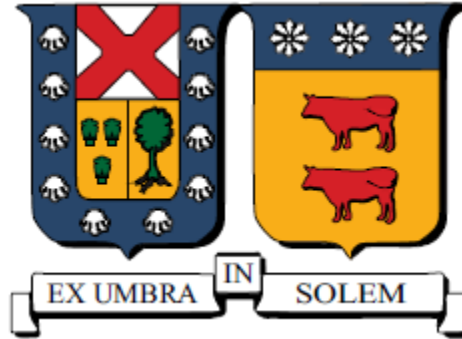


Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Mecánica



Modelación numérica de dos macroestructuras
semisumergidas para múltiples turbinas eólicas
flotantes

EDUARDO IGNACIO MUÑOZ VARGAS

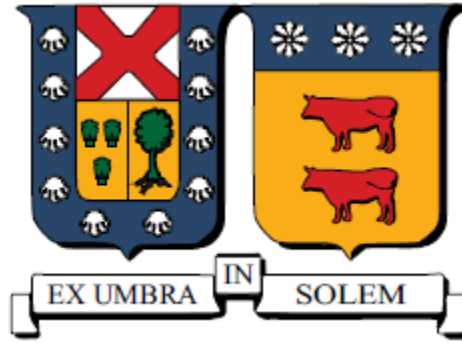
Memoria de titulación para optar al título de Ingeniero Civil
Mecánico

Profesor Guía ALEX FLORES MARADIAGA
Profesor Co-Referente PATRICIO WINCKLER GREZ
Profesor Co-Referente UDO RHEINSCHMIDT

Marzo - 2024

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Mecánica



Modelación numérica de dos macroestructuras semisumergidas para múltiples turbinas eólicas flotantes

Memoria de título presentada por

EDUARDO IGNACIO MUÑOZ VARGAS

Como requisito parcial para optar al título de

Ingeniero Civil Mecánico

Profesor Guía ALEX FLORES MARADIAGA

Profesor Co-Referente PATRICIO WINCKLER GREZ

Profesor Co-Referente UDO RHEINSCHMIDT

Marzo - 2024

Resumen

El Calentamiento global ha generado la necesidad de transitar hacia fuentes de energía limpia y sostenibles con las futuras generaciones, lo que ha llevado al surgimiento cada vez más fuerte de las energías renovables, dentro de las que destaca la energía eólica marina. Chile es un país con una extensa y vasta costa, por lo que cuenta con un gran potencial eólico que aún no ha sido explotado, por lo que surgen oportunidades de proyectos que contribuyan a diversificar la matriz energética y así disminuir la dependencia de los combustibles fósiles.

Dentro de la eólica marina se encuentran las plataformas flotantes, las que presentan grandes ventajas respecto a las plataformas fijas al fondo marino. El presente trabajo busca estudiar y comprender la estabilidad de las plataformas flotantes sometidas a distintos estados de mar y distintos calados. Para esto se analizan dos diseños de macroestructuras, uno de base triangular con tres turbinas eólicas, y otro de base pentagonal con cuatro turbinas eólicas. Para el análisis se utilizan herramientas de simulación computacional, específicamente Ansys Aqwa, el cual permite simular la interacción entre el oleaje y estructuras flotantes, donde se tendrá especial atención a la respuesta ante los movimientos *heave* y *pitch*.

A partir de los análisis que se hacen de los resultados, se concluye sobre la influencia del diseño, el oleaje y el calado en la estabilidad de ambas plataformas flotantes, y se plantean nuevos desafíos para futuros trabajos.

Abstract

Global warming has generated the need to transition towards clean and sustainable energy sources for future generations, leading to the increasingly strong emergence of renewable energies, among which offshore wind energy stands out. Chile is a country with an extensive and vast coastline, thus possessing significant wind power potential that has yet to be exploited, creating opportunities for projects that contribute to diversifying the energy matrix and reducing dependence on fossil fuels.

Within offshore wind energy, floating platforms offer significant advantages over fixed seabed platforms. This study aims to investigate and understand the stability of floating platforms subjected to different sea states and draft depths. Two macrostructure designs are analyzed: one with a triangular base housing three wind turbines, and another with a pentagonal base accommodating four wind turbines. Computational simulation tools, specifically Ansys Aqwa, are employed for the analysis, allowing for the simulation of the interaction between waves and floating structures, with special attention given to the response to heave and pitch movements.

Based on the analysis of the results, conclusions are drawn regarding the influence of design, wave conditions, and draft depth on the stability of both floating platforms, and new challenges are proposed for future work.

Índice

Resumen	ii
Abstract	iii
Índice	iv
Capítulo 1: Introducción	1
Capítulo 2: Objetivos	6
Capítulo 3: Estado del Arte	7
3.1 Tecnologías plataformas eólicas flotantes	7
3.2 Proyectos de energía eólica marina flotante	9
3.3 Papers	11
3.4 Patentes	19
Capítulo 4: Marco Teórico	21
4.1 Capa Límite Atmosférica	21
4.1.1) Parámetros de la Capa Límite Atmosférica (CLA)	23
4.2 Aerodinámica	26
4.2.1) Cargas sobre una turbina eólica	28
4.2.2) Potencia disponible	29
4.2.3) Efecto estela	29
4.3 Oleaje	30
4.3.1) Teoría lineal de olas o Airy Model	31
4.3.2) Equilibrio de un cuerpo flotante	33
4.3.3) Movimiento de un cuerpo en el mar	35
Capítulo 5: Metodología	37
5.1 General	37
5.2 Particular	37
5.3 Parámetros de entrada	38
5.3.1 Ubicación y oleaje	38
5.3.2 Diseño de plataformas	41
5.3.3 Anclajes	46

Capítulo 6: Resultados y Análisis	48
6.1 Plataforma triangular	50
6.1.1 Estado de mar E1.....	50
6.1.2 Estado de mar E2.....	54
6.1.3 Estado de mar E3.....	58
6.2 Plataforma pentagonal	61
6.2.1 Estado de mar E1.....	61
6.2.2 Estado de mar E2.....	65
6.2.3 Estado de mar E3.....	68
6.3 Análisis ángulo de inclinación máxima, movimiento Pitch	71
6.4 Análisis brazo adrizante y momento restaurador	72
6.5 Análisis desplazamiento en Z, movimiento Heave	75
Capítulo 7: Conclusiones y trabajos futuros	77
Referencias	79
Anexos	81

Capítulo 1: Introducción

El Cambio Climático producto del Calentamiento Global es uno de los grandes problemas a los que la humanidad se enfrenta actualmente y enfrentará por las próximas décadas. El aumento constante en el uso y quema de combustibles fósiles para la generación de electricidad, industrias, transporte, etc. genera gases de efecto invernadero (GEI), los cuales en cantidades “naturales”, es decir, en la proporción correcta, cumplen su cometido y no representan un problema para el planeta. Sin embargo, debido a la acción humana aumentan los niveles de GEI en la atmósfera, la que acumula más calor del que debería, provocando el Calentamiento Global.

Entre los problemas más importantes que trae consigo el Calentamiento Global destacan el derretimiento de los polos, sequías, olas de calor o el aumento de las temperaturas promedio. De hecho, la temperatura global de la superficie terrestre ha aumentado más rápido desde 1970 hasta ahora que en cualquier otro periodo de los últimos 2000 años, y la década de 2010 a 2019 fue la década más cálida registrada de todos los tiempos [1].

Ante este panorama, sería ideal disminuir las emisiones de GEI, sin embargo, la demanda energética mundial no se detiene, sino que aumenta cada vez más. Es en este punto donde aparecen las energías renovables como una alternativa a los combustibles fósiles, ya que son recursos inagotables y limpios al no producir ni emisiones contaminantes ni GEI. Energías renovables como la hidráulica, la solar o la eólica toman cada vez más fuerza y renombre en el campo energético, impulsado sobre todo por el aumento de la relación costo-competitividad y así lograr ser una real alternativa para reemplazar a las fuentes de energía convencionales.

Cada vez son más los países que investigan e invierten en energías renovables, proyectándose a futuro una industria nacional energética en base a estas energías, para dejar paulatinamente de lado las fuentes basadas en la quema de combustibles fósiles. Chile también se encuentra inmerso dentro del panorama de la crisis climática actual, donde se tienen objetivos de descarbonización del país, planteando metas como alcanzar un 20% de generación de energía eléctrica renovable para 2025 (meta ya sobrepasada actualmente) y un 70% para 2050 [2]. En relación a esto, desde el año 2018 al 2019 existió un incremento en la oferta de energía eólica de un 36%, y solar de un 23%, lo que, a pesar de ser unos

porcentajes altos, aún representan una pequeña parte de la oferta total de energía en Chile, como se ve en la figura a continuación:

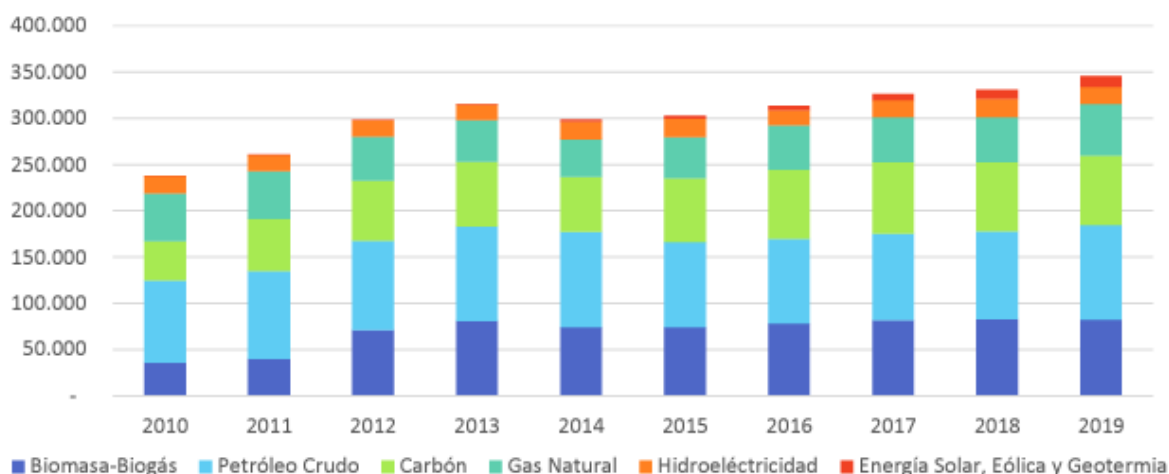


Figura 1.1: Matriz energética primaria en Chile

Estas energías (solar y eólica) se encuentran dentro de las denominadas energías renovables no convencionales (ERNC), las que son llamadas de esta forma por su grado de desarrollo tecnológico y su penetración en los mercados energéticos. Sus actuales falencias radican principalmente en su forma de almacenamiento, su baja densidad energética y la dependencia de las condiciones ambientales, debido a que las redes eléctricas nacionales deben equilibrar constante y confiablemente la oferta y demanda energética, tarea que se ve dificultada por la tendencia del suministro renovable a aumentar, disminuir o colapsar junto con la luz solar, el viento y las olas [3]. Además, existe el problema del espacio requerido para producir estas energías, por la necesidad de grandes extensiones de terreno para suplir la baja densidad energética.

Energía Eólica

La energía eólica está caracterizada por el uso del recurso viento para generar electricidad. Junto a la solar e hidroeléctrica, son las tres energías renovables de mayor desarrollo en Chile. A inicios del año 2024, la capacidad instalada de energía eólica en Chile alcanzó los 4.5[MW], logrando una penetración de casi un 13.5% en el sistema energético nacional [4], y se espera que este valor siga en aumento durante los próximos años.

Para este tipo de energía, su principal medio para obtenerla son aerogeneradores, los que con sus aspas transforman la energía cinética del viento en energía mecánica. Estos aerogeneradores son agrupados en los denominados parques eólicos, ubicados en zonas estratégicas para maximizar el rendimiento de estos.

Eólica Marina

Los parques eólicos pueden ser emplazados tanto en tierra firme (Onshore) como en el mar (Offshore). Se estima que en 2022 se llegó a 780.3[GW] de capacidad total instalada de eólica terrestre en el mundo, mientras que la capacidad total instalada de eólica marina se situó en los 57.2[GW] en ese mismo año [5]. La energía eólica marina implica la instalación, el funcionamiento y la mantención de parques eólicos offshore, tecnología que tiene ciertas ventajas a considerar, como que el recurso eólico existente en el mar es mucho mayor, constante y estable que en tierra, además de que el impacto visual y/o acústico es casi inexistente debido a la ubicación de estos (en mar adentro), lo que elimina los conflictos sociales que se producen constantemente en las instalaciones en tierra. Las turbinas eólicas marinas poseen potencias unitarias mucho mayores que las terrestres, lo que viene influido por el tamaño de las turbinas (superior en offshore) y en la velocidad constante que alcanza el viento en el mar, debido más que nada a la ausencia de barreras que frenen o limiten la velocidad de este.

Sin embargo, el desarrollo en Chile de proyectos eólicos offshore no se encuentra para nada desarrollado, principalmente porque las inversiones que requieren los parques eólicos marinos son mayores a las que demanda un proyecto eólico en tierra firme [6], debido a la necesidad de construir fundaciones en el océano, además de sumarle el hecho que la costa chilena en general presenta una abrupta pendiente. Es por estos altos costos de implementación y mantención que se ha visto paralizada su ejecución en nuestro país. Visto de otra forma, la energía eólica marina presenta un prometedor desarrollo para los próximos años en Chile, debido a su poca penetración en el mercado, ya que actualmente es la eólica terrestre la que se encuentra mucho más expandida y desarrollada en Chile y el mundo, y también el contar con más de 4000 kilómetros de costa, donde abundan las zonas que cuentan con un alto potencial de vientos para materializar estas iniciativas.

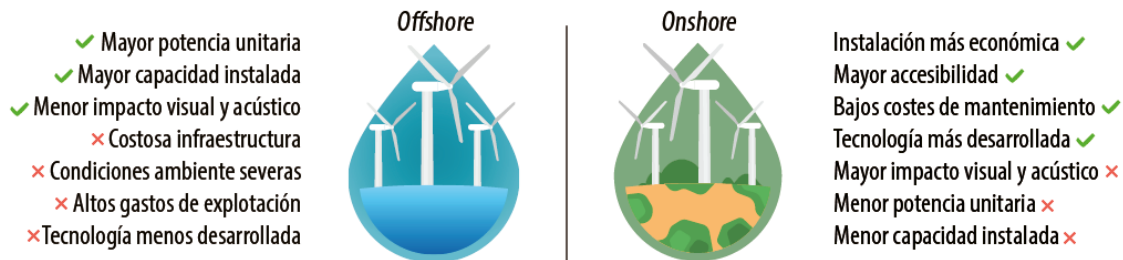


Figura 1.2: Ventajas y desventajas Offshore vs Onshore

Plataformas fijas y flotantes

Como se observa en la figura 1.2, una de las desventajas que presentan los parques offshore es la de “tecnología menos desarrollada”, pero se debe hacer la aclaración de que este punto se refiere a las tecnologías enfocadas en las estructuras que soportarán a los generadores eólicos, ya que la tecnología de los generadores eólicos ya se encuentra bastante avanzada y son sus estructuras de soporte las que necesitan ser mejoradas. Las plataformas eólicas marinas se clasifican en fijas y flotantes, dependiendo si están o no fijas al fondo marino. Actualmente las plataformas fijas son las más desarrolladas y usadas, lo que implica que las zonas donde pueden ser instalados los parques eólicos marinos son bastante limitadas, ya que deben ser emplazados en aguas poco profundas, alejados de rutas marítimas.

Es por esto que actualmente se están desarrollando las plataformas eólicas flotantes (FOWP por sus siglas en inglés), las cuales, a diferencia de las plataformas fijas, se anclan al fondo marino mediante fondeos flexibles, cadenas o cables de acero. Las plataformas flotantes poseen la ventaja de permitir emplazamientos más alejados de las costas o en fondos marinos complejos, facilitando el despliegue de aerogeneradores en áreas marinas más extensas y profundas, lo que trae consigo un aprovechamiento mayor del recurso viento [7].

Macro-estructura para varias turbinas

Dentro de las estructuras o plataformas flotantes, una opción que poco se ha estudiado es la de desarrollar tecnología de flotación para varias turbinas utilizando la misma plataforma flotante, es decir, una macro estructura de gran envergadura capaz de sostener y mantener estables las turbinas sobre ella. Esta opción trae ciertas ventajas, por ejemplo, que estas macro estructuras son más estables que las plataformas que sostienen solo una turbina, lo que genera la posibilidad de instalar turbinas de mayores dimensiones y mayor capacidad. Además, varias turbinas usarían el mismo sistema de amarre y anclaje, lo que implicaría una reducción de costos de instalación y costos [8].

Su principal desventaja vendría siendo, al igual que las plataformas flotantes comunes, la falta de investigación y la dificultad de generar modelos que representen de correcta forma los complejos fenómenos a los que estas estructuras se ven sometidos.

Problemática específica

La energía eólica marina es una de las fuentes de energías renovables con mayor potencial en el futuro y un amplio abanico de desarrollo tecnológico e innovación. A pesar de ser una prometedora fuente de energía renovable, actualmente falta desarrollo de la tecnología y los estudios necesarios para comenzar la utilización de la energía eólica marina en el mundo y Chile. Esto se debe principalmente a que los generadores eólicos marinos flotantes son sistemas altamente complejos de predecir y modelar, debido a que se debe considerar el aerogenerador, la plataforma flotante y los sistemas de anclaje al fondo marino. Además, los aerogeneradores van acoplados con la plataforma flotante, por lo que las cargas aerodinámicas que actúan sobre la turbina también afectan a la plataforma flotante y viceversa con las cargas hidrodinámicas. Más aún, las plataformas eólicas flotantes poseen 6 grados de libertad de movimiento, lo que afecta a la orientación de la turbina respecto a la dirección del viento y por consiguiente su rendimiento aerodinámico.

Capítulo 2: Objetivos

Objetivo general

A pesar de que se ha demostrado que las turbinas eólicas marinas cosechan más energía del viento, en la plataforma continental chilena se dificulta la instalación de esta tecnología debido a la geomorfología, profundidad batimétrica y pendiente de la misma. Para instalar y operar dichos parques eólicos offshore se propone utilizar turbinas eólicas flotantes con estructuras semi-sumergida. Por ende, el objetivo general de este trabajo es modelar numéricamente distintos diseños y distribuciones de macroestructuras flotantes con múltiples turbinas eólicas en oleaje regular de mar intermedio.

Objetivos específicos

- Investigar el estado del arte y marco teórico de las turbinas eólicas marinas flotantes, el oleaje de mar intermedio y las interacciones hidrodinámicas con estructuras semisumergidas.
- Simular computacionalmente los distintos diseños de macroestructuras flotantes con múltiples turbinas eólicas, sensibilizando los aspectos geométricos, materiales y estados de mar.
- Aplicar modelación en base a similitud dinámica para escalar los resultados y aproximar el comportamiento estructural e hidrodinámico de la plataforma flotante en oleaje regular.
- Comparar la parametrización del conjunto y sensibilizar los resultados numéricos con los obtenidos experimentalmente en el canal de olas con un modelo físico
- Proponer el tipo de anclaje requerido para la estabilización del sistema en conjunto.

Capítulo 3: Estado del Arte

Como se ha mencionado, actualmente la energía eólica marina se encuentra dominada por los aerogeneradores sobre plataformas fijas, lo que limita en gran medida las zonas donde estos parques pueden ser emplazados. Por esto es que se están desarrollando diferentes diseños de estructuras flotantes marinas para hallar los diseños más eficientes, ya que además de flotar, los aerogeneradores deben producir la mayor cantidad de energía posible y para ello es fundamental que se mantengan estables, minimizando cualquier tipo de movimiento y asegurando un funcionamiento en condiciones óptimas [7]. Cada diseño viene dado por el entorno en el que deberá desenvolverse, considerando las condiciones del mar, fondos marinos, velocidades y direcciones del viento, tamaño del aerogenerador, entre otros.

Se debe destacar el aporte en esta materia de la industria del petróleo, los cuales han usado durante años los sistemas de plataformas flotantes para sus instalaciones de extracción y los conceptos han pasado de un área a otra. También deben considerarse las diferencias en cada caso, como que las cargas en una plataforma eólica flotante son principalmente dinámicas, mientras que en una plataforma de extracción de petróleo las cargas son más bien estáticas.

3.1 Tecnologías plataformas eólicas flotantes

Para clasificar los distintos diseños se utilizará como criterio la flotabilidad de la estructura:

Flotabilidad neutra: Para este caso, la estructura se mantiene en equilibrio únicamente por su peso y su empuje. Los anclajes al fondo marino para estos diseños tienen la única función de mantener fija la posición de la estructura

- **Semi-Sumergible:** La plataforma flota debido a cilindros verticales normalmente llenos de agua, unidos mediante vigas y tirantes para así generar la superficie donde irá ubicada la base del generador eólico. Estos cilindros son los que equilibran el peso de la turbina, buscando siempre minimizar las superficies expuestas al agua y maximizar el volumen expuesto al agua

- Spar: Su geometría se caracteriza por ser larga y estrecha bajo el agua, poseen un gran contrapeso en la parte inferior de estos para entregar estabilidad a la estructura, ya que este diseño favorece la verticalidad, mientras que la geometría de la estructura (cilíndrica) es la que da la flotabilidad. Sin embargo, como cada vez se crean turbinas más grandes y pesadas se necesitan cilindros cada vez más largos para compensar, por lo que hacen esta solución difícil de desarrollar.

Flotabilidad positiva: A diferencia de los diseños con flotabilidad neutra, los diseños con flotabilidad positiva poseen un empuje mayor a su peso, por lo que los anclajes además de mantener fija la estructura, también cumplen la función de mantener la estructura a una altura determinada.

- TLP (Tension Leg Platform): Poseen geometrías de tres, cuatro o cinco “brazos”. Este diseño utiliza la flotabilidad de su flotador para tensar las líneas de amarre entre el flotador y los puntos de anclaje para mantener estable la estructura
- Barge: Su diseño es una construcción rectangular, la cual presenta una gran superficie de contacto con el agua, lo que le otorga su estabilidad

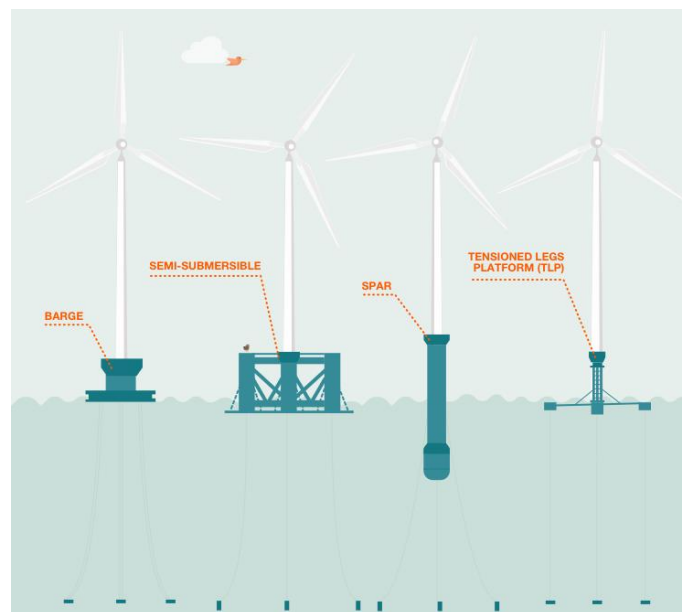


Figura 3.1: Diferentes tipos de plataformas flotantes para aerogeneradores

3.2 Proyectos de energía eólica marina flotante

3.2.1)

Nombre proyecto: Trollvind

Tecnología: por definir

País: Noruega

Empresas: Equinor, Petoro, TotalEnergies, Shell, ConocoPhillips

Estudio e investigación de la posibilidad de construir un parque eólico marino flotante a 65[km] al oeste de Bergen, Noruega, cercano a las instalaciones petroleras "Troll and Oseberg fields", parque el cual contaría con una capacidad de 1[GW] y una producción anual de 4.3[TWh], pronosticando su puesta en marcha para 2027. Su objetivo principal es generar electricidad de forma sólida y confiable para alimentar las plataformas aledañas de petróleo y gas, además de aportar energía a la ciudad de Bergen.

3.2.2)

Nombre proyecto: The Hywind Tampen Project

Tecnología: Spar

País: Noruega

Empresas: Equinor, Petoro, OMV, Vår Energi, Winteshall Dea, INPEX Idemitsu Norge AS

Parque eólico flotante a 140[km] al norte de Noruega. Al igual que el proyecto Trollvind, tiene el objetivo de generar electricidad para las plataformas de petróleo y gas Snorre y Gullfaks. Es el primer parque eólico flotante diseñado para abastecer este tipo de plataformas, contando con una capacidad de 88[MW]. El parque estará conformado por 11 turbinas eólicas con capacidad entre 8 y 8.6[MW] cada una, a una profundidad de mar entre 260 y 300[m]. Se encuentra en pleno funcionamiento desde inicios del 2023.



Figura 3.2: Turbina flotante de tecnología Spar del Hywind Tampen Project

3.2.3)

Nombre proyecto: Kincardine Offshore WindFarm Limited (KOWL)

Tecnología: Semi-sumergible

País: Escocia

Empresas: Principle Power

Parque eólico marino flotante instalado sobre plataformas semi-sumergibles, a profundidades entre 60 y 80[m], a 15[km] de las costas de Aberdeen, Escocia. El proyecto, que se encuentra en funcionamiento desde octubre de 2021, está conformado por 6 turbinas eólicas Vestas, cinco de ellas con capacidad de 9.5[MW] y una con capacidad de 2[MW], para una capacidad total de 50[MW]. Tiene el objetivo de alimentar 35.000 hogares en Escocia



Figura 3.3: Turbina flotante de tecnología semi-sumergible del Kincardine Offshore WindFarm

3.3 Papers

3.3.1)

CFD Simulation of Semi-Submersible Floating Offshore Wind Turbine under Regular Waves [9]

La International Energy Agency Wind Technology Collaboration Program inició el programa OC5 Offshore Code Comparison Collaboration, Continued, with Correlation, con el objetivo de validar herramientas de modelación, comparando resultados de simulaciones con los obtenidos empíricamente. El modelo del aerogenerador utilizado en las simulaciones es el DeepCwind Semi-submersible, y para validar sus resultados se usan datos medidos en pruebas realizadas en el Maritime Research Institute Netherlands, con un modelo a escala 1/50, donde específicamente los resultados que se obtienen en este trabajo buscan comparar las respuestas de la FOWT en los movimientos de heave, pitch y surge. El proyecto utilizó códigos de CFD llamado REliable&Fast Rans Equations (solver for) Ships (and)

Constructions Offshore (ReFRESCO). Este código es capaz de resolver flujos viscosos transientes utilizando las ecuaciones de Navier-Stokes, complementadas con modelos de turbulencia y ecuaciones de transporte. Estas ecuaciones son discretizadas usando volúmenes finitos, con las variables centradas y una ecuación de corrección basada en el algoritmo SIMPLE para asegurar la conservación de la masa.

Para el estudio se analizó la respuesta de la estructura a 2 tipos de olas regulares:

		Wave Height H (m)	Wave Period T (s)
Regular Wave 1	Full Scale	7.1	12.1
	Model Scale	0.142	1.711
Regular Wave 2	Full Scale	10.5	14.3
	Model Scale	0.210	2.022

Tabla 3.1: Condiciones de las olas regulares en la simulación

La geometría del modelo es la siguiente:

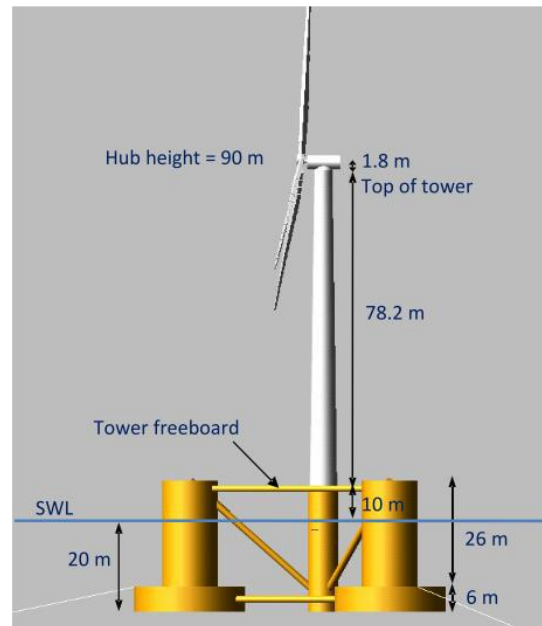


Figura 3.4: OC5 DeepCwind Floating Wind System Design

La parte del aerogenerador flotante que se encuentra en contacto con el aire no fue tomada en cuenta para estos experimentos, solo fue modelado la parte hidrodinámica del sistema. Sin embargo, las propiedades del sistema completo fueron consideradas añadiendo masa para igualar la inercia de la torre y la turbina. Los resultados se ajustaron de correcta forma

en los periodos de oscilación de los 3 movimientos, sobre todo el surge, ya que se presentaron algunas discrepancias menores en los movimientos de pitch y heave, específicamente en diferencias de las amplitudes, donde la simulación del sistema de amarre debe ser la responsable.

