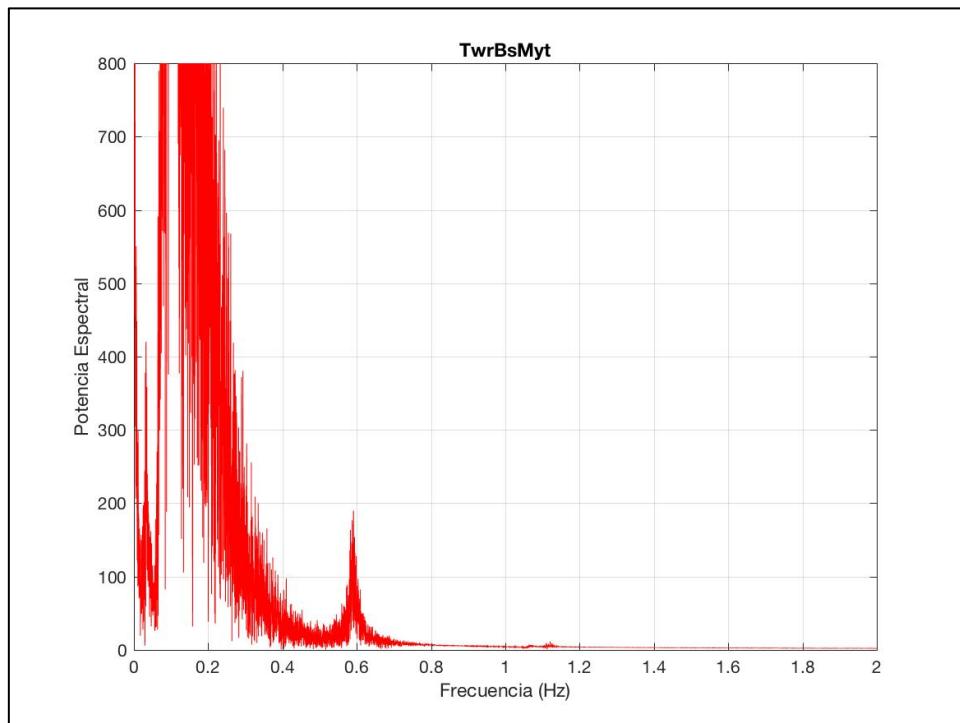


Figura 8-92: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 7.1c AEMISH

- TwrBsMzt

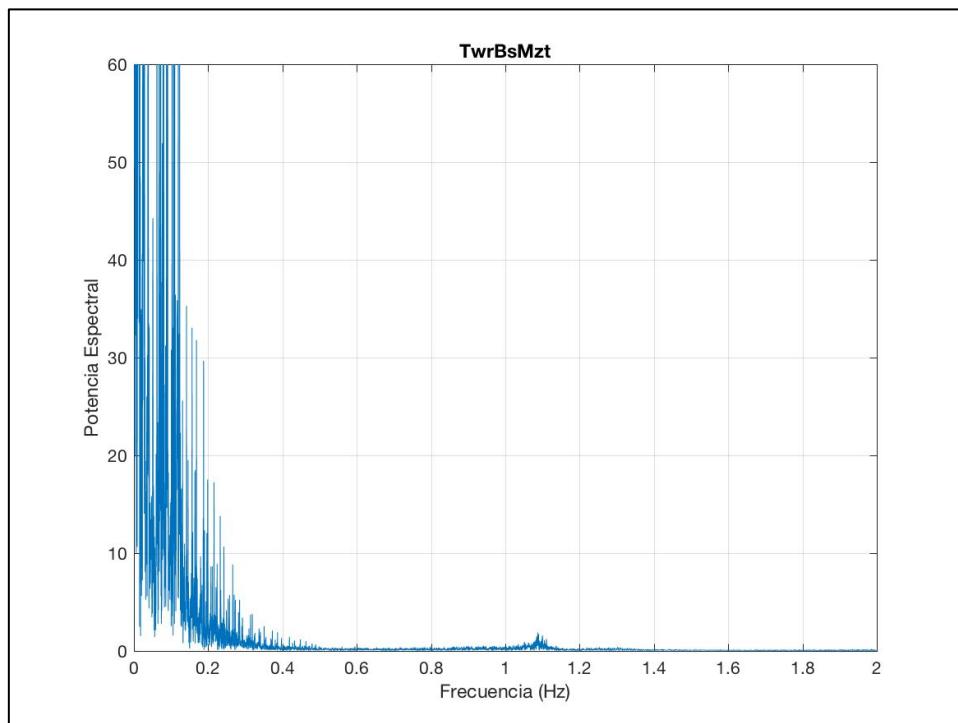


Figura 8-93: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 7.1c AEMISFEM

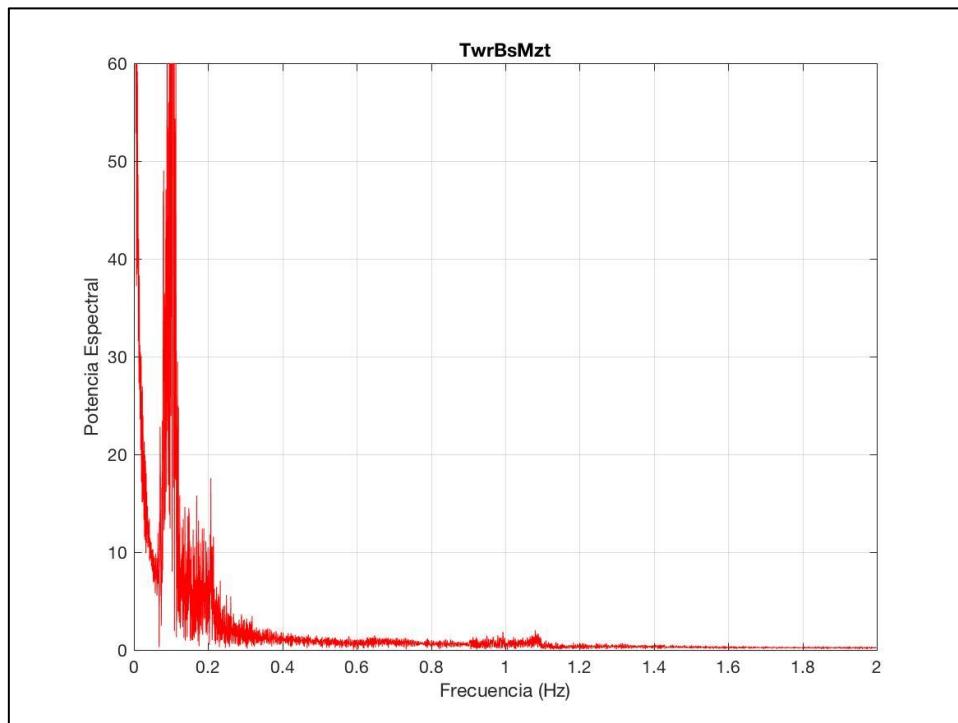


Figura 8-94: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 7.1c AEMISH

- TwrBsFxt

