

Análisis estructural de un aerogenerador offshore incluyendo los fenómenos de interacción suelo-estructura.



Enero de 2020

Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Alejandro García Rioja

Tutores: Cristina Medina López y Guillermo Manuel Álamo Meneses





Análisis estructural de un aerogenerador offshore incluyendo los fenómenos de interacción suelo-estructura.

Trabajo presentado para la obtención del título de Ingeniería Mecánica, validado en esta misma página por el autor D. Alejandro García Rioja y los tutores académicos Dña. Cristina Medina López y D. Guillermo Manuel Álamo Meneses:

Autor:

Tutora:

Tutor:

Alejandro García Rioja

Cristina Medina López

Guillermo M. Álamo Meneses

Las Palmas de Gran Canaria, enero de 2020.

El presente Trabajo Fin de Grado se ha realizado en el marco del proyecto BIA2017-88770-R, financiado por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad (MINECO) y la Agencia Estatal de Investigación (AEI), y cofinanciado con fondos FEDER

ÍNDICE DEL PROYECTO

MEMORIA DESCRIPTIVA 1	L
Índice de la memoria descriptiva	;
Índice de ilustraciones5	;
Índice de tablas	1
Anejo I. Especificaciones del aerogenerador de referencia de la NREL	1
MEMORIA JUSTIFICATIVA	ł
Índice de la memoria justificativa	;
Índice de ilustraciones	j
Índice de tablas)
Índice de ecuaciones11	L
Anejo I. Archivo principal de entrada del software FAST71	L
Anejo II. Archivo principal de entrada del software TurbSim77	1
Anejo III. Archivo principal de entrada del software BModes81	L
Anejo IV. Archivos de datos de la turbina de referencia85	;

MEMORIA DESCRIPTIVA

Índice de la memoria descriptiva

1.	Objeto11
2.	Alcance
3.	Autor11
4.	Peticionario11
5.	Antecedentes
6.	Legislación aplicable14
4	5.1. Normas de obligado cumplimiento14
4	5.2. Otras normas o estándares de interés15
7.	Emplazamiento15
8.	Análisis de soluciones
8	8.1. Aerogenerador
8	8.2. Cimentación
8	8.3. Solución adoptada
9.	Software de cálculo FAST
8	8.1. Módulo AeroDyn
8	8.2. Módulo InflowWind25
8	8.3. Módulo HydroDyn25
10.	Software complementario25
ç	9.1. Compilador
ç	9.2. TurbSim
ç	9.3. BModes27
11.	Procedimiento
12.	Cargas ambientales sobre la estructura
1	12.1. Viento
1	12.2. Oleaje
13.	Instalación del aerogenerador29
14.	Bibliografía

	Anejo I.	. Especificaciones	del aerogenerador	de referencia de la NRE	L3
--	----------	--------------------	-------------------	-------------------------	----

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Comparativa de las mediciones de temperatura de diferentes laboratorios. Editado de
'Scientific Consensus: Earth's climate is Warming', consenso de múltiples autores y artículos
proporcionado por la NASA12
Ilustración 2. Participación de la potencia renovable en porcentaje, por comunidades autónomas. Editado
de la REE, informe de 201813
Ilustración 3 Cimentación por gravedad. Editado de 'Offshore Wind Technology Overview', Mike
Robinson & Walt Musial, octubre 200617
Ilustración 5. Cimentación mixta monopilote-gravedad. Editado de 'FuturENERGY', en su artículo no.4
de 2018
Ilustración 4. Cimentación monopilotada. Editado de 'Offshore Wind Technology Overview', Mike
Robinson & Walt Musial, octubre 200619
Ilustración 6. Cimentación por trípode. Editado de 'Offshore Wind Technology Overview', Mike
Robinson & Walt Musial, octubre 200620
Ilustración 7. Cimentación tipo 'Jacket'. Editado de la página principal de noticias de la empresa
Iberdrola, diciembre 2019
Ilustración 8. Cimentaciones flotantes. Editado de 'Offshore Wind Technology Overview', Mike
Robinson & Walt Musial, octubre 2006
Ilustración 9. Modos de operación del software de cálculo FAST. Technical Report, J.M. Jonkman, M.L.
Buhl Jr., octubre 2005
Ilustración 10. Sistema de referencia del aerogenerador en cada uno de sus elementos. Editado y
traducido de 'Wind Power Plants', R. Gasch & J. Twele, 201224
Ilustración 11. Método de simulación del TurbSim. Technical Report, TurbSim, B.J. Jonkman,
septiembre 2009
Ilustración 12. Buque 'Innovation' para la instalación de cimentaciones monopilotadas, editado de la
ficha técnica del buque del portal 'VesselFinder'. ²²
Ilustración 13. Instalación y montaje de un aerogenerador offshore en alta mar, buque de la empresa
holandesa 'Huisman', editado de su página principal

Índice de tablas

Tabla 1. Datos del emplazamiento del aerogenerador offshore	16
Tabla 2. Recurso eólico del emplazamiento escogido.	
Tabla 3. Datos hidrológicos del emplazamiento del aerogenerador.	29
Tabla 4. Propiedades generales de la turbina de referencia de 5 MW.	
Tabla 5. Propiedades del buje y la góndola	
Tabla 6. Propiedades generales del tren de potencia	
Tabla 7. Propiedades generales anexas.	
Tabla 8. Propiedades del sistema de control	

1. Objeto.

El objeto del presente proyecto es incorporar los efectos de interacción suelo-estructura a la herramienta FAST y su empleo para el análisis del caso concreto de un aerogenerador offshore en las costas del litoral canario.

2. Alcance.

A lo largo de este proyecto, se especificarán los módulos, las rutinas y subrutinas tanto creadas como modificadas para la correcta compilación y ejecución del software de cálculo, así como todos los criterios y consideraciones de diseño que deben tenerse en cuenta para la ejecución de un proyecto de estas características, siendo: estudios previos de ubicación, vientos, oleaje, rutas migratorias, terreno y demás consideraciones previas a la implantación del aerogenerador, así como un estudio exhaustivo de los resultados de los distintos casos de estudio.

Además, se incluirán las especificaciones y las medidas de diseño adoptadas siendo un aerogenerador offshore con estructura monopilotada, y su implantación en el terreno especificando su fabricación, transporte e instalación.

Por último, cabe destacar que un proyecto de estas características requiere de otro tipo de estudios que quedan fuera del alcance y desarrollo de este proyecto, pero que tendrán mención dada su importancia en un caso real de estudio. En concreto, se requiere de un análisis de la viabilidad del proyecto, una evaluación de impacto ambiental (EIA) que identifique, evalúe y describa el impacto ambiental del presente proyecto, así como sus repercusiones en el entorno, un estudio preciso de las condiciones del entorno ambiental tanto de factores meteorológicos tales como oleaje, viento y mareas, como de posibles rutas migratorias, ecosistemas o hábitats de flora y fauna local y un estudio geotécnico concreto de la localización exacta del emplazamiento del proyecto.

3. Autor.

El autor de este proyecto es el estudiante de ingeniería mecánica Alejandro García Rioja, cuyos tutores se citaron anteriormente siendo: Doña Cristina Medina López, profesora del Departamento de Ingeniería Civil de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria y Don Guillermo Manuel Álamo Meneses, investigador del Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería (SIANI) de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

4. Peticionario.

El peticionario del presente proyecto es la Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles perteneciente a la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

5. Antecedentes.

Con la industrialización de las ciudades y el desarrollo urbano, el consumo energético ha ido en aumento sin control hasta el presente, previendo la continuidad de dicho crecimiento en los años venideros. Con los recursos fósiles como principal fuente de energía, al ser humano se le plantea un problema que se agrava de manera directamente proporcional al crecimiento de la demanda. Además, el calentamiento global es un problema innegable del siglo XXI que halla una de sus principales causas en la contaminación excesiva de la cual participa la generación de energía.



Ilustración 1. Comparativa de las mediciones de temperatura de diferentes laboratorios. Editado de 'Scientific Consensus: Earth's climate is Warming', consenso de múltiples autores y artículos proporcionado por la NASA.¹

Con las energías renovables, se encuentra una solución real y competente a ambos problemas, por tener una fuente ilimitada de energía que también cuenta con una contaminación por producción nula. En el año 2018, España aumentó un 19% con respecto a 2017 la generación de energía renovable, reduciendo las emisiones de CO_2 en un 6,1% acorde a los informes proporcionados por la Red Eléctrica Española (REE)². En total, las renovables representan el 38.4% de la producción total española siendo la principal fuente energética presente en el país, superando a las de ciclo combinado o a la nuclear. Canarias es uno de los lugares más efectivos y aprovechables de este tipo de energías verdes de donde sólo se contribuye a esta estadística en un 0,9 %, siendo la sexta por la cola.



Ilustración 2. Participación de la potencia renovable en porcentaje, por comunidades autónomas. Editado de la REE, informe de 2018.

La tecnología más desarrollada de este tipo de energías es la eólica, siendo una de las más empleadas en la actualidad. Su efectividad, sus costes relativamente bajos y el aprovechamiento de una fuente inagotable y presente prácticamente a diario como es el viento la convierten en la más popular. Sin embargo, el desarrollo continuo de las ciudades y la dificultad que supone encontrar los emplazamientos óptimos para este tipo de estructuras dificulta mucho no sólo su localización primera, sino el mantenimiento y la posible reubicación dentro del terreno. Por eso, surgió la alternativa de establecer aerogeneradores offshore.

La principal ventaja de esta solución es la ausencia de edificaciones, construcciones, colinas, montañas o árboles que puedan interferir, en la actualidad o en el futuro, en el desarrollo del proceso productivo de la turbina. Además, las áreas costeras son zonas con una fuerte presencia de viento, que puede ser aprovechado para la generación de energía. El principal inconveniente de la tecnología offshore es el desplazamiento, la instalación y el futuro transporte de la energía producida.

La inclusión de este tipo de tecnologías supondría no sólo la reducción de la polución y la proporción de contaminantes en el aire como el CO_2 , sino que abarataría los costes de la electricidad permitiendo que ésta fuera más accesible para todo el mundo. En la península, el precio del MWh ronda los 50 euros, mientras que en Canarias dicho coste se dispara de media en torno a los 150-200 euros. La instalación tanto de este tipo de soluciones aisladas como de parques eólicos completos que trabajen conjuntamente permitiría reducir estos precios hasta equilibrarlos con la media nacional.

Hoy en día se emplean diversos software para la simulación e implementación de este tipo de soluciones. Estos programas son herramientas de ingeniería asistida por ordenador que permiten abordar la simulación de la respuesta dinámica de aerogeneradores integrando modelos hidrodinámicos, aerodinámicos y estructurales, así como un modelo dinámico del control y el accionamiento eléctrico del dispositivo. Sin embargo, por defecto, estas herramientas no incorporan a la simulación la influencia que los efectos de interacción suelo-estructura tienen sobre el

comportamiento dinámico del aerogenerador, siendo esta una carencia que presentan la mayoría de las herramientas de simulación de aerogeneradores marinos en la actualidad.

Estas interacciones tienen mucha importancia a la hora del estudio de este tipo de proyectos dado que generan una serie de tensiones y esfuerzos que pueden concurrir en la falla o el colapso de todo el conjunto. Por tanto, es una consideración a tener en cuenta a la hora de emplear este tipo de programas, recurriendo a calcular estos aspectos de manera manual por no estar incluidos de manera básica dentro del software.

6. Legislación aplicable.

6.1 Normas de obligado cumplimiento.

- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- Real Decreto 1485/2012, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, adaptado a la nueva denominación y estructura de los departamentos ministeriales.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 751/2011, de 27 de mayo, por el que se aprueba la Instrucción de Acero Estructural (EAE).
- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de la energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

- Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes.
- Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.
- 6.2. Otras normas o estándares de interés.
 - EN 1993-1-4 (2005), Eurocode 1: Actions on structures Part 1-4: General actions Wind actions.
 - EN 1993-1-6 (2007), Eurocode 3: Designs of steel structures Part 1-6: Strength and stability of shell structures.
 - International Standard IEC-61400-3 (2009), of February, wind turbines Part 3: design requirements for offshore wind turbines.
 - DNV-OS-J101. Diseño de aerogeneradores offshore.
 - DNVGL-RP-C202: Buckling strength of shells (2017).
 - DNVGL-RP-C203: Fatigue design of offshore steel structures (2016).
 - DNVGL-RP-C205: Environmental conditions and environmental loads (2017).
 - DNVGL-OS-B101: Metallic materials (2015).
 - DNVGL-ST-0126: Support structures for wind turbines (2016).
 - DNVGL-ST-0437: Loads and site conditions for wind turbines (2016).
 - API RP 2A-WSD: Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing
 - Fixed Offshore Platforms: Working Stress Design (2007).

7. Emplazamiento.

La elección del emplazamiento se realiza en base a dos consideraciones principalmente: la potencia nominal hipotética que se obtendría y las cargas debidas a batimetría y oleaje. Además, hay que tener en cuenta los requisitos legales del emplazamiento, siendo concretamente los relacionados con el impacto que tuviera la instalación y ejecución de dicho proyecto sobre la localización escogida, que permitan o no su realización.

Una vez realizadas y estudiadas todas las consideraciones previas se llega a la conclusión de que el emplazamiento óptimo para el aerogenerador de estudio es el que se muestra a continuación.

Emplazamiento								
Latitud	Longitud	Coordenadas UTM		Velocidad media	Profundidad			
Latitud		Х	Y	del viento	Tiofullatuau			
27° 45′ 05,09" N	15° 28′ 35,15" <i>0</i>	453.050	3.069.750	9,61 ^m / _s	49 m			

Tabla 1. Datos del emplazamiento del aerogenerador offshore.