3.3.2)

Análisis de vibraciones en turbinas marinas [10]

Se busca dar con un método que ayude a reducir las vibraciones que se generan en los aerogeneradores flotantes. En específico, se utiliza un dispositivo denominado "Inerter", el cual es un dispositivo de control estructural, visto típicamente en estructuras civiles, del que se espera sea un método eficaz de amortiguación de vibraciones para así lograr disminuir las oscilaciones y los aerogeneradores trabajen de forma más estable. Las simulaciones fueron realizadas en Matlab.

En primer lugar, para el estudio se modela una versión simplificada de una turbina eólica flotante tipo SPAR, considerando despreciables las cargas originadas por el viento y el mar, fuerzas aerodinámicas e hidrodinámicas respectivamente, y las cargas que se originan en las líneas de amarre. Tampoco se incluyen en el modelo los álabes de la turbina ni líneas de amarre individuales. El modelo representa las perturbaciones que se generan en la plataforma flotante, la torre y un sistema de control pasivo formado un amortiguador, una masa y un muelle.

Luego se procede a realizar el mismo modelado, añadiendo un "inerter" al sistema de amortiguación para observar si efectivamente este dispositivo colabora en la reducción de vibraciones y oscilaciones.

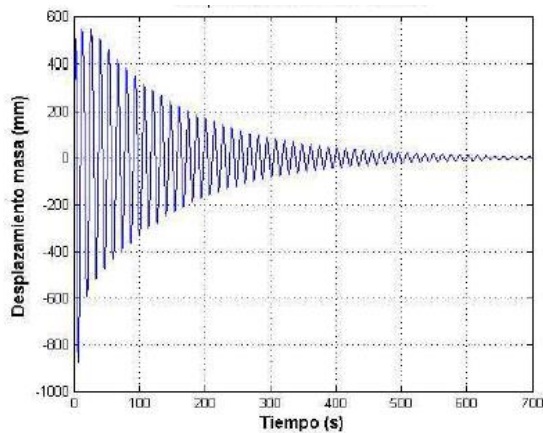


Figura 3.5: Oscilaciones del sistema sin inerter

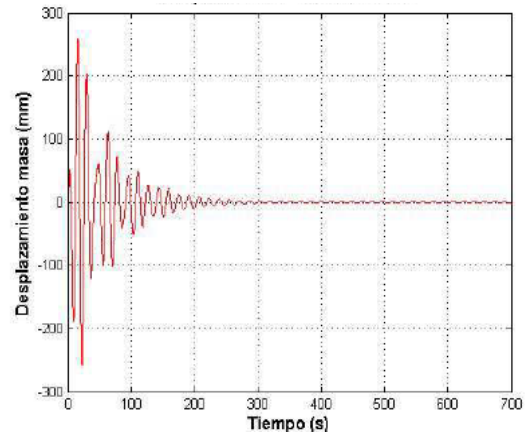


Figura 3.6: Oscilaciones del sistema con inerter

Se observa que en el caso sin inerter, las oscilaciones se ven reducidas de forma gradual, con una amplitud de hasta 600[mm], mientras que en el caso del sistema con inerter incluido, las oscilaciones se amortiguan por completo a los 200[s], además que las amplitudes obtenidas no superan los 300[mm], lo que confirma el planteamiento inicial sobre las mejoras que podría traer la incorporación de un inerter.

3.3.3)

Establishing a fully coupled CFD analysis tool for floating offshore wind turbines [11]

En este paper se busca implementar una herramienta de CFD, específicamente el software utilizado es OpenFOAM, que permita modelar de forma detallada la aerodinámica del aerogenerador, la hidrodinámica de la plataforma flotante y el sistema de anclaje, y el acople entre la plataforma flotante y la turbina eólica. Se utiliza la "sliding mesh technique", la cual es de gran ayuda debido a su precisión al simular fluidos con varios marcos de referencia en movimiento, pero su desventaja radica en su alto costo computacional. Para el estudio se consideraron 3 grados de libertad, los que vienen siendo el surge, el pitch y el heave, mientras que los otros 3 grados de libertad (sway, roll and yaw) no fueron considerados. Además se establecieron como condiciones ambientales vientos estacionarios, oleaje regular, además de las aspas del aerogenerador rígidas.

El modelo del FOWT utilizado es el DeepCWind OC4 semi-sumergible, casi idéntico al utilizado en “*CFD Simulation of Semi-Submersible Floating Offshore Wind Turbine under Regular Waves*”.

Los resultados obtenidos arrojaron que efectivamente existen interacciones mutuas entre el aerogenerador y la plataforma flotante, dependiendo en gran medida de las condiciones ambientales (velocidad del viento y oleaje). La plataforma responde en surge y pitch, impulsando a la turbina a interactuar con el viento entrante, lo que lleva a la variación su respectivo empuje y torque. A continuación se presentan las condiciones ambientales para dos casos:

Environmental conditions for the FOWT.

Case #	1	2
Wave Amplitude (m)		3.79
Wave Period (s)		12.1
Wind Speed (m/s)	7.32	11
Rotor Speed (RPM)	4.95	11.89
Rotor Rotation Period (s)	12.1	5.046

Figura 3.2: Parámetros de trabajo del FOWT

Obteniéndose los siguientes resultados, donde se observa que el arrastre de la turbina con el arrastre del FOWT, y el torque de la turbina con el torque del FOWT presentan comportamientos similares

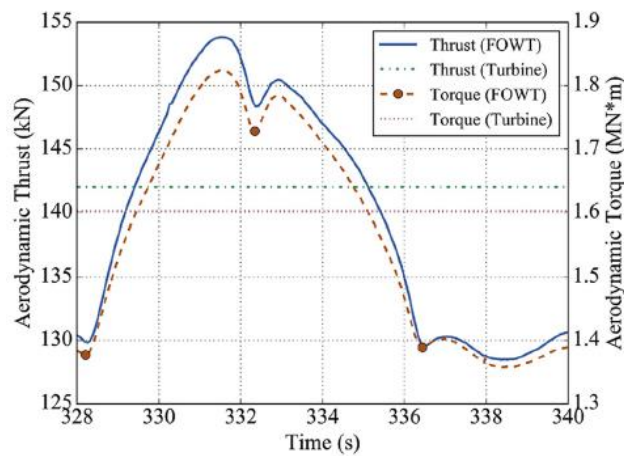


Figura 3.7: Aerodynamic thrust and torque on FOWT for Case #1.

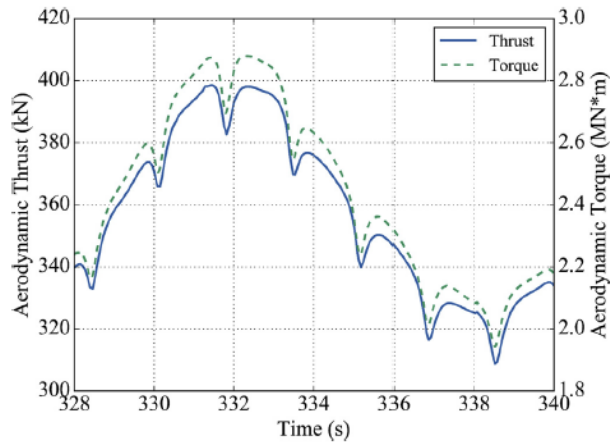


Figura 3.8: Aerodynamic thrust and torque on FOWT for Case #2.

En cuanto a la plataforma, el arrastre presente en la turbina eólica genera un desplazamiento de la plataforma en el movimiento surge. En general, los resultados obtenidos se ajustan a los modelos industriales más simples. Se destaca de este trabajo la obtención de información detallada del campo de flujos, de las cargas aerodinámicas alrededor de las aspas del aerogenerador y de los vórtices generados aguas debajo de la turbina.

3.3.4)

Design and Stability Analysis of an Offshore Floating Multi-Turbine Platform [8]

Se estudia el desempeño de una plataforma flotante para múltiples turbinas. Este tipo de plataformas flotantes trae las ventajas de ser más estable, lo que implica la posibilidad de utilizar turbinas de mayor tamaño y capacidad que en las plataformas para una sola turbina. Además, el sistema de anclaje y amarre se ve simplificado, ya que es uno para toda la estructura y no uno por cada turbina.

El estudio presenta y compara 3 métodos para el análisis de los efectos de estela que provoca una turbina sobre las demás. Estos métodos son el *Jensen wake model*, *Larsen wake model*, donde sus resultados son comparados con las ecuaciones RANS con modelo de turbulencia k-w para simulaciones CFD en ANSYS FLuent. Estos denominados *wake*

models son utilizados para calcular la expansión del aire luego de “atravesar” el rotor de la turbina, además de obtener su perfil de velocidad.

El diseño de la plataforma está hecho con el objetivo de minimizar los efectos de estela:

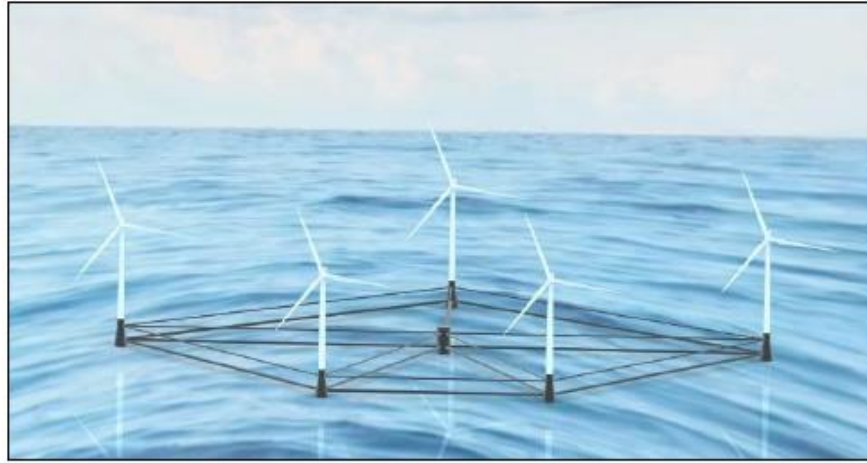


Figura 3.9: Plataforma flotante multi-turbina

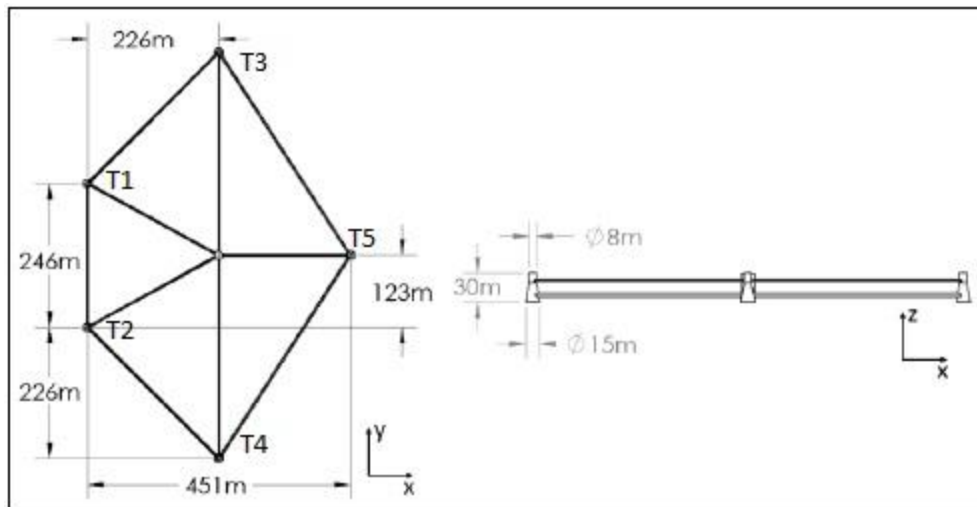


Figura 3.10: Configuración de la plataforma

Observando la figura 3.11, la dirección del viento es de izquierda a derecha, encontrándose en primer lugar con las turbinas T1 y T2, luego con T3 y T4 y finalmente con T5. A continuación se presenta el perfil de velocidad obtenido para la T5 utilizando los 3 métodos antes mencionados. T5 se ve afectada por las estelas producidas por T1 y T2, ya que T3 y T4 no generan estelas que interfieran con T5.

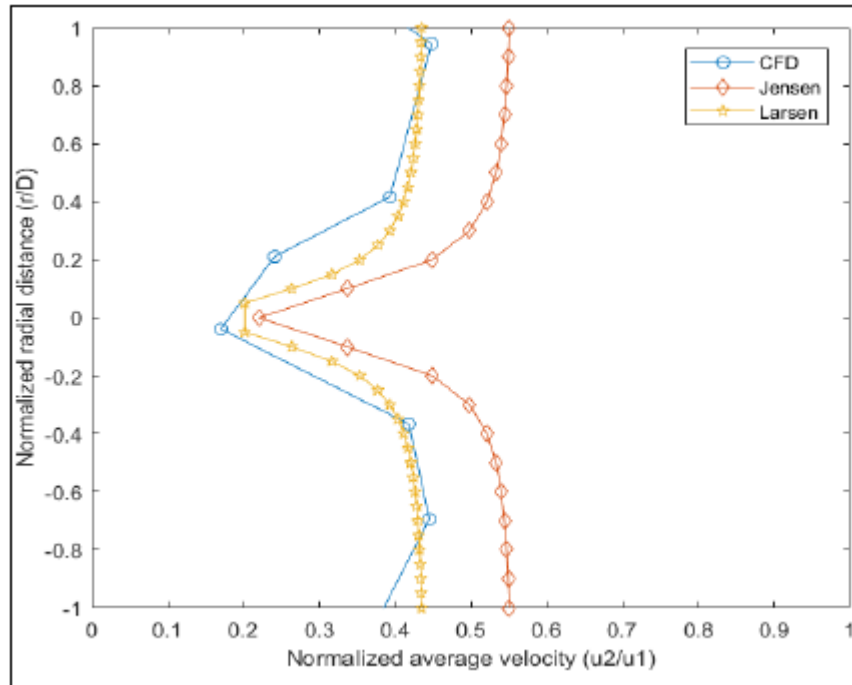


Figura 3.11: Perfil de velocidad de la T5

Como se puede observar, el método *Larsen wake model* genera un perfil de velocidad que se acopla correctamente al obtenido mediante CFD, mientras que el *Jensen wake model* entrega resultados demasiado alejados, lo que ocurre por el hecho de no considerar los efectos de turbulencia.

3.4 Patentes

3.4.1)

Título: Plataforma flotante de auto alineación al viento, que soporta múltiples turbinas eólicas y solares para la generación de energía eólica y solar y método de construcción del mismo. [12]

Nº correlativo: ES2772950

Autor: Wong, Carlos

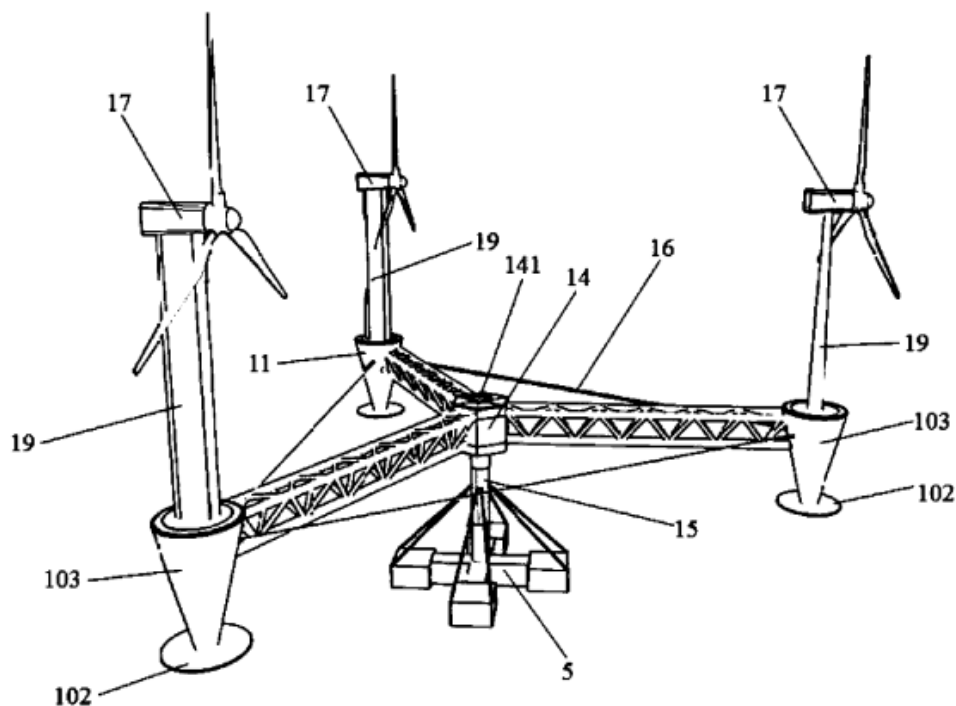


Figura 3.12: Plataforma flotante autoalineable de múltiples turbinas

Se tienen dos configuraciones posibles para un triángulo (visto desde arriba), donde la de la imagen 16 es una configuración de estrella, en la que una viga conecta cada flotador con el centro geométrico de la unidad, mientras que los flotadores se encuentran unidos entre sí por cables de acero. La otra configuración es el de tipo triángulo, donde las vigas conectan cada flotador con el otro adyacente, mientras que vigas cortas conectan los flotadores con el centro de masa.

Para la orientación de las turbinas, se establece que habrá una turbina en la fila delantera y 2 turbinas en la fila trasera, ambas con una potencia nominal mayor que la turbina delantera, esto con el objetivo que las cargas de viento resultantes de las turbinas actúen cerca de ambas turbinas y lejos del centro geométrico de la unidad. Debido a esta excentricidad que se genera entre el centro geométrico y el punto de aplicación de las cargas produce un "momento de viraje" sobre el eje de rotación, para girar la plataforma flotante hasta que la carga de viento resultante pase simultáneamente a través del centro de geometría y el eje de giro. La aplicación de las cargas lejos del centro geométrico más las diferencias de tamaños de las turbinas y las geometrías de las torres mejoran el mecanismo de auto alineación

El eje de giro o rotación es un eje rígido, con una estructura cilíndrica fijada al lecho marino y pasa a través de un anillo de impacto en el nodo central.

3.4.2)

Título: Semi-Submerged multiple wind turbine system. [13]

Nº correlativo: WO02/073032

Autor: Henriksen, Stephan

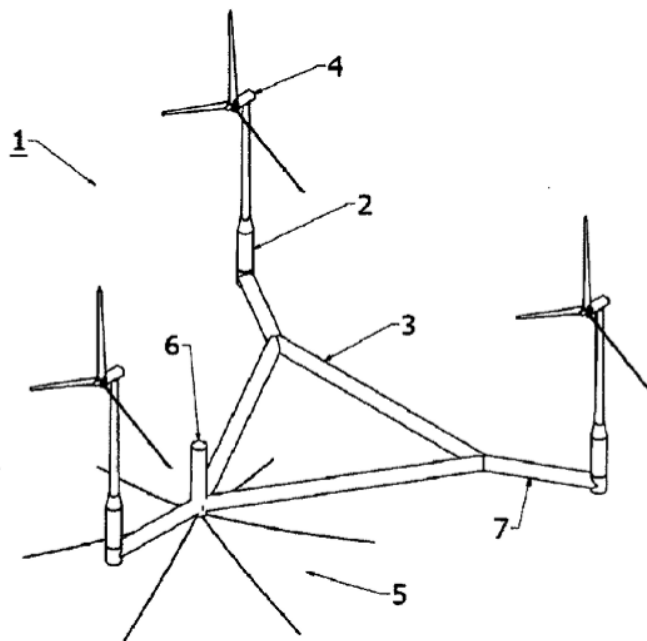


Figura 3.13: Semi-submerged multiple wind-turbine system

Descripción: Sistema de tres turbinas semi-sumergidas para la producción de energía con vientos en mar profundo, lo que implica que es un sistema flotante que mantiene una posición fija en el mar. Cuenta con tres soportes verticales orientables en cada esquina del triángulo, cada uno adaptado para soportar su respectiva turbina eólica y al menos dos pontones horizontales sumergidos. El invento incrementa significativamente la factibilidad técnica y económica de sistemas con múltiples turbinas reduciendo y/o controlando las cargas y fuerzas sobre y dentro del sistema. Esto se logra mediante ciertos medios de control del sistema en los que la distribución de la flotabilidad y los pesos son de especial beneficio para el sistema.

Capítulo 4: Marco Teórico

4.1 Capa Límite Atmosférica

Como es sabido, la tierra se calienta de forma no uniforme debido a la radiación solar, efectos que son traspasados a las masas de aire más cercanas a la tierra por transferencia de calor, lo que conlleva que se generen masas de aire calientes (zonas de baja presión) y masas de aire frías (zonas de alta presión). Los vientos se generan por estas diferencias de presión en la atmósfera, ya que las masas de aire se mueven desde zonas de alta presión a zonas de baja presión, donde las corrientes de viento predominantes (a gran escala) son en el plano horizontal, debido a gradientes de presión horizontales. Existen distintas fuerzas a gran escala que afectan y provocan la mezcla de distintas masas de aire de la atmósfera, como los ya nombrados gradientes de presión, además de fuerzas gravitatorias, la inercia del aire, la rotación de la tierra o la fricción con la superficie de la tierra [14].

La Capa Límite Atmosférica (CLA), que se encuentra dentro de la Tropósfera, es la parte más cercana de la atmósfera a la tierra, es decir, la zona más baja, donde además se concentra la mayor cantidad de masa de la atmósfera. Esta zona es denominada como CLA debido a que es la parte de la tropósfera que se encuentra directamente influenciada por la presencia de la superficie terrestre. La altura de la CLA depende de múltiples factores, siendo los más importantes la velocidad de los vientos, el calentamiento del suelo y la rugosidad de la superficie, obteniéndose una altura máxima promedio de 3000[m]. Es en la CLA donde ocurren los principales fenómenos de interés para este trabajo, donde se considera que el

flujo es completamente turbulento. El efecto de la fricción superficial, el calentamiento del suelo y la evaporación se transmite a toda la CLA de forma rápida y eficiente como consecuencia del mecanismo de mezcla turbulenta. [15]

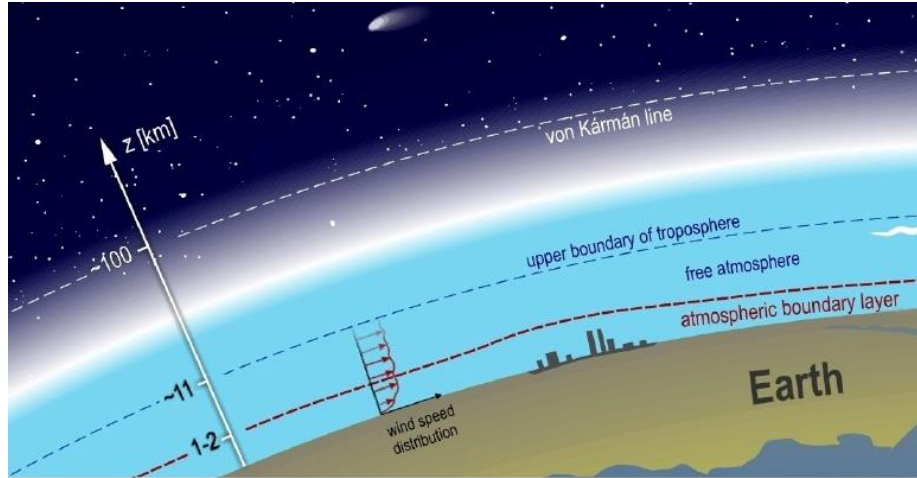


Figura 4.1: Diferentes capas de la atmósfera terrestre

Las ecuaciones que gobiernan dentro de la capa límite atmosférica son las ecuaciones de Navier-Stokes, las cuales en forma vectorial (en los 3 ejes coordenados) se ven de la siguiente forma:

$$\frac{\partial \vec{V}}{\partial t} + (\vec{V} \cdot \nabla) \vec{V} = -\frac{\nabla \vec{P}}{\rho} + \vec{g} + \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 \vec{V} \quad (4.1)$$

Donde:

$$\vec{V} = (u, v, w, t) \quad (4.2)$$

$$\vec{g} = (f_x, f_y, g) \quad (4.3)$$

Con f describiendo la influencia de la rotación de la tierra (efecto Coriolis). La ecuación (4.1) no tiene solución determinista, por lo que se recurre a la estadística para separar la velocidad total en una velocidad media $\bar{u}$ más fluctuaciones u' :

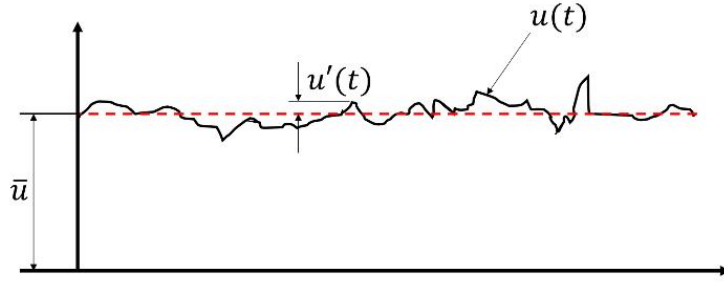


Figura 4.2: Velocidad U , promedio y fluctuaciones

Por lo que aplicando promedio a la ecuación (4.1) se obtiene la Ecuación Promediada de Reynolds (RANS), y usando la notación $\vec{V} = (u, v, w) = (u_1, u_2, u_3) = u_i$, y $\vec{X} = (x, y, z) = (X_1, X_2, X_3) = X_i$ se llega a:

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \bar{V}_i \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial X_j} + \frac{\partial \overline{u'_i u'_j}}{\partial X_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{P}}{\partial X_i} + \frac{\mu}{\rho} \frac{\partial}{\partial X_j} \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial X_j} + g_i \quad (4.4)$$

El término $\overline{u'_i u'_j}$ se conoce como Tensor de esfuerzos de Reynolds. i, j pueden tomar los valores 1, 2 y 3, por lo que el tensor tiene 9 posibles valores. Es este término el que produce la gran parte de las complicaciones del estudio de la turbulencia.

4.1.1) Parámetros de la Capa Límite Atmosférica (CLA)

- Rapidez vs altura: Teóricamente, la velocidad horizontal del viento es cero en la superficie de contacto con la tierra y aumenta con la altura mientras se está dentro de la CLA. A este perfil de velocidad dependiente de la altura se le denomina *perfil vertical del viento*. Esta dependencia es bastante ventajosa en el campo de la energía eólica, ya que determina la productividad de una turbina a cierta altura y puede influir de manera importante en la vida útil del aerogenerador [14]. Existen 2 modelos/leyes para modelar el perfil vertical del viento, el *Logarithmic Profile* y el *Power Law Profile* (ley de potencia), siendo este último más simple que el primero, aunque ambos cuentan con incertezas debido a la turbulencia del flujo.

Power Law Profile: describe el perfil vertical del viento de la siguiente forma:

$$\frac{U(z)}{U(z_{ref})} = \frac{z}{z_{ref}}^\alpha \quad (4.5)$$

Con u_{ref} y z_{ref} una velocidad y una altura de referencia respectivamente. α es un parámetro que depende de la rugosidad del terreno. Esta puede obtenerse en función de la rugosidad o de la velocidad y altura. Con α en función de la rugosidad de la superficie z_0 :

$$\alpha = 0.096 \log_{10} z_0 + 0.016(\log_{10} z_0)^2 + 0.24 \quad (4.6)$$

Donde $0.001[m] < z_0 < 10[m]$

Mientras que con α en función de la velocidad y la altura se tiene la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln U_{ref}}{1 - 0.088 \ln \frac{z_{ref}}{10}} \quad (4.7)$$

Logarithmic profile (Ley logarítmica):

$$\bar{u}(z) = \frac{u^*}{k} \ln(z/z_0) \quad (4.8)$$

Con u^* escala de velocidad de fricción, k constante de proporcionalidad de Von Karman, z la altura sobre la superficie y z_0 longitud de rugosidad o longitud aerodinámica del terreno.