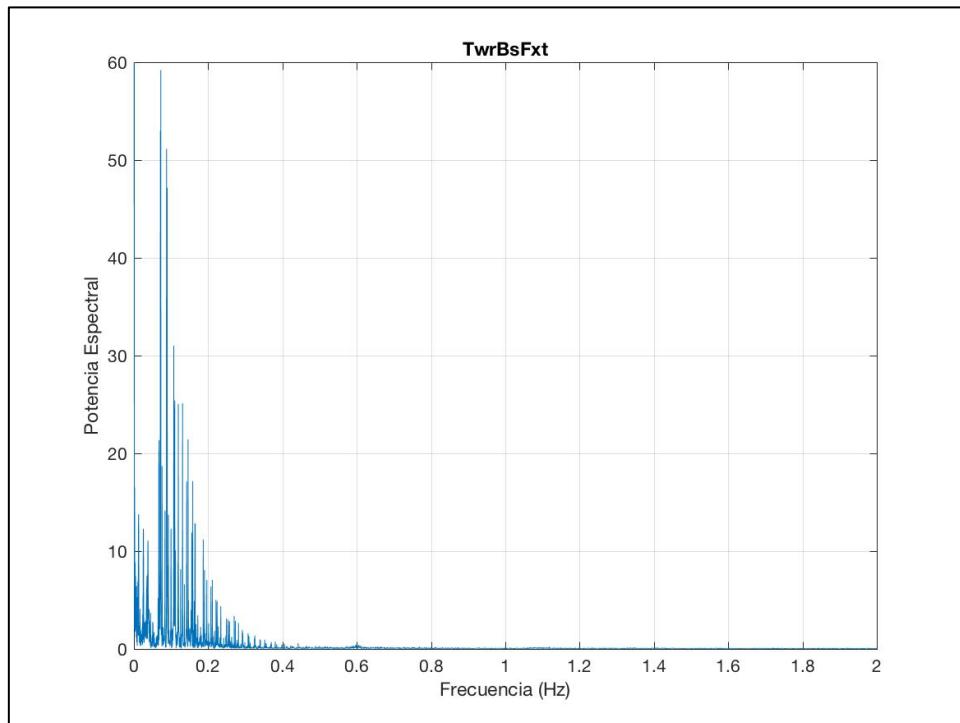


Figura 8-95: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 7.1c AEMISFEM

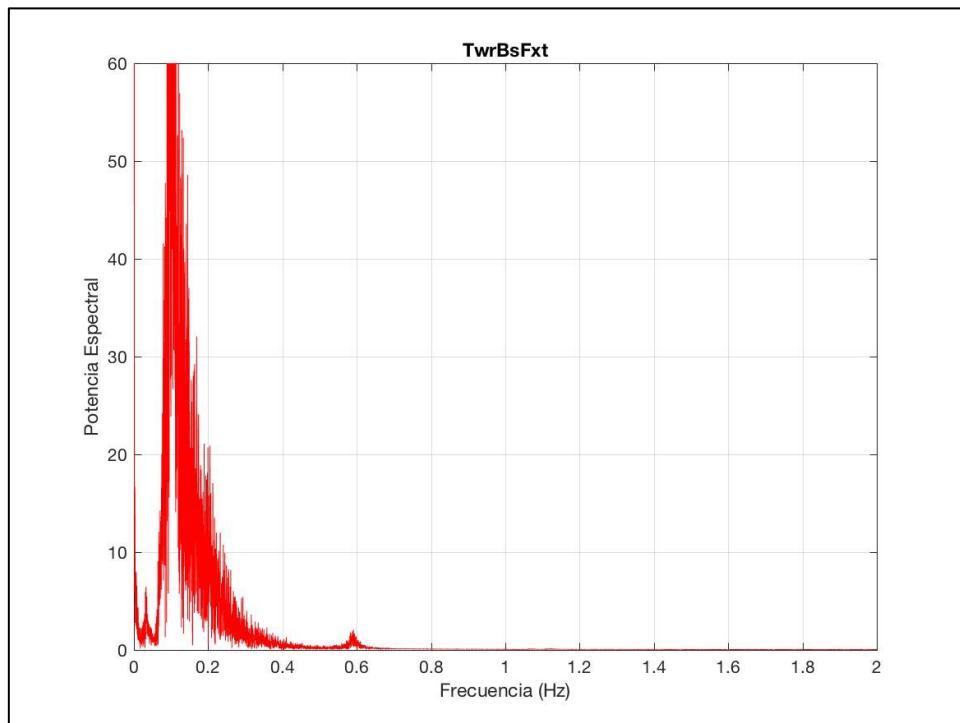


Figura 8-96: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 7.1c AEMISH

- TwrBsFyt

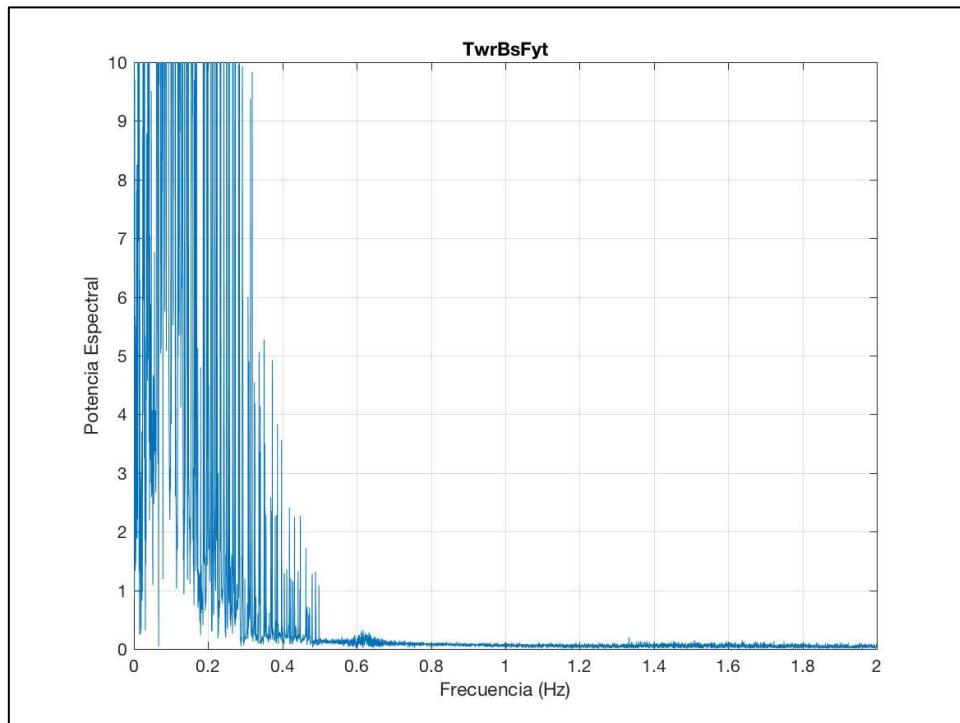


Figura 8-97: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.1c AEMISFEM