8. Análisis de soluciones.

8.1. Aerogenerador.

El aerogenerador escogido es una turbina de referencia de 5 MW³ aportada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory, NREL*⁴). Esta turbina fue desarrollada con el propósito de facilitar los proyectos offshore mediante la creación de un sistema representativo a escala con una utilidad real de aerogeneradores multimegavatio. Esta turbina es una convencional de tres palas de velocidad variable, con una potencia nominal desarrollada de 5 MW y una altura de 90 metros, con la particularidad de ser autopilotada. Esto implica que la turbina se reorienta para hacer coincidir el eje fore-aft con la dirección principal del viento y obtener la máxima potencia posible. El propósito de establecer una turbina de 5 MW no es otro que el de garantizar la viabilidad de un proyecto de aguas profundas, en los cuales se establece que la potencia mínima deberá ser la escogida en este proyecto.

Para el software FAST⁵, se estableció que la torre acaba en la base de la torre, a 10 metros por encima del nivel medio del mar. Además, se tiene un diámetro constante a lo largo de la subestructura de soporte de 6 metros, con un espesor de pared de 6 centímetros. El resto de datos técnicos referentes al modelo escogido se muestran en el anejo I.

8.2. Cimentación.

Para la instalación de un aerogenerador, se requiere de un estudio geotécnico previo del emplazamiento escogido. Sin embargo, esto queda fuera del alcance del presente trabajo. Aun así, se hace especial mención a este apartado, dada la importancia de este en la ejecución real del mismo. En dicho estudio se deberá incluir una investigación detallada de la batimetría del suelo, la profundidad de la lámina de agua, la estratigrafía, fallas posibles y otros riesgos geotécnicos que se pudieran hallar en el emplazamiento.

La cimentación es el elemento constructivo de mayor importancia en la instalación de aerogeneradores⁶. Sin contar los elementos propios de la turbina, la cimentación deberá resistir la

totalidad de las cargas presentes en la estructura, tanto las propias como las generadas por el viento, además de las adversidades climáticas específicas del caso estudiado. En los aerogeneradores offshore, la cimentación se enfrenta también a las inclemencias del oleaje y las corrientes marinas, así como al desgaste referente a la presencia en un ambiente corrosivo que es especialmente agresivo como lo es el mar.

La cimentación se escoge principalmente en base a la profundidad del terreno, siendo determinados casos inviables en función de esta condición. Así, se tienen dos tipos de cimentaciones concretas: las estructuras fijas y las estructuras flotantes.

8.2.1. Estructura fija. Cimentación por gravedad.

En este tipo de cimentaciones, la estructura se fija en su lugar de colocación exclusivamente por la acción de su propio peso. Son elementos de hormigón en su totalidad lo que abarata costes y permite altas resistencias en el medio marino, evitando fenómenos tan perjudiciales como la acción de la corrosión sobre la estructura. Se emplean a profundidades bajas sin llegar a superar los 30 metros y se debe tener especial cuidado con los fenómenos de erosión.

Hay diferentes ejecuciones para este tipo de cimentación pudiendo ser mazacotes de hormigón en la base, elementos troncocónicos que resistan mejor los embates de las mareas o incluso hay estructuras más complejas en su geometría u otras en las que se realiza una combinación de cilindros macizos con planchas de metal al final de la estructura.



Ilustración 3 Cimentación por gravedad. Editado de 'Offshore Wind Technology Overview', Mike Robinson & Walt Musial, octubre 2006.

8.2.2. Estructura fija. Cimentación mixta: Gravedad y subestructura.

Esta cimentación combina la anteriormente mencionada de gravedad, con una subestructura en forma de torre telescópica extensible que se une a la cimentación instalada en el lecho marino. Se realiza especial mención a esta solución mixta surgida en España cuya instalación se realizó por primera vez en todo el país en las costas de Gran Canaria en el año 2018⁷, comenzando con su capacidad productiva a principios de marzo de 2019.

La estructura se ensambla a partir de elementos de hormigón prefabricados salvo su instalación que se realiza in situ. La principal ventaja de esta solución es la gran reducción en costes en el transporte y su facilidad de instalación. La plataforma actúa como autoflotante en el transporte hasta ser anclada en su emplazamiento, y la estructura retráctil permite facilitar las labores de desplazamiento.



Ilustración 4. Cimentación mixta monopilote-gravedad. Editado de 'FuturENERGY', en su artículo no.4 de 2018.

8.2.3. Estructura fija. Cimentación por monopilote.

Estas cimentaciones se basan en la resistencia de un único pilote macizo o hueco que se hinca en el lecho marino proporcionando un anclaje fijo que soporta la totalidad de la estructura. Esta solución es la más adoptada a nivel mundial dada su sencillez constructiva y su efectividad, además de su instalación relativamente sencilla sobre el terreno. El monopilote actúa como un solo elemento y debe soportar principalmente cargas de fatiga, pandeo o el resto de las acciones debidas a la instalación y uso de la turbina eólica.

La ventaja es que no requiere de preparación del lecho marino, y es relativamente conservadora con el medio. Sin embargo, se requiere de un equipo especializado de anclaje pesado dado que las profundidades de penetración, aunque dependan del tipo de suelo, son elevadas, rondando desde los 10 a los 20 metros para los aerogeneradores de la actualidad. Variando la geometría del pilote, se pueden reducir estas profundidades mejorando el agarre de este al lecho marino.



Ilustración 5. Cimentación monopilotada. Editado de 'Offshore Wind Technology Overview', Mike Robinson & Walt Musial, octubre 2006.

8.2.4. Estructura fija. Cimentación por trípode.

Esta cimentación se adaptó de las estructuras de las plataformas petrolíferas que la emplean como medio de sustentación. Desde la base de la propia plataforma, surge una estructura de acero que transfiere los esfuerzos sobre tres pilotes anclados en el fondo del lecho marino, dotando al conjunto de mayor resistencia estructural y permitiéndole alcanzar profundidades mayores.

Al igual que en la cimentación monopilotada, la erosión y la corrosión no son un problema considerable, y resiste mejor los esfuerzos debidos al funcionamiento del aerogenerador. Sin embargo, dado que su instalación es más compleja, esta solución se reserva para aquellos casos en los que se requiera salvar una profundidad superior a la que puede asimilar el monopilote. Cabe destacar que, dado el volumen estructural de las barras de acero, esta solución no permite el tránsito de embarcaciones con un calado considerable debido a las posibles colisiones que pudiera tener con el conjunto.



Ilustración 6. Cimentación por trípode. Editado de 'Offshore Wind Technology Overview', Mike Robinson & Walt Musial, octubre 2006.

8.2.5. Estructura fija. Cimentación tipo 'Jacket'.

La cimentación tipo chaqueta o jacket consiste en una serie de barras arriostradas formando una celosía que sustentan todo el conjunto. La principal ventaja es que se aumenta la capacidad resistente de la estructura empleando barras de diámetros relativamente pequeños que trabajan conjuntamente. Su principal inconveniente es precisamente su ventaja, dado que la complejidad de la estructura dificulta su instalación, aunque facilita su transporte y reduce notablemente los costes.

Se suele emplear en profundidades bastante elevadas para cimentaciones fijas y, al igual que en la cimentación por trípode, las embarcaciones deben tener especial cuidado al transitar las aguas que se encuentren próximas a la estructura.



Ilustración 7. Cimentación tipo 'Jacket'. Editado de la página principal de noticias de la empresa Iberdrola, diciembre 2019.

8.2.6. Estructuras flotantes.

En este tipo de estructuras se presenta una división entre el soporte resistente y el anclaje o fijación al terreno. Se emplean cuando las profundidades no son salvables con ninguna de las estructuras fijas y presentan alternativas reales y eficientes a la implantación de la tecnología offshore.

Son cimentaciones de acero u hormigón en forma de plataforma (como las semi-sumergibles) o cilíndricas o troncocónicas (como las Spar) que sustentan la estructura y reducen la altura del centro de gravedad del bloque, proporcionando estabilidad. La fijación al lecho marino se efectua con uno o varios anclajes que se unen al bloque resistente mediante cables tensores.

Es una de las tecnologías menos desarrolladas dentro del campo de producción eléctrica mediante aerogeneradores offshore, pero se pretende trasladar a modelos reales equivalentes de las estaciones petrolíferas donde se lleva empleando durante más tiempo.



Ilustración 8. Cimentaciones flotantes. Editado de 'Offshore Wind Technology Overview', Mike Robinson & Walt Musial, octubre 2006.

8.3. Solución adoptada.

La elección de la cimentación depende de muchos factores como se mencionó anteriormente, siendo en función del tipo de aerogenerador a instalar, la profundidad, el tipo de suelo, las cargas de olas, mareas, la velocidad y la fuerza del viento. En base a todas estas consideraciones vistas en los capítulos 6 y 7.1 del presente documento, la cimentación final escogida es una estructura fija de tipo monopilote⁸.

Dada la profundidad máxima de la lámina de agua de 49 metros y el suelo mayoritariamente arenoso se requiere de un anclaje suficiente que permita la fijación total de la estructura, además de poder solventar dicha profundidad. Por tanto, se empleará esta solución para la realización y ejecución de este proyecto.

Concretamente, se tiene un monopilote de 6 metros de diámetro, con una longitud total de 36 metros netos sin contar el anclaje ni la plataforma. Anexamente, se supuso un coeficiente de Poisson de 0.25 y un módulo de elasticidad, *Ep*, *de* $2.1 \cdot 10^{11}$ Pa.

9. Software de cálculo FAST.

El software de cálculo empleado para desarrollar este proyecto es el FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structure and Turbulence⁵). Este programa, desarrollado por el laboratorio nacional estadounidense de energías renovables (National Renewable Energy Laboratory, *NREL*), es un simulador aeroelástico integral capaz de modelar y predecir las cargas y la fatiga a las que se someten turbinas de eje horizontal (HAWT) de hasta dos y tres palas de diversos tamaños.

El código de FAST es la fusión de tres códigos en sí mismos: el *FAST2* para modelos HAWT de dos palas, el *FAST3* para modelos de tres palas y el *AeroDyn* que es el módulo de las subrutinas de la aerodinámica. El trabajo conjunto de estos tres códigos es lo que compone lo que se abrevió como FAST, desarrollado en el año 2002 y siendo el software empleado hoy en día con sus versiones actualizadas.

Este software es modular, trabajando conjuntamente su programa base con diversos módulos de computación que permiten estudiar los esfuerzos y las diversas cargas a las que se somete la estructura, y generar la respuesta dinámica que tendría el aerogenerador. En función de la exhaustividad del estudio que se quiera realizar se incluyen los módulos necesarios para ello, teniendo algunos básicos presentes en todos los casos como los módulos estructurales o aerodinámicos y otros complementarios más específicos como la predicción de ruido aeroacústico.



Ilustración 9. Modos de operación del software de cálculo FAST. Technical Report, J.M. Jonkman, M.L. Buhl Jr., octubre 2005.⁹

Aunque cada módulo trabaja por separado, el laboratorio estadounidense desarrolló una interfaz entre el FAST y un controlador maestro que se implementó como una biblioteca de enlace dinámico (DLL) cuya función es unificar todos los módulos y lograr el trabajo conjunto de todos ellos. Sin embargo, el programa no cuenta con una interfaz *per se*, funcionando a través de ventanas de comandos soportadas por el sistema operativo. A través de ellas, se ejecuta el programa junto con el archivo principal (del tipo *'archivoprincipal.fst'*) y desde el mismo se llama a todos los módulos incluidos para que entren en funcionamiento, así como los archivos principales de datos. En el Anejo I se pueden ver dichos archivos en su totalidad.

La versión empleada en este proyecto es el FAST_v7 en su actualización más reciente hasta la fecha de realización del presente documento, 02.00d-bjj. Dentro de los módulos empleados, se detalla la presencia de los más elementales, haciendo mención del resto de módulos cuando sea pertinente.

Finalmente, el programa emplea un sistema de referencia de ejes cartesiano clásico, donde el eje x es el eje del buje o rotor, el eje y conforma la perpendicular con la guiñada y el eje z es la representación en altura coincidente con la torre.



Ilustración 10. Sistema de referencia del aerogenerador en cada uno de sus elementos. Editado y traducido de 'Wind Power Plants', R. Gasch & J. Twele, 2012.¹⁰

8.1. Módulo AeroDyn.

Este módulo es uno de los principales y el más elemental del software FAST dado que se encarga de simular y modelar todas las cargas y esfuerzos referentes al recurso eólico¹¹. Este bloque permite simular las tensiones y fuerzas generadas en todos los elementos del aerogenerador: palas, rotor, góndola o torre y también las reacciones e interacciones que tengan estos resultados con el resto de elementos del conjunto como la plataforma base o la cimentación. Además, se encarga de modelar y mostrar la respuesta efectiva que tendrá el aerogenerador conforme al propio viento de estudio, así como otras consideraciones tales como el efecto túnel o la interacción de vientos turbulentos especialmente importante en la instalación de parques eólicos.

Las fuerzas ejercidas sobre la estructura se dividen en subgrupos definidos como la elevación, el arrastre y la nutación del conjunto. Todas las fuerzas son distribuidas y se generan entre los ficheros de entrada de datos y el fichero principal. Como resultado, se obtiene un output interpretable por el FAST que permite reconocer e interpolar esas cargas transformándolas en nodales sobre la estructura.

8.2. Módulo InflowWind.

Este módulo complementario permite la simulación aeroelástica del viento, tratándolo como una entrada de datos binario con sus diferentes componentes tales como la velocidad, los vectores de viento o la malla generada por el mismo¹². Para poder emplear este módulo se requiere de un software complementario que permita generar una entrada binaria de datos tanto para el viento como para la definición de la torre y las palas llamado *TurbSim* que se explicará en su apartado correspondiente más adelante.

8.3. Módulo HydroDyn.

Este módulo es esencial en el desarrollo del presente proyecto dado que se trata de una estructura offshore. En este bloque se recogen todas las consideraciones con respecto a las cargas hidrodinámicas sobre el conjunto como la interacción del oleaje, las corrientes marinas o la propia marea¹³. El módulo recibe todos los datos relevantes tales como la posición, las velocidades y aceleraciones o la orientación de la subestructura en tiempo simulado y las modifica en base a las interacciones que tenga con el medio como vientos o mareas.