Ahora, para el caso del perfil de viento sobre el mar profundo, se tiene el problema de que la rugosidad superficial del mar es bastante complicada de estimar. La propuesta más usada para obtener esta rugosidad es la dada por la Relación de Charnock:

$$z_o = C_h \frac{u_*^2}{g} \quad (4.9)$$

Donde C_h es una variable asumida generalmente constante, siendo los valores usados más típicos 0.014, 0.018 y 0.035 [16]

- Densidad y Presión: La densidad del aire se puede obtener aplicando la Ley de Gases Ideales, donde esta depende de la Temperatura y la Presión, variables que a su vez dependen de la altura. Se tiene que la densidad es:

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (4.10)$$

Y la presión viene dada por:

$$P(z) = 101.29 - 0.01184 \cdot z + 4.793 \cdot 10^{-7} \cdot z^2 \quad (4.11)$$

- Turbulencia: Un flujo turbulento, es decir, un flujo con un alto R_e es un flujo descrito como caótico, desordenado, y complejo de estudiar. Como se menciona anteriormente, un flujo turbulento normalmente es descompuesto en un flujo promedio $\bar{U}$ más fluctuaciones aleatorias sobrepuestas U' . Estas fluctuaciones mejoran la capacidad de mezcla, difusión y disipación de un flujo, ya que existe una mayor convección. [17]

Dicho lo anterior, una medida de la turbulencia es la Intensidad de Turbulencia (IT), definida como la razón entre la desviación estándar del fluido σ_U y su velocidad promedio:

$$IT = \frac{\sigma_U}{\bar{U}} \quad (4.12)$$

Normalmente $0.1 < IT < 0.4$

- Estabilidad: La estabilidad o estratificación térmica de la CLA se puede definir como la tendencia a oponerse a movimientos verticales y/o suprimir la turbulencia existente [14]. Este parámetro es importante para los gradientes de velocidad cercanos al suelo y está determinado por la distribución vertical de la temperatura, indicando si la estratificación térmica es estable, inestable o neutral

4.2 Aerodinámica

Para la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica, los aerogeneradores usan sus aspas para generar el movimiento circular de su rotor. El diseño de las aspas es el de perfiles alares, donde a continuación se ilustran las partes más importantes de estos:

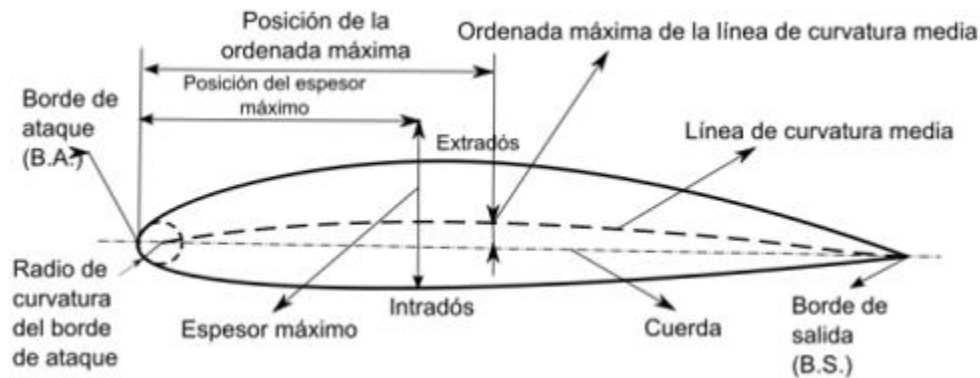


Figura 4.3: Partes de un perfil alar

Al incidir un flujo de aire en un ángulo α sobre el perfil alar, se genera una fuerza de arrastre o Drag sobre el perfil en la misma dirección del flujo. Esta fuerza se debe, en primer lugar, a las fuerzas de fricción entre el perfil y el aire debido a la viscosidad, y, en segundo lugar, debido a la presión ejercida por el flujo de aire sobre el borde de ataque.

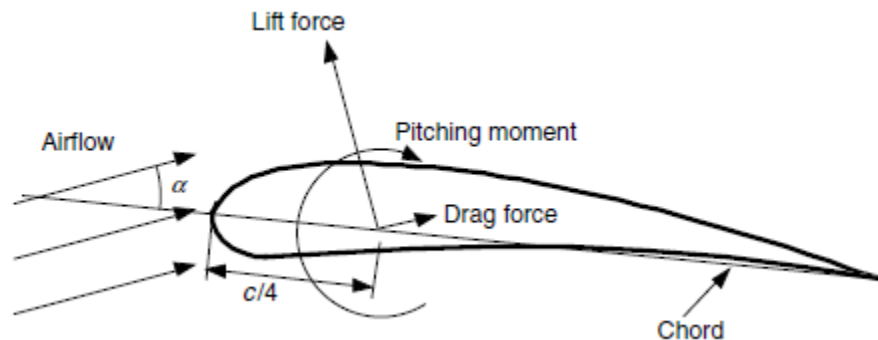


Figura 4.4: Fuerzas sobre un perfil alar

Por otro lado, como se puede observar, el perfil posee una superficie de mayor curvatura (intradós) y una de menor curvatura (extradós). Al fluir el aire por la superficie extradós, las líneas de flujo se ven comprimidas debido a la reducción del área disponible para fluir, lo que lleva a un aumento de la velocidad del fluido, lo que a su vez conlleva a una disminución

en la presión promedio de esta zona. En cambio, al fluir el aire por el intradós, no existe una reducción significativa del área disponible para fluir, por lo que la presión promedio sobre esta superficie es mayor que en la superficie superior. Es gracias a esta diferencia de presión entre ambas superficies que se genera la denominada Fuerza de Sustentación o Lift, la que posee dirección perpendicular al flujo de aire.

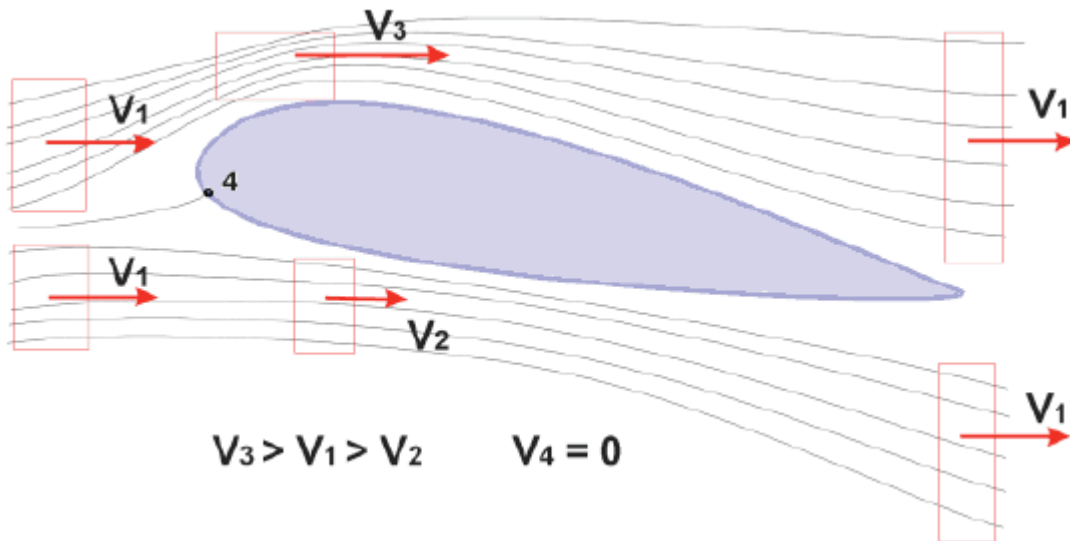


Figura 4.5: Líneas de flujo alrededor de un perfil alar

Por último, el perfil alar experimenta un par de torsión llamado *pitching moment*, el cual se debe a las fuerzas aerodinámicas (Lift y Drag) y su propio peso. Como se observa en la imagen 21, ambas fuerzas y el par de torsión actúan en la cuerda C a una distancia de $C/4$ desde el borde de ataque.

La caracterización y diseño aerodinámico de un perfil alar está definido principalmente por los siguientes coeficientes:

Coefficiente de sustentación:

$$C_l = \frac{L/l}{\frac{1}{2}\rho c U^2} \quad (4.13)$$

Coefficiente de arrastre:

$$C_d = \frac{D/l}{\frac{1}{2}\rho c U^2} \quad (4.14)$$

Coeficiente de *pitching moment*:

$$C_m = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho cAU^2} \quad (4.15)$$

4.2.1) Cargas sobre una turbina eólica

Las cargas que afectan a las turbinas eólicas pueden clasificarse en 5 tipos:

- Cargas constantes: Este tipo de cargas tienen la característica que son constantes en un periodo de tiempo relativamente amplio. Pueden ser tanto de tipo estáticas o rotatorias
- Cargas cíclicas: Varían de forma periódica, sinusoidal. La amplitud de las cargas máximas y mínimas varían con una frecuencia fija. Para los casos de turbinas eólicas están asociados principalmente a la rotación del rotor
- Cargas transientes: Cargas que aparecen en respuesta a algún acontecimiento externo al funcionamiento normal de la turbina, son de relativa corta duración, pero con altos peaks de magnitud. Algunos casos son la puesta en marcha, aplicación de un freno, apagado o apagado de emergencia.
- Cargas estocásticas: Cargas que varían en el tiempo, como las cíclicas o transientes, con la diferencia que en este caso las cargas varían de una manera más al azar. Un ejemplo de esto son las cargas que se deben a la turbulencia del viento [14]
- Cargas inducidas por resonancia: Son un tipo especial de carga cíclica, se presenta cuando alguna parte de la estructura es de alguna forma excitada en una de sus frecuencias naturales

Estas cargas pueden ser fuerzas o momentos que afectan a la turbina. Los orígenes de estas cargas pueden deberse a varias fuentes, donde algunas son aerodinámicas, por la gravedad, interacciones dinámicas o por control mecánico. Los efectos de estas cargas son importantes para 2 puntos: Fatiga y Esfuerzo último

4.2.2) Potencia disponible

Se tiene que la energía cinética de un fluido con velocidad media U y masa m , que atraviesa una sección transversal de área A está dada por:

$$Ec = \frac{1}{2} m \cdot U^2 / \frac{d}{dt} \quad (4.16)$$

Derivando respecto al tiempo se obtiene:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} \cdot U^2 \quad (4.17)$$

Donde, por conservación de masa:

$$\frac{dm}{dt} = \rho \cdot U \cdot A \quad (4.18)$$

Reemplazando (18) en (17) se obtiene que la potencia disponible del fluido es:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot U^3 \quad (4.19)$$

Sin embargo, solo se puede obtener un máximo del 45% de la energía disponible con las turbinas eólicas horizontales actuales

4.2.3) Efecto estela

El fenómeno que recibe este nombre es el que ocurre detrás de los rotores de las turbinas eólicas. Al incidir el viento sobre el aerogenerador, las palas del aerogenerador transforman una parte de la de energía cinética del viento en energía mecánica rotacional. Esta pérdida de energía del viento se ve reflejada una estela tras la turbina, la que sufre un aumento de presión y de la turbulencia. La estela es de un diámetro levemente mayor al del aerogenerador y una velocidad menor del viento.

Es importante el estudio de este fenómeno debido a que la estela de una turbina puede afectar el rendimiento de otra turbina detrás, ya que la calidad de la energía del aire será menor. Es por esto que se debe tomar en consideración el efecto estela, ya que permite optimizar el diseño de parques eólicos y así maximizar el rendimiento del parque.

Normalmente las turbinas eólicas en parques están separadas entre sí por distancias múltiplos del diámetro de rotor de los aerogeneradores



Figura 4.6: Efecto estela en parque eólico Horns Rev (mar del norte)

4.3 Oleaje

Oleaje hace referencia a la sucesión continua de olas en la superficie del océano, mientras que las olas son movimientos oscilatorios u ondas en la superficie del mar. Estas ocurren principalmente por la fricción entre la superficie marina, las corrientes de aire y fuerzas gravitatorias que tienden a “restituir” el nivel del agua, aunque también pueden ser originadas por otros fenómenos naturales, como las mareas, terremotos/maremotos o alguna estructura flotante en movimiento.

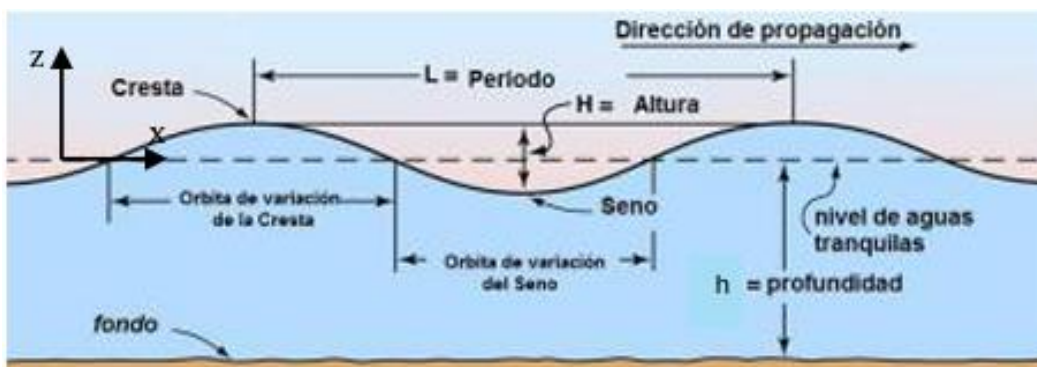


Figura 4.7: Ola representada como onda regular

Como se mencionó, las olas son ondas desplazándose por la superficie marina. A continuación, se presentan sus parámetros más relevantes:

- Cresta: Punto más alto de la onda.
- Seno o Valle: Punto más bajo de la onda.
- Amplitud (A): Distancia entre el nivel de mar en reposo el valle o cresta.
- Altura (H): Distancia entre valle y cresta. Equivale al doble de la amplitud
- Longitud de onda (L): Distancia entre 2 puntos consecutivos.
- Profundidad (h): Distancia entre el nivel de mar en reposo y el fondo marino.
- Periodo (T): Intervalo de tiempo entre dos crestas o valles consecutivos. Inverso de la frecuencia.
- Frecuencia (f): Número de oscilaciones por unidad de tiempo. Inversa del periodo.
- Celeridad (c): Velocidad de propagación de la onda. Se obtiene mediante la relación $c = L/T$

4.3.1) Teoría lineal de olas o Airy Model

Teoría aplicada a oleajes de aguas profundas, basada en una serie de supuestos que, aunque no se replican exactamente en la realidad, permiten caracterizar el campo cinemático (desplazamientos, velocidades y aceleraciones) y dinámico (presión) mediante expresiones analíticas que simplifican su uso [18].

Al igual que para la Capa Límite Atmosférica, las ecuaciones que gobiernan la Teoría lineal de olas son las ecuaciones de Navier-Stokes y la Conservación de la Masa:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho V) = 0 \quad (4.20)$$

$$\frac{Dm}{Dt} = 0 \quad (4.21)$$

Los supuestos de esta teoría lineal de olas son:

- Flujo irrotacional:

$$\nabla \times V = 0 \quad (4.22)$$

- Flujo incompresible:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad (4.23)$$

- Efecto Coriolis despreciado
- Tensión superficial despreciada
- Amplitud de las ondas (olas) es "pequeña" en comparación con la longitud de onda (flujo bidimensional)
- La viscosidad del fluido es despreciable

Debido a la condición de flujo irrotacional, existe una función potencial ϕ tal que:

$$V = \nabla \phi$$

$$\nabla V = \nabla^2 \phi = 0 \quad (4.24)$$

Se llega a la ecuación de Laplace:

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} = 0 \quad (4.25)$$

Una de las soluciones para el flujo potencial ϕ es la de una onda propagándose en el sentido positivo del eje x:

$$\phi(x, z, t) = -\frac{A \cdot g \cdot \cosh(k_\omega(h+z))}{\omega \cdot \cosh(k_\omega h)} \sin(k_\omega x - \omega t) \quad (4.26)$$

Con A la amplitud de la onda, ω la frecuencia angular, k_ω el número de onda y L longitud de onda, donde esta puede ser obtenida mediante:

$$L = \frac{g \cdot T^2}{2\pi} \tanh \frac{2\pi d}{L} \quad (4.27)$$

Para varias situaciones, L puede ser obtenido mediante:

$$L = \frac{gT^2}{2\pi} \sqrt{\tanh\left(\frac{4\pi^2 h}{T^2 g}\right)} \quad (4.28)$$

Con T el periodo de la ola

La velocidad de la ola, denominada celeridad c, viene dada por:

$$c = L/T \quad (4.29)$$

4.3.2) Equilibrio de un cuerpo flotante

Un cuerpo que se encuentra completa o parcialmente sumergido se ve afectado por 2 tipos de fuerzas, de flotabilidad y de los pesos de la estructura. Para una condición estática estas fuerzas son de igual magnitud y sentido contrario, aunque debido al movimiento del agua el cuerpo puede variar su flotabilidad momentáneamente debido a las condiciones dinámicas del mar. Un cuerpo semisumergido es considerado estable si es capaz de recuperar su posición de equilibrio ante cargas externas.

A continuación, se presentan conceptos para comprender la estabilidad de cuerpos en el mar:

Centro de flotabilidad o Boyantez (B): Punto de aplicación de la resultante de las fuerzas de empuje o de flotación a las que se ve sometido la parte sumergida del cuerpo, la ubicación de este punto es el baricentro de la parte sumergida. Este punto puede variar su posición por cambios del volumen sumergido, debido a movimientos de la estructura.

Centro de gravedad (G): Es el punto de aplicación de la resultante de todos los pesos de la estructura. Si el cuerpo es homogéneo, el centro de gravedad se encuentra en el centro geométrico del cuerpo. A diferencia del centro de boyantez, el centro de gravedad se mantiene fijo, sin importar los movimientos de la estructura y las variaciones del volumen sumergido

Metacentro (M): Cuando la estructura flotante escora (se balancea hacia los lados), el centro de flotabilidad B varía su posición a B', como se muestra en la figura 4.7. Para obtener la posición del metacentro, se traza una línea vertical que pasa por el nuevo punto de flotación B' (línea de acción de la fuerza de boyantez B'G), y se intersecta con la línea de acción de

la fuerza de boyantez original BG. La intersección de estas dos rectas es el metacentro, y la distancia entre el centro de gravedad y el metacentro es denominada como Altura Metacéntrica.

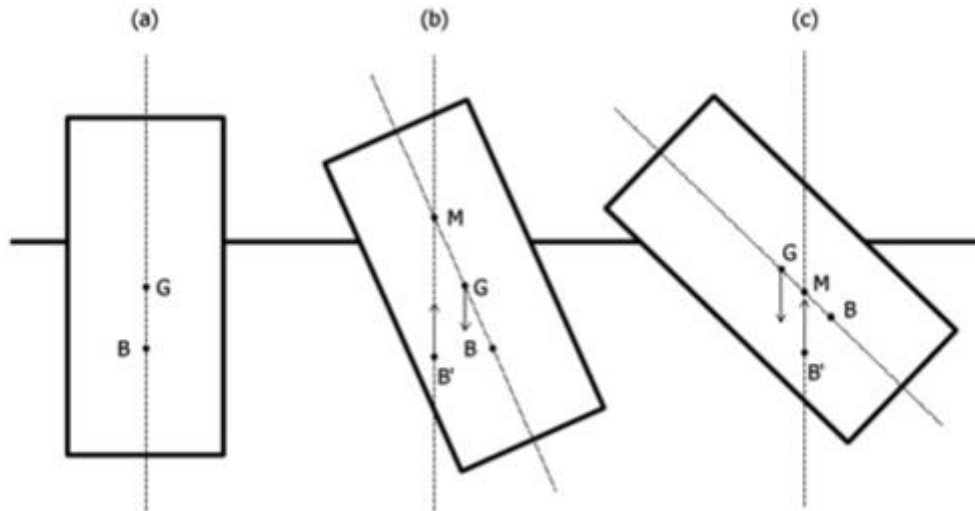


Figura 4.8: Diferentes posiciones del metacentro

El metacentro es un indicador de la estabilidad de la estructura. Para el caso (a) el centro de gravedad y de flotación se encuentran alineados verticalmente, por lo que la altura metacéntrica es cero, situación denominada Equilibrio Indiferente, donde la estructura se mantendrá en equilibrio sin importar las perturbaciones externas. Para el caso (b) el metacentro se encuentra por encima del centro de gravedad, y las fuerzas de peso y flotación generan un momento o par que tiende a devolver a la estructura a la posición inicial, denominado par o momento restaurador. La estructura se encuentra en equilibrio estable. Para el caso (c) el metacentro se encuentra bajo el centro de gravedad, por lo que se genera un par que tiende a volcar la estructura, denominado par o momento volcador, lo que se define como equilibrio inestable.

Brazo Adrizante

Así como el metacentro, el brazo adrizante también es un parámetro importante para determinar la estabilidad de cuerpos sumergidos y semisumergidos, ya que permite calcular el momento restaurador M_r . Cuando el cuerpo es perturbado e inclinado un ángulo θ , en el

instante en que la carga externa desaparece, el brazo adrizante es definido como la distancia entre la línea de acción de la fuerza peso y la línea de acción de la fuerza de boyantez. Observando la figura 4.8, el brazo adrizante vendría siendo la recta $\overline{GZ}$.

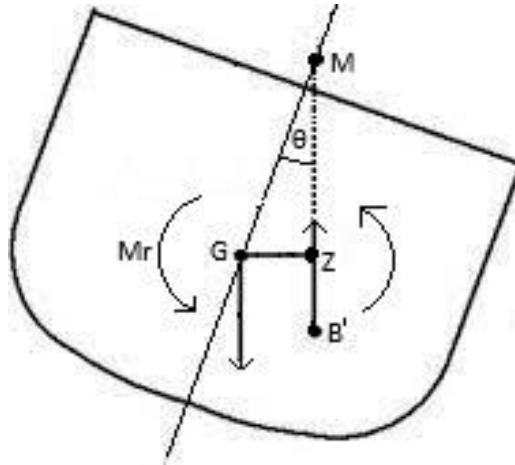


Figura 4.9: Brazo adrizante y momento restaurador

De la figura se obtiene que el brazo adrizante viene dado por la altura metacéntrica $\overline{GM}$ y el ángulo de inclinación de la estructura:

$$\overline{GZ} = \overline{GM} \cdot \sin \theta \quad (4.30)$$

Mientras que el momento restaurador M_r es el producto entre el peso (o la fuerza de boyantez) y el brazo adrizante. Entre mayor sea la magnitud del brazo adrizante, mayor será la estabilidad del cuerpo.

4.3.3) Movimiento de un cuerpo en el mar

Los movimientos de un cuerpo flotante en el mar son 6, 3 de traslación y 3 de rotación, por lo que cuentan con 6 grados de libertad.

Movimientos de traslación:

- Heave: Movimiento oscilante de arriba a abajo, paralelo al eje vertical de traslación.
- Surge: Movimiento oscilante de adelante hacia atrás, paralelo al eje longitudinal de traslación.

- Sway: Movimiento oscilante de izquierda a derecha, paralelo al eje transversal de traslación.

Movimientos de rotación:

- Pitch: Movimiento de rotación sobre el eje transversal.
- Roll: Movimiento de rotación sobre el longitudinal.
- Yaw: Movimiento de rotación sobre el eje vertical.

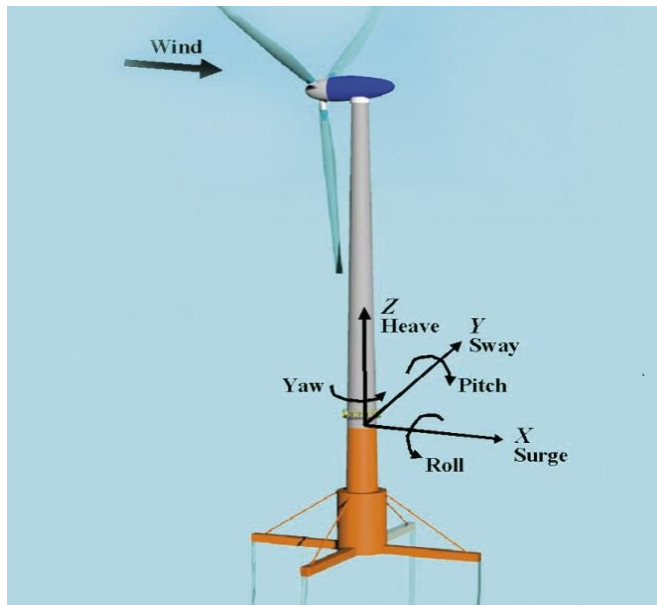


Figura 4.10: 6 tipos de movimiento de una turbina eólica marina flotante

Capítulo 5: Metodología

5.1 General

El objetivo del presente trabajo es un primer acercamiento al estudio de la estabilidad de turbinas eólicas sobre plataformas flotantes en aguas intermedias en mar de Chile, bajo la condición de oleaje regular. Para el análisis se utilizarán 2 diseños de plataformas sometidos a 3 estados de mar. El primer diseño es de base triangular y 3 turbinas eólicas y el segundo de base pentagonal y 4 turbinas eólicas, y cada diseño será simulado con un calado distinto. En este trabajo no fue considerada la parte aerodinámica del problema, ya que es un primer acercamiento para estudiarla estabilidad de los diseños respecto al oleaje.

Este estudio va de la mano con el trabajo “Diseño, prueba y prototipo experimental de un sistema flotante de macroestructura semi-sumergida con múltiples turbinas eólicas” el cual analiza el desempeño de estas plataformas mediante prototipos escalados 1:50 en un canal de olas ubicado en la Universidad de Valparaíso. Es debido a las limitaciones geométricas que presenta el canal de olas que se definen las dimensiones tanto de las plataformas como del oleaje para que sean acorde a los requerimientos del canal.

5.2 Particular

Se definen los parámetros más importantes que deben ser obtenidos mediante la modelación numérica. El software a utilizar es ANSYS, específicamente sus módulos AQWA, los que son Hydrodynamic Diffraction (HD) e Hydrodynamic Response (HR), en los cuales se simulan las interacciones entre las plataformas y los distintos estados de mar.

Los resultados que deben obtenerse corresponden a los siguientes:

- Comparación de posición de las estructuras y oleaje vs tiempo
- Máximo ángulo de inclinación de cada estructura
- Brazo adrizante vs máximo ángulo de inclinación
- Momento restaurador vs brazo adrizante

5.3 Parámetros de entrada

Corresponden a los parámetros que deben ser ingresados en ANSYS AQWA para la posterior modelación de las plataformas flotantes. Estos corresponden, por un lado, a los datos del sector (oleaje, profundidad, etc.) donde serán simuladas las estructuras, y, por otro lado, los datos geométricos de ambas plataformas.

La elección de las variables se basa en los factores que aporta cada una para comprender y evaluar la estabilidad de las plataformas. Las variables que se estudiarán son 3, que son el diseño de cada plataforma, el calado y el estado de mar (determinado por altura y periodo). Con estos parámetros se busca determinar la influencia en la respuesta hidrodinámica de las estructuras y en como afectan a la estabilidad. Se eligieron la altura y el periodo, (parámetros del oleaje) y el diseño y calado para poder comparar o hacer un cruce entre variables de oleaje, y dos variables de la plataforma, que está interactuando con ese oleaje.

Se busca responder la pregunta ¿Es o no es estable? ¿Qué pasa si modificamos estas variables, que pasa respecto a su estabilidad en tal o cual tipo de oleaje, calado y/o diseño?

5.3.1 Ubicación y oleaje

El sector donde estará ubicada la plataforma semisumergible es en Punta Galera en la Región de los Ríos. Los datos de oleaje de este sector fueron obtenidos mediante el estudio Potencia local larga data, cuyos datos fueron medidos mediante el uso de un ACDP (Perfiladores de Corriente Acústicos Doppler) fondeado a 140[m] al suroeste de Punta Galera y 450[m] al sur del Faro Punta Galera, a una profundidad aproximada de 20[m].

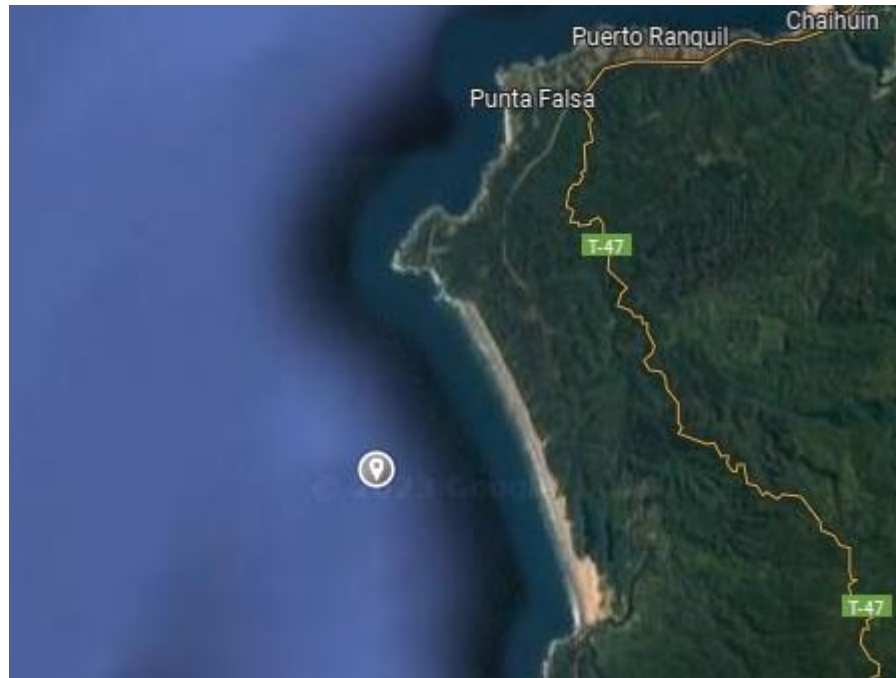


Figura 5.1: Ubicación de zona de estudio. Google Maps

La data estadística en el trabajo original fue obtenida por cuatro técnicas de modelado, pero para este trabajo se utilizarán los datos recabados mediante la técnica de modelaje SWAN (Simulating Waves Nearshore). Los datos de oleaje que se utilizarán son los correspondientes a los percentiles 10% y 50%. Además, mediante el Atlas de Oleaje de Chile de la Universidad de Valparaíso, se selecciona un valor adicional de altura significativa de 7[m], y periodo de ola de 10[s], para clima extremo para un periodo de retorno de 5 años, medición realizada en puerto Saavedra a unos 50[km] al norte de Punta Galera.