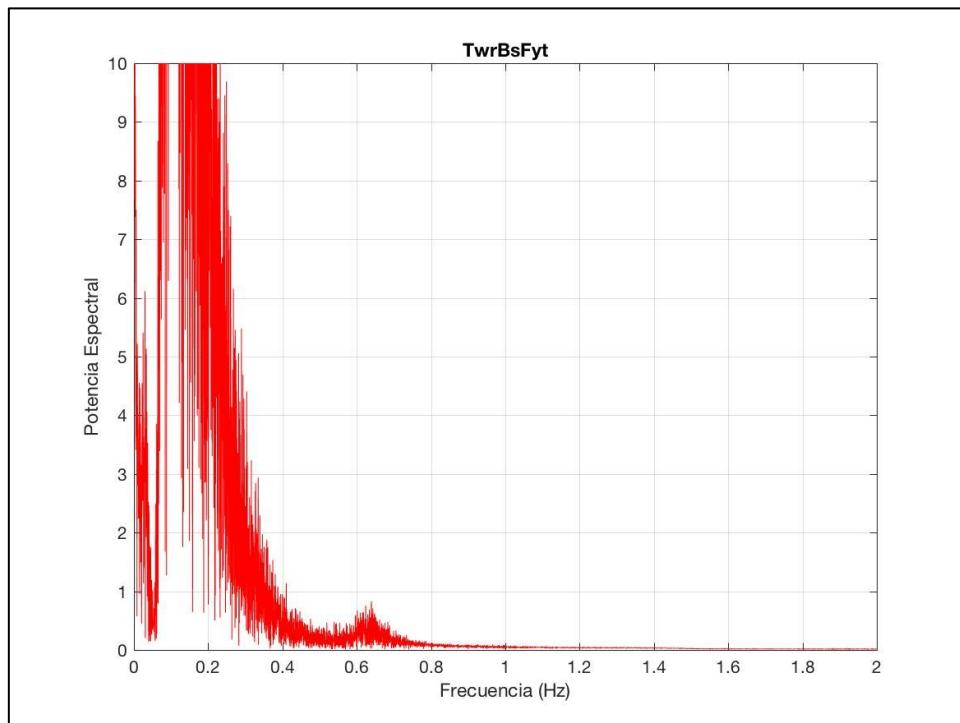


Figura 8-98: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.1c AEMISH

DLC 7.2

- TwrBsFzt

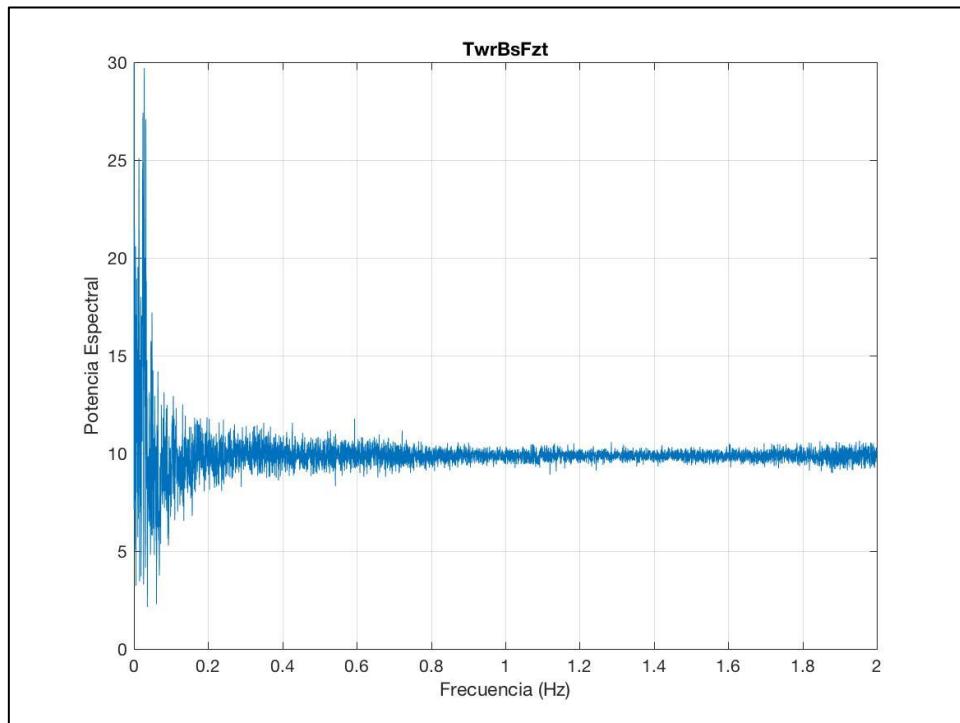


Figura 8-99: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 7.2 AEMISFEM

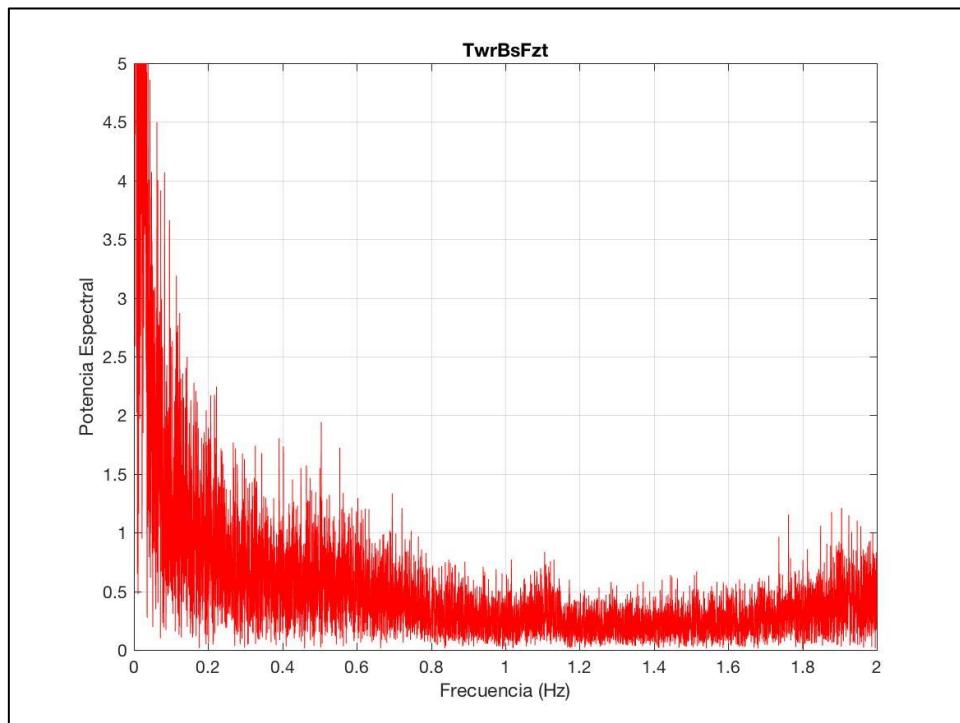


Figura 8-100: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFzt. DLC 7.2 AEMISH