Una vez tiene todos los datos de entrada, el módulo calcula las cargas hidrodinámicas y las transforma en cargas nodales interpretables por el FAST con el módulo pertinente propio del software. Se tiene por tanto tres archivos en el módulo, dos de entrada, tanto el principal como el archivo de datos y uno de salida con los resultados obtenidos que es el interpretable por el programa.

10. Software complementario.

Para la realización de este proyecto se requirió de software complementario al principal para satisfacer todas las demandas del propio FAST. Todos los programas empleados fueron aportados por el propio laboratorio estadounidense (NREL), quien trabaja conjuntamente con este software y permite la compatibilidad del mismo con todos y cada uno de los módulos aportados.

9.1. Compilador.

Al ser un software modular, el FAST requiere de un trabajo previo de compilación para unificar y completar el programa incluyendo cada uno de los módulos de los que se requiera para su posterior uso y funcionamiento. Como recomendación del propio laboratorio estadounidense de energías renovables, la compilación se realizó con el software propio de la compañía Intel¹⁴, empleando para ello dos programas concretos: el Intel Visual Studio 2019 Community ¹⁵y el Intel Parallel Studio XE 2019 Cluster Edition¹⁶. Dado el uso de estos programas, tanto la compilación como el desarrollo completo del programa se realizó en el sistema operativo Windows 10 Home.

9.1.1. Intel Visual Studio 2019 Community.

El Visual Studio es un software preparado para múltiples tareas tales como programación en diversos lenguajes, diseño de páginas web o compilador en base java, aportando una interfaz visual y

sencilla que permita realizar todas estas labores con mayor facilidad. Durante la realización de este proyecto, se empleó la versión *Community*, siendo una versión gratuita aportada por la compañía y disponible para su uso desde sus propios servidores previo registro.

Para el desarrollo concreto de este proyecto, se requiere de este software dada su compatibilidad con lenguaje Fortran, que permite emplearlo en trabajo conjunto con el otro programa empleado (Intel Parallel Studio XE 2019 Cluster Edition), que ligado a este primero permiten compilar de manera correcta el programa de cálculo FAST. Cabe destacar que, para la correcta inclusión de ambos programas, se deberá instalar en primer lugar el Intel Parallel Studio XE 2019 Cluster Edition o, en su defecto, reinstalar el Visual Studio una vez incluido el Parallel Studio para poder instalar los bloques necesarios para la correcta compilación y funcionamiento del conjunto.

Dentro de la instalación del propio programa, se establecieron los paquetes por defecto, incluyendo:

- Paquete de compatibilidad de .NET framework
- SDK de .NET framework
- C# y Visual Basic, con sus respectivas características de C++ 2019
- MSBuild y MSVC en su última versión
- Herramientas de compilación de ATL de C++
- Herramientas Entity Framework 6

Una vez se realice la instalación del Parallel Studio XE, deberá aparecer una categoría anexa 'sin clasificar' que incluirá el compilador de Intel en C++ y en Fortran, categoría que se incluyó en su totalidad.

9.1.2. Intel Parallel Studio XE 2019 Cluster Edition.

Tal y como sucede con el software anterior, para este proyecto se empleó la versión de estudiantes del programa, siendo concretamente el Intel Parallel Studio XE 2019 Cluster Edition, obtenida previo registro en la web propia de Intel.

9.2. TurbSim.

La herramienta TurbSim¹⁷ fue desarrollada para proporcionar una simulación numérica estocástica de un flujo de campo y sus relaciones en base a una entrada de aire generada, así como las inestabilidades asociadas a turbulencias o a flujos cercanos a la capa límite. También admite unas superposiciones coherentes de las turbulencias tanto programadas como aleatorias que logran acercar la simulación con mayor efectividad a la realidad. Esto lo logra empleando un método estadístico en lugar
de uno físico que permite simular numéricamente series temporales de vectores de velocidad de tres componentes en una malla o cuadrícula que se centra en el área efectiva de la turbina.

Este programa genera una salida interpretable por el módulo AeroDyn presente en el software FAST que permite dar una respuesta a la carga aeroelástica generada, permitiendo estudiar casos que pudieran ser adversos para la estructura o para la propia turbina. El trabajo conjunto de TurbSim con AeroDyn permite superponer estructuras turbulentas coherentes para simular situaciones no estacionarias. El funcionamiento básico de ambos conjuntos se puede apreciar en la ilustración 10.



Ilustración 11. Método de simulación del TurbSim. Technical Report, TurbSim, B.J. Jonkman, septiembre 2009.¹⁸

9.3. BModes.

El BModes¹⁹ es un código de elementos finitos que genera una serie de modos acoplados dinámicamente a lo largo de una estructura, pudiendo ser esta estática o dinámica. Este programa genera una respuesta modal que es interpretable por programas que usen dicho enfoque, tal y como lo hace FAST.

Dicho software permite realizar un análisis de fatiga o estudiar la estabilidad aeroelástica en el comportamiento de las turbinas, a raíz de los modos generados sobre la torre y las palas, estudiando todos los casos posibles como la variación de la velocidad del rotor o la inclinación de la góndola durante la simulación. Sin embargo, el laboratorio aún no ha implementado un output que sea directamente interpretable por el FAST, por lo que se requiere de una tabla de conversión que permita transformar los datos de salida de este programa en unos entendibles por el FAST.

Esto se realizó a través de una hoja de cálculo Excel mediante la cual se crea una serie de coeficientes polinomiales para las formas de los modos introducidas a lo largo de la estructura. En base a la discretización realizada sobre la estructura, se calculan los factores de escala y la pendiente y se generan estos coeficientes que sirven de input para el FAST.

11. Procedimiento.

El procedimiento seguido para la realización de este proyecto puede dividirse en tres partes bien diferenciadas:

Primeramente, se presentará el código, detallando y explicando las rutinas y subrutinas empleadas en cada módulo y especificando todas y cada una de las variables relevantes empleadas en el cálculo. Además, se considerarán los criterios de diseño y el entorno específico al que estará sometido el aerogenerador.

Seguidamente, y con el fin de verificar el correcto uso del software, se compararán los resultados obtenidos con los correspondientes a otros estudios que figuran en la literatura científica, estudiando las principales variables representadas para ambas situaciones y realizando una comparativa que permita establecer un punto de partida. Una vez dispuesto, se implementará la subrutina que incluya las interacciones suelo-estructura que permitan estimar y analizar con un mayor nivel de precisión la respuesta real del aerogenerador.

Finalmente, se dispondrá del software completo para su aplicación a un caso real en las costas de la isla de Gran Canaria, tal y como se menciona al inicio de esta memoria.

12. Cargas ambientales sobre la estructura.

A lo largo de este capítulo se disponen los datos referentes a las cargas ambientales que sufrirá la estructura. Concretamente se contarán las cargas producidas por el viento y la acción de la marea.

12.1. Viento.

El viento es el recurso más importante de un aerogenerador. Determina no sólo las cargas a las que estará sometido, sino la potencia eléctrica nominal que podrá desarrollar y si la mantendrá o no a lo largo del tiempo.

Empleando la herramienta aportada por el Gobierno de Canarias, *GRAFCAN*²⁰, se tiene que el viento tiene dirección predominante desde Nornoreste, *NNE*, siendo relativamente constante a lo largo del tiempo. Además, la intensidad de la turbulencia se mantiene prácticamente constante a 40, 60 y 80 metros, llegando a una velocidad máxima media de 9.58 metros por segundo. En la siguiente tabla se muestran todos los datos relevantes para el desarrollo del proyecto.

Recurso eólico				
Dirocción	Valacidad modia	Constante de Weibull		
Direccion	velocidad media	Densidad del alle	Constante C	Constante K
NNE	9,68 m/s	$1,226 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	10,46	1,854

Tabla 2. Recurso eólico del emplazamiento escogido.

12.2. Oleaje.

El oleaje y el nivel del mar condicionan principalmente las cargas a las que se verá sometida la estructura, siendo especialmente importantes en la zona del nivel medio del mar por ser el lugar de colisión continua y desgaste que produce el océano.

En este caso se recurrió a una herramienta proporcionada por el Gobierno de España en su web de puertos del estado²¹ y se escogieron los datos de la boya instalada más próxima al emplazamiento escogido, siendo la 'Boya de Las Palmas Este' donde se medirá el oleaje. Esto juntamente con el mareógrafo de Las Palmas, 'Mareógrafo de Las Palmas 2', permitirá controlar el nivel del mar o los períodos de onda larga para establecer la altura media de las olas que se empleará en este proyecto. A continuación, se muestran los datos empleados.

Tabla 3. Datos hidrológicos del emplazamiento del aerogenerador.

		Recurso hídrico		
Altura media	Densidad del agua	Nivel medio del mar	Temperatura media	Salinidad
5,6 m	$1,024 \frac{kg}{m^3}$	0,303 m	22,3 °C	36,8 psu

13. Instalación del aerogenerador.

Para la instalación del aerogenerador teniendo la solución escogida de cimentación monopilotada se requiere de maquinaria y vehículos específicos para su transporte y posterior instalación.

Principalmente se requieren buques de transporte con capacidad de carga para un elemento como el monopilote de estudio que tiene que salvar la distancia de la lámina de agua de unos 50 metros de profundidad más la profundidad de anclado para un aerogenerador de referencia de 90 metros de altura, como es el caso del aerogenerador empleado de 5 MW. Este tipo de buques como por ejemplo el *Innovation*²²son capaces de cargar el tonelaje suficiente como para transportar la cimentación e incluso el aerogenerador completo hasta su emplazamiento.



Ilustración 12. Buque 'Innovation' para la instalación de cimentaciones monopilotadas, editado de la ficha técnica del buque del portal 'VesselFinder'.²²

Una vez en la localización, el monopilote se hinca en el suelo como cualquier otra solución similar, empleando una maquinaria especializada de martillo hidráulico o martillo de vapor con una capacidad para manejar grandes pesos e hincar el pilote de hasta 6 metros de diámetro como es el caso, hasta la profundidad de anclaje estimada. Al igual que en las cimentaciones en tierra, el monopilote debe ser anclado hasta una profundidad tal que le permita resistir las cargas de uso del aerogenerador, así como las cargas externas de corrientes y olas.

Además, para prevenir el efecto de socavones generados por las corrientes marinas, se suele hormigonar o rellenar la zona circundante al monopilote con grava o áridos de gran tamaño. Esto se lleva a cabo con un barco especializado en la instalación de cimentaciones en el mar.

Una vez instalada la cimentación, se procede al montaje de la turbina. Para ello se requieren de otros barcos preparados para este propósito, como es el caso del buque *Sea Installer*²³. Estos barcos están preparados para llevar una o más partes del aerogenerador desmontado o montado en su totalidad y proceder a su instalación sobre la cimentación.

El montaje se comienza con la instalación de la torre por fragmentos o de la torre completa, que se atornilla a la cimentación. Una vez se tiene la estructura completa de la torre, se instala la góndola y posteriormente todos los elementos internos del buje al que se acoplarán las palas. Para esto, se requiere de barcos con grúas de bastante altura, la suficiente como para trabajar en la zona más alta de la torre, a 90 metros en este caso.

Cabe destacar que, para la instalación de un aerogenerador offshore, se requieren de buenas condiciones climatológicas, como en cualquier caso que requiera de grúas, pero con una especial consideración al encontrarse el conjunto en alta mar.



Ilustración 13. Instalación y montaje de un aerogenerador offshore en alta mar, buque de la empresa holandesa 'Huisman', editado de su página principal.²⁴

14. Bibliografía.

¹ National Aeronautics and Space Administration. (2019). Scientific Consensus: Earth's climate is Warming. Consultada el 10 de octubre de 2019, en https://climate.nasa.gov/scientific-consensus/

² Red Eléctrica Española. (2018). *Comprometidos con la energía inteligente*. Consultada el 12 de octubre de 2019, en https://www.ree.es/es/datos/aldia/

³ Jonkman, J, Butterfield, S., Musial, W., Scott, G. (2009). *Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development*. Consultada el 23 de julio de 2019, en https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf/

⁴ National Renewable Energy Laboratory. (2019). *NREL Transforming energy*. Consultada el 3 de marzo de 2019, en https://www.nrel.gov/

⁵ Jonkman, J. (2018). *Fatigue, Aerodynamics, Structure and Turbulence*. Consultada el 3 de marzo de 2019, en https://nwtc.nrel.gov/FAST/

⁶ X. Wu, Y. Hu, Y. Li, J. Yang, L. Duan, T. Wang, T. Adcock, Z. Jiang, Z. Gao, Z. Lin, A. Borthwick, S. Liao. (2019). *Foundations of offshore wind turbines: A review. ScienceDirect*, 104 (1), 379-393.

⁷ Esteico. (2018). *Elican project*. Consultada el 27 de noviembre de 2019, en https://www.esteyco.com/projects/elican/

⁸ Reza Shah Mohammadi, M., D. Craveiro, Hélder, Rebelo, C. (2019). *Numerical study of monopile offshore foundation dynamic behaviour using coupled simulation*. Portugal: ICE.

⁹ Jonkman, J. Buhl Jr., M. L. (2005). *FAST User's Guide*. Consultada el 9 de marzo de 2019, en https://www.nrel.gov/docs/fy06osti/38230.pdf/

¹⁰ Gasch, R., Twele, J. (2012). *Wind Power Plants, fundamentals, design, construction and operation*. Suiza: Springer.

¹¹ Hayman, G., Jonkman, B., Murray, R. (2017). *A time-domain wind and MHK turbine aerodynamics module*. Consultada el 12 de marzo de 2019, en https://nwtc.nrel.gov/AeroDyn/

¹² Jonkman, B., Platt, A. (2016). *A module for reading and interpolating wind inflow files*. Consultada el 12 de marzo de 2019, en https://nwtc.nrel.gov/InflowWind/

¹³ Jonkman, J. (2016). Hydrodynamics routines for offshore wind turbine análisis. Hydrodynamics routines for offshore wind turbine análisis. Consultada el 12 de marzo de 2019, en https://nwtc.nrel.gov/HydroDyn/

¹⁴ Integrated electronics Corporation. (2019). *INTEL*. Consultada el 17 de marzo de 2019, en https://www.intel.es/content/www/es/es/homepage.html.