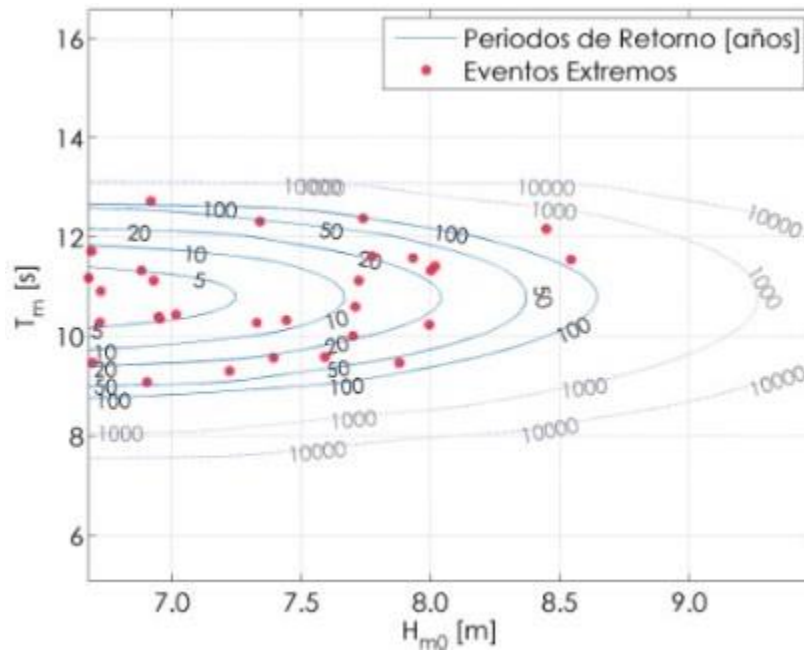


Figura 5.2: Periodo de retorno (clima extremo), Puerto Saavedra

Por lo que, agregando este dato, los estados de mar quedan configurados de la siguiente manera:

Percentil 10 %, Estado de mar E1

- Altura significativa espectral $H_{m0} = 3.9[m]$
- Periodo energético $T_e = 12.7[s]$
- Longitud de onda $L = 163[m]$

Percentil 50 %, Estado de mar E2

- Altura significativa espectral $H_{m0} = 2.5[m]$
- Periodo energético $T_e = 10.9[s]$
- Longitud de onda $L = 135[m]$

Clima extremo, Estado de mar E3

- Altura significativa espectral $H_{m0} = 7[m]$
- Periodo energético $T_e = 10[s]$
- Longitud de onda $L = 121[m]$

Para los 3 estados de mar, la celeridad del oleaje es aproximadamente 12.4[m/s]. Mediante la relación adimensional entre longitud de onda y profundidad de mar L/h , se debe determinar la clasificación de estas aguas:

- Aguas someras: La profundidad es mucho menor en comparación a la longitud de onda. Se debe cumplir que $h < L/20$
- Aguas intermedias: Zona de transición entre aguas profundas y aguas someras. Se debe cumplir que $L/2 > h > L/20$
- Aguas profundas: La profundidad del mar es mayor a la mitad de la longitud de onda $h > L/2$

Evalutando las 3 longitudes de onda de cada estado de mar, los 3 casos corresponden a aguas intermedias, por lo que se selecciona el modelo de oleaje regular de Airy para las simulaciones.

Como se mencionó previamente, la profundidad del mar será de 20 [m] ($Z=-20[m]$), mientras que las dimensiones X (dirección del oleaje) e Y (transversal al oleaje) fueron determinadas para ir acorde a las restricciones del mencionado canal de olas, siendo $X=750[m]$ e $Y=50[m]$.

5.3.2 Diseño de plataformas

Observando en la sección Estado del Arte, las dimensiones de los aerogeneradores y plataformas de múltiples turbinas son de cientos de metros. Es por esto que las primeras estructuras que se tuvieron como objetivo de diseñar son plataformas de base de 330[m] de largo y turbinas de 164[m] de diámetro de rotor. La idea es rápidamente dejada de lado debido a los problemas que implicaría el modelamiento numérico de una estructura de tales dimensiones, lo que lleva consigo demasiada carga computacional, además que para realizar el escalamiento para el canal de olas, las olas que debían generarse eran más pequeñas que el mínimo realizable de 5[cm]. Es por esto que se procede a una reducción de tamaño más acorde con el programa.

Diseño plataforma triangular escala 1:1

La geometría de la plataforma triangular que se definió a simular está basada en las patentes mencionadas en los puntos 1.4.1 y 1.4.2. Está constituida de 3 torres de 15[m] de alto y distancia entre torres de 34[m]. Como se observa en la imagen xx, esta plataforma está compuesta por una base central, la que mediante pontones está conectada a bases de turbina en cada vértice del triángulo. La figura recibe el viento de frente a las dos turbinas delanteras, mientras que la trasera se ubica en medio de las delanteras, para así minimizar el efecto estela de las 2 delanteras. Tanto las bases de turbina, la base central y las torres son huecas, con un espesor de pared de 0.15[m].



Figura 5.3: Plataforma triangular, vista isométrica

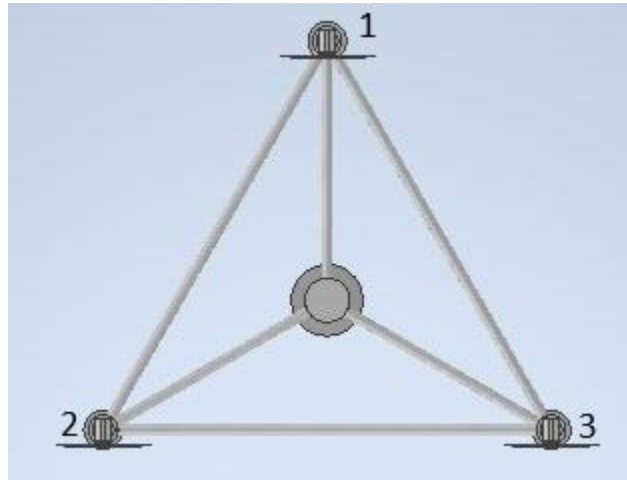


Figura 5.4: Plataforma triangular, vista superior

Componente	Altura [m]	Diámetro [m]
Cilindro central	6	3
Base cilindro central	0.2	4.8
Cilindro de turbina	6	2
Base cilindro de turbina	0.2	2.6
Pontón lateral superior	32.24	0.4
Pontón lateral inferior	32.24	0.7
Pontón central superior	17.28	0.4
Pontón central inferior	17.28	0.7
Torre	15	0.95 y 1.5

Tabla 5.1: Dimensiones plataforma triangular

Diseño plataforma pentagonal escala 1:1

La plataforma pentagonal que se definió a simular está basada en la plataforma estudiada en el paper "Design and Stability Analysis of an Offshore Floating Multi-Turbine Platform". Esta estará constituida de 4 torres de 15[m] de alto y distancia entre torres 3 y 4 de 35.5[m]. El viento se encuentra en primer lugar con las torres 1 y 2, y luego con las torres 3 y 4, con su respectiva separación para minimizar el efecto estela. Al igual que la plataforma triangular, esta plataforma está compuesta por una base central, la que mediante pontones está conectada a las bases de turbina en cada vértice del pentágono, y también, tanto las

bases de turbina, la base central y las torres son huecas, con un espesor de pared de 0.15[m].



Figura 5.5: Plataforma pentagonal, vista isométrica

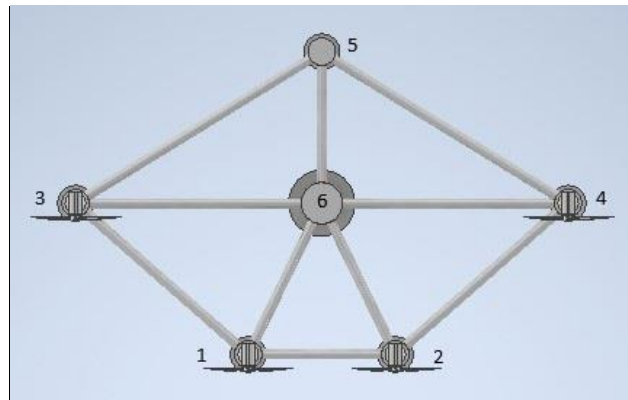


Figura 5.6: Plataforma pentagonal, vista superior

Componente	Altura [m]	Diámetro [m]
Cilindro central	6	3
Base cilindro central	0.2	4.8
Cilindro de turbina	6	2
Base cilindro de turbina	0.2	2.6
Pontón inferior 1-2	8.608	0.73
Pontón superior 1-2	8.608	0.415
Pontón inferior 2-4	14.534	0.73
Pontón superior 2-4	14.534	0.415
Pontón inferior 4-5	18.821	0.73
Pontón superior 4-5	18.821	0.415
Pontón inferior 1-6	9.608	0.73
Pontón superior 1-6	9.608	0.415
Pontón inferior 4-6	15.25	0.73
Pontón superior 4-6	15.25	0.415
Pontón inferior 5-6	8.38	0.73
Pontón superior 5-6	8.38	0.415
Torre	15	0.95 y 1.5

Tabla 5.2: Dimensiones plataforma pentagonal

PLATAFORMA	TRIANGULAR		PENTAGONAL	
Calado	50%	65%	50%	65%
Masa [kg]	114750	140125	143500	177750
I_{xx} [kg·m ²]	1.41E+07	1.72E+07	1.87E+07	2.29E+07
I_{yy} [kg·m ²]	1.41E+07	1.72E+07	1.01E+07	1.22E+07
I_{zz} [kg·m ²]	2.47E+07	3.01E+07	2.13E+07	2.64E+07
Ubicación centro de masa [m]	X = 0	X = 0	X = 0.371	X = 0.371
	Y = 0	Y = 0	Y = 0	Y = 0
	Z = 2.995	Z = 2.055	Z = 3.205	Z = 2.305
Ubicación centro de boyantez [m]	X = 0	X = 0	X = 0.371	X = 0.371
	Y = 0	Y = 0	Y = 0	Y = 0
	Z = -1.505	Z = -1.93	Z = -1.53	Z = -1.965
Volumen sumergido [m ³]	111.95	136.71	140	173.41

Tabla 5.3: Parámetros plataformas triangular y pentagonal

El calado hace referencia a la posición de los cilindros de turbina respecto al nivel del mar. Por ejemplo, un calado del 50% indica que el nivel del mar está ubicado en la mitad de los

cilindros de turbina. En la práctica, la plataforma de calado 65% se encuentra sumergida 0.9[m] más que el diseño con calado del 50% (en ambos diseños). Tanto el centro de masa como el centro de boyantez son medidos desde el nivel del mar ($Z=0$). Además, para las simulaciones, fueron retiradas las aspas, rotor y góndola de ambas plataformas debido a la carga computacional extra que implica el mallado en estas partes, y como el estudio es sobre la interacción estructura-oleaje, esta modificación no afecta en los resultados.

5.3.3 Anclajes

Se deben obtener los parámetros necesarios para modelar los cables que actuarán como anclajes para mantener las estructuras en su posición. En primer lugar, el tipo de cable serán cadenas de la empresa INTERMOOR, específicamente cadenas con contrete, ya que están diseñadas para mejorar la tracción y la resistencia al desgaste, además que al contar con una mayor superficie de contacto con el lecho marino reduce el deslizamiento del cable. Con un diámetro nominal seleccionado de 42[mm], cada eslabón se ve de la siguiente forma:

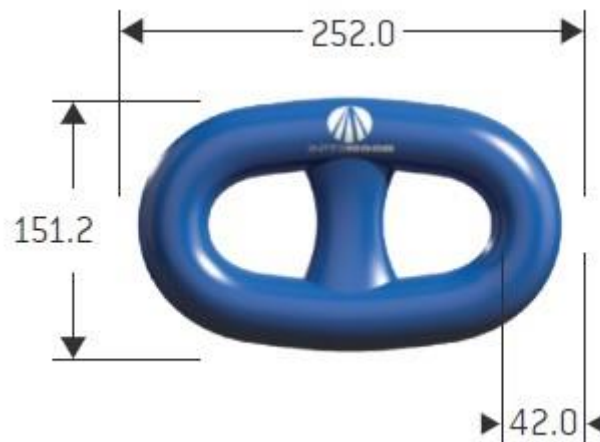


Figura 5.7: Dimensiones cadena con contrete, empresa INTERMOOR

Material: Acero aleado

Masa por unidad de largo: 39[kg/m]

Módulo de Young: $200 \cdot 10^9$ [N/m²]

Rigidez, EA: 550.000.000 [N]

Los anclajes están conectados a la estructura en las bases de los cilindros de turbina, y están anclados al fondo marino a 100[m] de distancia horizontal. La forma de estos será de una catenaria no lineal.

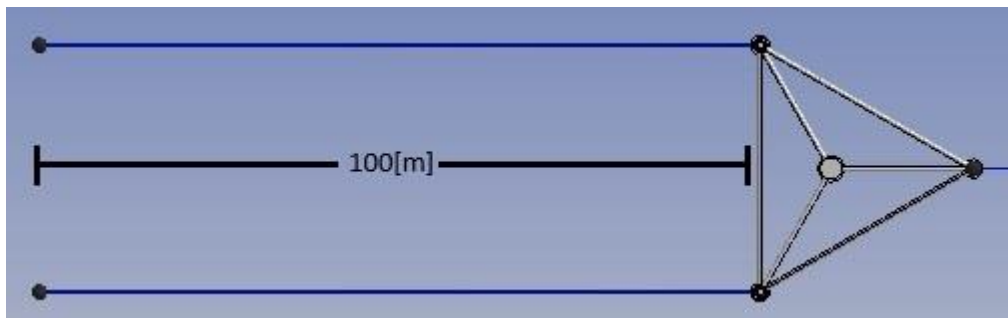


Figura 5.8: Vista superior plataforma triangular anclada

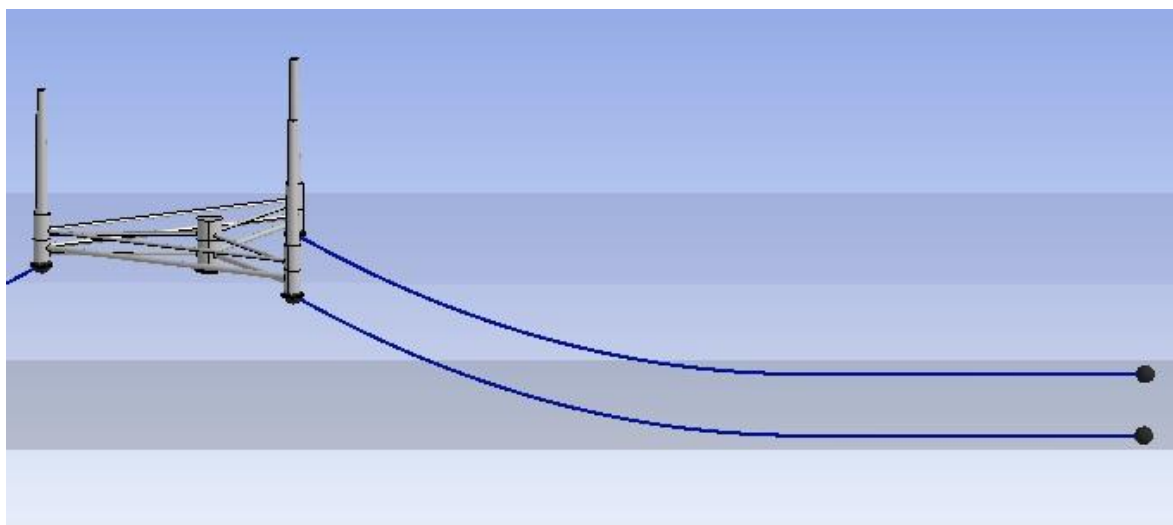


Figura 5.9: Catenarias torres delanteras

Capítulo 6: Resultados y Análisis

Cuando en este trabajo se habla de estabilidad de las plataformas, se consideran 2 tipos de movimientos para definir si un caso es más estable que otro. En primer lugar, el movimiento *heave*, que es el desplazamiento en el eje Z (eje vertical) en respuesta al oleaje, y se determinará si una plataforma es más estable que otra dependiendo de la relación (desplazamiento en Z/ altura oleaje), donde una proporción menor indica un movimiento vertical más controlado y una mayor capacidad para resistir el oleaje y mantener su posición. En segundo lugar, el movimiento *pitch*, que es la rotación o balanceo de la estructura respecto al eje Y (eje transversal a la dirección del oleaje), movimiento que se busca que sea el menor posible, ya que un movimiento excesivo conlleva a ángulos de inclinación mayores y aumenta el riesgo de volcamiento. Además, aunque en este trabajo no se trabaja con los rotores ni viento, el objetivo final de estas plataformas es la generación de energía eólica, por lo que un movimiento pitch excesivo afectaría el rendimiento de los rotores, ya que estos operan en forma óptima cuando se encuentran posicionados de forma vertical al viento.

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones de ambos diseños para los 3 estados de mar descritos en el capítulo 3, en un tramo representativo de 400 segundos de modelación. Quedan fuera de análisis los primeros 100 segundos debido a los efectos de las condiciones iniciales y de la salida del reposo de las estructuras. Todas las simulaciones están sometidas a las mismas condiciones iniciales (amarres, dimensiones del mar, etc.).

En primer lugar, se presentan las gráficas de posición vs tiempo de la estructura y del oleaje. Estas fueron obtenidas mediante el movimiento *heave*, teniendo como punto de referencia la zona superior de las torres delanteras, donde iría ubicada la góndola. Para una mejor exposición de estas gráficas, la curva de posición vs tiempo de la estructura es centrada en la altura 0 para así traslapar ambas curvas y poder comparar de mejor forma. Antes de ser traslapadas, de cada gráfica se obtuvo el promedio tanto de las alturas máximas como de las mínimas, para así obtener el desplazamiento en Z de la estructura y poder comparar con la altura del oleaje.

También se presentan los resultados del movimiento *Pitch*, con los gráficos RY vs tiempo, entregando el ángulo de inclinación de la estructura respecto al eje Y en cada instante,

donde se obtendrá el ángulo de mayor inclinación de la estructura y su respectivo brazo adrizante y momento en ese instante.

Para mayor detalle de cómo fueron realizadas las simulaciones en ANSYS AQWA, revisar Anexo [1].

6.1 Plataforma triangular

6.1.1 Estado de mar E1

Posición [m] vs Tiempo [s] (Movimiento Heave)

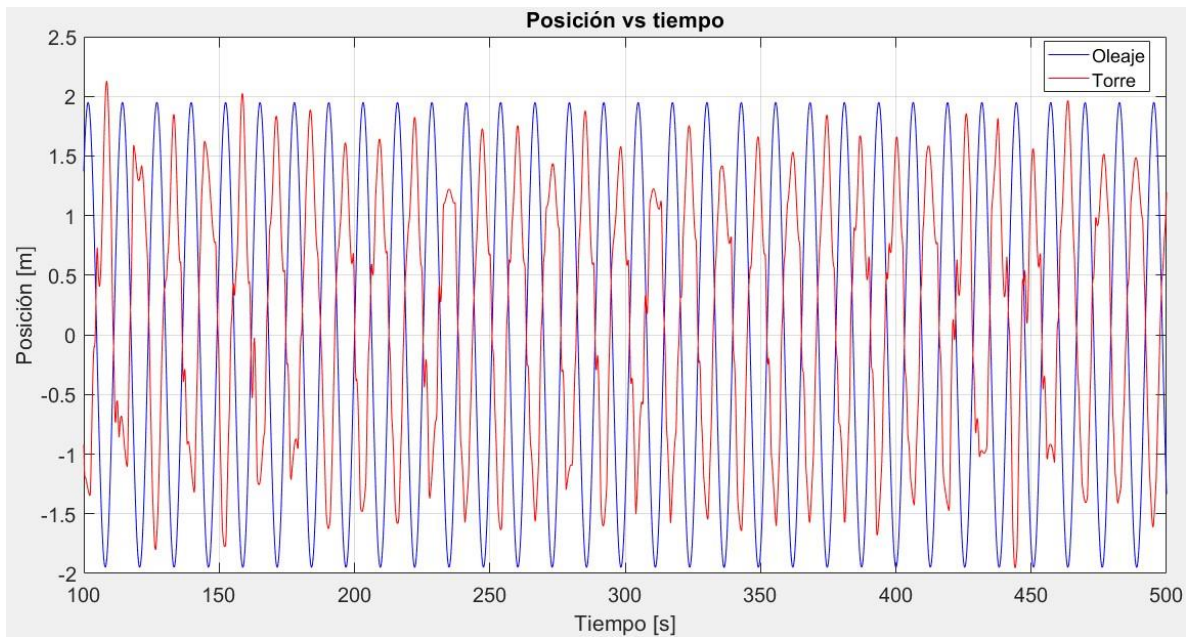


Figura 6.1: Posición torre delantera y oleaje vs tiempo, plataforma triangular 50% E1

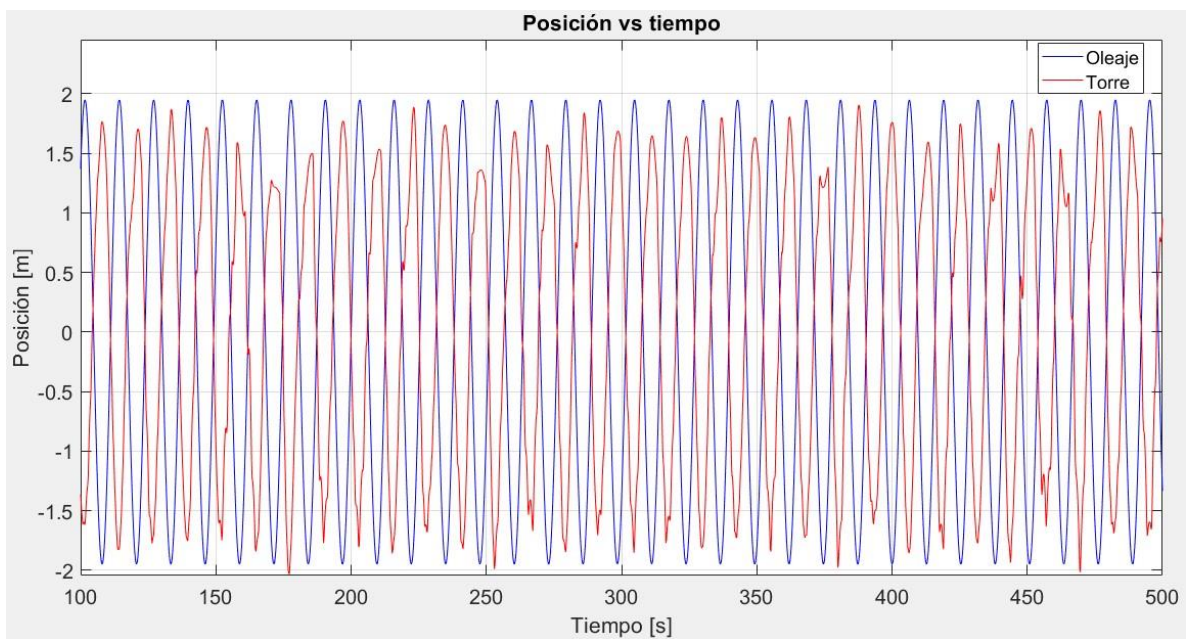


Figura 6.2: Posición torre delantera y oleaje vs tiempo, plataforma triangular 65% E1

Se pueden observar tres fenómenos, los cuales se repiten en todos los gráficos de posición vs tiempo a continuación, tanto para la plataforma triangular como la pentagonal.

En primer lugar, se ve que existe un desfase entre el oleaje y el movimiento del punto de referencia. Cada instante donde el oleaje alcanza un máximo local, la estructura se encuentra en un mínimo local y viceversa. Esto se debe a que el punto de referencia de la estructura está ubicado en la torre delantera, mientras que el punto de referencia para medir el oleaje se ubica en el origen del sistema coordenado (cilindro central de la estructura) por lo que, al chocar el oleaje con ambas torres delanteras, estas se elevan antes que el cilindro central, y cuando el oleaje alcanza el cilindro central, las torres delanteras se encuentran descendiendo.

En segundo lugar, la curva de posición vs tiempo de la estructura sufre una atenuación de su amplitud en comparación con la curva del oleaje.

Y, en tercer lugar, la curva del oleaje es regular debido a que se le está forzando por teoría lineal del oleaje a comportarse de esta forma, en cambio, la curva de posición vs tiempo de la estructura no es tan regular, es mucho más rugosa que la curva del oleaje. Presenta algunas zonas "dentadas" de alta frecuencia asociadas a la respuesta dinámica del sistema.

La altura mínima promedio y máxima promedio alcanzada por la plataforma al 50% son 17.9[m] y 20.94[m] respectivamente, mientras que para el diseño al 65% son 17.28[m] y 20.63[m], por lo que el desplazamiento máximo en el eje Z de ambas torres es aproximadamente es 3.04[m] y 3.35[m].

Rotación en Y [°] vs tiempo [s] (movimiento *Pitch*)

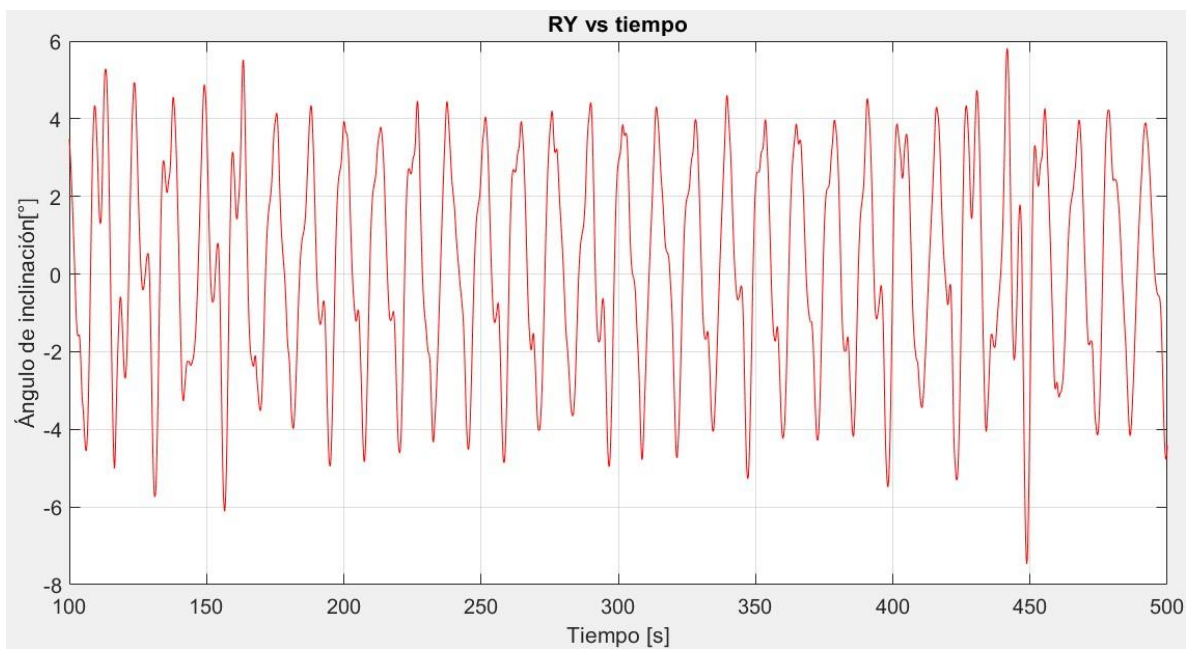


Figura 6.3: Rotación en Y vs tiempo, plataforma triangular 50% E1

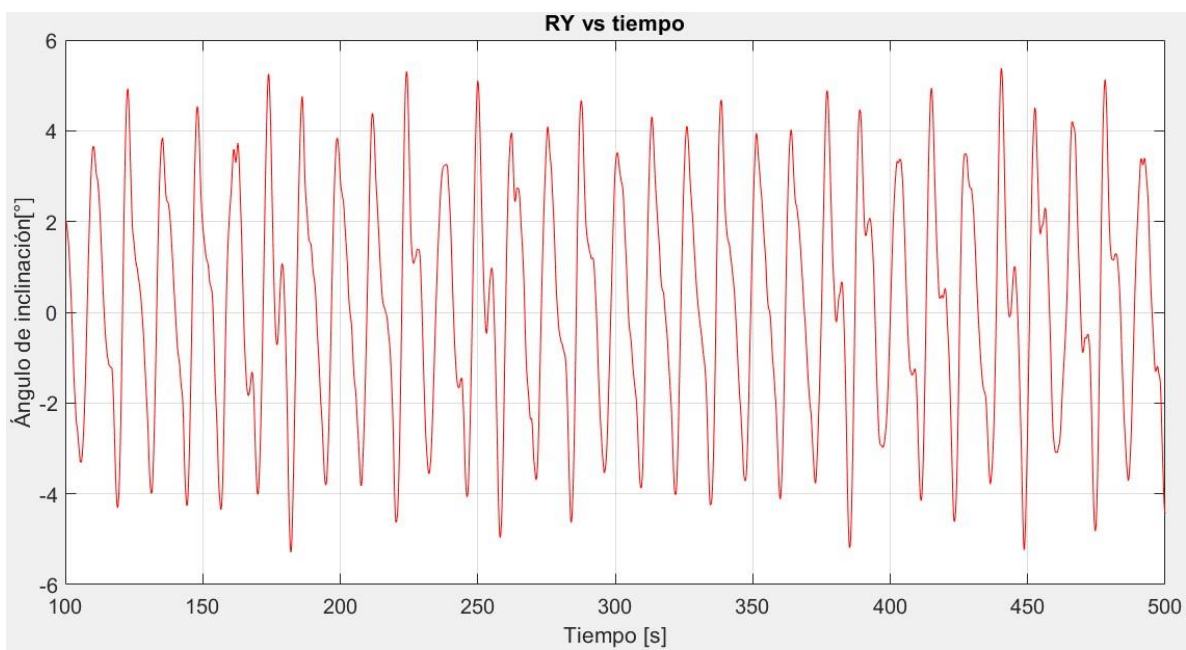


Figura 6.4: Rotación en Y vs tiempo, plataforma triangular 65% E1

Para el caso de calado al 50%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=448.8[s]$, con una inclinación de -7.47° , mientras que para el caso de calado al 65%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=440.4[s]$, con una inclinación de 5.38° .