- TwrBsMxt

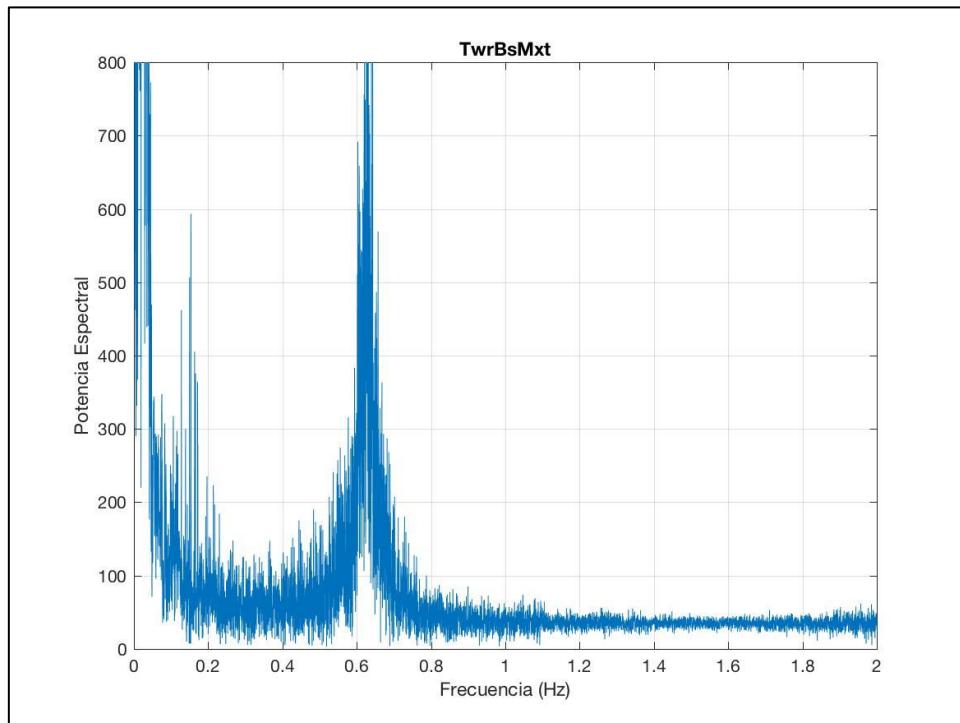


Figura 8-101: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 7.2 AEMISFEM

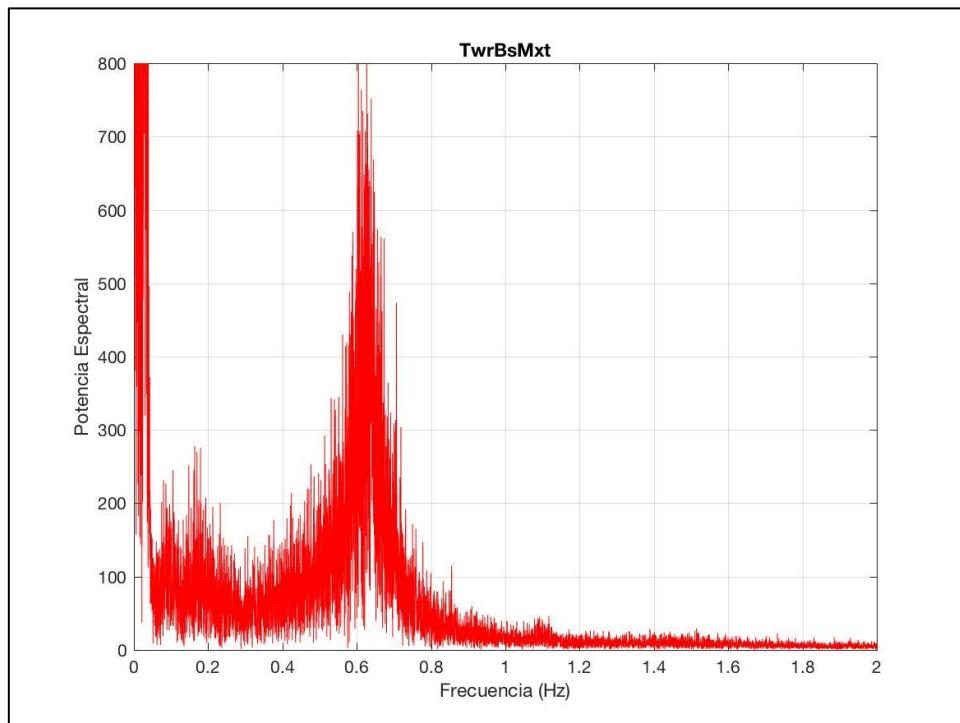


Figura 8-102: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMxt. DLC 7.2 AEMISH