¹⁵ Integrated electronics Corporation. (2019). *Intel Fortran and visual studio community*. Consultada el 17 de marzo de 2019, en https://visualstudio.microsoft.com/es/.

¹⁶ Integrated electronics Corporation. (2019). *Intel Parallel Studio XE*. Consultada el 17 de marzo de 2019, en https://software.intel.com/en-us/parallel-studio-xe/.

¹⁷ Jonkman, B., Kelley, N. (2016). *A stochastic, full-field, turbulence simulator*. Consultada el 12 de marzo de 2019, en https://nwtc.nrel.gov/TurbSim/.

¹⁸ Jonkman, B. (2009). *TurbSim user's Guide: Version 1.50*. Consultada el 8 de abril de 2019, en https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46198.pdf/.

¹⁹ Bir, G. (2005). *Software for Computing Rotating Blade Coupled* Modes. Consultada el 10 de abril de 2019, en https://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39133.pdf/.

²⁰ Gobierno de Canarias. (2019). *IDECanarias visor 4.5*. Consultada el 21 de septiembre de 2019, en https://www.grafcan.es/.

²¹ Gobierno de España. (2019). *Herramienta medioambiental de puertos del estado*. consultada el 28 de octubre de 2019, en http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx/.

²² Vessel Finder. (2012). *Innovation offshore support vessel*. Consultada el 19 de noviembre de 2019, en https://www.vesselfinder.com/

²³ DEME Offshore. (2019). *Sea Installer*. Consultada el 19 de noviembre de 2019, en https://www.demegroup.com/demeoffshore/.

²⁴ Huisman. (2019). *Offshore wind cranes*. Consultada el 20 de noviembre de 2019, en https://www.huismanequipment.com/en/

²⁵ Raja Awrade, S., DeGroot, D.J., Lackner, M.A. (2014). *Soil–structure reliability of offshore wind turbine monopile foundations*. Estados Unidos de América: Wiley.

²⁶Gerwick Jr, B. C. (2007). *Construction of marine and offshore structures*. Estados Unidos de América:
Taylor & Francis Group.

 ²⁷ Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W. Scott, G. (2009) *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine* for Offshore System Development. Consultada el 19 de abril de 2019, en https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf/

ANEJO I

ESPECIFICACIONES DEL AEROGENERADOR DE REFERENCIA DE LA NREL

En esta sección se incluyen los datos aportados por la NREL de su modelo de aerogenerador de referencia de 5 MW^{27} , con sus especificaciones y ficha técnica mostrados en las tablas 4, 5, 6, 7 y 8.

Rating	5 MW
Rotor Orientation, Configuration	Upwind, 3 Blades
Control	Variable Speed, Collective Pitch
Drivetrain	High Speed, Multiple-Stage Gearbox
Rotor, Hub Diameter	126 m, 3 m
Hub Height	90 m
Cut-In, Rated, Cut-Out Wind Speed	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Cut-In, Rated Rotor Speed	6.9 rpm, 12.1 rpm
Rated Tip Speed	80 m/s
Overhang, Shaft Tilt, Precone	5 m, 5°, 2.5°
Rotor Mass	110,000 kg
Nacelle Mass	240,000 kg
Tower Mass	347,460 kg
Coordinate Location of Overall CM	(-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)

Tabla 4. Propiedades generales de la turbina de referencia de 5 MW.

Tabla 5. Propiedades del buje y la góndola.

Elevation of Yaw Bearing above Ground	87.6 m
Vertical Distance along Yaw Axis from Yaw Bearing to Shaft	1.96256 m
Distance along Shaft from Hub Center to Yaw Axis	5.01910 m
Distance along Shaft from Hub Center to Main Bearing	1.912 m
Hub Mass	56,780 kg
Hub Inertia about Low-Speed Shaft	115,926 kg•m ²
Nacelle Mass	240,000 kg
Nacelle Inertia about Yaw Axis	2,607,890 kg•m ²
Nacelle CM Location Downwind of Yaw Axis	1.9 m
Nacelle CM Location above Yaw Bearing	1.75 m
Equivalent Nacelle-Yaw-Actuator Linear-Spring Constant	9,028,320,000 N•m/rad
Equivalent Nacelle-Yaw-Actuator Linear-Damping Constant	19,160,000 N•m/(rad/s)
Nominal Nacelle-Yaw Rate	0.3 °/s

Tabla 6. Propiedades generales del tren de potencia.

Rated Rotor Speed	12.1 rpm
Rated Generator Speed	1173.7 rpm
Gearbox Ratio	97 :1
Electrical Generator Efficiency	94.4 %
Generator Inertia about High-Speed Shaft	534.116 kg•m ²
Equivalent Drive-Shaft Torsional-Spring Constant	867,637,000 N•m/rad
Equivalent Drive-Shaft Torsional-Damping Constant	6,215,000 N•m/(rad/s)
Fully-Deployed High-Speed Shaft Brake Torque	28,116.2 N•m
High-Speed Shaft Brake Time Constant	0.6 s

Tabla 7. Propiedades generales anexas.

Height above Ground	87.6 m
Overall (Integrated) Mass	347,460 kg
CM Location (w.r.t. Ground along Tower Centerline)	38.234 m
Structural-Damping Ratio (All Modes)	1 %

Tabla 8. Propiedades del sistema de control.

-	-
Corner Frequency of Generator-Speed Low-Pass Filter	0.25 Hz
Peak Power Coefficient	0.482
Tip-Speed Ratio at Peak Power Coefficient	7.55
Rotor-Collective Blade-Pitch Angle at Peak Power Coefficient	0.0 °
Generator-Torque Constant in Region 2	0.0255764 N•m/rpm ²
Rated Mechanical Power	5.296610 MW
Rated Generator Torque	43,093.55 N•m
Transitional Generator Speed between Regions 1 and 11/2	670 rpm
Transitional Generator Speed between Regions 1 ¹ / ₂ and 2	871 rpm
Transitional Generator Speed between Regions 2 ¹ / ₂ and 3	1,161.963 rpm
Generator Slip Percentage in Region 2 ¹ / ₂	10 %
Minimum Blade Pitch for Ensuring Region 3 Torque	1 °
Maximum Generator Torque	47,402.91 N•m
Maximum Generator Torque Rate	15,000 N•m/s
Proportional Gain at Minimum Blade-Pitch Setting	0.01882681 s
Integral Gain at Minimum Blade-Pitch Setting	0.008068634
Blade-Pitch Angle at which the Rotor Power Has Doubled	6.302336 °
Minimum Blade-Pitch Setting	0 °
Maximum Blade-Pitch Setting	90 °
Maximum Absolute Blade Pitch Rate	8 º/s
Equivalent Blade-Pitch-Actuator Linear-Spring Constant	971,350,000 N•m/rad
Equivalent Blade-Pitch-Actuator Linear-Damping Constant	206,000 N•m/rad/s

MEMORIA JUSTIFICATIVA

Índice de la memoria justificativa

Índice de la memoria justificativa	3
Índice de ilustraciones	5
Índice de tablas	9
Índice de ecuaciones	11
1. Compilación del programa FAST.	13
1.1. Programa base	13
1.2. Inclusión de las librerías dinámicas	14
2. Datos iniciales	14
2.1. FAST input file	14
2.2. TurbSim	15
2.3. BModes	17
3. Emplazamiento escogido	20
4. Cargas sobre la estructura	25
4.1. Cargas de viento	25
4.1.1. Velocidad media del viento.	25
4.1.2. Dirección media del viento	26
4.2. Cargas de oleaje	27
4.2.1. Altura máxima de la ola	28
4.2.2. Rosa de oleaje	30
5. Análisis del aerogenerador en base rígida.	31
5.1. Consideraciones previas en base rígida.	31
5.2. Datos de entrada anexos en base rígida.	32
5.3. Resultados obtenidos en base rígida.	34
6. Análisis del aerogenerador en base flexible	40
6.1. Recompilación del programa base.	40
6.2. Datos de entrada en base flexible	42
6.2.1. Datos de entrada previos de software complementario en base flexible	42
6.2.2. Archivos principales de FAST en base flexible	42
6.2. Resultados obtenidos en base flexible	44

6.4. Resultados obtenidos para la primera hipótesis de suelo en base flexible	46
6.5. Resultados obtenidos para la segunda hipótesis de suelo en base flexible	52
7. Conclusión	58
8. Bibliografía	68
Anejo I. Archivo principal de entrada del software FAST	71
Anejo II. Archivo principal de entrada del software TurbSim	77
Anejo III. Archivo principal de entrada del software BModes	81
Anejo IV. Archivos de datos de la turbina de referencia	85

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Línea de código que especifica la ruta del compilador empleado. Imagen editada de los
archivos del código del software empleado13
Ilustración 2. Representación de la desviación entre ejes con la tangente. Imagen editada de la hoja
de cálculo ModeShapePolyFitting.xls del programa base del FAST19
Ilustración 3. Mapa batimétrico de la isla de Gran Canaria. Imagen obtenida de la herramienta
GRAFCAN del Gobierno de Canarias
Ilustración 4. Mapa del recurso eólico de la isla de Gran Canaria. Imagen obtenida de la herramienta
GRAFCAN del Gobierno de Canarias
Ilustración 5. Zonificación eólica del territorio español. Edición de la figura 4.5.6. 'Zonificación para
parques eólicos, IDAE, plan de energías renovables 2011-2020'
Ilustración 6. Emplazamiento escogido para el aerogenerador offshore. Editado de la herramienta
GRAFCAN
Ilustración 7. Medición del emplazamiento escogido para el aerogenerador offshore. Editado de la
herramienta GRAFCAN
Ilustración 8. Rosa de los vientos de la isla de Gran Canaria medida en la zona de referencia:
27,973 °N 15,587 °W. Editado del portal histórico 'historyplus'27
Ilustración 9. Distribución anual de la altura máxima del oleaje en la última década, de 2009 a 2019,
editado de la herramienta histórica de la web de Puertos del Estado
Ilustración 10. Distribución anual de la altura media del oleaje en la última década, de 2009 a 2019,
editado de la herramienta histórica de la web de Puertos del Estado
Ilustración 11. Rosa de altura significativa de las olas, periodo de 1958 a 2019, editado de la
herramienta histórica de la web de Puertos del Estado
Ilustración 12. Comparativa del campo de viento generado con el software 'TurbSim'. A la izquierda
se presentan los datos obtenidos frente a los datos del caso empleado por Krathe. ¹³ 33
Ilustración 13. Comparativa del espectro del oleaje sobre el nivel medio del mar con oleaje irregular.
A la izquierda los datos obtenidos frente a los datos del caso de referencia
Ilustración 14. Comparativa del momento flector Fore-aft. A la izquierda los datos obtenidos frente
a los datos del caso de referencia
Ilustración 15. Momento flector Side to side. A la izquierda los datos obtenidos frente a los datos del
caso de referencia
Ilustración 16. Comparativa del momento en la guiñada. A la izquierda los datos obtenidos frente a
los datos del caso de referencia
Ilustración 17. Comparativa del esfuerzo cortante fore-aft a nivel del mar. A la izquierda los datos
obtenidos frente a los datos del caso de referencia

Ilustración 18. Comparativa del esfuerzo cortante side to side a nivel del mar. A la izquierda los datos
obtenidos frente a los datos del caso de referencia
Ilustración 19. Comparativa de la fuerza axial a nivel del mar. A la izquierda los datos obtenidos
frente a los datos del caso de referencia
Ilustración 20. Comparativa de los momentos flectores a lo largo de la parte baja de la torre38
Ilustración 21. Comparativa de los desplazamientos de la torre fore-aft en la zona superior. A la
izquierda los datos obtenidos frente a los datos del caso de referencia
Ilustración 22. Comparativa de los desplazamientos de la torre side to side en la zona superior. A la
izquierda los datos obtenidos frente a los datos del caso de referencia
Ilustración 23. Representación del campo de viento generado con el software 'TurbSim' en los tres
ejes coordenados45
Ilustración 24. Representación del espectro del oleaje sobre el nivel medio del mar con oleaje
irregular. Modelo JONSWAP obtenido del software de FAST45
Ilustración 25. Representación gráfica del momento flector fore-aft en la base de la torre
Ilustración 26. Representación gráfica del momento flector side to side en la base de la torre47
Ilustración 27. Representación gráfica del momento flector en la guiñada47
Ilustración 28. Representación gráfica del esfuerzo cortante en la base de la torre en la dirección fore-
aft48
Ilustración 29. Representación gráfica del esfuerzo cortante en la base de la torre en la dirección side
to side
Ilustración 30. Representación gráfica del esfuerzo axial en la base de la torre
Ilustración 31. Comparativa de los esfuerzos flectores en cuatro nodos diferentes a lo largo de parte
baja de la torre
Ilustración 32. Desplazamiento en el punto más alto de la torre, dirección fore-aft
Ilustración 33. Desplazamiento en el punto más alto de la torre, dirección side to side51
Ilustración 34. Representación gráfica del momento flector fore-aft en la base de la torre52
Ilustración 35. Representación gráfica del momento flector side to side en la base de la torre53
Ilustración 36. Representación gráfica del momento flector en la guiñada53
Ilustración 37. Representación gráfica del esfuerzo cortante en la base de la torre en la dirección fore-
aft54
Ilustración 38. Representación gráfica del esfuerzo cortante en la base de la torre en la dirección side
to side
Ilustración 39. Representación gráfica del esfuerzo axial en la base de la torre55
Ilustración 40. Comparativa de los esfuerzos flectores en cuatro nodos diferentes a lo largo de parte
baja de la torre
Ilustración 41. Desplazamiento en el punto más alto de la torre, dirección fore-aft57
Ilustración 42. Desplazamiento en el punto más alto de la torre, dirección side to side