Para el primer caso el centro de boyantez está ubicado en $X= -4.6[m]$, y el centro de masa se ubica en $X= -1.27[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $3.33[m]$ y un momento restaurador de $+2,315,214[Nm]$. Para el segundo caso el centro de boyantez está ubicado en $X= 3.46[m]$, y el centro de masa se ubica en $X= -0.14[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $3.6[m]$ y un momento restaurador de $-3,383,644 [Nm]$.

Para ilustrar de mejor manera el brazo adrizante y el momento restaurador, a continuación se presenta la plataforma triangular en el estado E1 al 65% de calado, en el instante de mayor inclinación (aproximadamente 5.4°):

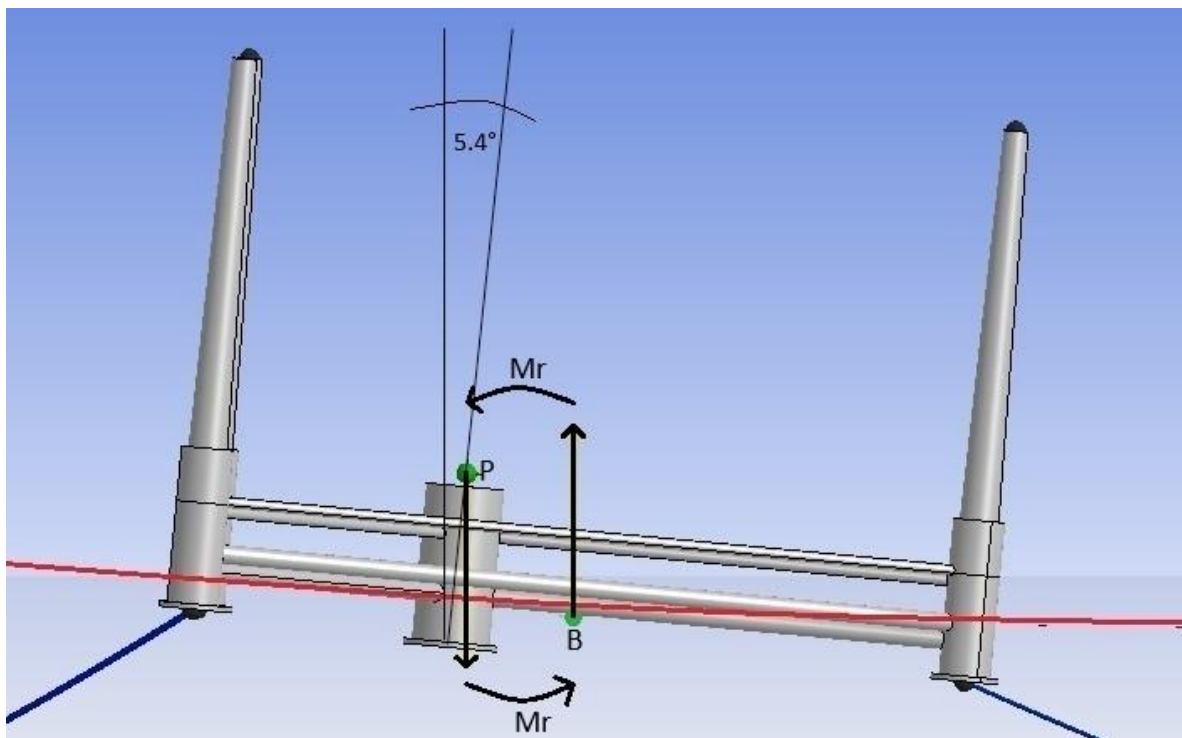


Figura 6.5: Instante de mayor inclinación, plataforma triangular E1 65%

La línea roja denota el nivel del mar, definiendo el volumen sumergido de la estructura en ese instante. Como se puede observar, el centro de boyantez B se reubica de tal forma que junto a peso P de la estructura, forman un par o momento que va en la dirección opuesta

de la inclinación de la estructura, por lo que este momento es definido como restaurador. El brazo adrizante viene siendo la distancia horizontal entre la línea de acción de la fuerza de boyantez y la línea de acción del peso de la estructura.

6.1.2 Estado de mar E2

Posición [m] vs Tiempo [s] (Movimiento *Heave*)

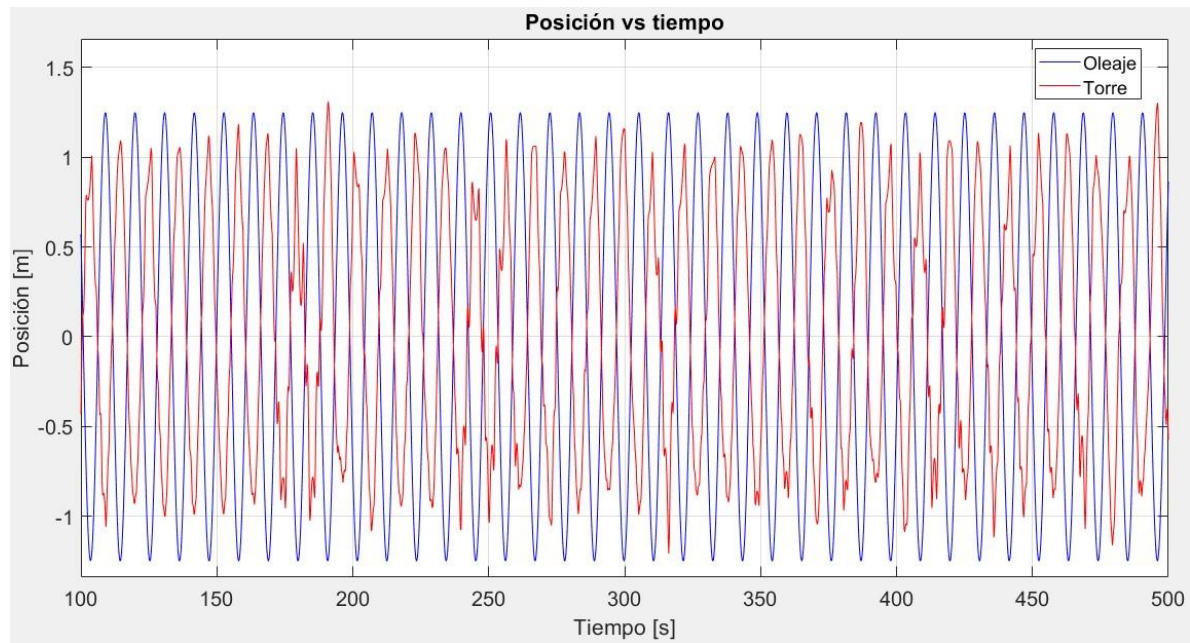


Figura 6.6: Posición torre delantera y oleaje vs tiempo, plataforma triangular 50% E2

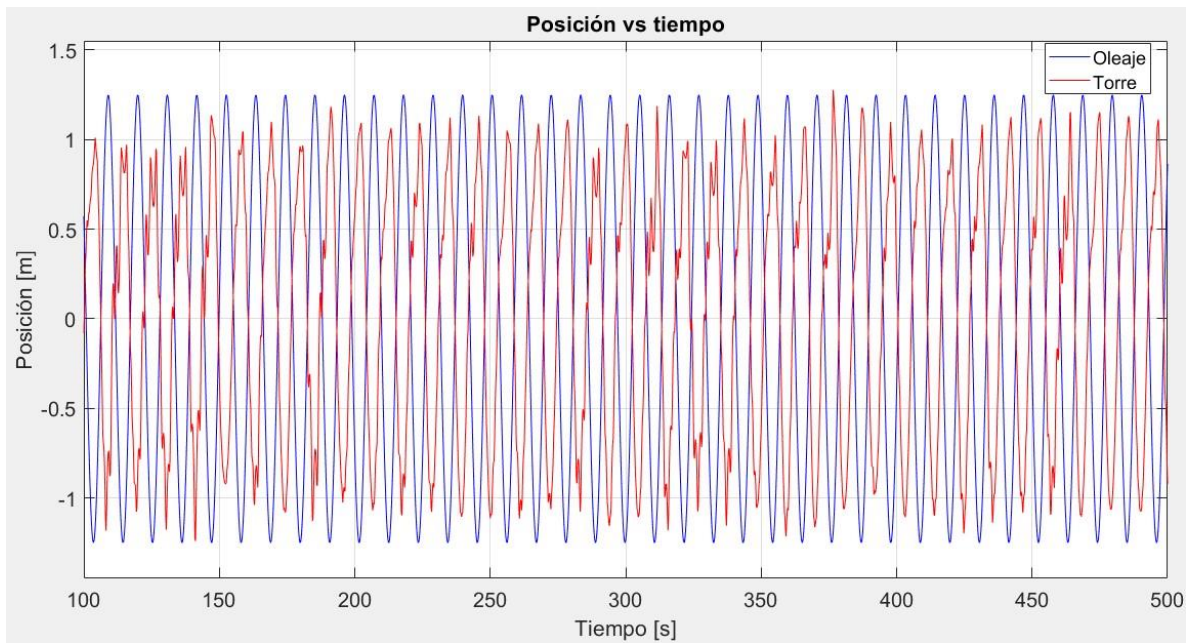


Figura 6.7: Posición torre delantera y oleaje vs tiempo, plataforma triangular 65% E2

La altura mínima promedio y máxima promedio alcanzada por la plataforma al 50% son 18.61[m] y 20.56[m] respectivamente, lo que da un desplazamiento de 1.95[m] en Z, mientras que para el diseño al 65%, la altura mínima promedio y máxima promedio son 17.96[m] y 20.06[m] respectivamente, dando un desplazamiento en Z de 2.1[m].

Rotación en Y [°] vs tiempo [s] (movimiento *Pitch*)

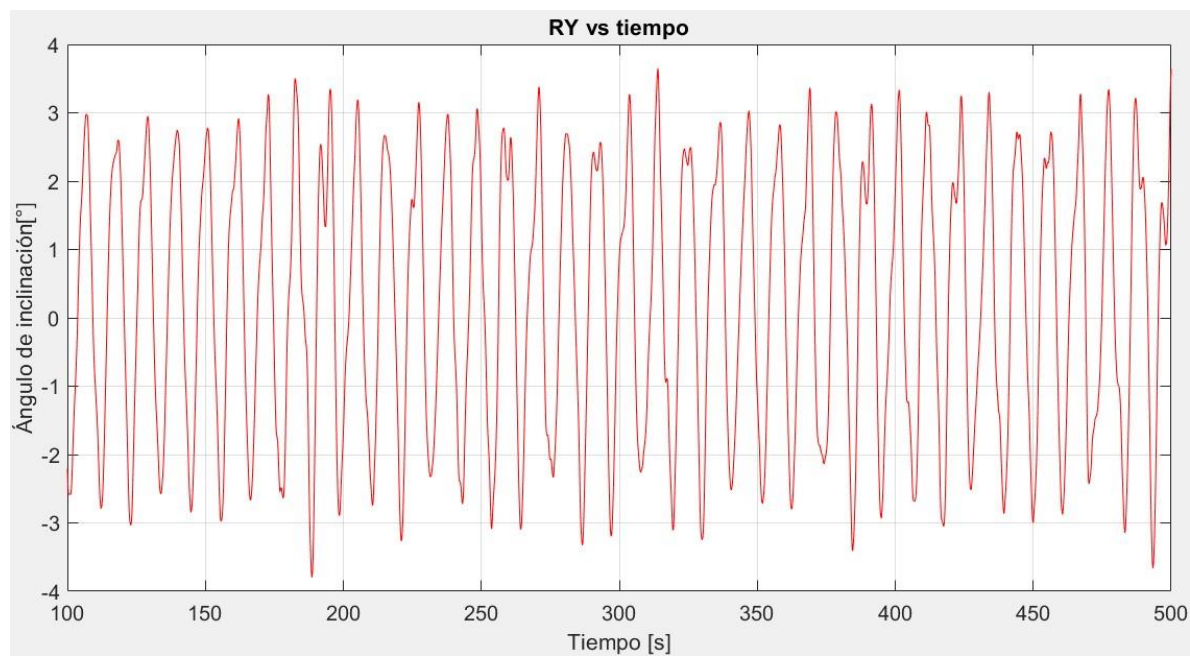


Figura 6.8: Rotación en Y vs tiempo, plataforma triangular 50% E2

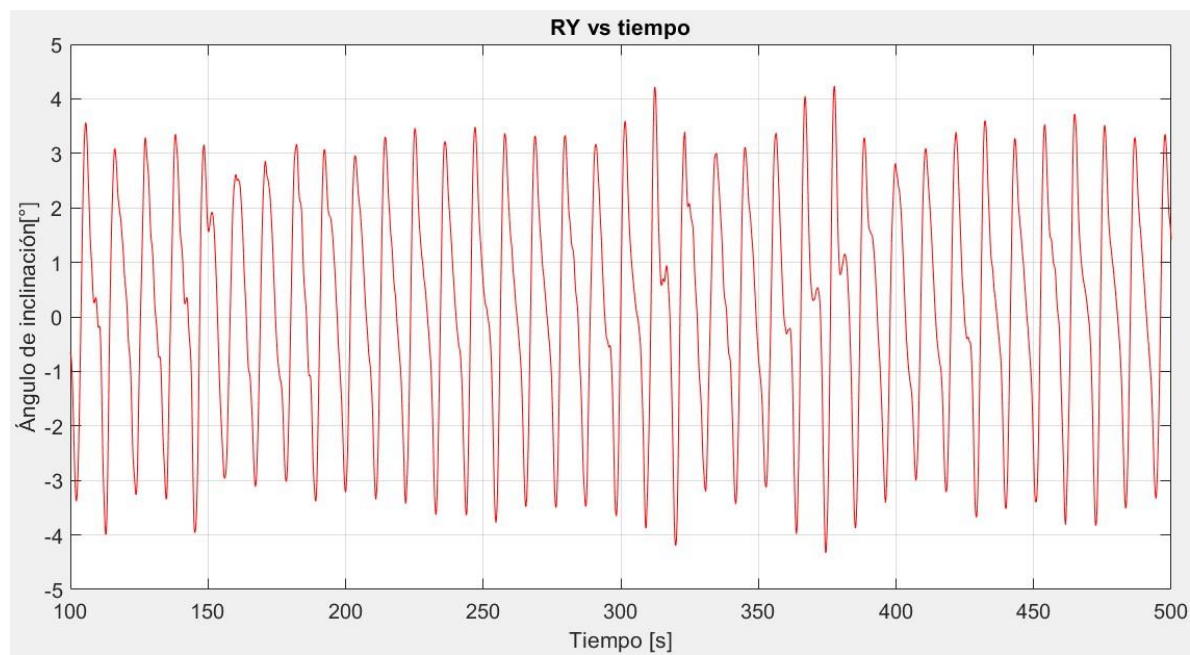


Figura 6.9: rotación en Y vs tiempo, plataforma triangular 65% E2

Para el caso de calado al 50%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=188.6[s]$, con una inclinación de -3.8° , mientras que para el caso de calado al 65%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=374.4[s]$, con una inclinación de -4.33° .

Para el primer caso el centro de boyantez está ubicado en $X= -2.31[m]$, y el centro de masa se ubica en $X= -0.99[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $1.32[m]$ y un momento restaurador de $+1,015,984[Nm]$. Para el segundo caso el centro de boyantez está ubicado en $X= -2.21[m]$, y el centro de masa se ubica en $X= -1.07[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $1.14[m]$ y un momento restaurador de $+1,051,240[Nm]$.

6.1.3 Estado de mar E3

Posición [m] vs Tiempo [s] (Movimiento *Heave*)

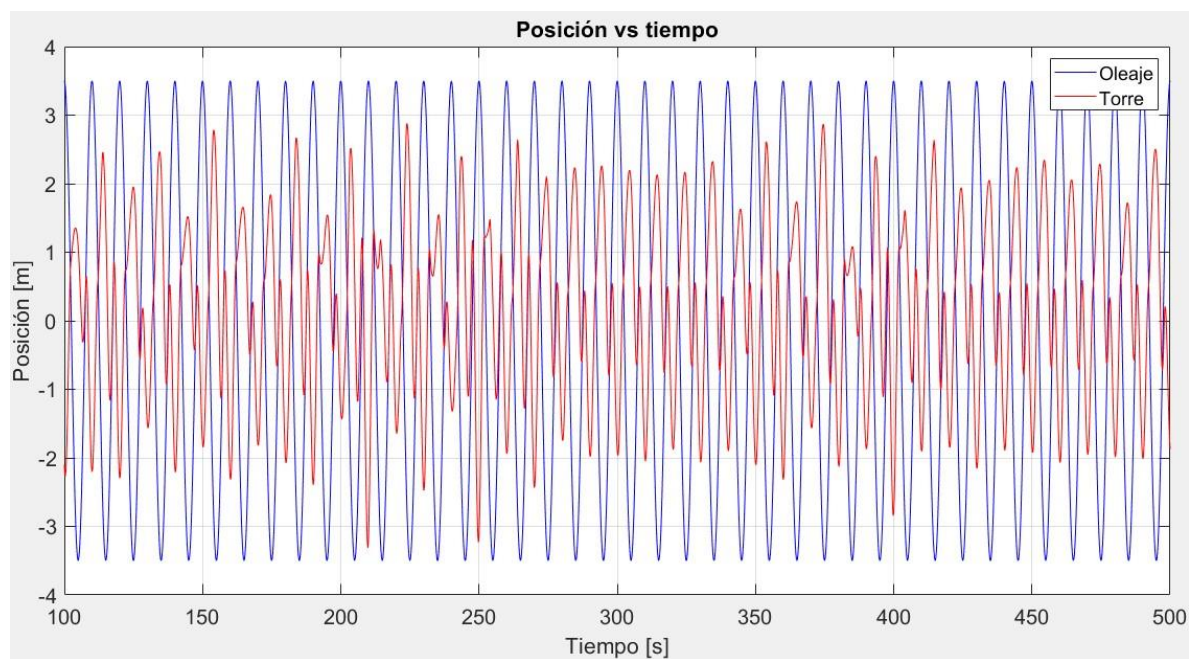


Figura 6.10: Posición torre delantera y oleaje vs tiempo, plataforma triangular 50% E3

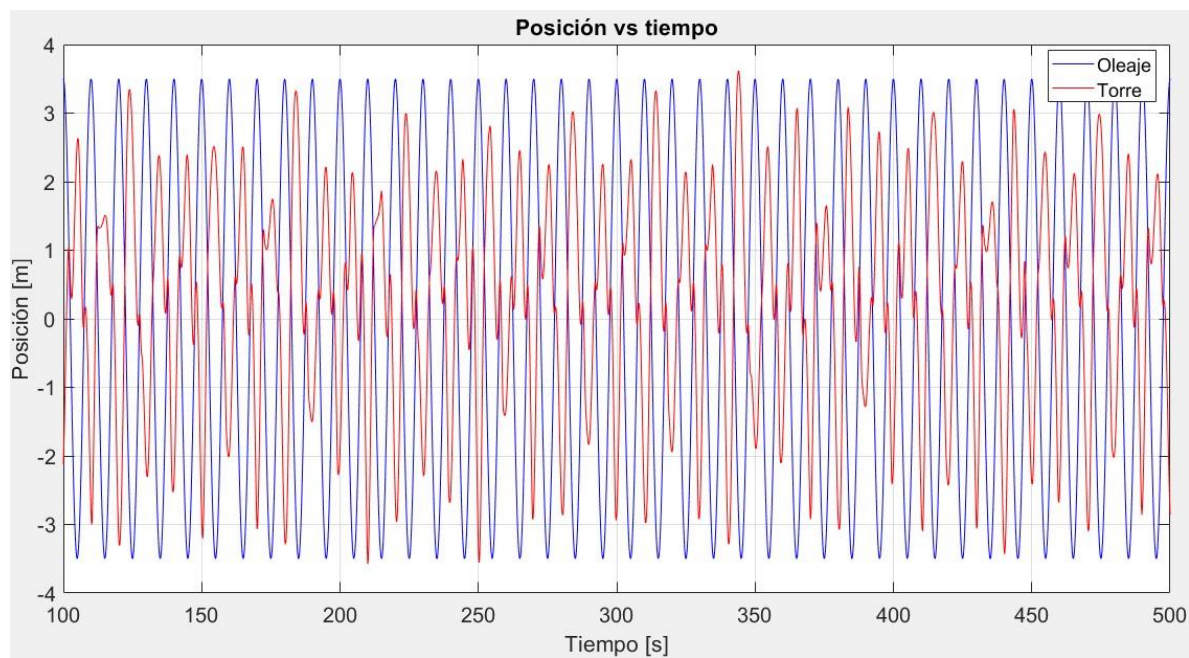


Figura 6.11: Posición torre delantera vs tiempo, plataforma triangular 65% E3

Se observa que el movimiento de las estructuras es mucho más amplio y errático que en los 2 estados de mar anteriores, debido principalmente al tamaño de las olas del estado E3, de 3.5[m] de amplitud. La altura mínima promedio y máxima promedio alcanzada por la plataforma al 50% son 17.25[m] y 21.43[m] respectivamente, lo que da un desplazamiento de 4.18[m] en Z, mientras que para el diseño al 65%, la altura mínima promedio y máxima promedio son 16.15[m] y 21.3[m] respectivamente, dando un desplazamiento en Z de 5.15[m].

Rotación en Y [°] vs tiempo [s] (movimiento *Pitch*)

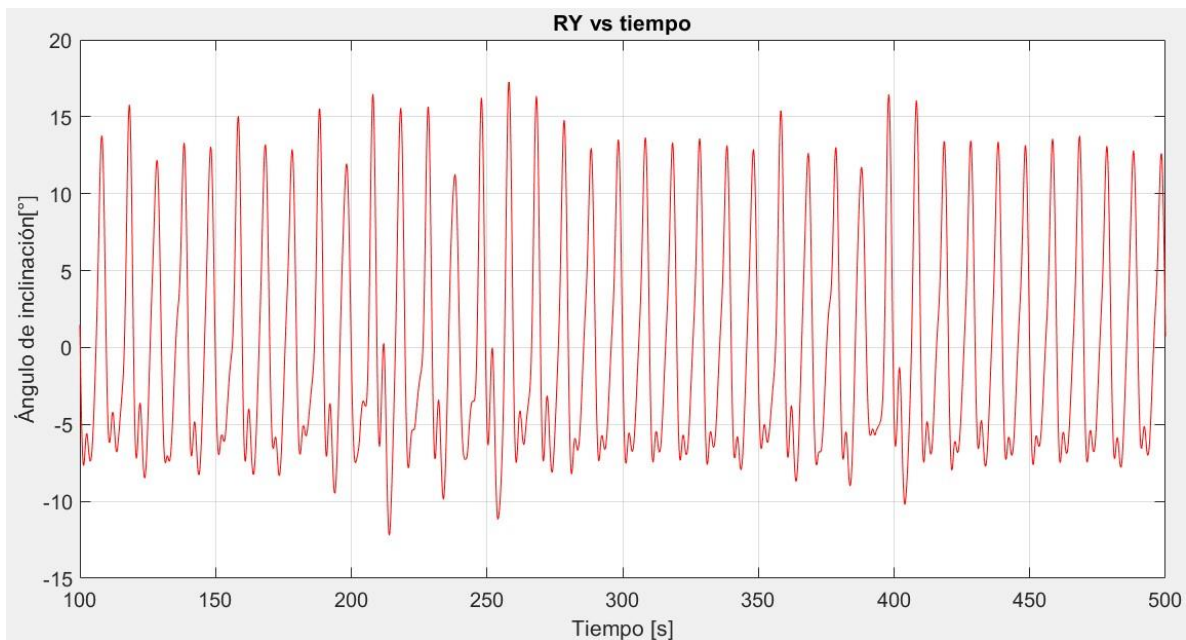


Figura 6.12: Rotación en Y vs tiempo, plataforma triangular 50% E3

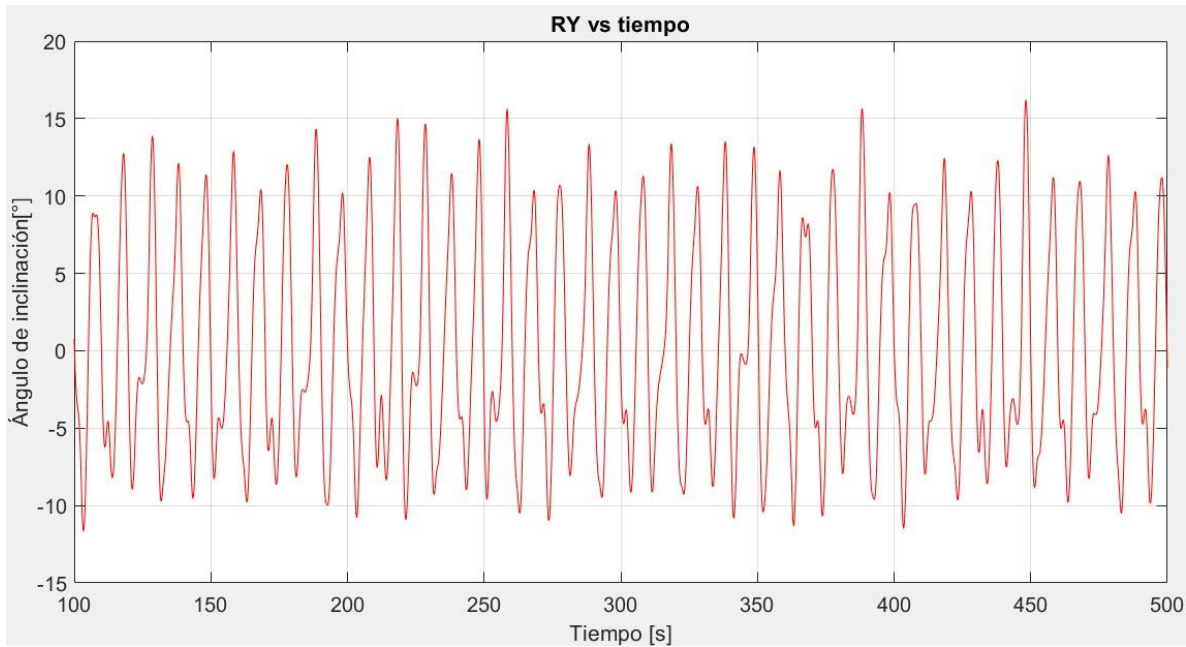


Figura 6.13: Rotación en Y vs tiempo, plataforma triangular 65% E3

Para el caso de calado al 50%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=258.2[s]$, con una inclinación de 17.26° , mientras que para el caso de calado al 65%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=448.2[s]$, con una inclinación de 16.21° .

Para el primer caso el centro de boyantez está ubicado en $X= 6[m]$, y el centro de masa se ubica en $X=0.86[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $5.14[m]$ y un momento restaurador de $-4,792,946[Nm]$. Para el segundo caso el centro de boyantez está ubicado en $X= 1.86[m]$, y el centro de masa se ubica en $X= 0.77[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $1.09[m]$ y un momento restaurador de $-1,476,970[Nm]$.