- TwrBsMyt

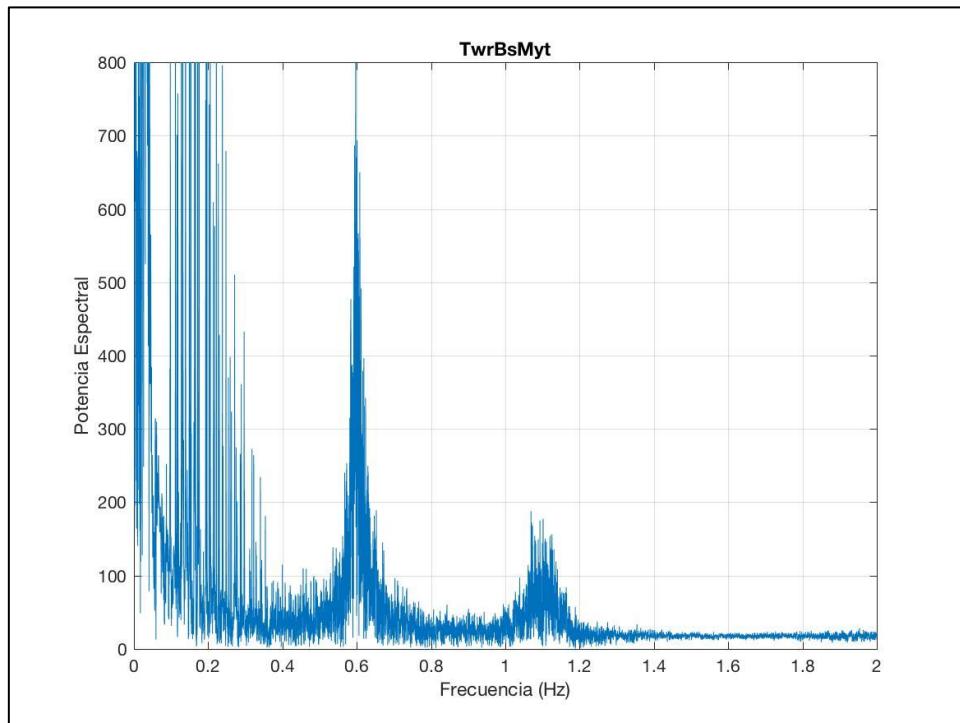


Figura 8-103: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 7.2 AEMISFEM

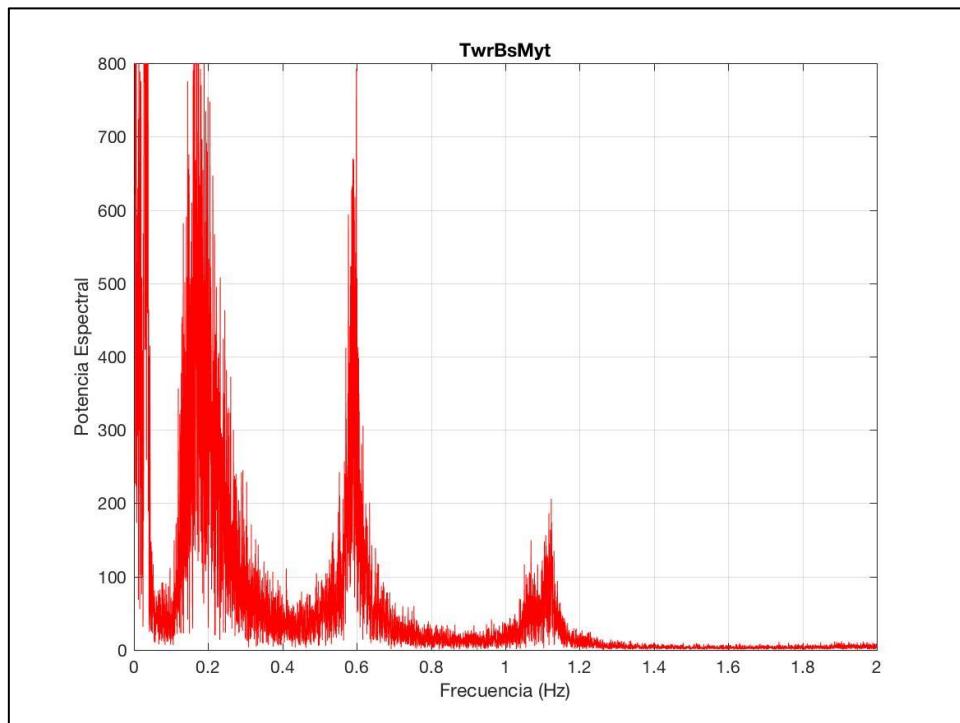


Figura 8-104: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMyt. DLC 7.2 AEMISH