Ilustración 43. Comparativa de los momentos flectores en la dirección fore-aft de las dos hipótesis
de suelo estudiadas58
Ilustración 44. Comparativa de los momentos flectores en la dirección fore-aft de las dos hipótesis
de suelo estudiadas, en una ventana definida entre los segundos 250 y 30059
Ilustración 45. Comparativa de los momentos flectores en la dirección side to side de las tres hipótesis
de suelo estudiadas., la base rígida y las dos de suelo flexible60
Ilustración 46. Comparativa de los momentos flectores en la dirección side to side de las tres hipótesis
de suelo estudiadas, en una ventana definida entre los segundos 300 y 31060
Ilustración 47. Comparativa de los momentos cortantes en la dirección fore-aft de las tres hipótesis
de suelo estudiadas61
Ilustración 48. Comparativa de los momentos cortantes en la dirección fore-aft de las tres hipótesis
de suelo estudiadas, en una ventana definida entre los segundos 290 y 31062
Ilustración 49. Comparativa de los momentos cortantes en la dirección side to side de las dos
hipótesis de suelo estudiadas63
Ilustración 50. Comparativa de los momentos cortantes en la dirección side to side de las dos
hipótesis de suelo estudiadas, en una ventana entre los segundos 290 y 31064
Ilustración 51. Comparativa de la fuerza axial de las tres hipótesis de suelo estudiadas65
Ilustración 52. Comparativa del desplazamiento del punto más alto de la en la dirección fore-aft de
las tres hipótesis de suelo estudiadas

Índice de tablas

Tabla 1. Lista de coeficientes obtenidos del Excel ModeShapePolyFitting.xls 20
Tabla 2. Altura significante del Oleaje con su período pico y su dirección predominante, año 2019.
Tabla 3. Datos enfrentados de altura significativa frente a su período, año 2019.
Tabla 4. Datos mensuales del nivel medio del mar
Tabla 5. Primeras frecuencias naturales del aerogenerador
Tabla 6. Datos de la primera hipótesis de suelo tomada, S1.
Tabla 7. Datos de la segunda hipótesis de suelo tomada, S241
Tabla 8. Estado de las herramientas del archivo principal de la plataforma con el modelo 'coupled
springs' aplicado42
Tabla 9. Comparativa de los valores máximos obtenidos en cada esfuerzo representado de todas las
hipótesis estudiadas67

Índice de ecuaciones

Ecuación 1. Restricción de la altura total de la malla de viento en TurbSim	16
Ecuación 2. Polinomio de grado 6 empleado por el software BModes	19
Ecuación 3. Cálculo del viento a una altura determinada en base a una referencia	25
Ecuación 4. Expresión para calcular el coeficiente de rugosidad.	26

1. Compilación del programa FAST.

1.1. Programa base

Como se citó en el capítulo 9 de la memoria descriptiva, el software de cálculo FAST es un programa modular que cuenta con diversos bloques que deben unificarse, empleando las herramientas pertinentes ya mencionadas en el capítulo 9.1 de la memoria descriptiva. Teniendo los archivos fuente del programa base, siendo: FAST, que incluye el programa básico; AeroDyn, que incluye el módulo principal de interacciones de viento y estructura y NWTC Subroutine que incluye el resto de los módulos necesarios para la correcta ejecución del programa. Todos estos archivos son de libre acceso y pueden ser descargados desde el portal oficial del laboratorio estadounidense de energías renovables.

El conjunto se compilará desde un archivo llamado *Compile_FAST.bat*¹ incluido en el código base del FAST, a través de una ventana de comandos. Sin embargo, antes de ejecutarlo se deberán realizar una serie de cambios previos en el código para adaptarlo al caso concreto. Estos cambios no son más que establecer las rutas locales que deberá emplear el software en el ordenador personal que se esté empleando. Modificando el propio archivo *Compile_FAST.bat*, hay un apartado llamado *Set Compiler Internal Variables* donde se especifica a la ruta del compilador empleado. Esa línea deberá ser modificada con los datos propios del compilador.

La ruta específica del compilador puede encontrarse directamente desde el inicio, buscando concretamente el apartado de 'Intel' dentro de 'Todos los programas'. Una vez dentro del compilador empleado, siendo en este caso el Parallel Studio XE, se pueden hallar dos versiones de 32 y 64 bits. Yendo a las propiedades de la versión que se vaya a emplear, en el acceso directo se puede encontrar el 'Target' del compilador que se incluirá en el apartado mencionado en el archivo *Compile_FAST.bat.* Cabe destacar que, empleando este método, se deberá eliminar del 'Target' copiado las rutas previas hasta el cmd.exe, en pos de incluir exclusivamente la ruta que vaya desde el disco que se esté empleando. En conjunto, la ruta empleada en este caso concreto quedaría:

CALL "C:\Program Files (x86)\IntelSWTools\compilers_and_libraries_2019.4.245\windows\bin\ipsxe-comp-vars.bat" ia32 vs2019 Ilustración 1. Línea de código que especifica la ruta del compilador empleado. Imagen editada de los archivos del código del software empleado.

Seguidamente, se deberán definir las rutas locales en el apartado *Local Paths* estableciendo las localizaciones de las carpetas que incluyan el código fuente de todos los bloques empleados siendo: las librerías generales *NWTC_Lib_Loc*, el módulo de AeroDyn *AeroDyn_Loc*, el módulo InflowWind *Wind_Loc* y por último el propio FAST en *FAST_Loc*. Definidas estas rutas, se completan las modificaciones para compilar el programa básico de FAST, simplemente ejecutando el archivo .bat desde la ventana de comandos. Si se realiza correctamente, se incluirá en la carpeta

definida una aplicación bajo el nombre de *FAST_iwin32* para sistemas de 32 bits como el caso empleado.

1.2. Inclusión de las librerías dinámicas.

Para poder definir las opciones de control del aerogenerador en vez de emplear las básicas que están incluidas en FAST, se debe recompilar el programa para poder incluir las librerías dinámicas o DLL². Estas librerías incluyen los controladores lógicos para aspectos como el par del generador de velocidad variable o el control colectivo entre la pluma y la nutación.

Una vez modificado el archivo *Compile_FAST.bat* tal y como se mencionó en el apartado anterior, se deberán incluir una serie de cambios dentro del código fuente de FAST. Concretamente, se deberán modificar los archivos *UserSubs.f90* y *UserVSCont_KP.f90*.

En el archivo *UserSubs.f90*, se deberán excluir las subrutinas *UserHSSBr* y *UserYawCont*, renombrando finalmente el archivo a *UserSubs_forBladedDLL.f90*.

En el archivo *UserVSCont_KP.f90*, se deberá excluir la subrutina UserVSCont y renombrar el archivo a *UserVSCont_KP_forBladedDLL.f90*.

Una vez establecidos todos estos cambios, se compila nuevamente desde la ventana de comandos con el propio archivo .bat escribiendo: *Compile_FAST.bat dll*. Si el proceso se realiza correctamente, se creará un ejecutable similar al punto 1.1. bajo el nombre de FAST_iwin32_DLL, incluyendo las librerías dinámicas.

2. Datos iniciales.

Para verificar el correcto uso del software se han reproducido los resultados obtenidos por Krathe³ para el caso del mismo aerogenerador de referencia de 5 MW de la NREL. Los archivos de entrada aportados por el laboratorio estadounidense de energías renovables acordes al aerogenerador concreto empleado de 5 MW no se modificaron, dejando estas modificaciones para el caso propio de estudio donde se incluirán en su capítulo correspondiente.

2.1. FAST input file.

El programa cuenta con múltiples archivos de datos los cuales son manejados desde un único archivo principal .fst, donde se definen los aspectos generales del caso de estudio y se establecen las rutas a seguir para la obtención del resto de datos.

Para este proyecto, el control de la simulación se estableció empleando FAST como software principal de cálculo y no de manera secundaria. Por lo tanto, la variable *Echo* se dejó desactivada (*False*) y se escogió la primera variante del preprocesador ADAMS, *ADAMSPrep*, en la cual se define que se ejecute FAST en lugar de emplearlo como preprocesador para crear un modelo ADAMS. Además, se escogió un modo de análisis en un espectro de tiempo definido posteriormente.

Se estableció un período de estudio *TMax* de 630.0 segundos, equivalentes a diez minutos y treinta segundos, contando con una simulación real de diez minutos y obviando los primeros treinta segundos hasta alcanzar una situación estable. El otro parámetro modificado fue el *Integration Time Step* estableciéndolo en 0.003 DT en los casos de base rígida y 0.002 DT en ciertos casos de base flexible que se explicarán en su capítulo correspondiente. Es importante destacar que el tiempo entre pasos debe definirse de manera propia y reducirlo hasta unos valores similares a los expuestos, dado que el programa efectúa un cálculo en base a esos pasos definidos y un desfase entre los mismos genera problemas al poco tiempo de ejecutar la simulación. Estos problemas de exhaustividad del programa o de alcanzar velocidades supersónicas en las palas no son más que desfases de tiempo que se corrigen afinando la variable mencionada.

En cuanto al control de la turbina, se especificaron las variables definidas por el usuario tanto para la góndola en la variable *YCMode* definida en la rutina *UserYawCont*, como para el cabeceo del conjunto en su variable *PCMode* definida en la rutina *PitchCntrl*. El control de velocidad variable también se define por el usuario en la rutina *UserVSCont* y se establece en la variable *VSContrl* y finalmente el modelo de generador se especifica en la variable *GenModel* en la rutina *UserGen*, escogiendo concretamente el modelo de Thevenin para el cálculo de ésta.

El resto de las variables como la configuración de la turbina o las condiciones iniciales se establecieron tal y como las aporta el caso estudiado a replicar. La totalidad del archivo se puede consultar en el Anejo I de esta memoria, haciendo referencia a los archivos finales del caso propio en base flexible.

2.2. TurbSim

Como se citó en el capítulo 9.2 de la memoria descriptiva, se empleará un software complementario para la entrada de datos de viento. El TurbSim es un programa que puede trabajar previamente al módulo de FAST InflowWind dado que este permite la entrada de varios tipos de formatos de viento que se quiera emplear definidos totalmente por el usuario en función del software o la entrada que se requiera. El módulo recibe en cada paso de tiempo establecido la información del controlador otorgándole la posición de varios nodos y su distancia relativa entre ellos y a través de una serie de cálculos devuelve la velocidad del viento medida en cada punto.

Este software se empleará para establecer un campo turbulento aleatorio de forma binaria que sea interpretable por el módulo *InflowWind* del FAST. Este software crea una malla localizada sobre la turbina que permite estudiar los vectores del viento estático o turbulento y la respuesta que tendrá el mismo sobre el entorno, y obtener un archivo de salida que pueda incluirse en el estudio completo del software base empleado para este proyecto.

El archivo de entrada es un archivo .inp donde se definen todos los aspectos del mallado establecido para el estudio del viento, el tiempo de estudio o la velocidad media y la altura a la que está medida.

Inicialmente, los valores a introducir se corresponden con las opciones de ejecución. El propio programa trae una serie de semillas para establecer campos de viento aleatorio que se emplearon en este proyecto, siendo la primera semilla aleatoria '511347' y la segunda la alternativa propuesta por el laboratorio siendo 'RANLUX'. Finalmente, sólo se activó el output *WrBLFF* siendo un campo completo sobre el dominio del tiempo en una forma interpretable por el FAST para el módulo *AeroDyn*, generando un archivo con dominio .wnd.

En cuanto a las especificaciones de la turbina o el modelo, cabe destacar dos aspectos importantes. El primero es que el paso de tiempo, *TimeStep*, y el tiempo de análisis, *AnalysisTime*, deben coincidir con los establecidos en el programa base, definidos en el archivo principal .fst del FAST. Si no, esto podría concurrir en una incompatibilidad entre los datos que generaría un error a la hora de ejecutarlo. Por tanto, se cambió el parámetro *TimeStep* a 0.05 y el tiempo de análisis a 630.0 segundos para hacerlo coincidente con el estudio del FAST. Además, se establecieron la altura máxima de la torre medida hasta la góndola siendo de 90 metros siendo coincidente con la altura de referencia de medición de viento *RefHt* donde se estableció un viento acorde a los datos obtenidos de 7.63 metros por segundo, en su variable correspondiente *URef*.

Por otra parte, se estableció un tamaño de la malla de viento relativamente amplio, sin llegar a abarcar grandes distancias donde el viento no tiene apenas interacción con la estructura. Como única condición, se establece que la altura de la malla no podrá ser superior al doble de la altura de la torre. En este caso se tiene definida la turbina de referencia de 5 MW con una altura, *HubHt*, de 90 metros. Por tanto, se debe cumplir la ecuación 1.

Ecuación 1. Restricción de la altura total de la malla de viento en TurbSim.

En este caso, se decidió establecer una malla cuadrada de 145.0 metros, cumpliendo con la condición:

$$90 > 72.5 = 0.5 \cdot 145$$

Finalmente, en las condiciones ambientales, se introdujo un modelo de turbina, *TurbModel*, 'IECKAI' correspondiente al modelo Kaimal de simulación de viento empleando también su espectro para la elección de parámetros. La referencia del viento, *RefHt*, se estableció en el punto más alto de la torre, considerado el peor punto de estudio por tener las mayores turbulencias y fuerzas por el viento a 90 metros, con una velocidad máxima, *URef*, 7.63 metros por segundo. Por último, se estableció un tipo de viento normal 'NTM' en su correspondiente variable *IEC_WindType*. El archivo de referencia de entrada del TurbSim se puede encontrar en el Anejo II.

2.3. BModes

Como se explicó con anterioridad, se empleará el software *BModes* para establecer los modos de la estructura, su relación con las matrices de rigidez y la posterior obtención de los coeficientes que se incluirán para el cálculo estructural que realiza el FAST. Este software es la alternativa que propone el desarrollador del propio FAST para calcular los modos del conjunto plataforma y estructura permitiendo transformar los datos en unos interpretables por el programa. Esto se lleva a cabo mediante una serie de cálculos incluidos en una hoja Excel del propio laboratorio estadounidense que permite calcular aspectos como la pendiente o la deformada y transformar esta información en los coeficientes que emplea el software para calcular la estructura.