6.2 Plataforma pentagonal

6.2.1 Estado de mar E1

Posición [m] vs Tiempo [s] (Movimiento *Heave*)

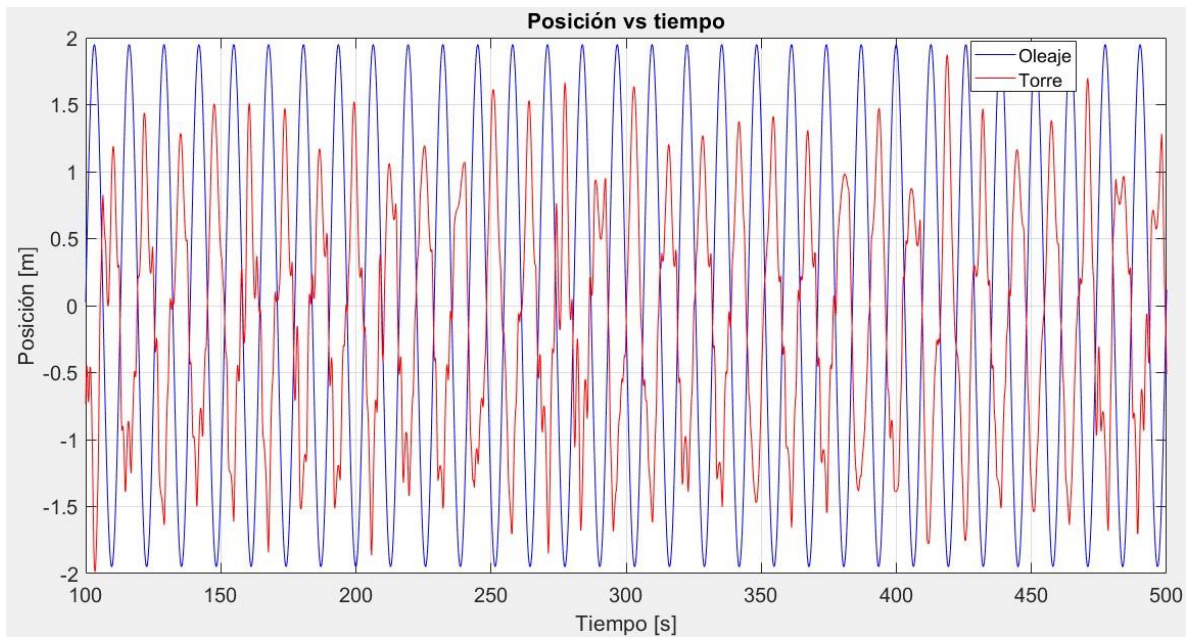


Figura 6.14: Posición torre delantera y oleaje vs tiempo, plataforma pentagonal 50% E1

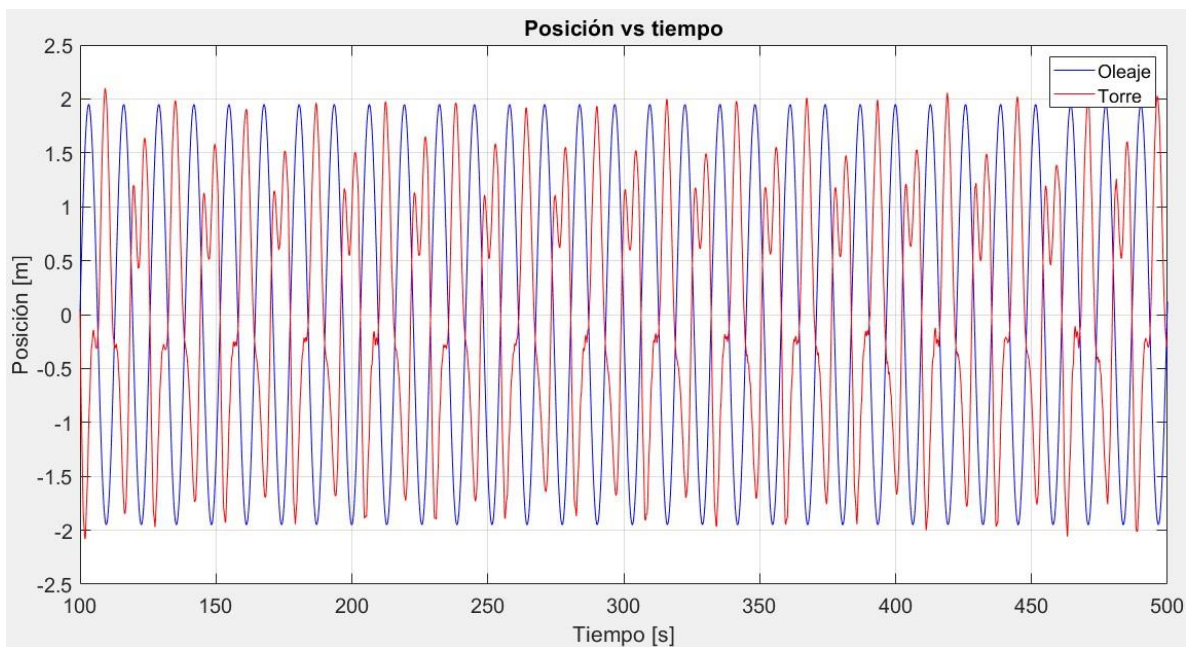


Figura 6.15: Posición torre delantera vs tiempo, plataforma pentagonal 65% E1

La altura mínima promedio y máxima promedio alcanzada por la plataforma al 50% son 18.38[m] y 21.06[m] respectivamente, lo que entrega un desplazamiento en el eje Z de 2.68[m]. Para el diseño al 65% la altura mínima promedio y máxima promedio son 17.35[m] y 20.78[m], por lo que el desplazamiento en el eje Z es de 3.43[m].

Rotación en Y [°] vs tiempo [s] (movimiento *Pitch*)

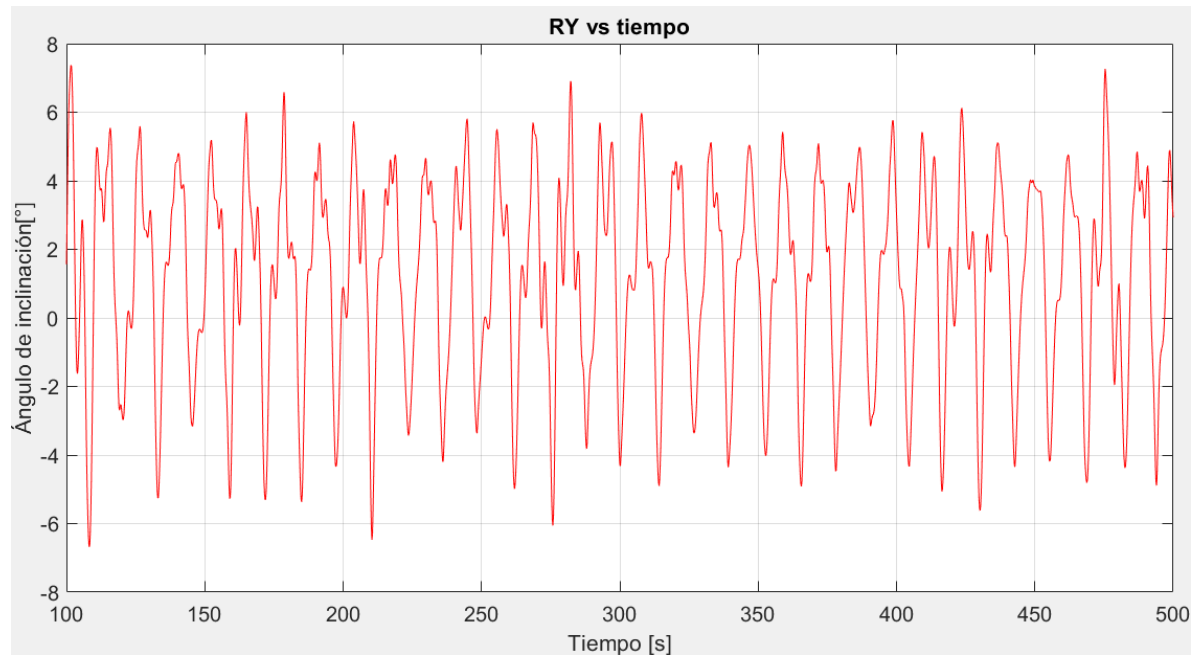


Figura 6.16: Rotación en Y vs tiempo, plataforma pentagonal 50% E1

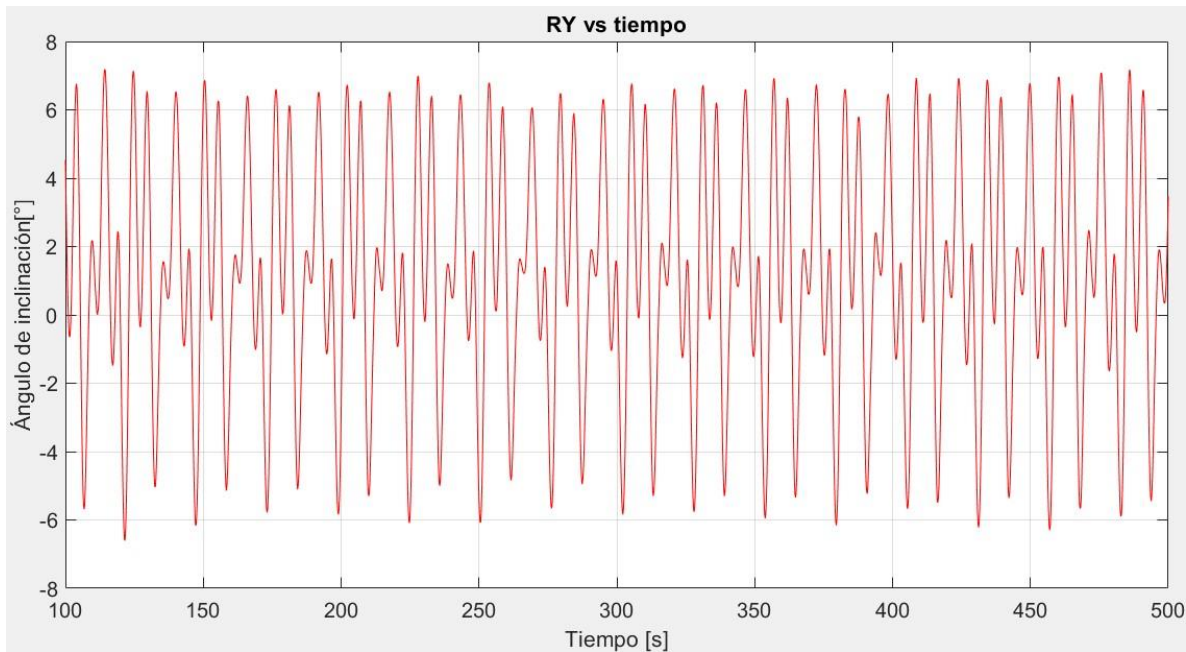


Figura 6.17: Rotación en Y vs tiempo, plataforma pentagonal 65% E1

Para el caso de calado al 50%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=101.6[s]$, con una inclinación de 7.37° , mientras que para el caso de calado al 65%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=486[s]$, con una inclinación de 7.18° .

Para el primer caso el centro de boyantez está ubicado en $X= 0.44[m]$, y el centro de masa se ubica en $X= 0.77[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $0.33[m]$ y un momento volcador de $+411,245[Nm]$. Para el segundo caso el centro de boyantez está ubicado en $X= -0.17[m]$, y el centro de masa se ubica en $X= -0.05[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $0.12[m]$ y un momento volcador de $+128,455 [Nm]$.

A diferencia de todos los casos de la plataforma triangular, el momento experimentado por las plataformas es volcador. Esto se ilustra de mejor manera en la figura a continuación, que es el caso de la plataforma pentagonal 50% E1:

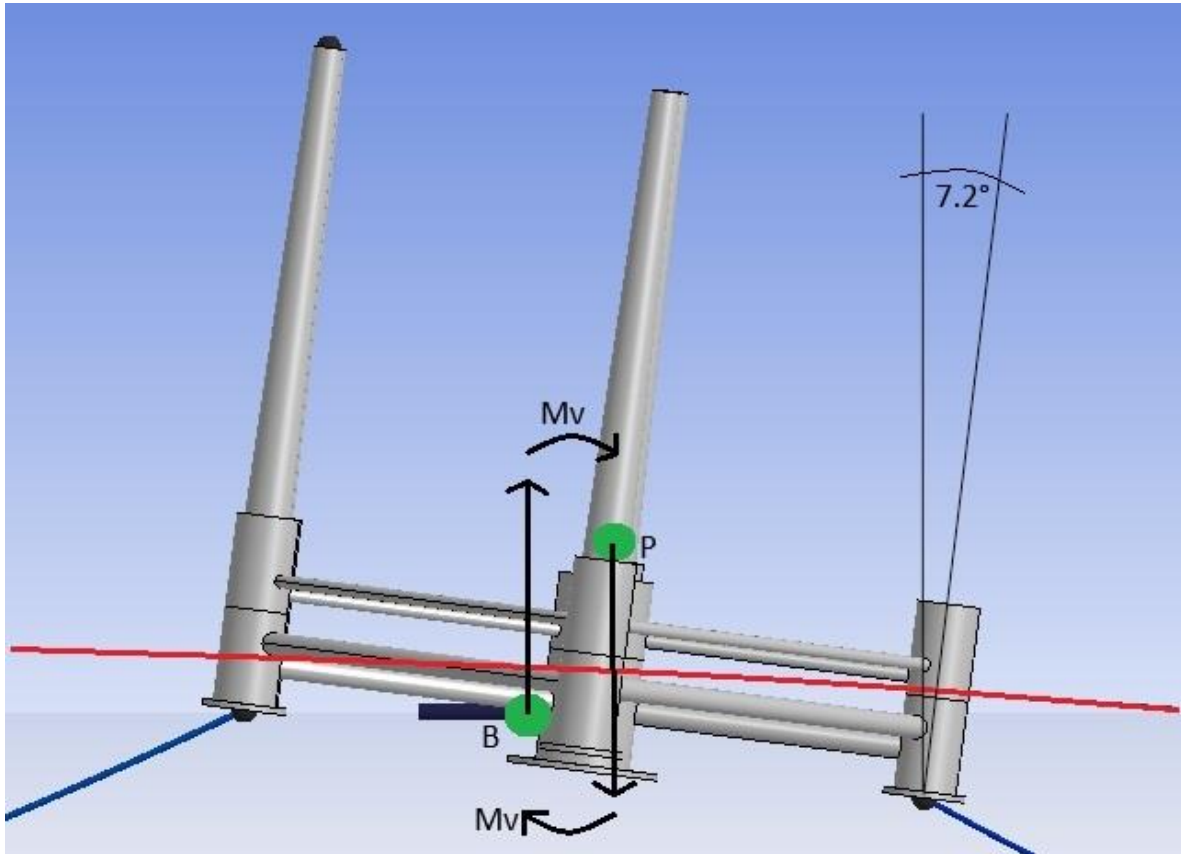


Figura 6.18: Instante de mayor inclinación, plataforma pentagonal E1 50%

La línea roja es el nivel del mar, por lo que bajo esta se encuentra el volumen sumergido de la estructura en el instante donde ocurre el ángulo de mayor inclinación (aproximadamente 7.2°). El centro de boyantez se reubica de tal forma que la fuerza de boyantez junto al peso forman un par o momento que va en la misma dirección que la inclinación de la plataforma, encontrándose esta en equilibrio inestable, lo que facilita el volcamiento de la estructura. En esta situación son los anclajes al fondo marino los que evitan que efectivamente la estructura se vuelque.

6.2.2 Estado de mar E2

Posición [m] vs Tiempo [s] (Movimiento *Heave*)

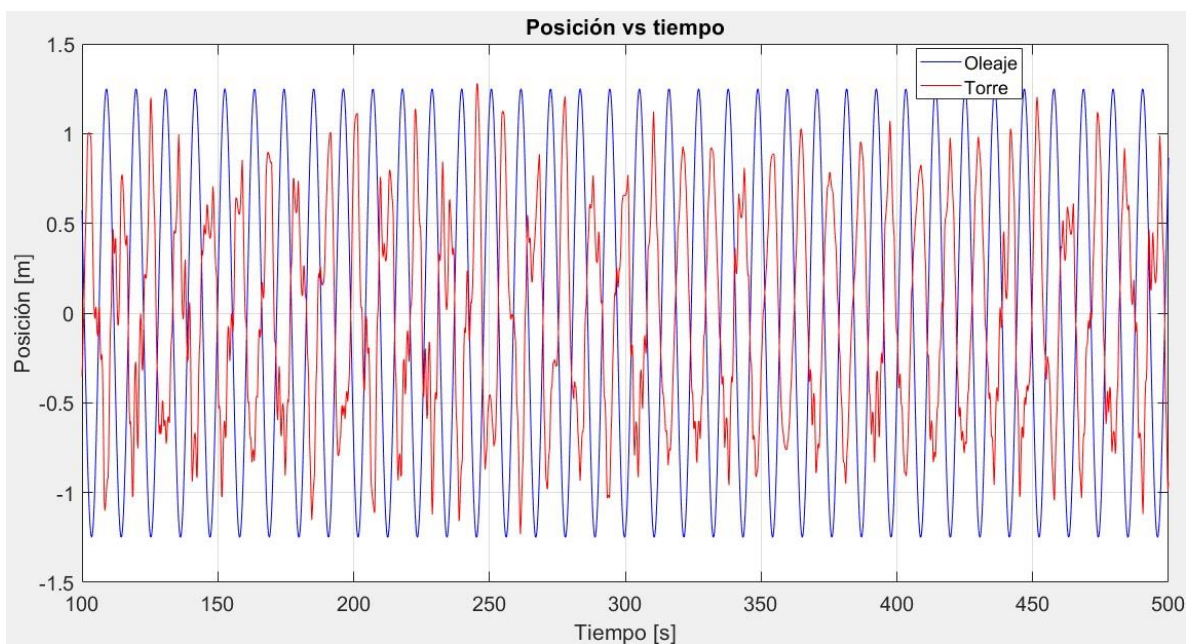


Figura 6.19: Posición torre delantera y oleaje vs tiempo, plataforma pentagonal 50% E2

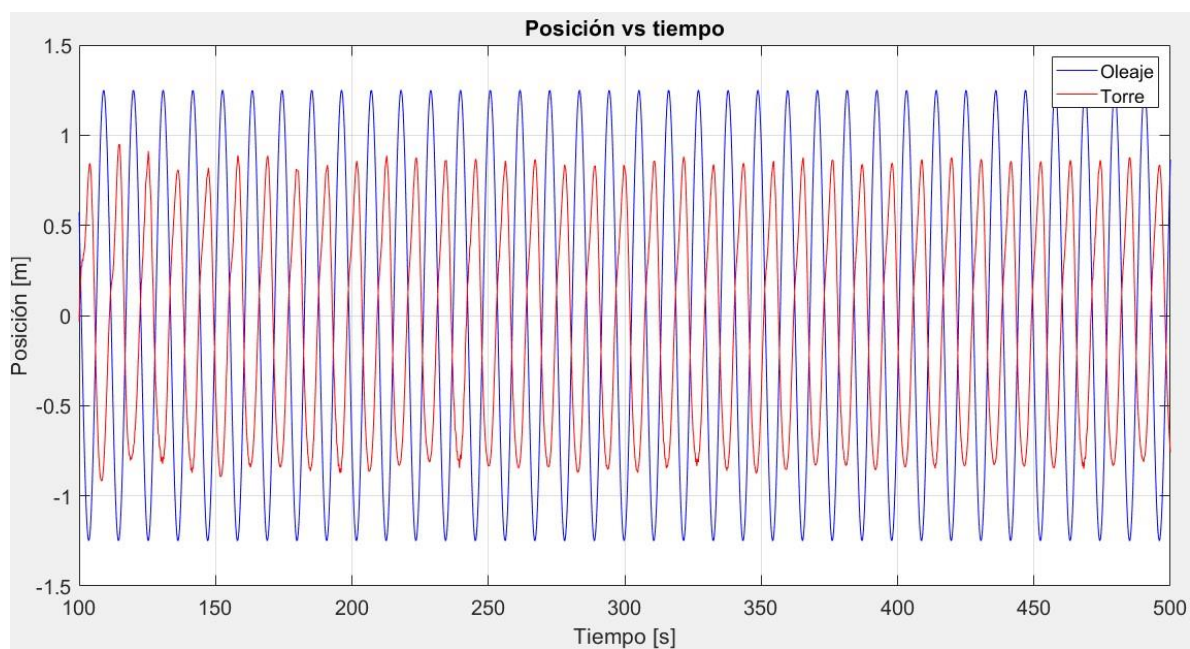


Figura 6.20: Posición torre delantera vs tiempo, plataforma pentagonal 65% E2

La altura mínima promedio y máxima promedio alcanzada por la plataforma al 50% son 18.86[m] y 20.59[m] respectivamente, lo que da un desplazamiento máximo de 1.73[m] en Z, mientras que para el diseño al 65%, la altura mínima promedio y máxima promedio son 18.46[m] y 20.16[m] respectivamente, dando un desplazamiento en Z de 1.7[m].

Rotación en Y [°] vs tiempo [s] (movimiento *Pitch*)

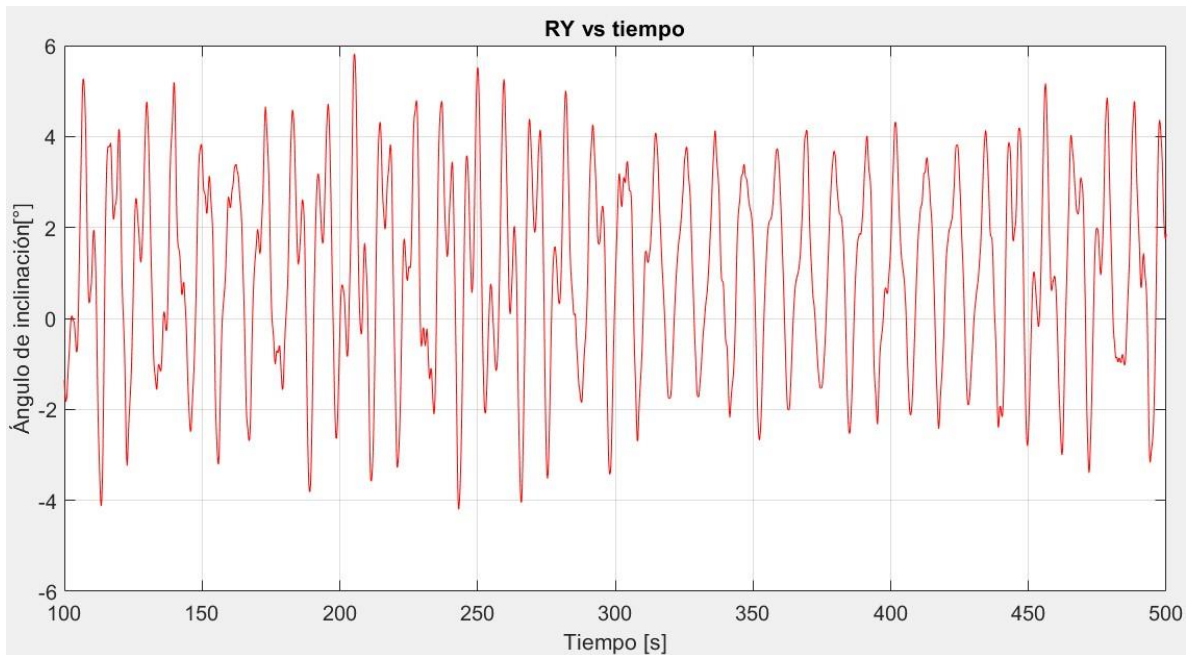


Figura 6.21: Rotación en Y vs tiempo, plataforma pentagonal 50% E2

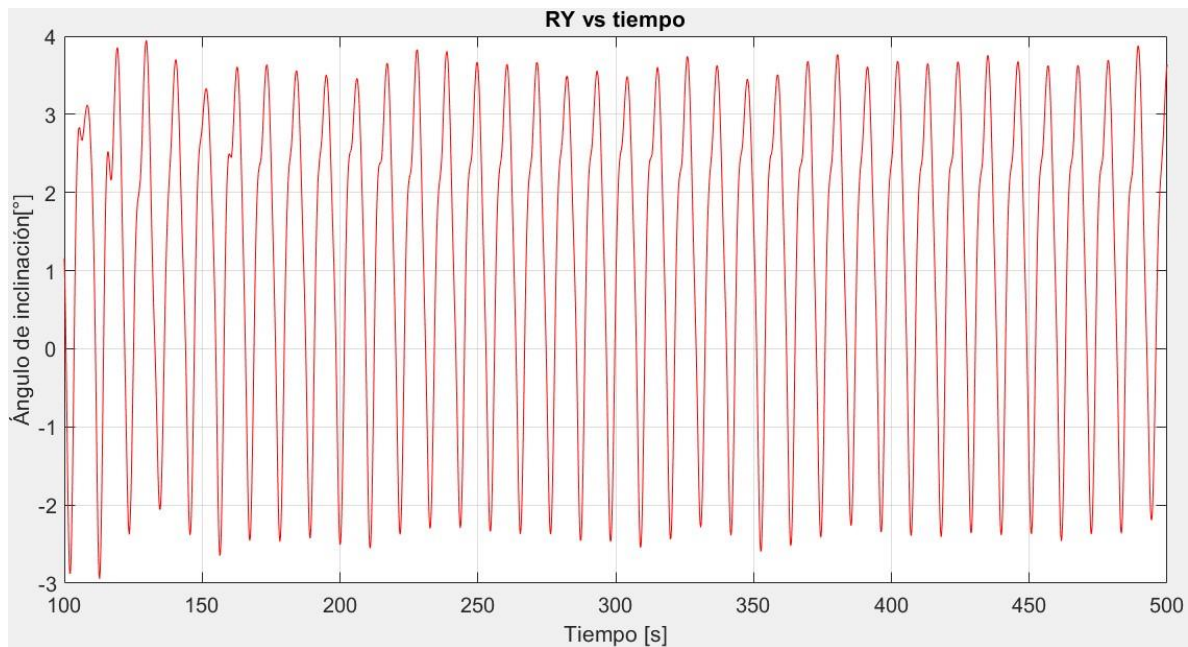


Figura 6.22: Rotación en Y vs tiempo, plataforma pentagonal 65% E2

Para el caso de calado al 50%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=205.2[s]$, con una inclinación de 5.81° , mientras que para el caso de calado al 65%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=129.8[s]$, con una inclinación de 3.95° .

Para el primer caso el centro de boyantez está ubicado en $X= 0.03[m]$, y el centro de masa se ubica en $X=0.2[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $0.17[m]$ y un momento volcador de $+202,230[Nm]$. Para el segundo caso el centro de boyantez está ubicado en $X= -0.93[m]$, y el centro de masa se ubica en $X= 0.3[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $1.23[m]$ y un momento volcador de $+1,867,652[Nm]$.

6.2.3 Estado de mar E3

Posición [m] vs Tiempo [s] (Movimiento *Heave*)

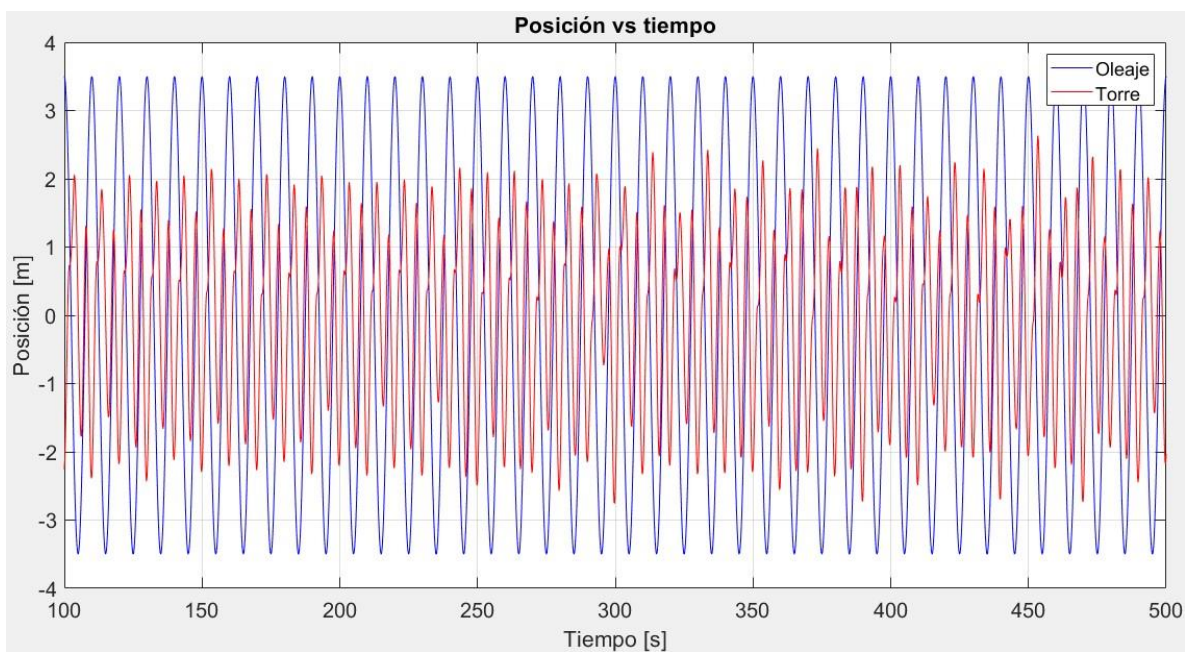


Figura 6.23: Posición torre delantera vs tiempo, plataforma pentagonal 50% E3

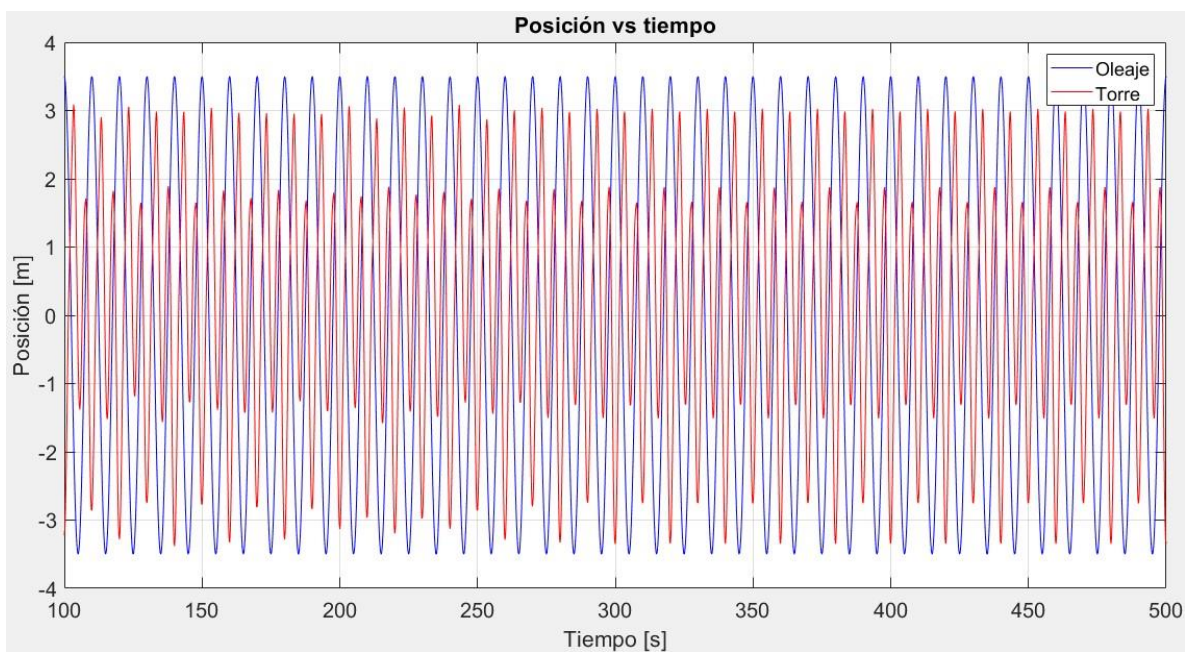


Figura 6.24: Posición torre delantera vs tiempo, plataforma pentagonal 65% E3

Al igual que en las plataformas triangulares en el estado E3, se observa que el movimiento de las estructuras es mucho más amplio y errático que en los 2 estados de mar anteriores, debido principalmente al tamaño de las olas de 3.5[m] de amplitud. La altura mínima promedio y máxima promedio alcanzada por la plataforma al 50% son 17.44[m] y 21.26[m] respectivamente, lo que da un desplazamiento de 3.82[m] en Z, mientras que para el diseño al 65%, la altura mínima promedio y máxima promedio son 16.59[m] y 21.18[m] respectivamente, dando un desplazamiento en Z de 4.59[m].