- TwrBsMzt

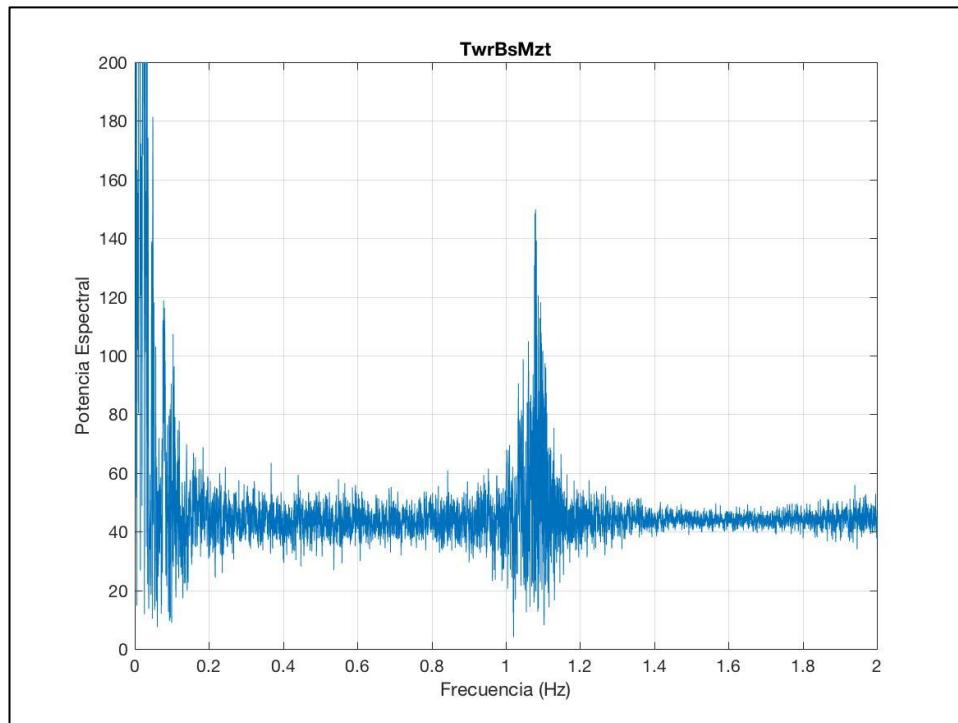


Figura 8-105: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 7.2 AEMISFEM

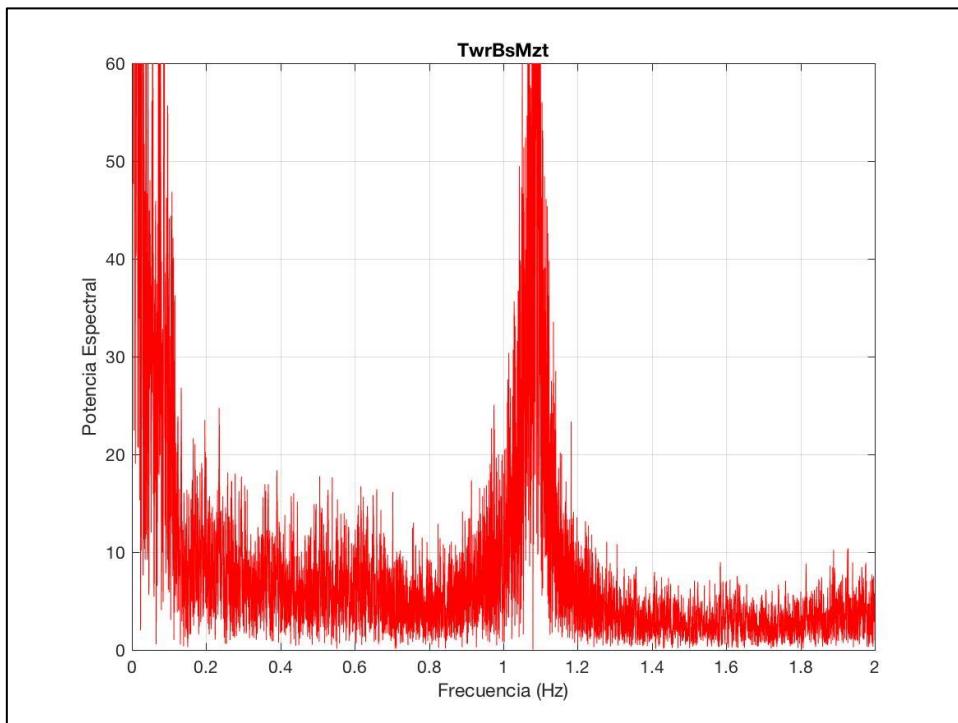


Figura 8-106: Potencia espectral del parámetro: TwrBsMzt. DLC 7.2 AEMISH

- TwrBsFxt

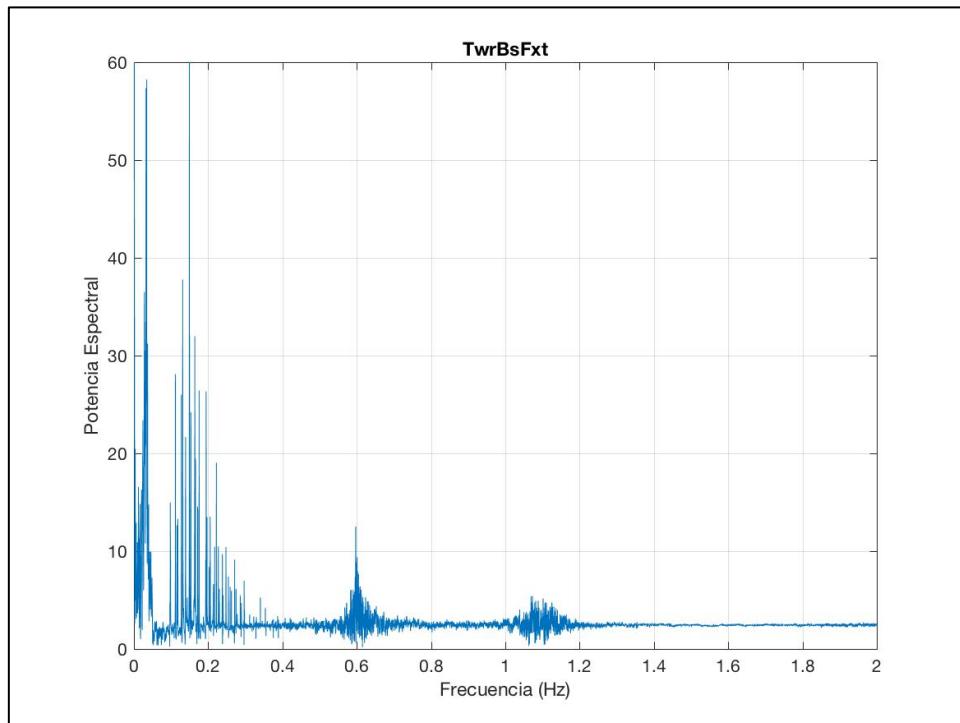


Figura 8-107: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 7.2 AEMISFEM

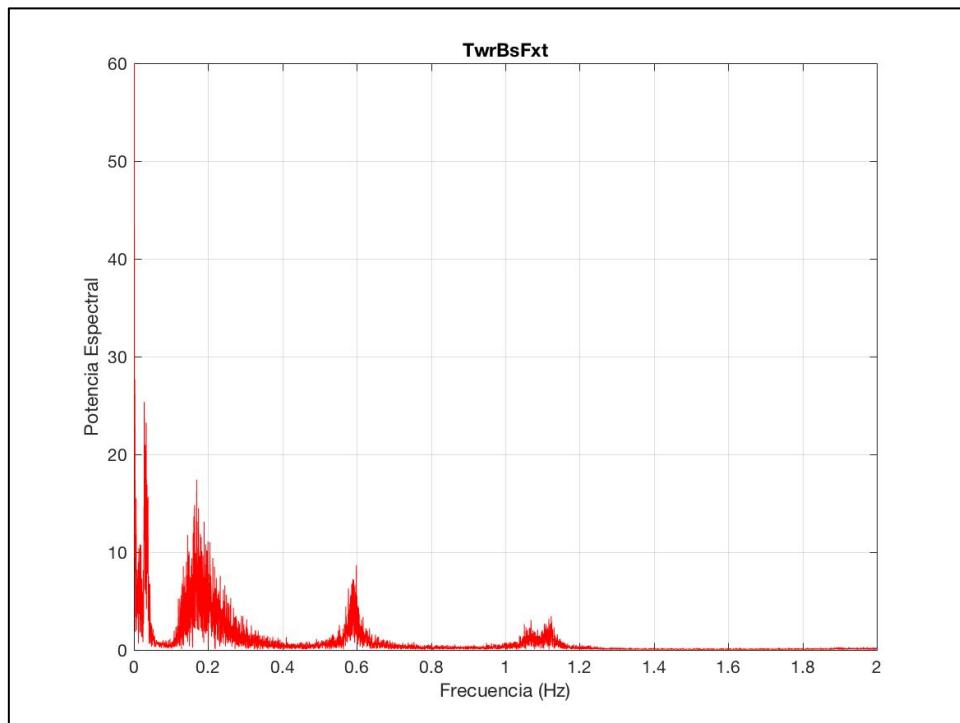


Figura 8-108: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFxt. DLC 7.2 AEMISH