El archivo de entrada del BModes es un archivo tipo .bmi preparado para una instalación con monopilote llamada *CS_Monopile.bmi*. De este archivo, las modificaciones realizadas fueron las propias del caso estudiado siendo las pertinentes para el caso de la turbina de referencia de 5 MW.

Dentro de los parámetros generales se validó la obtención de los datos del archivo de datos con extensión .echo, definiendo los modos de manera exclusiva para la torre en la variable *beam_type* dado que los nodos de las palas ya se incluyen en el archivo correspondiente '*NRELOffshrBsline5MW_Blade*'. En este apartado también se definieron otros aspectos como el radio del rotor o la altura de la torre medida desde el nivel medio del mar, al tratarse de un aerogenerador offshore se encuentra en su variable *radius* definida en 87.6 metros. Como siempre, de la altura total de 90 metros se descuenta la mitad de la medida de la góndola, donde se considera que termina la torre en sí misma y comienza la estructura superior del aerogenerador. Finalmente, se decidió pintar un número total de 20 modos, en la variable *modepr* repartidos a lo largo de la torre de manera homogénea para un primer estudio y considerando condensarlos en puntos críticos en los análisis posteriores si fuera necesario. Aun así, el propio software realiza una agrupación leve en puntos críticos de la estructura siendo el punto más alto de la torre y su unión con la base, por lo que de primeras no será necesario modificar la distribución realizada por el programa.

Los datos de las palas y la torre vienen definidos desde el archivo de datos, otorgados por el laboratorio estadounidense, llamado *CS_Monopile.echo* y que definen tanto las propiedades de las masas de torre y palas como las propiedades distribuidas identificativas del conjunto en los siguientes apartados. En dichos archivos no se realizaron modificaciones, tanto de las propiedades distribuidas como de los factores de escala.

Para obtener los valores reales, los factores de escala se dejaron por defecto en valores unitarios, representando todas las variables dentro de la misma escala. También se definen otros aspectos relevantes como la profundidad de la base de la torre, medida como siempre desde la referencia del nivel medio del mar en la variable *draft* establecida en 20 metros. Estos 20 metros son considerados como parte de la torre en el apartado de la base definida en la plataforma, uniéndose con el monopilote hasta solventar la profundidad total del emplazamiento escogido de 49 metros de profundidad.

En total, contando con las palas y la torre, se estableció una discretización de elementos finitos de 61 en su variable correspondiente *nselt*, hasta el final del conjunto considerado el cero del eje de referencia establecido en el nivel medio del mar. Por debajo, se consideró una profundidad de base de la torre de 20 metros, en su variable *draft*.

Las propiedades de la discretización que realiza el programa se dejaron por defecto, así como las propiedades hidrodinámicas distribuidas y la rigidez elástica distribuida por unidad de longitud. Sin embargo, si se realizaron cambios en las propiedades del soporte de la torre, en las matrices de rigidez establecidas.

Inicialmente, se dejaron a cero las matrices 3x3 de masa inercial de la plataforma, y las matrices 6x6 hidrodinámicas y de rigidez de los puntos de referencia estudiados de la plataforma, establecidas por defecto. Por otro lado, se realizaron cambios dentro de la matriz 6x6, definida como *mooring_K*, del sistema de anclaje que se estableció para el sistema de estudio del caso de referencia siendo, en primera instancia, para un sistema rígido, considerando unos coeficientes relativamente altos que pudieran simular dicha condición. Para el caso de estudio de base flexible, se incluyeron las matrices 6x6 correspondientes a los datos obtenidos del suelo, aportadas en el capítulo 6.1. de la presente memoria, recogidas en las tablas 5 y 6.

Todos los parámetros definidos en el archivo principal del software BModes .bmi se incluyen en el Anejo III.

Una vez definidos todos estos parámetros se ejecuta el programa obteniendo un archivo de salida del tipo .out. Este archivo no es leíble ni interpretable por el FAST, y habrá que realizar modificaciones para poder adaptarlo. Estas modificaciones se harán con la hoja de cálculo anexa al software base del FAST, que ya viene incluída para poder trabajar juntamente con el FAST. Dicha hoja de cálculo es *ModeShapePolyFitting.xls*.

La entrada del archivo *ModeShapePolyFitting.xls* es un sistema de coordenadas clásico obtenido de los archivos de salida del *BModes* en el cual se establece en el eje *x* la distancia completa de la torre, teniendo los puntos equidistantes entre sí desde la parte inferior del nivel medio del mar, a -10 metros hasta la altura completa establecida, descontando esos 10 metros por debajo del eje de referencia, siendo la altura total de 77.6 metros. El eje *y* viene establecido en función del eje *x* por el
software *BModes* y posteriormente se calcula la línea tangente del conjunto para representar las desviaciones de la estructura.

En la parte superior de la hoja de input, se establecen tanto la desviación en la base en el apartado *slope (i.e. dy/dx) at bottom* y el factor de escala del eje y junto con el ratio de deflexión máxima en función de la longitud. Una vez definidos todos estos parámetros, en las hojas posteriores se calcula el sexto, el séptimo, el octavo y el noveno orden polinomial, para cada uno de los casos que se requiera. En este caso, se empleó el sexto polinomial por recomendación del propio laboratorio estadounidense, además de seguir su recomendación con el método aplicado.



Ilustración 2. Representación de la desviación entre ejes con la tangente. Imagen editada de la hoja de cálculo ModeShapePolyFitting.xls del programa base del FAST.

El polinomio tiene la expresión clásica de un polinomio de grado 6 en función de x, siendo la siguiente expresión.

Ecuación 2. Polinomio de grado 6 empleado por el software BModes.

$$y = a_6 \cdot x^6 + a_5 \cdot x^5 + a_4 \cdot x^4 + a_3 \cdot x^3 + a_2 \cdot x^2 + a_1 \cdot x + a_0$$

Dichos coeficientes se aplican para 3 métodos concretos, cada uno de ellos con su forma normalizada dando lugar a 6 posibles expresiones de cálculo. Se tiene pues, el método directo, el método mejorado y el método proyectado. Para este proyecto, se empleará el método directo mejorado en su variante normalizada (*Normalized Improved Direct Method*). Como única consideración, se aumentó el número de decimales en los coeficientes establecidos para dotar de mayor exactitud al caso y asegurar que la suma de todos los coeficientes da la unidad. Esta última consideración es necesaria para evitar fallos en la ejecución del programa, que realiza un cálculo previo en base a esta sumatoria y no puede continuar si no se da el caso explicado.

	a6	a5	a4	a3	a2
Direct Method	0.097	-0.298	0.28	-0.04	0.063
Normalized Direct Method	0.952	-2.939	2.763	-0.398	0.622
Improved Direct Method	0.144	-0.444	0.451	-0.134	0.087
Normalized Improved Direct Method	1.383	-4.274	4.346	-1.295	0.840
Projection Method	0.001	-0.002	0.002	-0.001	0
Normalized Projection Method	1.383	-4.274	4.346	-1.295	0.84

Tabla 1. Lista de coeficientes obtenidos del Excel ModeShapePolyFitting.xls

Esta acción se deberá repetir 4 veces, una para cada modo de estudio siendo los modos primero y segundo de los casos *Fore-aft Fore-aft* y *Side to side* de la torre.

3. Emplazamiento escogido.

A la hora de escoger el emplazamiento, se consideraron diversos factores tales como el recurso eólico, la batimetría o la legislación aplicable en dicho emplazamiento situado en las costas de la isla de Gran Canaria, empleando la herramienta de estudio GRAFCAN⁴ aportada por el Gobierno de Canarias. Primeramente, se analizó la batimetría de la isla, siendo especialmente relevante en cuanto a la viabilidad técnica del proyecto, dado el nivel tan abrupto que cuenta la isla de origen volcánico. Seguidamente, se analizará el recurso eólico de las posibles zonas y se comprobará el ámbito legal para poder desarrollar el proyecto. Finalmente se estudiará la potencia nominal que suministraría la turbina en las posibles localizaciones expuestas.

Analizando la batimetría, se aprecia que las mejores zonas se encuentran a lo largo de todo el perímetro costero de la isla, excepto en las zonas del norte y noreste. Cabe destacar que, analizando exclusivamente la profundidad del terreno, la mejor zona se encontraría al sur de la isla, seguida de dos enclaves en noroeste y sudeste. Además, teniendo que la zona oeste de la isla se encuentra bajo la Red Canaria de Reservas de la Biosfera, resultaría imposible efectuar la instalación de cualquier tipo de construcción, teniendo que alejar la posible situación del conjunto de la costa, encareciendo todo el proyecto.



Ilustración 3. Mapa batimétrico de la isla de Gran Canaria. Imagen obtenida de la herramienta GRAFCAN del Gobierno de Canarias.

En cuanto al recurso eólico, se puede apreciar claramente que las dos zonas punteras se encuentran en el noroeste y sudeste de la isla. Contando con los vientos Alisios como fenómeno inmutable, estos son relativamente constantes en verano y menos en invierno. Circulan en los trópicos desde las altas presiones subtropicales a las bajas presiones ecuatoriales desde los 30-35° de latitud. Contando con la rotación de la tierra, este flujo se modifica creando las corrientes conocidas de noreste a suroeste apreciables en la ilustración 3.



Ilustración 4. Mapa del recurso eólico de la isla de Gran Canaria. Imagen obtenida de la herramienta GRAFCAN del Gobierno de Canarias.

Una vez reducidos los posibles emplazamientos a ambas zonas se comprobó la zonificación eólica de ambos lugares concretando que toda la zona norte desde mitad de la isla se considera zona de exclusión por estar protegida. Por tanto, sólo queda un emplazamiento posible que pueda tener el rendimiento óptimo suficiente para considerar la ejecución de este proyecto. Dicha zona se encuentra dentro de las zonas con condicionantes por lo que habría que llegar a un acuerdo con el gobierno para su posible ejecución, encontrándose entre Bahía feliz y Pozo izquierdo, al sudeste de la isla. La zonificación de la isla se estudió con la herramienta de la web de Puertos del Estado⁵, aportada esta vez por el Gobierno de España.



Ilustración 5. Zonificación eólica del territorio español. Edición de la figura 4.5.6. 'Zonificación para parques eólicos, IDAE, plan de energías renovables 2011-2020'.⁶

Se representa: en rojo las zonas de exclusión, en amarillo las zonas con condicionantes y en verde las zonas aptas para el desarrollo.

Finalmente, y teniendo en cuenta la media de viento anual, se puede deducir que el proyecto se encuentra dentro de los márgenes viables para reportar una media de viento suficiente para el desarrollo del mismo. Asimismo, se concluye que el emplazamiento óptimo para el presente proyecto se encuentra en la zona sudeste de la isla de Gran Canaria, entre Pozo Izquierdo y Bahía Feliz. El enclave escogido se muestra en las ilustraciones 5 y 6.



Ilustración 6. Emplazamiento escogido para el aerogenerador offshore. Editado de la herramienta GRAFCAN.⁵



Ilustración 7. Medición del emplazamiento escogido para el aerogenerador offshore. Editado de la herramienta GRAFCAN.⁵

4. Cargas sobre la estructura.

A lo largo de este capítulo se incluirán las cargas sobre la estructura que deberá resistir el aerogenerador offshore, centrándose principalmente en las cargas medioambientales tales como viento y oleaje, dado que son las necesarias para la ejecución y posterior análisis de los resultados obtenidos por el programa. Las cargas estructurales se analizan internamente comprobando los resultados que da el software de salida y se estudiarán en los capítulos de resultados.

4.1. Cargas de viento.

Como se citó con anterioridad, el viento es el aspecto principal y fundamental para los aerogeneradores en general, debido a que es el que determina la potencia media que generará el mismo, así como las cargas que sufre una estructura con alturas relativamente importantes como es el caso.

4.1.1. Velocidad media del viento.

Para obtener la velocidad del viento se empleó la herramienta *GRAFCAN* aportada por el Gobierno de Canarias. Esta herramienta permite realizar diversos análisis sobre la orografía, así como de sus costas. La herramienta consta de una malla sobre las islas con diversos puntos donde se puede aproximar los datos que se desee, o escoger un punto en función de las coordenadas clásicas o UTM y estudiarlo en profundidad.

En este caso, el punto de estudio analizado es el citado en el capítulo *3. Emplazamiento*. En dicho punto se representan parámetros referentes al viento tales como la densidad o la rugosidad de la superficie, y la media de las velocidades a tres alturas distintas siendo: a 40 metros, a 60 metros y a 80 metros. Dado que la altura máxima de la torre es de 90 metros y por tener la mayor exactitud posible se extrapolará el viento de 80 metros hasta la altura máxima empleando la ecuación 3, de Ruiz Murcia.⁷

Ecuación 3. Cálculo del viento a una altura determinada en base a una referencia.

$$U_{c\acute{a}lculo} = U_{referencia} \cdot \left(\frac{Z_{c\acute{a}lculo}}{Z_{referencia}}\right)^a$$

Donde:

 $U_{cálculo}$ es la velocidad que se quiere calcular

 $U_{referencia}$ es la velocidad del viento escogida como referencia, 9.58 $\frac{m}{s}$.

 $Z_{cálculo}$ es la altura a la que se quiera calcular la velocidad de referencia, 90 metros.

Z_{referencia} es la altura donde se toma el viento de referencia, 80 metros.

a es el coeficiente de rugosidad.

Dicha rugosidad cuenta con su propia expresión de cálculo en función de la rugosidad del terreno. Dado que se desconoce la totalidad de las velocidades por no tener la de cálculo, se empleará la ecuación de CICES⁸ empleando exclusivamente las alturas escogidas con la siguiente representación:

Ecuación 4. Expresión para calcular el coeficiente de rugosidad.

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{Z_{ref}, Z}{Z_o}\right)}} \circ \alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_{ref}}{Z_o}\right)}$$

Donde

 Z_{ref} es la altura de referencia escogida, 80 metros.

Z es la altura donde se calculará la velocidad del viento, 90 metros.