Rotación en Y [°] vs tiempo [s] (movimiento *Pitch*)

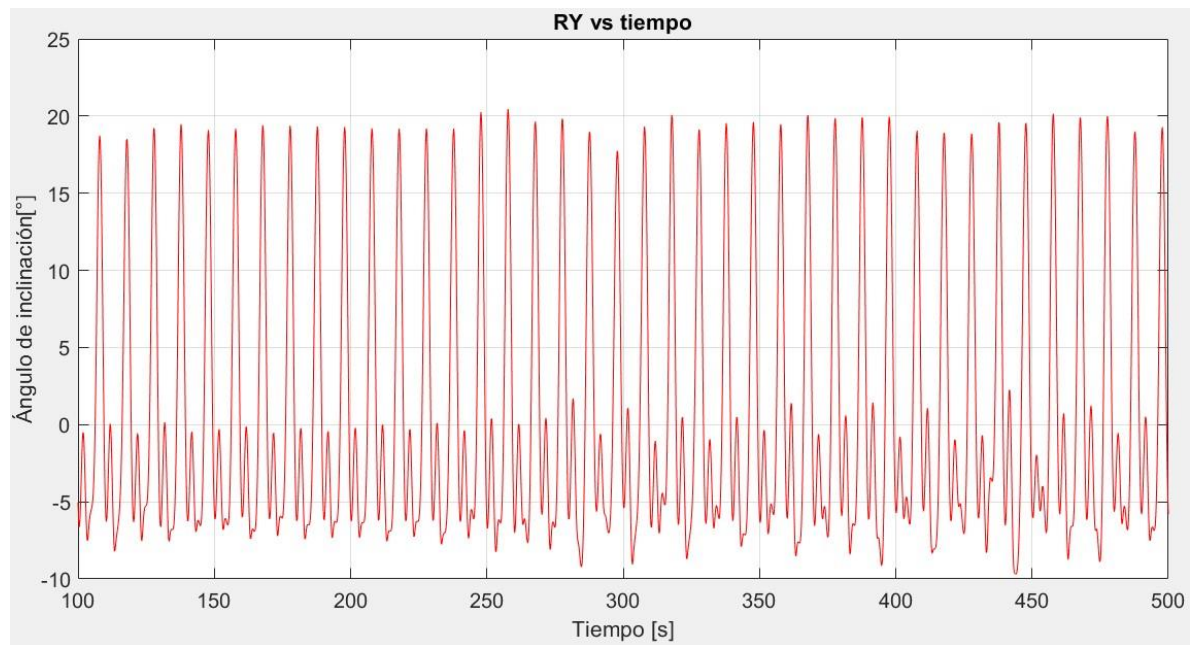


Figura 6.25: Rotación en Y vs tiempo, plataforma pentagonal 50% E3

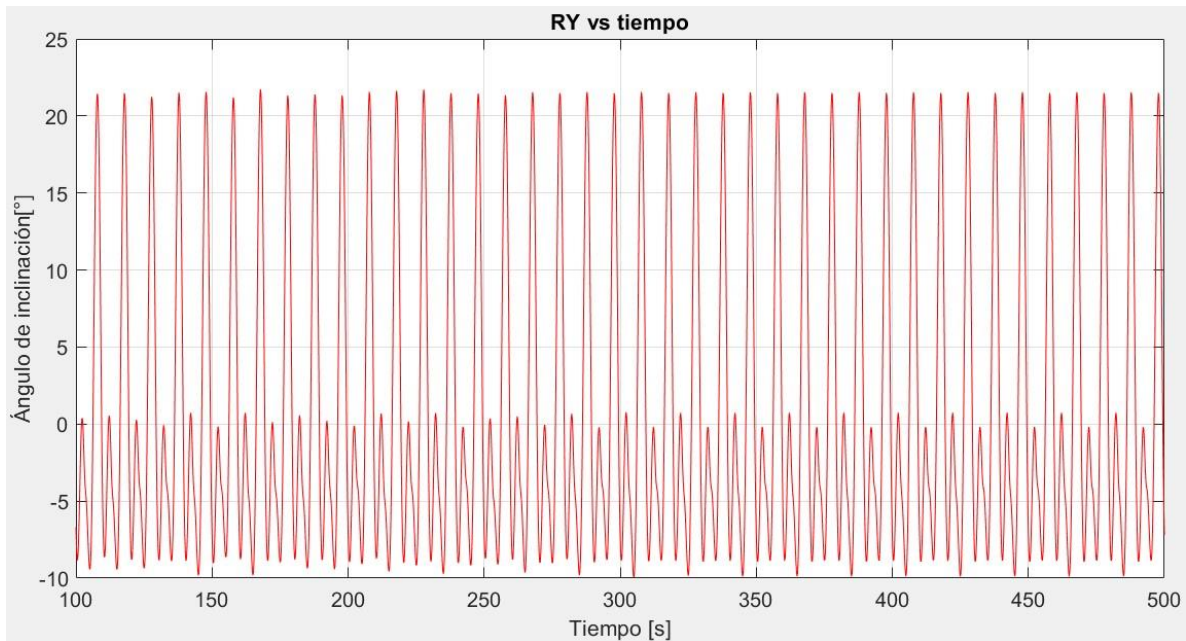


Figura 6.26: Rotación en Y vs tiempo, plataforma pentagonal 65% E3

Para el caso de calado al 50%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=257.8[s]$, con una inclinación de 20.46° , mientras que para el caso de calado al 65%, el ángulo de mayor inclinación ocurre en $t=167.8[s]$, con una inclinación de 21.73° .

Para el primer caso el centro de boyantez está ubicado en $X= 2.48[m]$, y el centro de masa se ubica en $X=1.3[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $1.18[m]$ y un momento restaurador de $-1,302,205[Nm]$. Para el segundo caso el centro de boyantez está ubicado en $X= 1.85[m]$, y el centro de masa se ubica en $X= 1.31[m]$, lo que entrega un brazo adrizante de $0.54[m]$ y un momento restaurador de $-771,361 [Nm]$.

Notar que para este estado de mar, los momentos obtenidos son restauradores, a diferencia de los estados E1 y E2 de la plataforma pentagonal.

A continuación, se presentan 2 tablas que agrupan los resultados antes mencionados:

Plataforma Triangular	Máximo ángulo de inclinación [°]	Brazo adrizante [m]	Momento [Nm] (restaurador o volcador)	Desplazamiento en Z [m]	Altura oleaje [m]
50% E1	-7.47	3.33	+2,315,214 (rest)	3.04	3.9
65% E1	5.38	3.6	-3,383,644 (rest)	3.35	3.9
50% E2	-3.8	1.32	+1,015,984 (rest)	1.95	2.5
65% E2	-4.33	1.14	+1,051,240 (rest)	2.1	2.5
50% E3	17.26	5.14	-4,792,946 (rest)	4.18	7
65% E3	16.21	1.09	-1,476,970 (rest)	5.15	7

Tabla 6.1: Resultados plataforma triangular

Plataforma Pentagonal	Máximo ángulo de inclinación [°]	Brazo adrizante [m]	Momento [Nm] (restaurador o volcador)	Desplazamiento en Z [m]	Altura oleaje [m]
50% E1	7.37	0.33	+411,245 (volc)	2.68	3.9
65% E1	7.18	0.12	+128,455 (volc)	3.43	3.9
50% E2	5.81	0.17	+202,230 (volc)	1.73	2.5
65% E2	3.95	1.23	+1,867,652 (volc)	1.7	2.5
50% E3	20.46	1.18	-1,302,205 (rest)	3.82	7
65% E3	21.73	0.54	-771,361 (rest)	4.59	7

Tabla 6.2: Resultados plataforma pentagonal

6.3 Análisis ángulo de inclinación máxima, movimiento Pitch

Para el siguiente análisis y comparación de ángulos, se considerará que para una diferencia de menos de 1° los ángulos son prácticamente iguales.

Se puede observar que, al comparar los mismos casos, es decir, estados de mar y calados iguales de ambas plataformas, la plataforma pentagonal es la que presenta mayores ángulos de inclinación máximos. Por ejemplo, un caso de comparación sería la plataforma triangular 65%E1, donde el máximo ángulo de inclinación es 5.38°, mientras que en la plataforma pentagonal 65%E1, el máximo ángulo de inclinación es 7.18°. Que el ángulo sea mayor en el diseño pentagonal se repite en 4 de 6 casos, excepto en los casos 50%E1 y en 65%E2, donde los ángulos son prácticamente iguales. Como estos resultados indican, el movimiento *Pitch* de las plataformas tiene directa relación con el diseño de cada plataforma, específicamente con la inercia en el eje Y de las estructuras. La inercia sobre un eje es una

medida de la distribución de la masa del cuerpo en relación a ese eje, e indica la resistencia del objeto a cambiar su estado de movimiento rotacional alrededor del eje en cuestión. Como se muestra en la tabla 5.3, las inercias respecto al eje Y de la plataforma triangular con calado al 50% y al 65% son $1.41 \cdot 10^7$ y $1.72 \cdot 10^7 [kg \cdot m^2]$ respectivamente, mientras que las inercias para la plataforma pentagonal con calado al 50% y 65% son $1.01 \cdot 10^7$ y $1.22 \cdot 10^7 [kg \cdot m^2]$ respectivamente. Se observa que la plataforma triangular en ambos calados tiene inercias I_{yy} mayores que la pentagonal, lo que le proporciona una mayor estabilidad y mayor resistencia a las inclinaciones respecto al eje Y, y esto explica el porqué los ángulos de inclinación máximos son menores en el diseño triangular.

Ahora, para analizar la influencia del calado en el ángulo inclinación máximo, se comparan ambos calados en el mismo diseño y el mismo estado de mar, ya que la única variable distinta vendría siendo el calado. Por ejemplo, un caso de comparación sería la plataforma triangular 50%E1 y 65%E1, donde los ángulos de inclinación máximos son -7.47° y 5.38° respectivamente, o el caso de la plataforma pentagonal 50%E2 y 65%E2, donde sus ángulos son 5.81° y 3.85° . De esta forma, se observa que en 4 de los 6 casos de comparación el calado al 50% presenta ángulos de inclinación máximos mayores que el calado al 65%, mientras que en los dos casos restantes los ángulos son prácticamente iguales. Esto está sugiriendo que el calado tiene una influencia directa en el ángulo de inclinación máximo, donde en los casos mayor calado la estructura presenta ángulos de inclinación menores, y por lo tanto, una mayor estabilidad en relación al movimiento *Pitch*.

6.4 Análisis brazo adrizante y momento restaurador

Se puede observar que el diseño de las plataformas tiene una clara influencia en los momentos y brazos adrizantes obtenidos. La plataforma triangular presenta momentos restauradores en los 6 casos de estudio, en cambio, la plataforma pentagonal presenta momentos volcadores en 4 de los 6 casos. Esto estaría indicando que el diseño de la plataforma triangular, independiente del calado, posee una mayor capacidad para contrarrestar las inclinaciones provocadas por el oleaje y retornar a posiciones más estables que el diseño pentagonal. Además, cuando una plataforma presenta momentos volcadores, los fondeos deben resistir y contrarrestar estos momentos para evitar el volcamiento de la estructura, lo que se traduce en tensiones mayores en los cables de anclaje.

Debido a que claramente la plataforma triangular presenta un diseño más estable en relación a los momentos obtenidos, a continuación se presenta el gráfico de momento restaurador vs brazo adrizante para este diseño, y así comparar la influencia del calado.

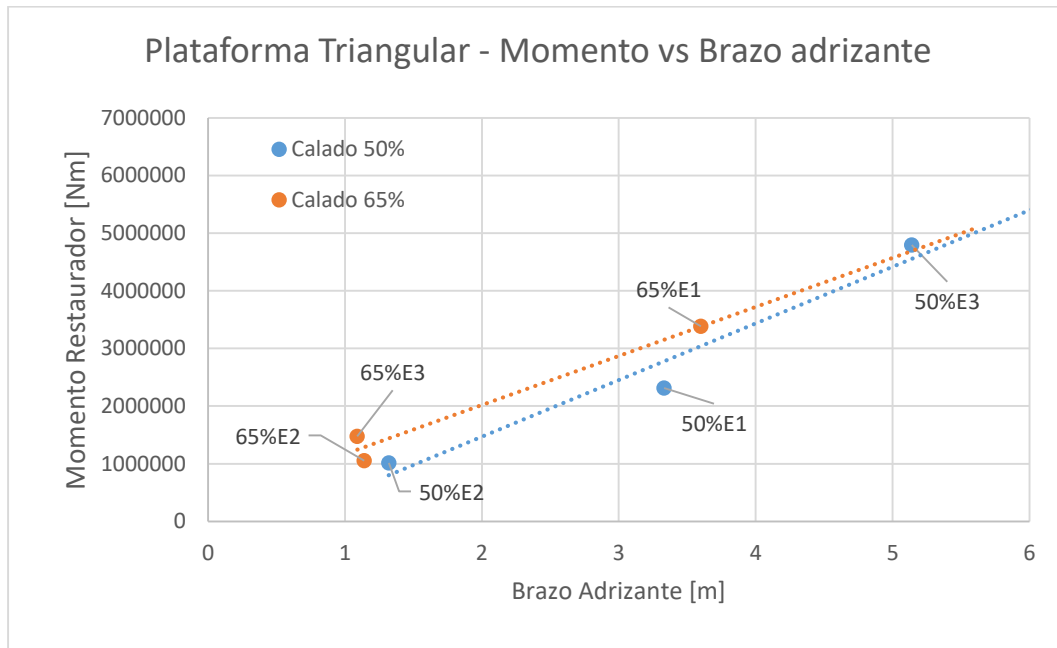


Figura 6.27: Momento vs brazo adrizante, plataforma triangular

También se presenta la gráfica de brazo adrizante vs ángulo de adrizamiento:

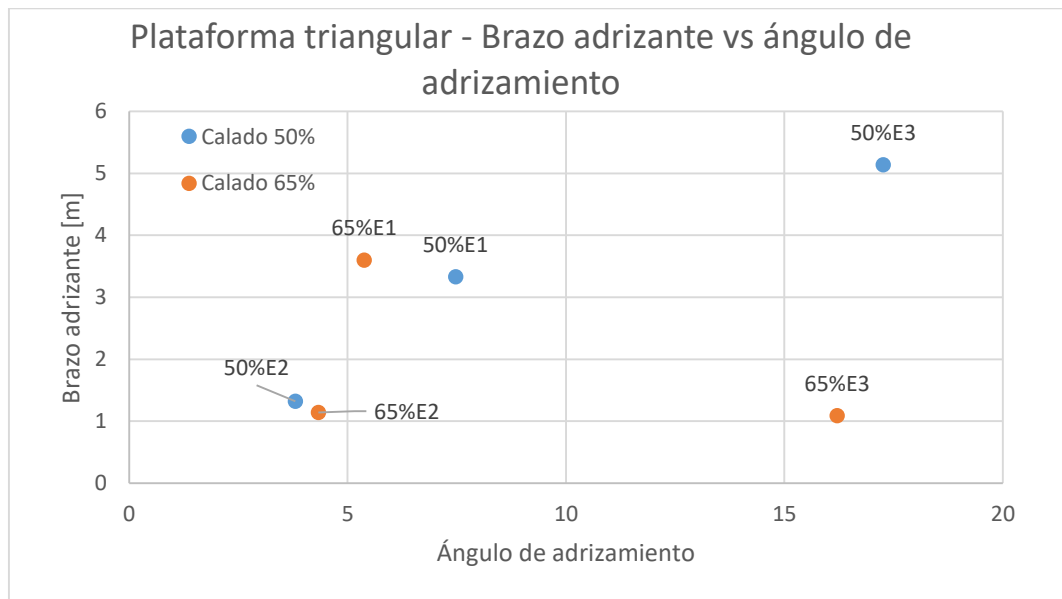


Figura 6.28: Brazo adrizante vs ángulo de adrizamiento, plataforma triangular

Recordar que el estado de mar E2 el oleaje es el de menor altura (2.5[m]), y el estado de mar E3 es el de mayor altura (7[m]). Para el calado al 50%, el estado E3 presenta el mayor ángulo de inclinación, brazo adrizante y momento restaurador, mientras que en el estado E2 la plataforma presenta el menor ángulo de inclinación, brazo adrizante y momento restaurador. Lo anterior quiere decir que la respuesta de la estructura está directamente relacionada con la altura del oleaje, ya que a mayor altura, mayor es el ángulo de inclinación máximo, y por consiguiente, mayor es la magnitud del brazo adrizante y momento restaurador.

En el calado al 65% los resultados presentan una variación. Se esperaría que en el E3, al igual que en el calado al 50%, el momento restaurador y el brazo adrizante sean los de mayor magnitud, sin embargo, los valores obtenidos son similares al brazo y momento del estado E2, lo que sugiere que ante un estado de mar de grandes dimensiones, el diseño con calado al 65% tiene una menor capacidad de regresar a posiciones de mayor estabilidad. Sin embargo, también existe la posibilidad que estos datos poco intuitivos del caso 65%E3 se deban a un error en la simulación, por lo que se recomienda la realización de más casos de estudio para obtener una respuesta concreta sobre este comportamiento.

6.5 Análisis desplazamiento en Z, movimiento Heave

Para realizar el análisis del movimiento Heave de los 12 casos de estudio, se normalizaron los desplazamientos en Z dividiendo cada uno por la altura del oleaje correspondiente en cada caso. De esta forma, se pueden comparar los desplazamientos de manera proporcional en el gráfico a continuación:

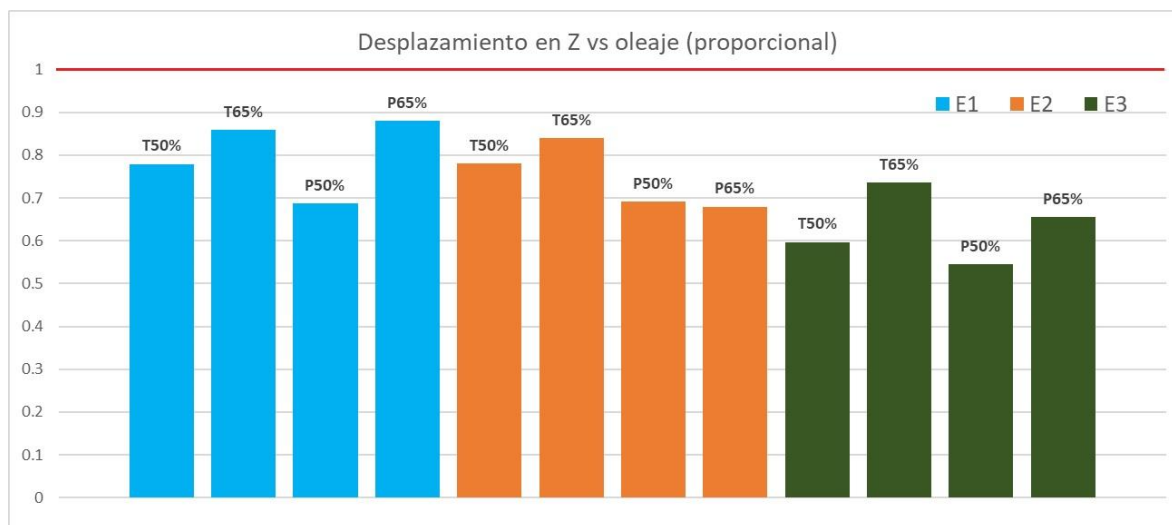


Figura 6.29: Comparación proporcional desplazamiento en Z vs oleaje

La línea roja en el valor $Y=1$ representa la altura del oleaje normalizada. Los primeros 4 casos (celeste) corresponden al estado E1, los siguientes 4 (naranja) corresponden al estado E2 y los últimos 4 casos (verde) corresponden al estado E3. Se designan con "T" a los casos de la plataforma triangular y con "P" a los de la plataforma pentagonal, cada uno con su correspondiente calado.

Como primera observación, el calado al 50% presenta consistentemente un menor desplazamiento en Z que el calado al 65%. Por ejemplo, en el estado de mar E1, la plataforma triangular con 50% de calado presenta entre un 75% y 80% de la altura del oleaje, mientras que el calado al 65% presenta cerca de un 85% de la altura del oleaje. Esto ocurre en todos los casos menos en la plataforma pentagonal en el estado E2, donde los desplazamientos son prácticamente iguales. Lo anterior sugiere que independiente del diseño, el calado juega un papel importante en el movimiento *heave* de las estructuras.

Otra observación que se puede hacer de la figura, es que en el estado E3 es donde, proporcionalmente, se obtienen los menores desplazamientos en Z, lo que quiere decir que ambos diseños tienen un mejor desempeño de estabilidad vertical en oleaje de grandes

dimensiones, mientras que en oleajes de menor altura, el movimiento *heave* es mayor en comparación con su oleaje.

Capítulo 7: Conclusiones y trabajos futuros

Gracias a las simulaciones, análisis realizados, trabajos previos y ensayos experimentales, se logró comparar el diseño y respuesta al oleaje tanto en la modelación física (canal de olas) como en la numérica, se pudo describir y comprender el comportamiento de estructuras semisumergidas sometidas a distintos estados de mar propios de la localidad de Punta Galera en la Región de Los Lagos, esto tras el estudio de los múltiples factores que participan en la interacción oleaje-estructura.

Los resultados son obtenidos mediante el software Ansys Aqwa, donde a partir de las gráficas entregadas por este, se pudo determinar la influencia de cada parámetro de estudio en la estabilidad de las plataformas, como el diseño de cada estructura, el calado o la altura del oleaje.

Según los resultados obtenidos, la plataforma triangular presenta una mayor estabilidad ante el movimiento *pitch* debido a 2 motivos. En primer lugar, por su inercia respecto al eje transversal (eje Y) ya que independiente del calado, esta es mayor en este diseño que en el diseño pentagonal, lo que indica que presenta una mayor resistencia a inclinarse respecto al eje Y, y por consiguiente como se vio en los resultados, los ángulos de inclinación son menores, disminuyendo la probabilidad de volcamiento. En segundo lugar, estudiando cada estructura en su ángulo de inclinación máximo, se obtuvo que la plataforma triangular presenta momentos restauradores en todos los casos ensayados, lo que facilita que esta vuelva a posiciones más estables luego de ser inclinada por el oleaje, no así el diseño pentagonal, ya que presenta momentos volcadores en 4 de 6 casos, donde esos 4 casos son en los estados de mar de menor altura de oleaje.

Analizando la influencia que tiene el calado en el brazo adrizante y momento restaurador obtenido en la plataforma triangular, los resultados indican que para los estados de mar E1 y E2, no existen grandes diferencias en el comportamiento, pero en el estado E3 el calado al 50% presenta un brazo y momento mucho mayores al calado al 65%, por lo que se puede decir que ante oleajes de grandes dimensiones el calado presenta una influencia notable. Sin embargo, debido a que es solo un caso el que hace que el comportamiento de ambos calados sea distinto, se recomienda hacer más pruebas de otros estados de mar para corroborar estos resultados.

Analizando el movimiento *heave*, se pueden extraer 2 conclusiones. En primer lugar, se tiene que ambas plataformas en el calado al 50% muestran una mayor estabilidad en su movimiento vertical, ya que presentan un menor desplazamiento vertical que en el calado al 65%. En segundo lugar, ambas plataformas presentan los menores desplazamientos en Z en el estado E3, de mayor altura de oleaje, lo que indica que, proporcionalmente, a menores alturas de oleaje el desplazamiento en Z es mayor.

Mencionado todo lo anterior, como conclusión final se tiene que la plataforma triangular con calado al 50% es la que presenta mejores resultados de estabilidad, tanto para el movimiento *heave* y *pitch*. Se debe tener en cuenta que este trabajo es un primer acercamiento al entendimiento del desempeño de estas estructuras en distintos tipos de oleaje, por lo que los resultados pueden no ser exactos y están sujetos a errores de distinta índole, ya sea por los supuestos realizados, simplificaciones, etc.

Por otro lado, a pesar de que el objetivo del trabajo no es el estudio y análisis del tipo de fondeo ni de la influencia de este en la estabilidad, se pudo observar que el uso de una catenaria simple no lineal como cable de fondeo entregó una aproximación válida para entender el comportamiento de las estructuras. Sin embargo, es importante destacar que es necesario un análisis más detallado de los sistemas de anclaje para comprender a cabalidad su influencia en la estabilidad de las plataformas en los diferentes estados de mar. Esto incluye el diseño y prueba de varios elementos, como los pesos muertos, las catenarias (cantidad, longitud, grosor, ángulo de suspensión, etc) o el uso de boyas auxiliares.

Existen varias opciones de trabajos a futuro para la continuación del estudio, dentro de las que se encuentran:

- Estudiar distintos tipos de fondeos para observar el desempeño de los diseños
- El uso de distintos calados para hallar el óptimo en términos de la estabilidad
- Agregar variaciones y mejoras a cada diseño para acercarse al diseño más eficiente
- Agregar el estudio del viento y su interacción aerodinámica con la estructura

Referencias

[1] Naciones Unidas, Acción por el Clima. Datos sobre la acción climática. 2021.

<https://www.un.org/es/climatechange/science/key-findings#temperature-rise>.

[2] CNN. Energías renovables: La meta que Chile alcanza a pasos agigantados Chile. 2021.

https://www.cnnchile.com/economia/energias-renovables-meta-chile_20210727

[3] World Trade Energy, ¿Qué detiene a las energías renovables?. 2020.

<https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/general/que-detiene-a-las-energias-renovables>

[4] Energía abierta, Capacidad total instalada. 2024.

<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

[5] Asociación Empresarial Eólica, La eólica en el mundo. 2022

<https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>

[6] Revista Electricidad. Turbinas eólicas en alta mar: una apuesta que se acerca al continente. 2020.

<https://www.revistaei.cl/2020/01/16/turbinas-eolicas-en-alta-mar-una-apuesta-que-se-acerca-al-continente/>

[7] Iberdrola, La energía eólica marina flotante: un hito para impulsar las renovables gracias a la innovación. 2021.