- TwrBsFyt

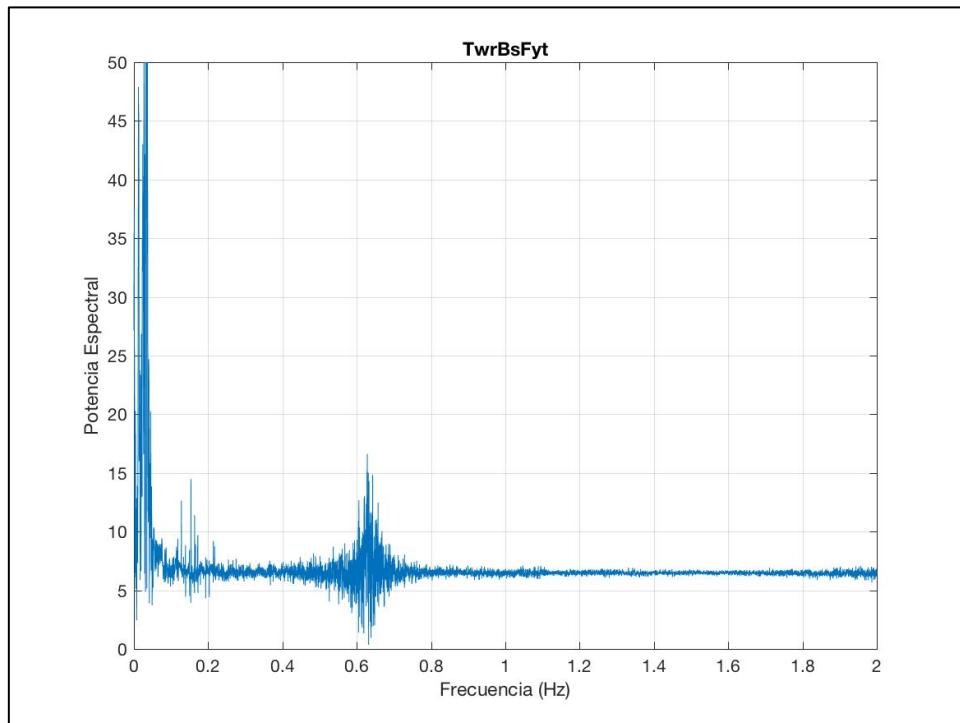


Figura 8-109: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.2 AEMISFEM

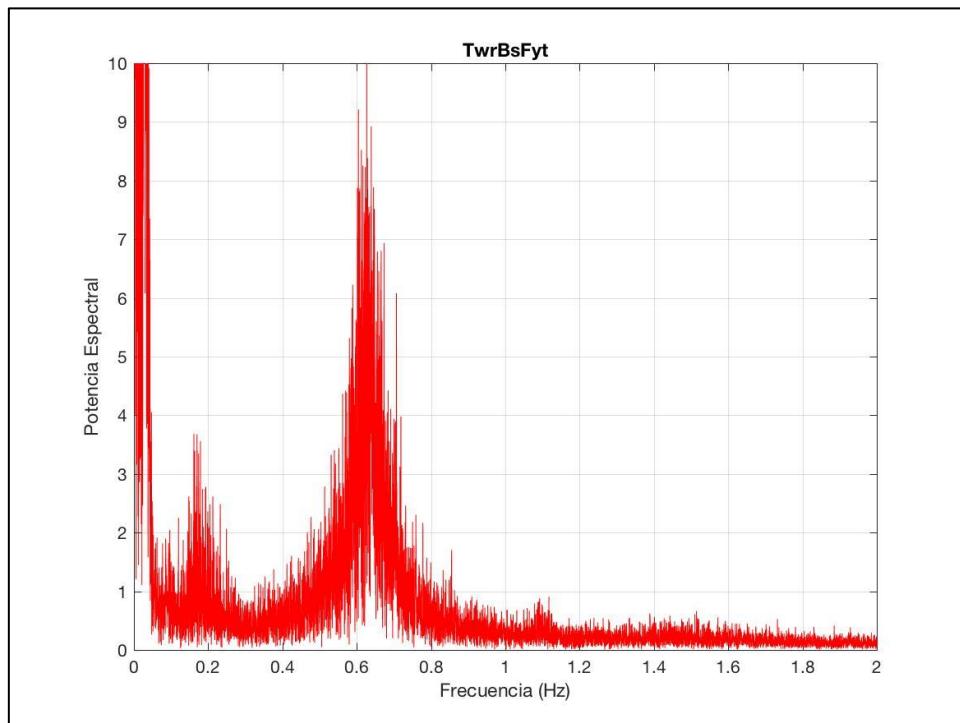


Figura 8-110: Potencia espectral del parámetro: TwrBsFyt. DLC 7.2 AEMISH

2.3.1.-OBSERVACIONES

A la vista de los espectros, así como de los valores RMS obtenidos en esta situación de diseño, la comparación entre los resultados obtenidos con las metodologías de cálculo AEMISH y AEMISFEM se pueden recoger en los siguientes puntos:

- **DLC 7.1a, DLC 7.1b y DLC 7.1c:** en estos casos de carga se observaron espectros de energía en los cuales las frecuencias de los picos, de nuevo coincidían. Cabe comentar que, tal y como se muestra desde la Tabla 8-6 a la Tabla 8-8, los valores RMS presentaron errores relativos medios inferiores que en los DLC's de la Situación de Diseño 6. Esto se debía a que la anterior situación de diseño, debido a las condiciones medioambientales (extremas) y de funcionamiento modeladas, presentó elevadas inestabilidades numéricas en los cálculos, que en esta se vieron reducidas. Se debe recordar que en la Situación de Diseño 7, el funcionamiento del aerogenerador se basaba en estar parado, y a partir de los 3000s de simulación (de 3600s) se producía un error en el Sistema Dinámico del Paso de Pala, hecho que, como se comentaba en los capítulos 6 y 7, inducían a partir de ese momento inestabilidad al sistema. Es por ello por lo que es normal que los errores relativos no sean casi nulos, como ocurre en el *DLC 1.1*, sin embargo, se puede apreciar como son notablemente inferiores que en la situación de diseño anterior.
- **DLC 7.2:** en este caso de carga, de nuevo los picos en los espectros de energía son coincidentes, en cuanto a valores de frecuencia se refiere. Sin embargo, como se señalaba en los capítulos 6 y 7, el funcionamiento del generador no se computó correctamente por algún fallo en el sistema modelado. A pesar de ello, se decidió considerar este DLC, ya que el funcionamiento del generador no era relevante en cuanto a la evaluación del comportamiento estructural, sin embargo, puede apreciarse en la Tabla 8-9 que los errores relativos de los valores RMS fueron elevados, hecho que puede achacarse a la falta de estabilidad numérica, probablemente inducida por el mal funcionamiento del sistema de control.

Parámetro	Valores RMS		Diferencia %
	AEMISH	AEMISFEM	
TwrBsFzt (N)	5715,48	5726,87	0,20%
TwrBsMxt (Nm)	20502,99	18422,98	-10,14%
TwrBsMyt (Nm)	25941,73	27414,67	5,68%
TwrBsMzt (Nm)	2475,19	2181,80	-11,85%
TwrBsFxt (N)	382,71	405,78	6,03%
TwrBsFyt (N)	305,48	271,44	-11,14%
MEDIA			-3,54%

Tabla 8-6: Comparación de Valores RMS. DLC 7.1a

Parámetro	Valores RMS		Diferencia %
	AEMISH	AEMISFEM	
TwrBsFzt (N)	5740,91	5753,06	0,21%
TwrBsMxt (Nm)	22755,36	12210,34	-46,34%
TwrBsMyt (Nm)	26765,49	29405,55	9,86%
TwrBsMzt (Nm)	2064,25	1804,26	-12,59%
TwrBsFxt (N)	402,57	439,82	9,25%
TwrBsFyt (N)	344,76	177,39	-48,55%
MEDIA			-14,69%

Tabla 8-7: Comparación de Valores RMS. DLC 7.1b

Parámetro	Valores RMS		Diferencia %
	AEMISH	AEMISFEM	
TwrBsFzt (N)	5753,13	5769,67	0,29%
TwrBsMxt (Nm)	36415,52	44545,26	22,32%
TwrBsMyt (Nm)	38516,97	14364,95	-62,70%
TwrBsMzt (Nm)	1936,21	1700,61	-12,17%
TwrBsFxt (N)	581,63	207,40	-64,34%
TwrBsFyt (N)	552,47	680,35	23,15%
MEDIA			-15,58%

Tabla 8-8: Comparación de Valores RMS. DLC 7.1c

Parámetro	Valores RMS		Diferencia %
	AEMISH	AEMISFEM	
TwrBsFzt (N)	5692,03	5768,25	1,34%
TwrBsMxt (Nm)	13144,91	20415,09	55,31%
TwrBsMyt (Nm)	22051,55	21404,28	-2,94%
TwrBsMzt (Nm)	2870,65	4310,73	50,17%
TwrBsFxt (N)	312,21	363,53	16,44%
TwrBsFyt (N)	183,55	611,32	233,05%
MEDIA			58,89%

Tabla 8-9: Comparación de Valores RMS. DLC 7.2

3.- CONCLUSIONES

Una vez que se analizaron los resultados obtenidos como fruto de las simulaciones realizadas con el código FAST en solitario (AEMISH) y con este, acoplado con el software SeaFEM (AEMISFEM), en los capítulos 6 y 7, a través de la normativa de comportamiento estructural de la torre del aerogenerador, descrita en el Capítulo 4, y con la ayuda de los parámetros matemáticos explicados en la introducción del presente capítulo, y a la vista de la comparación de los resultados realizada en el Apartado 2, finalmente se pueden extraer las siguientes conclusiones acerca del empleo del acoplamiento FAST-SeaFEM frente a FAST (en solitario), para la certificación de aerogeneradores marinos flotantes:

1. El tiempo de cálculo necesario para la ejecución de una simulación completa con la metodología AEMISFEM es el doble (aproximadamente) que el requerido con la metodología AEMISH. Este lapso incrementa de forma exponencial con el número de elementos de la malla del modelo en SeaFEM.
2. Cuanto mayor es el número de elementos, y menor es el salto temporal (*time step*) entre los pasos de cálculo de una simulación, por lo general, la estabilidad numérica del modelo es mayor, aportando, por ende, resultados más estables.
3. Las situaciones de diseño en las que se requiere el modelado de situaciones de fallo o accidente del aerogenerador, por lo general, presentan una mayor inestabilidad numérica, cuando se ejecutan las simulaciones.
4. Aquellos casos de carga en los que las condiciones externas (ambientales) son extremas, (como por ejemplo alturas de ola significativas con periodos de retorno de 50 años, períodos de ola cortos, situaciones de viento huracanadas, etc.), presentan una mayor inestabilidad numérica durante la ejecución del cálculo. En efecto, en el caso del software SeaFEM, cuando las olas incidentes presentan una pendiente elevada, el número de iteraciones necesarias para resolver la dinámica en cada paso temporal se dispara, aumentando la inestabilidad del sistema y el tiempo de cálculo. En el caso del código FAST, con el módulo HydroDyn, como se comentó en el Capítulo 6, cuando tienen lugar fenómenos ambientales extremos, la inestabilidad numérica propicia fallos del tipo “*FF wind array was exhausted*”, “*tower strike*” y también errores ligados a la necesidad de corregir rápidamente el ángulo de paso de pala o por una flexión excesiva de las palas del aerogenerador. Estas incidencias, como se aclaraba, hacen que los resultados, y los movimientos de la plataforma sean inestables en la evolución temporal de los mismos, a lo largo de toda la simulación.
5. Existen, por otro lado, inestabilidades numéricas en los cálculos, ligadas a la falta de precisión en los mismos, o a la mala computación de las alturas de oleaje inducidas por el viento en la superficie libre, como se señaló en el Capítulo 7. La variación de la geometría y de los volúmenes de control, modificando por ejemplo la playa (*beach*), el diámetro de los tanques cilíndricos (*outlet*), o el tamaño de los elementos tanto en el cuerpo modelado (*body*) como en la región de superficie libre (*free surface*), próxima a la plataforma, como se observó, propiciaba un cálculo con mayor estabilidad y precisión, pues se atenuaban efectos indeseados como los de rebote o reflexión con los contornos de los volúmenes de control, de las olas inducidas por el viento, radiadas y difractadas por la plataforma en la zona de la superficie libre colindante con el cuerpo.
6. Por lo general, las frecuencias en las que se localizaban los picos de energía en los espectros evaluados, coincidían en su totalidad. Este hecho, como se indicó en el Apartado 2, denotaba la similitud en los resultados obtenidos y en el modelado del complejo sistema con la metodología AEMISH y AEMISFEM. Pese a la dificultad y al incremento exponencial en el tiempo de cálculo, que requiere el obtener valores RMS con un error relativo reducido en ambas metodologías, un estudio de malla más exhaustivo, y con tamaños de malla inferiores, posiblemente arrojarían unos resultados con mayor grado de similitud entre estas. Sin embargo, de nuevo, el reducido tiempo con el que contó el autor del Trabajo (seis meses), así como, el empleo de estaciones de cálculo estándar (con potencia de cálculo restringida),

limitaron, en cierto modo, el número de simulaciones que se realizaron con el acoplamiento con SeaFEM, así como el número de mallas y geometrías que se evaluaron.

En la Tabla 8-10, se resumen los factores principales de comparación entre los dos acoplamientos evaluados y explicados ampliamente durante la elaboración de este Trabajo.

Factores	AEMISH	AEMISFEM
Tiempo de cálculo	En función del tiempo de simulación y el <i>time step</i> .	En función del tiempo de simulación, <i>time step</i> , tamaño del elemento y geometría. Incremento considerable con el número de elementos.
Precisión en los Cálculos	Según la estabilidad numérica	Alta, mejor que AEMISH
Modelado de la geometría	Paramétrica y tabulada	CAD
Interfaz y manejo	Sin interfaz. Complejo	Interfaz intuitiva
Cálculo hidrodinámico	Sencillo, basado en el método de la Integral de Convolución	Complejo, empleo del Método de los Elementos Finitos
Teorías de Oleaje	Determinista	Airy
	Irregular	Espectros: Pierson-Moskowitz, JONSWAP y definidas por el usuario
	Cargas hidrod.	Ec. Morison y Teoría Potencial de Oleaje
Inestabilidades numéricas	En condiciones extremas y condiciones de accidente.	En condiciones extremas y condiciones de accidente. Atenuables modificando la geometría y el tamaño de elemento
Visualización de resultados	Simulink	Simulink y Postprocesador gráfico de SeaFem (superficie libre, fondeo, RAO's, cargas y desplazamientos)
Fondeo	Modelo de catenaria	Modelo de catenaria, y cable dinámico (FEM)

Tabla 8-10: Comparación general entre las metodologías AEMISH y AEMISFEM.

Con esto, finalmente se puede concluir que el acoplamiento evaluado, FASTv8.16-SeaFEMv14, para la certificación de aerogeneradores marinos flotantes, a través de la ejecución de simulaciones de las distintas condiciones de carga exigidas por la normativa DNV, es válido, y la bondad y estabilidad de los resultados obtenidos, dependerá de la configuración de la geometría modelada, así como del mallado de la misma.

4.- INVESTIGACIONES FUTURAS

A raíz de las conclusiones extraídas en este Trabajo, y a la vista de las dificultades con las que el autor se encontró para realizar las simulaciones, a continuación, se recogen las posibles futuras líneas de investigación que se podrían desarrollar, con el objeto de mejorar los resultados obtenidos con el acoplamiento de los códigos FAST y SeaFEM:

1. Con unas estaciones de trabajo con mayor capacidad de cálculo, se podrían reproducir las simulaciones realizadas con el acoplamiento AEMISFEM, empleando mallas más finas que las utilizadas en este Trabajo, sobre todo en la zona de la superficie libre próxima a la plataforma. También se podrían modelar distintas configuraciones de los volúmenes de control para comprobar la obtención o no de resultados correctos.
2. Dada una configuración de la geometría correcta, también sería de interés realizar, de nuevo con estaciones de trabajo más potentes, un estudio de estabilidad de malla más exhaustivo, con el objeto de atenuar al máximo las inestabilidades numéricas que aparecieron en algunos casos de carga.
3. Una vez que los análisis realizados con el aerogenerador de NREL, se podría probar con nuevos modelos de aerogenerador, con el objeto de comprobar la bondad del acoplamiento y de los resultados obtenidos con otros sistemas.
4. Además, se debería proseguir con el desarrollo del acoplamiento, para hacer de la herramienta acoplada AEMISFEM, un software comercial de alto reclamo en el mercado, ya que, como se comentaba en los primeros capítulos del Trabajo, las energías renovables se encuentran en un momento de auge.
5. Finalmente, también se podrían introducir metodologías de cálculo, en las que se permitiera modelar el comportamiento de un aerogenerador, sometido a rachas de viento y trenes de olas perturbados, por la presencia de otros aerogeneradores, formando granjas eólicas flotantes (véase la Figura 8-111)



Figura 8-111: Granjas Eólicas Flotantes. Fuente [3]

5.-BIBLIOGRAFÍA

- [1] URL: <https://es.slideshare.net/RamdolfAntonioArveloLopez/analisis-de-vibraciones>
- [2] Professor Subhamoy Bhattacharya, ASRANet Course: *Foundation Design of Offshore Wind Turbine Structures*. 2017
- [3] URL: <http://energypost.eu/wp-content/uploads/2017/04/artist-impression-of-Firth-of-Clyde-wind-farm-Mike-Parr.jpg>
- [4] URL: <https://www.ecologiaverde.com/wp-content/2015/05/Alternativas-molino-viento.jpg>