 Z_o es la altura de rugosidad, siendo la altura medida desde el suelo, donde la velocidad del viento es teóricamente cero, hasta una altura máxima 2 metros, en función de la variación escogida. Este valor se obtiene del portal de *GRAFCAN* y adquiere un valor de 0,001 m.

Por tanto, se tiene que el coeficiente de rugosidad toma un valor de $8.857567 \cdot 10^{-2}$ dando una velocidad calculada que varía hasta alcanzar el valor de 9.68 metros por segundo. Esta velocidad sería la calculada sobre la altura máxima de la torre, incidiendo en el rótor del conjunto a una altura de 90 metros.

4.1.2. Dirección media del viento.

La dirección predominante del viento es otro de los parámetros fundamentales a la hora de establecer la localización y orientación del aerogenerador. En este caso, al contar con un aerogenerador autopilotado, la dirección no incide más que en el número de veces que la turbina deberá reorientarse para el máximo aprovechamiento del viento.

El viento predominante en las islas es el viento Alisio, con dirección predominante desde nor-noreste, en torno a los 30 grados. La rosa de los vientos que se conforma se mostró desde el portal *meteoblue*⁹, una página que cuenta con diversos medios para estudiar la meteorología a nivel mundial tales como vista satélite, previsión de temperaturas, precipitaciones, oleaje o viento, contando con una aplicación concreta para los datos históricos empleada para desarrollar la rosa de los vientos mostrada.



Ilustración 8. Rosa de los vientos de la isla de Gran Canaria medida en la zona de referencia: 27,973 °N 15,587 °W. Editado del portal histórico 'Tagoror Meteo'.¹⁰

Como nota anexa, destacar que se empleó una distribución en grados por ser más exacta, localizando el norte a 0 grados y el este a 90 grados. Con el noreste a 45 grados, se aprecia que la dirección predominante del viento se reparte entre el noreste y el este-noreste, entre los 45 y 65 grados con ligeras variaciones en ± 5 grados en ambos extremos.

4.2. Cargas de oleaje.

En este capítulo se estudiarán las cargas producidas por el oleaje y sus repercusiones sobre la estructura. Se empleó, como se citó en el capítulo 3 de la presente memoria, los datos aportados por la web institucional de Puertos del Estado, que cuenta con una serie de boyas distribuidas por la costa de la isla para realizar mediciones en tiempo real.

La boya escogida no se encuentra en el punto exacto del emplazamiento del aerogenerador, pero se encuentra relativamente cerca como para considerar fiables los datos que se obtengan de ella. En concreto, la boya empleada es la que se encuentra en el punto SIMAR 4036006. 4.2.1. Altura máxima de la ola.

La altura máxima de la ola representará el peor caso para la estructura, además de ser un requisito para los archivos de entrada del software de FAST. La altura máxima de la ola vendrá dada por los datos obtenidos de la web de Puertos del Estado. Los datos registrados del último año en distribución mensual por puntos máximos muestran mayo como el peor de los casos, con una altura máxima de 5.7 metros. Los datos registrados de la última década se pueden consultar en la Ilustración



Ilustración 9. Distribución anual de la altura máxima del oleaje en la última década, de 2009 a 2019, editado de la herramienta histórica de la web de Puertos del Estado.⁵

Las medias anuales medidas también sobre la última década se representan en la siguiente figura, teniendo como media anual la media mensual de cada año, representada sobre el mismo periodo medio del punto SIMAR dado.



Ilustración 10. Distribución anual de la altura media del oleaje en la última década, de 2009 a 2019, editado de la herramienta histórica de la web de Puertos del Estado.⁵

Sobre esta gráfica se aprecia que la media mensual del último año 2019 gira en torno a los 3.92 metros. Los períodos de retorno y las tablas de altura-retorno también las genera la herramienta del Gobierno de España, expuestas sobre el año 2019.

Hs: Altura Significante	Hs: Altura Significante de Oleaje/Waves Significant Height metros/meters									
Tp: Periodo de Pico/Pe	IP: Periodo de Pico/Peak Period segundos/seconds									
Dir: Direccion media de procedencia/Mean Direction, "coming from" 0= Norte/North;90= Este/East										
	Punto SIMAR / SIMAR Point4036006 Año 2019									
Mes/Month	Hs Max./Max. Hs	Тр	Dir	Dia/Day	Hora/Hour					
Enero/January	1.69	6.83	111	01	10					
Enero/January	1.69	6.83	91	07	06					
Febrero/February	1.68	6.83	60	03	16					
Marzo/March	1.94	7.52	55	09	11					
Abril/April	1.59	7.52	55	11	14					
Abril/April	1.59	7.52	55	11	13					
Mayo/May	1.93	5.65	53	19	11					
Junio/June	1.57	5.13	51	09	18					
Julio/July	1.81	6.21	56	26	16					
Agosto/August	1.84	5.65	52	20	02					
Septiembre/September	1.62	5.13	51	11	16					
Octubre/October	1.71	8.27	55	05	11					
Noviembre/November	1.93	6.83	60	10	10					
Noviembre/November	1.93	9.10	57	11	16					
Noviembre/November	1.93	7.52	61	10	11					
Noviembre/November	1.93	8.27	56	11	10					

Tabla 2. Altura significante del Oleaje con su período pico y su dirección predominante, año 2019.⁵

Tabla 3. Datos enfrentados de altura significativa frente a su período, año 2019. 11

EFICACIA: 8	Tp (s)												
ANO/TEAK 2	<=1.0 2.0 3.0 4.0 5					5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	TOTAL
	<=0.5		0.013	0.367	1.900	1.402	1.703	0.878	1.074	1.834	1.821	4.703	15.695
	1.0				4.166	16.258	14.201	1.389	0.550	1.729	1.887	3.354	43.535
	1.5					10.926	15.315	4.336	0.917	1.441	1.074	0.459	34.469
	2.0					0.013	2.751	1.035	1.480	0.472	0.550		6.302
	2.5												0.000
	3.0												0.000
Hs (m)	3.5												0.000
	4.0												0.000
	4.5												0.000
	5.0												0.000
	> 5.0												0.000
	TOTAL		0.013	0.367	6.066	28.600	33.971	7.638	4.022	5.476	5.332	8.516	100%

Sin embargo, para el propósito de este proyecto no se considerará el periodo de retorno de la ola, contando con el caso expuesto anteriormente de la altura media de la ola y la diferencia entre pleamar y bajamar.

Mes Month	Nivel Medio Mean Level (cm)	Nivel Máximo <i>Max. Level</i> (cm)	Día del Máximo Max. Level Date	Nivel Mínimo <i>Min. Level</i> (cm)	Día del Mínimo Min. Level Date	Eficacia Efficiency (%)
Ene./Jan.	181	312	22	70	21	100
Feb./Feb.	173	306	19	57	20	94
Mar./Mar.	178	311	21	63	19	100
Abr./Abr.	179	306	18	67	18	100
May./May.	178	288	16	70	18	88
Jun./Jun.	183	289	17	86	16	95
Jul./Jul.	183	290	16	82	3	93
Ago./Aug.	181	308	30	62	30	96
Sep./Sep.	181	311	28	60	27	100
Oct./Oct.	181	297	26	64	27	98
Nov./Nov.	178	287	26	67	26	98
Dic./Dec.	173	282	26	68	25	100

Tabla 4. Datos mensuales del nivel medio del mar.¹¹

Por tanto, considerando tanto la altura media anual de la ola y los períodos de pleamar y bajamar, contando con que el peor de los casos ocurra en pleamar por tener la máxima altura, la longitud completa de la ola alcanzará un valor de 5.603 metros.

4.2.2. Rosa de oleaje.

La dirección predominante de las olas también se muestra en la herramienta de la web de Puertos del Estado, en una distribución de rosa de oleaje. Teniendo los datos históricos de la boya localizada en el punto SIMAR 4036006, se representaron los datos desde 1958 hasta la actualidad, encontrando que la dirección predominante está en el noreste.





Como se observa en la gráfica, la dirección predominante es desde noreste, con un pequeño componente desde el este y una variación inferior a 0.2 metros.

5. Análisis del aerogenerador en base rígida.

5.1. Consideraciones previas en base rígida.

El software de FAST está diseñado para realizar estudios en base rígida, primeramente. Como tal, las matrices propias de rigidez y anclaje están predefinidas para estas situaciones, teniendo que modificar exclusivamente los parámetros que se ajusten al caso estudiado. Como se citó en el capítulo 7.1., el aerogenerador empleado es el desarrollado de referencia por la *NREL*, cuyas propiedades vienen dadas tanto en el capítulo mencionado como en el Anejo I de la memoria descriptiva.

Dado que el estándar de FAST ancla con una cimentación rígida el monopilote al lecho marino, la profundidad de anclaje al suelo no se proporciona. Sin embargo, en capítulos posteriores donde se analice el caso de base flexible se supondrá un anclaje acorde al sistema empleado. Además, se considera un estudio completo empleando unas cargas típicas del escenario donde se encuentra el aerogenerador en función del tipo de suelo, además de contar con un campo completo de vientos turbulentos variable en dirección y un escenario irregular de oleaje sobre la estructura.

Finalmente, cabe destacar que todos los datos de referencia de la turbina tales como la estructura de las palas, las propiedades aerodinámicas, las propiedades del buje, la góndola, el tren de potencia, la torre y el sistema de control se incluyen desde el conjunto de la turbina de 5 MW. Además, se considera que la guiñada del aerogenerador es activa y autopilotada, estableciendo una situación de cara al viento predominante en todo momento.

A continuación, se lista una tabla con las primeras frecuencias naturales del sistema completo. Cabe resaltar que, se considera el aerogenerador como un conjunto completo de torre, góndola, buje y palas, a la hora de considerar sus frecuencias naturales. Estas frecuencias fueron obtenidas para la especificación de base rígida mencionada, empleando el software complementario de modos *BModes*.

Modo	Descripción	Frecuencia natural (Hz)
1	1st Fore-aft	0,2398
2	1st Side to side	0,2423

Tabla 5. Primeras frecuencias naturales del aerogenerador.

5.2. Datos de entrada anexos en base rígida.

Para simular el caso en base rígida, se deben establecer una serie de datos de entrada tanto del propio FAST como de los software complementarios empleados *TurbSim* y *BModes*. Dichos datos de entrada están definidos con anterioridad en el capítulo 2.2 del presente documento, a excepción de los mostrados en este capítulo, donde se recogen los principales datos de entrada de los fenómenos medioambientales de viento y oleaje.

El campo de viento completo fue generado a partir de la herramienta de cálculo *TurbSim* como se explicó con anterioridad. Dicha herramienta genera un campo bidimensional con un espectro de vectores de viento en base a unos datos de entrada que se recogen en el Anejo II. Como consideración anexa, el viento predominante establecido en el archivo principal del software se

recoge en el eje x, acorde al caso a replicar de 12 metros por segundo. Las turbulencias y fluctuaciones de las corrientes aleatorias pueden sucederse en los tres ejes, contando con la *seed* empleada, con desviaciones de ± 5 metros por segundo de media.

Finalmente, y a modo de establecer una referencia, se compararán los resultados obtenidos mediante el uso del software con los del caso a estudio siendo este último un modelo análogo empleando la misma turbina de referencia¹¹ de la *NREL*. Para ello, se recurrió la tesis de Krathe: *Aero-Hydro Dynamic Analysis of Offshore Wind Turbine*.³



Ilustración 12. Comparativa del campo de viento generado con el software 'TurbSim'. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³ (derecha).

El oleaje se simuló de manera irregular, basado en el modelo de referencia creando un sistema empleando como referencia el nivel medio del mar. La altura significativa de las olas H_s se estableció en 5 metros, sobre un período T_p de 12 segundos.



Ilustración 13. Comparativa del espectro del oleaje sobre el nivel medio del mar con oleaje irregular. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³(derecha).

5.3. Resultados obtenidos en base rígida.

Los output del FAST se dan en forma de archivo .out con la misma nomenclatura que el archivo de entrada .fst. Estos resultados están ordenados de forma temporal, contando con el intervalo en la simulación establecido *dt* de 0.003 segundos en este caso. Los datos que se obtienen se definen al final del archivo principal, establecidos por orden de columnas en el archivo de salida.

En los aerogeneradores offshore, las cargas cíclicas de funcionamiento de la turbina son críticas desde el punto de vista estructural, siendo especialmente importantes en la base de la torre, justo a la altura del nivel del mar en la unión con la plataforma. Además, hay que considerar otros puntos que, aunque no tan críticos como el recién mencionado, tienen relevancia a la hora de estudiar la respuesta de la estructura. Concretamente, se mostrarán las reacciones de la base, siendo los momentos flectores ambos ejes x e y (Ilustraciones 14 y 15) en kilo Newton por metro, el momento en la guiñada (Ilustración 16), los esfuerzos cortantes en ambos ejes (Ilustraciones 17 y 18) y la fuerza axial (Ilustración 19).



Ilustración 14. Comparativa del momento flector Fore-aft. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³ (derecha).



Ilustración 15. Momento flector Side to side. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³(derecha).

Comparando ambos momentos flectores se aprecia que los esfuerzos son semejantes, estando claramente diferenciados exclusivamente por el factor de escala, donde los esfuerzos *fore-aft* son superiores en factor de 10. Esto es lógico debido a que el viento principal está considerado y simulado en esa dirección, sufriendo la estructura la predominancia del viento, además de los mayores esfuerzos. Los valores máximos que se alcanzan en la reproducción del caso de referencia se producen en torno a los 550 segundos de simulación, llegando aproximadamente a momentos de 11 · $10^4 kN \cdot m$. Por el contrario, los momentos side to side alcanzan su máximo en los 200 segundos, con un valor de $14 \cdot 10^3 kN \cdot m$.



Ilustración 16. Comparativa del momento en la guiñada. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³(derecha).



Ilustración 17. Comparativa del esfuerzo cortante fore-aft a nivel del mar. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³(derecha).



Ilustración 18. Comparativa del esfuerzo cortante side to side a nivel del mar. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³(derecha).



Ilustración 19. Comparativa de la fuerza axial a nivel del mar. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³(derecha).