<https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante>

[8] S. Bashetty, S. Ozcelik. Design and Stability Analysis of an Offshore Floating Multi-Turbine Platform. Texas A&M University. 2020

[9] Y. Wang, H. Chen, G. Vaz, S. Busrmester. CFD Simulation of Semi-Submersible Floating Offshore Wind Turbine under Regular Waves. 2020

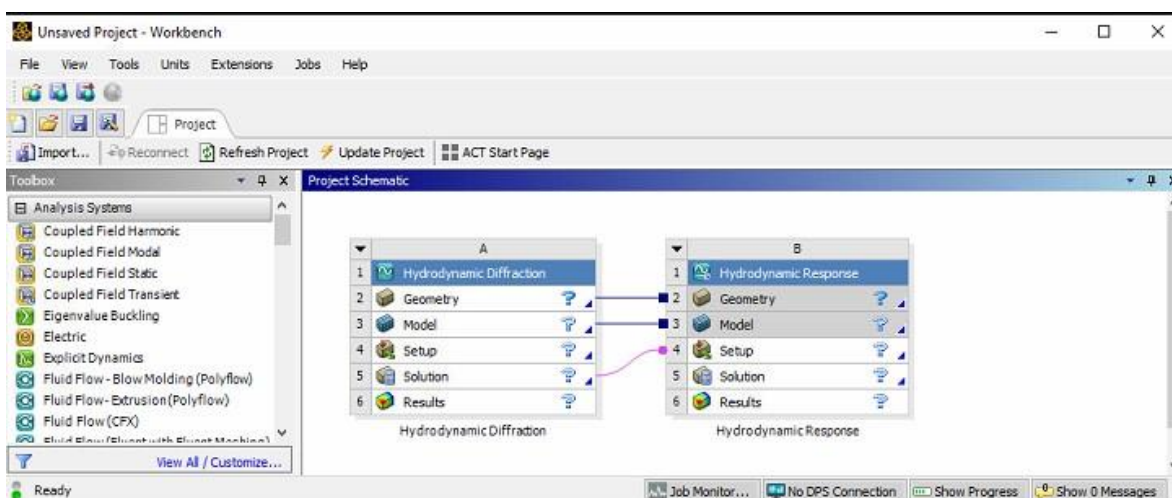
- [10] M. Rodriguez, T. Elsaghir, S. Hashi. Análisis de vibraciones en turbinas marinas. University of London. 2018
- [11] Y. Liu, Q. Xiao, A. Incecik, C. Peyrard, D. Wan. Establishing a fully coupled CFD analysis tool for floating offshore wind turbines. 2017
- [12] C. Wong. Plataforma flotante autoalineable al viento que soporta múltiples turbinas eólicas y solares para la generación de energía eólica y solar y método de construcción del mismo. N° correlativo: ES2772950. 2018.
- [13] S. Henriksen. Semi-submerged multiple wind-turbine system. N° correlativo: WO02/073032. 2010
- [14] J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers, Wind Energy Explained, Theory, Design and Application, Segunda edición. 2010
- [15] M. Castro, R. González, A. Portela, Parametrización de la capa límite atmosférica en los modelos numéricos de pronóstico meteorológico. Departamento de Geofísica y Meteorología, Universidad Complutense, España, 1991
- [16] S. Lonin. Parametrización de la superficie del mar bajo la inestabilidad de la capa próxima y la edad del oleaje. 2009
- [17] C. Cooper. Clase 6 Mecánica de Fluidos avanzada, Introducción a turbulencia. UTFSM 2020
- [18] E. Parra. Modelación numérica del forzamiento externo en la interacción energética y dinámica de boyas cautivas con oleaje en aguas someras. 2022

Anexos

[1] Modelación ANSYS AQWA

A continuación, se procede a describir la modelación realizada para la plataforma de base triangular con calado de 50%. El procedimiento es homologable para las demás estructuras, con sus respectivos parámetros característicos.

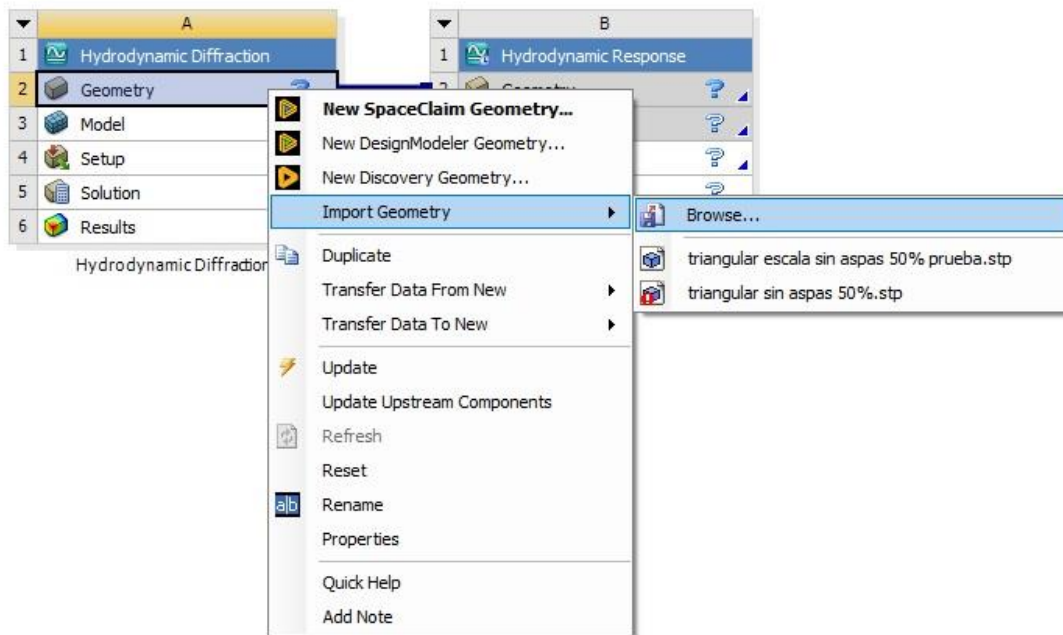
Para la modelación numérica de la estructura se utilizará el software ANSYS AQWA. Para acceder a este, se abre el software Workbench, y en la pestaña “toolbox” seleccionar la opción Hydrodynamic Diffraction (HD), y luego seleccionar y arrastrar Hydrodynamic Response (HR) sobre HD, específicamente a la opción 5 “Solution”.



HD y HR enlazados

Geometry

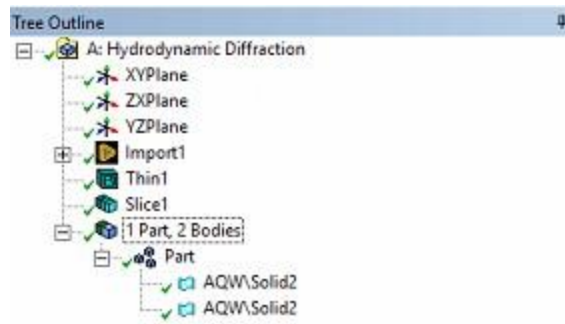
En primer lugar, se hace clic derecho en “Geometry” y se importa la estructura previamente realizada, en formato .STEP (.stp). Luego, doble click en “Geometry” para editar la geometría en el DesignModeler.



Importar geometría

Ya dentro de Geometry, se selecciona la herramienta "Thin/Surface", donde se selecciona "Direction" y se elige "Inward". "Thickness" se coloca en 0, y por último se selecciona "Generate". Con esta acción la estructura queda como un cascarón, compuesta solo por las superficies externas.

Posteriormente se selecciona "Slice", herramienta que divide la estructura en dos partes, cortando por defecto en el plano XY. Se selecciona "Slice by Plane" y se presiona "Generate". Luego se seleccionan ambas partes, clic derecho y "Form New Part", para formar un solo cuerpo, con lo que ya se puede cerrar la pestaña. Esta opción define la línea de flotabilidad, separando la parte sumergida del cuerpo y la parte sobre el agua.



Design Modeler

Details of Thin1	
Thin/Surface	Thin1
Selection Type	Bodies Only
Geometry	1 Body
Direction	Inward
☐ FD1, Thickness (≥ 0)	0 m
☐ FD2, Face Offset (≥ 0)	0 m
Preserve Bodies?	No

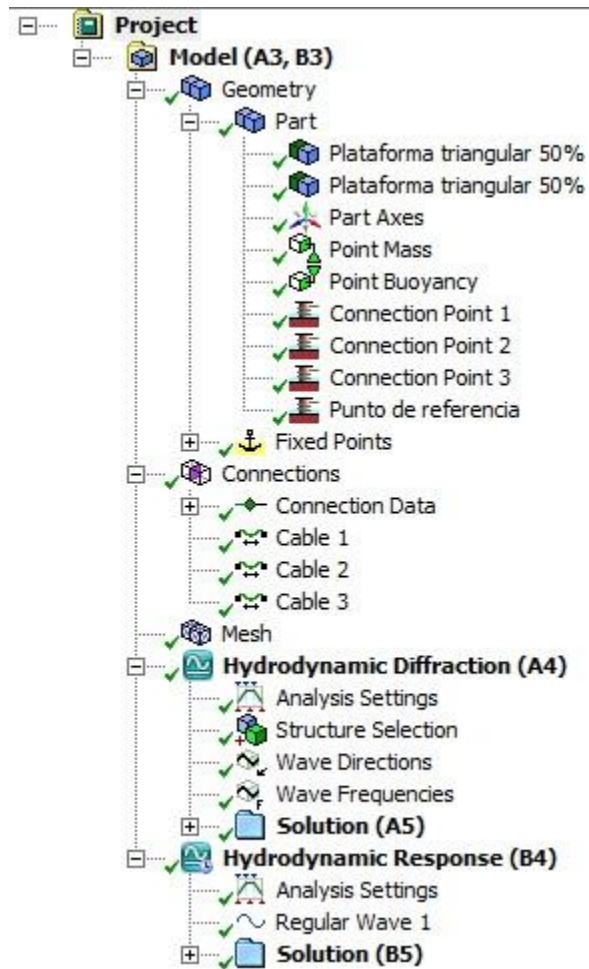
Thin

Details of Slice1	
Slice	Slice1
Slice Type	Slice by Plane
Base Plane	XYPlane
Slice Targets	All Bodies

:Slice

Model

En esta sección se ingresan todos los parámetros necesarios para realizar la simulación



Model

Geometry

En "Geometry" se define el volumen de control (dimensiones del mar, profundidad del agua), densidad del agua, gravedad.

[-] Details of Geometry	
Name	Geometry
Attached Assembly P...	C:\Users\usuario\AppData\Local\Temp\...
[-] Environment Constants	
☐ Water Depth	20 m
☐ Water Density	1025 kg/m ³
☐ Gravity	9.80665 m/s ²
Water Size X	750 m
Water Size Y	50 m
[-] Stability/Time Response-Specific Options	
Tube Drag Coefficients	Defined in Line Body Details
☐ Seabed Inline Fric...	0.0
☐ Seabed Lateral Fr...	0.0
[-] Composite Cable Seabed Definition	
Seabed Type	No Composite Cable Seabed
[-] Import Preferences	
Import Solid Bodies	No
Import Surface Bodies	Yes
Import Line Bodies	Yes

Detalles Geometría

Dentro de "Geometry", clic derecho en "Part" para agregar "Point Mass" y así definir el centro de masa, ubicación de este y sus momentos globales de inercia. Mismo proceso para agregar "Point Bouyancy" para definir la posición del punto de flotabilidad o boyantez y el volumen sumergido de la estructura.

Details of Point Mass	
Name	Point Mass
Visibility	Visible
Activity	Not Suppressed
Point Mass Properties	
Mass Definition	Manual Definition
☐ X	0.0 m
☐ Y	0.0 m
☐ Z	2.955 m
☐ Mass	114750 kg
Inertia Properties	
Define Inertia Values ...	Direct Input of Inertia
Kxx	12.2887322851656 m
Kyy	12.2887322851656 m
Kzz	15.6269882743679 m
☐ Ixx	17328735 kg.m ²
☐ Ixy	0.0 kg.m ²
☐ Ixz	0.0 kg.m ²
☐ Iyy	17328735 kg.m ²
☐ Iyz	0.0 kg.m ²
☐ Izz	28022267 kg.m ²

Detalles Point mass

Details of Point Buoyancy	
Name	Point Buoyancy
Visibility	Visible
Activity	Not Suppressed
Buoyancy Properties	
☐ X	0.0 m
☐ Y	0.0 m
☐ Z	-1.505 m
☐ Volume	117.26 m ³

Detalles Point buoyancy

Connections

En esta sección se debe definir el tipo de conexión (catenaria, polinomial, etc.) y los parámetros de las conexiones. Para esto, clic derecho en "Connection Data", "insert connection data", y seleccionar "catenary section".

Luego clic derecho en "Connections", "insert connection", y seleccionar Cable:

Details of Cable 1	
Name	Cable 1
Visibility	Visible
Activity	Not Suppressed
General Attributes	
Type	Nonlinear Catenary
Connectivity	Fixed Point to Structure
Start Fixed Point	Fixed Point 1 (Fixed)
End Connection Point	Connection Point 1 (Part)
Initial Attachment Poin...	101.417996430614 m (Point to Point)
Cable Dynamics Properties	
Use Dynamics	Defer to Analysis Settings "Use Cable D...
☐ Number of Elements	100
Catenary Section Selection	
Section 1: Type	Catenary Section Cadena c/c
☐ Section 1: Length	103 m
Section 2: Type	None
Cable Properties	
☐ Negative dZ Rang...	0.0 m
☐ Positive dZ Rang...	1 m
☐ Number of Vertica...	15
☐ Number of X Coord...	40
Initial Cable Data	
☐ Initial Cable Tensi...	35387.172 N
☐ Initial Cable Tensi...	40905.074 N

Detalles cable catenaria

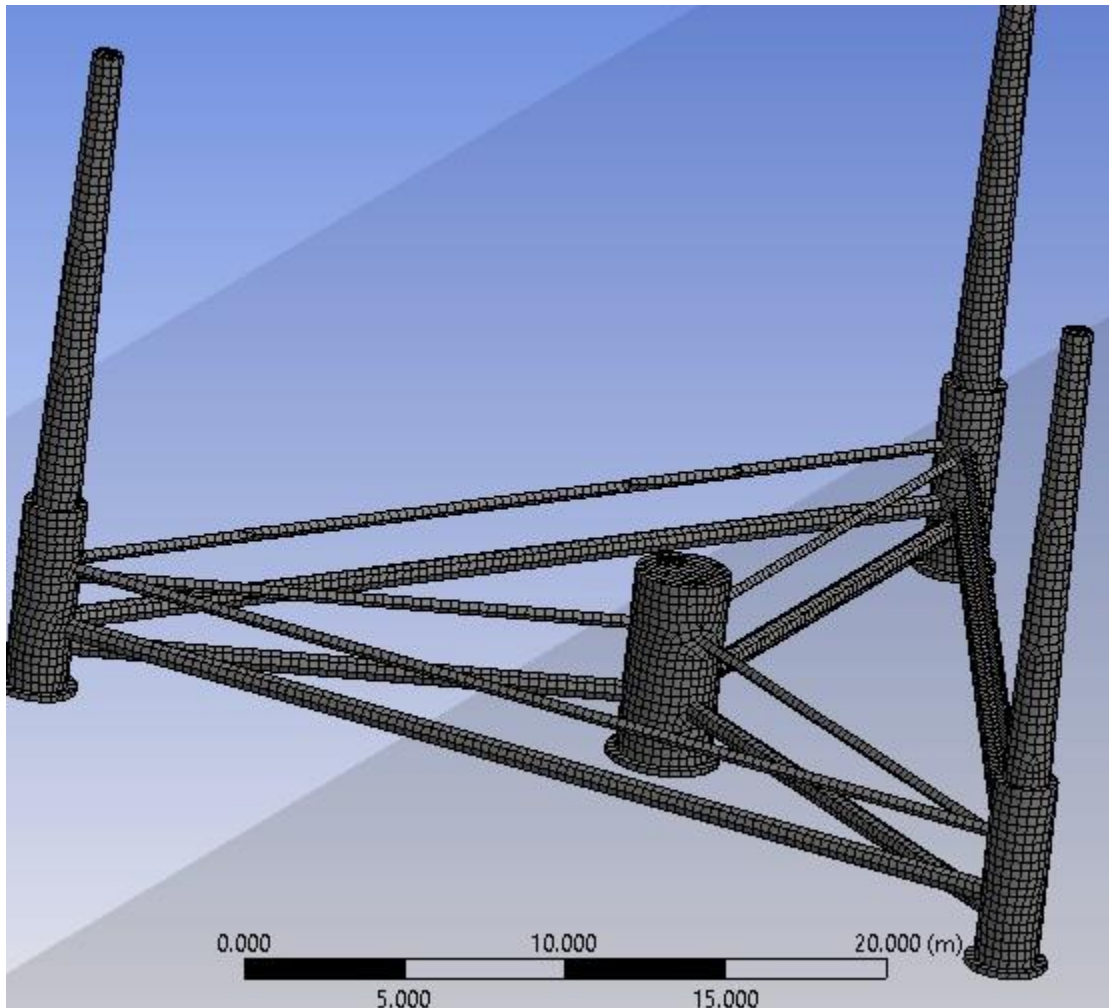
Mesh

A continuación, se debe realizar el mallado de la estructura, el que tiene por objetivo la discretización de la estructura en elementos finitos para su posterior análisis. Para esto se procede a la sección "Mesh" y se define en "Max Element Size" el tamaño característico de los elementos generados, con lo que además el programa indicará la máxima frecuencia permitida para el oleaje. En "Defeaturing Tolerance" se define la tolerancia, la que permite

controlar como son tratados los pequeños detalles. Presionando en "Generate Mesh" se crea la malla, además de indicar la cantidad de elementos y nodos que se generan.

[-] Details of Mesh	
Name	Mesh
[-] Mesh Parameters	
Element Size	0.3 m
Maximum Allowed Fre...	0.7999 Hz
[-] Waterline Node Generation	
Create Automatic Wat...	Yes
Connection Tolerance	Default (0.03 m)
[-] Generated Mesh Information	
Total Nodes	10635
Total Elements	10675
External Surface Diffr...	5581
External Surface Diffr...	5543
External Surface Non...	5150
External Surface Non...	5132

Detalles Mesh



Mallado de la geometría

Hydrodynamic Diffraction



Hydrodynamic diffraction

- Analysis Settings

En Hydrodynamic Diffraction, en la sección "Analysis Settings" se selecciona "No" en "Include Multi-directional Wave Interaction", con el objetivo de modelar un oleaje que tenga una única dirección.

[-] Details of Analysis Settings	
Name	Analysis Settings
External Operation before Solving	None
External Operation after Solving	None
Parallel Processing	Program Controlled
Generate Wave Grid Pressures	Yes
Wave Grid Resolution	Standard (81 x 51)
Wave Grid Size Factor	20
[-] Common Analysis Options	
Ignore Modelling Rule Violations	Yes
Calculate Extreme Low/High Frequenc...	Yes
Include Multi-Directional Wave Interacti...	No
Near Field Solution	Yes
Linearized Morison Drag	No
[-] QTF Options	
Calculate Full QTF Matrix	Yes
[-] Output File Options	
Source Strengths	No
Potentials	No
Centroid Pressures	No
Element Properties	No
ASCII Hydrodynamic Database	No
Example of Hydrodynamic Database	No
Generate AHD Pressure Output	No

Detalles Analysis settings

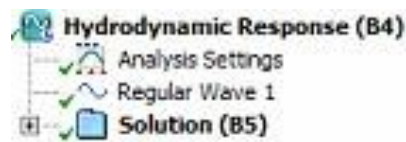
- Wave directions

Se selecciona "Single direction, Forward Speed", además de definir la celeridad de la ola y la dirección de esta.

Details of Wave Directions	
Name	Wave Directions
Visibility	Visible
Type	Single Direction, Forward Speed
☐ Forward Speed	10 m/s
☐ Wave Direction	0.0°

Detalles Wave directions

Hydrodynamic Response



Hydrodynamic response

- Analysis settings

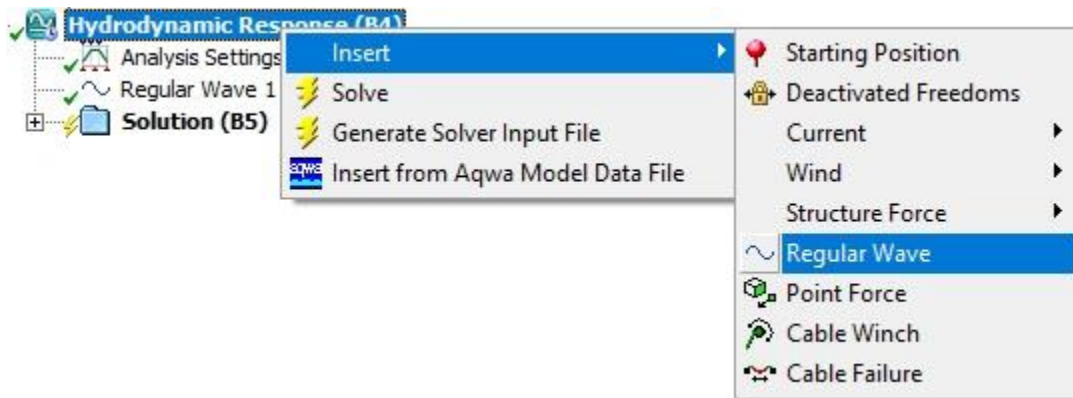
En "Analysis Settings", en la opción "Computation Type" se escoge "Time Response Analysis" para estudiar la respuesta temporal de la estructura al oleaje, además de seleccionar los parámetros del tiempo de respuesta, como el paso de tiempo o la duración de la simulación. En "Analysis Type" se escoge el tipo de oleaje al que se verá sometida la estructura. Para este caso, al ser oleaje regular, se selecciona *Regular Wave Response*.

Details of Analysis Settings	
Name	Analysis Settings
Computation Type	Time Response Analysis
External Operation befo...	None
External Operation after...	None
Parallel Processing	Program Controlled
Use Cable Dynamics	Yes
Time Response Specific Options	
Analysis Type	Regular Wave Response
☐ Start Time	0.0 s
☐ Time Step	0.1 s
Output Step	0.2 s
☐ Duration	600 s
Number of Steps	6001
Finish Time	600 s
Starting Position	Based on Geometry
X-Position for Wave Sur...	0.0 m
Y-Position for Wave Sur...	0.0 m

Detalles analysis Settings

- Regular wave

Haciendo clic derecho en Hydrodynamic Response, se agrega "Regular Wave", donde se elige *Airy Wave Theory*, y se seleccionan la amplitud, periodo y frecuencia del oleaje.



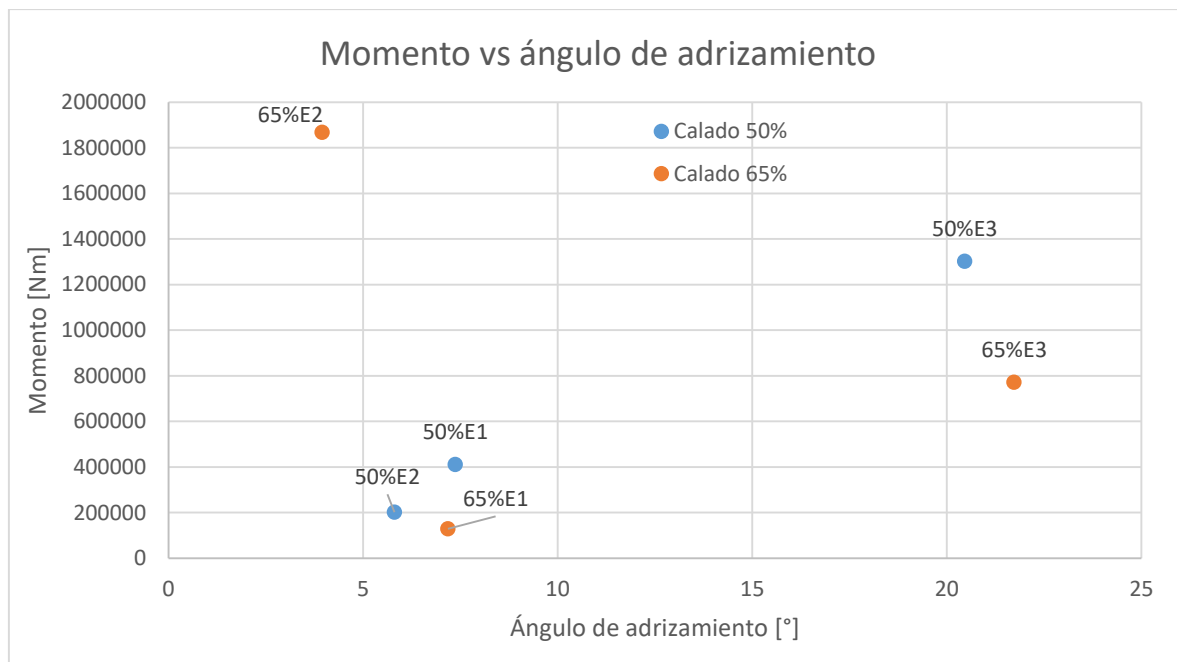
Insertar regular wave

[-] Details of Regular Wave 1	
Name	Regular Wave 1
Visibility	Visible
Activity	Not Suppressed
[-] Wave Definition	
Wave Type	Stokes 2nd Order Wave Theory
☐ Direction	0.0°
☐ Amplitude	1.25 m
☐ Period	12.7 s
☐ Frequency	0.07874 Hz
Wavelength	162.99678 m (Shallow)
Ramping Method	Program Controlled

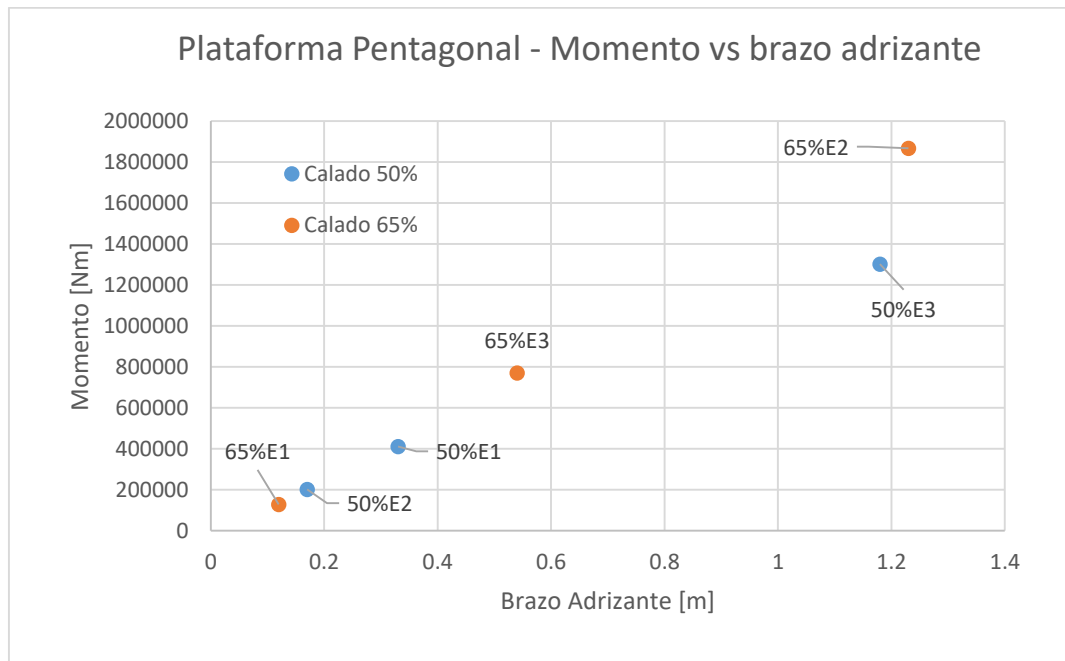
Regular Wave

Y al igual que en HD, en "Solution" se seleccionan las opciones de interés.

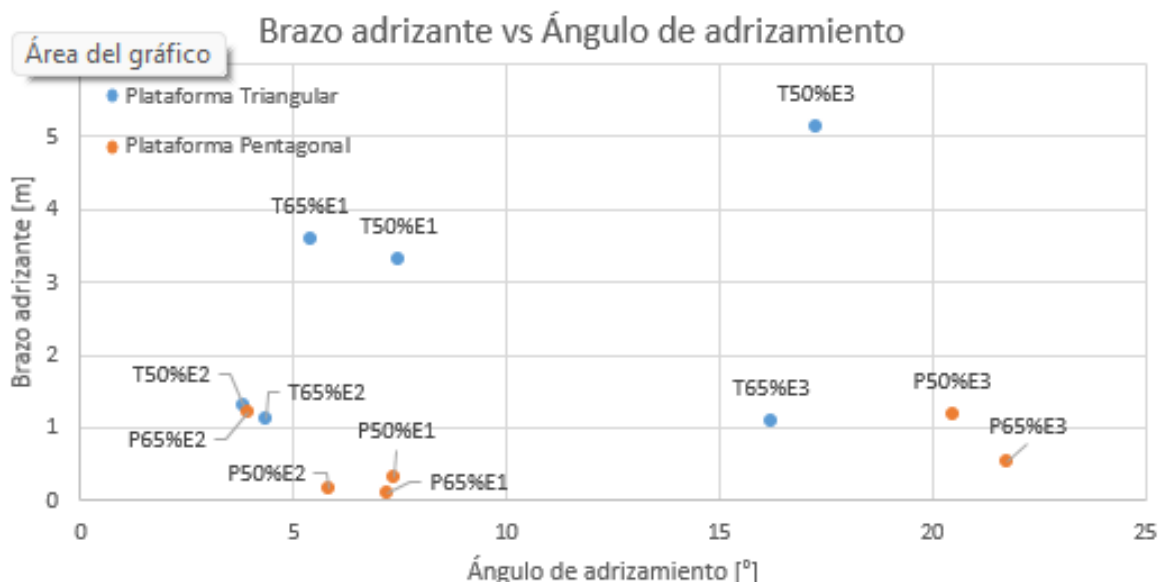
[2] Gráficas



Momento vs ángulo de adrizamiento, plataforma pentagonal



Momento vs brazo adrizante, plataforma pentagonal



Brazo adrizante vs ángulo de adrizamiento, ambas plataformas