Comparando las tres últimas ilustraciones (17, 18 y 19), se aprecia que la fuerza axial es muy superior a los esfuerzos laterales, debido principalmente a la longitud completa de la torre, con 90 metros de altura. Los esfuerzos cortantes son relativamente menores, siendo mayores en el eje del viento fore-aft con mayores amplitudes hasta alcanzar valores máximos en $2.4 \cdot 10^3 kN$. Por el contrario, los cortantes side to side son mucho menores en amplitud debido principalmente a la rápida oscilación, además de no tener la dirección predominante del viento.

Estructuralmente hablando, se consideró la base de la torre como el punto más crítico de estudio, considerando exclusivamente la estructura del aerogenerador completa, con su terminación incluida. Sin embargo, debido a los esfuerzos generados por la acción del mar, los puntos más críticos de estudio son en la parte más baja de la torre, siendo el monopilote y su anclaje al lecho marino.





Ilustración 20. Comparativa de los momentos flectores a lo largo de la parte baja de la torre.

Como se puede apreciar en la ilustración 20, los momentos flectores aumentan conforme se desciende hacia el lecho marino, teniendo sus máximos valores en el mismo fondo. Medidos en los mismos puntos pico, los esfuerzos en la base de la torre adquieren un valor de $7 \cdot 10^4 \ kN \cdot m$, localizándose a 10 metros por encima del nivel medio del mar, mientras que en el lecho marino se asciende hasta los $11.5 \cdot 10^4 \ kN \cdot m$.



Ilustración 21. Comparativa de los desplazamientos de la torre fore-aft en la zona superior. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³ (derecha).



Ilustración 22. Comparativa de los desplazamientos de la torre side to side en la zona superior. Resultados obtenidos (izquierda) frente a los resultados presentados por Krathe¹³(derecha).

El desplazamiento máximo se produce, tal y como sucede con los momentos flectores, en la dirección predominante del viento, en fore-aft, con un valor de 0.65 metros. En la dirección perpendicular side to side, se producen nuevamente rápidas oscilaciones disminuyendo enormemente su amplitud hasta valores de 0.11 metros.

También cabe destacar que, en esta simulación, no sólo la predominancia del viento está recogida en el eje x fore-aft, sino que sus valores son prácticamente nulos en los otros sentidos, teniendo unas velocidades de viento cercanas a cero debidas exclusivamente al viento turbulento que explican esas rápidas oscilaciones con valores pequeños. Sin embargo, tal y como se explicó previamente en el capítulo 7.1 de la memoria descriptiva, esto es un caso típico de las turbinas autopilotadas, que buscan enfrentar de cara la predominancia del viento teniendo lugar los mayores esfuerzos en la mayoría del tiempo.

Por último, se comprueba que los resultados obtenidos son prácticamente iguales a los mostrados por Krathe³ y, por tanto, se puede validar el correcto uso del programa para su posterior aplicación en el caso propio de estudio.

6. Análisis del aerogenerador en base flexible.

La suposición de una base perfectamente rígida en el mundo actual es una simplificación que no se cumple en la realidad. Por tanto, para una simulación real de un caso práctico hay que considerar todos los modelos lo más parecidos a la realidad como sea posible, dentro del marco de las posibilidades del desarrollo que se tengan. Así pues, a lo largo de este capítulo, se considerará el caso estudiado anteriormente con la variante de tener un suelo que no es infinitamente rígido, si no que presenta flexibilidad y deformaciones acorde a como respondería la turbina en su caso real.

Para poder hacer esto, hay que efectuar una serie de cambios en el software de FAST, incluyendo y activando ciertas rutinas que permiten realizar esta serie de cálculos.

6.1. Recompilación del programa base.

El programa FAST incluye la opción de implementar una subrutina que puede ser definida por el usuario llamada *UserPftmLd()* para definir las cargas de la plataforma. No obstante, las cargas que recibe la plataforma son exclusivamente externas, obviando las ejercidas por la turbina en sí misma o las interacciones entre el suelo y la propia estructura. Por tanto, en esta rutina no sólo se activará la misma, sino que se incluirá esta interacción para aproximar aún más a la realidad la respuesta que tendrá el aerogenerador en su emplazamiento.

Esta subrutina de base está incluida en los archivos aportados por el *NREL*. Esta rutina implementa la discretización del modelo de resortes acoplados para simular la respuesta flexible que tendrá la cimentación. Concretamente, la rutina está definida para la turbina de referencia empleada en este proyecto de 5 MW aportada por el laboratorio estadounidense. Los inputs de esta rutina son vectores en los pasos de tiempo definidos que contienen los desplazamientos y deformaciones que sufren los puntos de referencia tomados. Estos desplazamientos están derivados de los estudios de Patrik Passon¹². El output dado es un vector que contiene las fuerzas y los momentos referenciados a esos puntos de referencia que toma el programa.

Esta subrutina deberá activarse en el código fuente del propio FAST, en el archivo que se modificó previamente para la inclusión de las *DLL* llamado *UserSubs_forBladedDLL.f90*, (siendo el *UserSubs.f90* el archivo base del software).

Las matrices incluidas son tres, correspondientes a la amortiguación, la rigidez y la variable interna *PtfmAM* propia del programa. La matriz de amortiguamiento, Damp(6,6), es una matriz 6x6 establecida como nula por el propio software, donde no se modificará ninguna de sus variables dado que la importancia de esta subrutina reside en la matriz de rigidez. La matriz de rigidez, *Stff(6,6)*, es una matriz 6x6 donde se incluirán todos los parámetros correspondientes a la rigidez de la cimentación.

Dada la falta de datos del suelo que se obtendrían al realizar el estudio geotécnico, se realizaron dos hipótesis paralelas referentes a dos tipos de suelo distintos. Se consideró en ambas hipótesis que el suelo es homogéneo, con una densidad de $2000 \frac{kg}{m^3}$, un coeficiente de Poisson de 0.49 y un amortiguamiento del 2%, aunque no tenga especial relevancia para el cálculo del software. En la tabla siguiente se presentan las dos alternativas de suelos empleadas para este proyecto:

Tabla 6. Datos de la primera hipótesis de suelo tomada, S1.

	Impedancias S1			
K _h	$0.10878894 \cdot 10^{10}$			
K_{hr}	$\pm 0.64658044 \cdot 10^{10}$			
K _r	$0.12095966 \cdot 10^{12}$			
K_{v}	$0.17507593 \cdot 10^{10}$			

Velocidad de	
propagación de	100 m/s
la onda, c _s	

Tabla 7. Datos de la segunda hipótesis de suelo tomada, S2.

Impedancias S2			
K _h	$0.32771368 \cdot 10^{10}$		
K_{hr}	$\pm 0.10880676 \cdot 10^{11}$		
K_r	$0.15706707 \cdot 10^{12}$		
K_v	$0.55797982 \cdot 10^{10}$		

Velocidad de propagación de la onda, c _s	200 m/s
---	---------

Estas impedancias se obtuvieron a través de un modelo numérico desarrollado para el análisis dinámico de cimentaciones de pilotes y estructuras pilotadas, implementadas en la tesis de G. M. Álamo¹³. Dicho modelo combina el uso de elementos finitos para estructura y pilotes con la formulación integral del suelo, siendo capaz de analizar la respuesta dinámica de dichas estructuras incluyendo los fenómenos de interacción suelo-estructura.

Cabe destacar que, dado que se tomaron dos hipótesis supuestas del tipo de suelo y éstas se incluyen dentro del código fuente del programa, hay que recompilar dos veces, una para cada suelo, para poder incluirlas dentro del software base.

Finalmente, al implementar esta subrutina hay ciertos cambios que deben realizarse en los archivos principales de entrada y que por estar relacionados con esta subrutina se especificarán inmediatamente después y no en su capítulo correspondiente. Dichos cambios deben realizarse en el archivo principal de la plataforma '*NRELOffshrBsline5MW_Platform_Monopile_RF*' activando y desactivando las herramientas dentro del apartado '*Feature Flags (cont)*'. Dichos cambios se representan en la siguiente tabla:

Tabla 8. Estado de las herramientas del archivo principal de la plataforma con el modelo 'coupled springs' aplicado.

PtfmSgDOF	True
PtfmSwDOF	True
PtfmHvDOF	False
PtfmRDOF	True
PtfmRPDOF	True
PtfmYDOF	False

Estos cambios se realizan para permitir ciertos grados de libertad dentro del conjunto, siendo concretamente los dos desplazamientos laterales y las rotaciones alrededor de los ejes horizontales

6.2. Datos de entrada en base flexible.

En este capítulo se especificaron todos los datos de entrada empleados para el desarrollo principal del proyecto del aerogenerador offshore en base flexible. En él se incluirán tanto los datos de entrada propios del software base empleado FAST como las modificaciones pertinentes con respecto al modelo en base rígida, así como el resto de los programas empleados.

6.2.1. Datos de entrada previos de software complementario en base flexible.

Al igual que en el caso de base rígida, se emplearán dos software complementarios para el desarrollo del proyecto siendo *TurbSim* para las especificaciones de viento, y el *BModes* para el cálculo y transformación de los modos de la estructura. Como estos aspectos medioambientales son invariantes con respecto a la estructura utilizada, se emplearon los mismos datos de entrada definidos en el capítulo 5.2 para la réplica en base flexible, con las consideraciones definidas en los capítulos 2.2 y 2.3 de la presente memoria.

6.2.2. Archivos principales de FAST en base flexible.

Los archivos principales del software empleados para el desarrollo de este proyecto se listaron con anterioridad, siendo:

- NRELOffshrBsline5MW_ADAMSSpecific
- NRELOffshrBsline5MW_AeroDyn
- NRELOffshrBsline5MW_Blade
- NRELOffshrBsline5MW_Linea
- NRELOffshrBsline5MW_Monopile_RF
- NRELOffshrBsline5MW_Platform_Monopile_RF
- NRELOffshrBsline5MW_Tower_Monopile_RF

Además, se emplearon archivos anexos tales como los outputs del *TurbSim* o los coeficientes obtenidos del *ModeShapePolyFitting*. En dichos archivos se recogen todos los datos necesarios para el desarrollo del proyecto, siendo necesarios todos y cada uno de ellos para los módulos empleados en la ejecución del programa.

En el archivo principal del FAST, del tipo .fst, se definen los aspectos más generales del proyecto, así como las rutas a seguir por el software hacia el resto de módulos para la ejecución de resultados. En concreto no se empleará ningún preprocesador para crear un modelo ADAMS dado que se empleará el propio FAST para esta tarea. Por tanto, la variable *ADAMSPrep* se establecerá a 1. También, dado que se va a realizar un estudio en un período de tiempo determinado no se creará un modelo periódico linearizado si no que, en su defecto, se creará una simulación con tiempo corriendo, definida en la variable *AnalMode*.

Seguidamente, se definen el número de palas del aerogenerador, siendo tres en el caso del de referencia tomado de 5 MW, y se definen el tiempo total de estudio y el paso de tiempo. El tiempo total de estudio se definió, como en los casos anteriores, a 630.0 segundos, es decir, 10 minutos y 30 segundos teniendo los 30 primeros segundos como tiempo de margen para entrar en el estado estable y los 10 minutos restantes como estudio propio de la simulación. El paso de tiempo de integración es una variable que tiene una sensibilidad concreta en este software dado que puede generar problemas por el método de cálculo que emplea. En este caso, se redujo el paso de tiempo de integración, DT, a 0.003 o 0.002 en función del caso empleado.

A continuación, se definen los controles de la turbina, estableciéndolos definidos por el usuario tanto en control de la góndola, *YCMode*, como el control de cabeceo o nutación, *PCMode*. El control de velocidad variable se define desde la rutina definida en el archivo *UserVSCont_forBladedDLL.f90*, y se establece esa ruta en la variable *VSContrl*, así como el modelo de frenos HSS, generado desde la rutina *UserHSSBr* y definida en la variable *HSSBrMode*. El modelo

se generará en base a los cálculos internos del programa empleando el método de Thevenin definido en la variable *GenModel*.

El resto de variables referentes a aspectos tales como las masas, inercias, el control del tren de potencia o el generador de la turbina se establecerán por defecto, dado que son datos que se obtienen de los archivos anexos de datos y configuración del aerogenerador empleado.

En la parte final del archivo se especifican varios subapartados en relación a las rutas empleadas hacia el resto de archivos mencionados con anterioridad, siendo el archivo de datos de la plataforma NRELOffshrBsline5MW Platform Monopile RF.dat, especificando el caso de estudio del aerogenerador offshore y el archivo correspondiente a la torre NRELOffshrBsline5MW_Tower_Monopile_RF.dat estableciendo el número máximo posible de nodos para el estudio empleados en el análisis en la variable TwrNodes escogiendo 99. Los archivos propios de las palas llamados NRELOffshrBsline5MW_Blade.dat y siendo especificados cada dato de cada pala del aerogenerador en el propio archivo de datos con la nomenclatura BldFile (n) siendo n el número correspondiente a cada pala, 1, 2 y 3. El archivo que contiene los parámetros de entrada del fichero AeroDyn siendo NRELOffshrBsline5MW_AeroDyn.ipt, el fichero tipo ADAMS que contiene los parámetros específicos del sistema para poder ejecutar el FAST sin necesidad de preprocesador ADAMS denominado NRELOffshrBsline5MW_ADAMSSpecific.dat. Y finalmente el archivo de control de linealización del conjunto conteniendo todos los parámetros del apartado llamado NRELOffshrBsline5MW_Linear.dat.

Una vez definidas todas las rutas, se especifica el output del programa concretando el formato y el estilo de los datos representados, las interacciones entre nodos, el tiempo a partir del cual se comienza a representar los datos o que variables serán representadas. En este caso no se hizo una discriminación inicial de las variables representadas escogiendo todas las posibles para su posterior estudio, y representando finalmente aquellas que tienen especial relevancia como los puntos críticos de esfuerzos o los mayores momentos.

6.2. Resultados obtenidos en base flexible.

En este capítulo se incluyen los resultados comunes a todas las hipótesis tomadas considerando el suelo flexible. Principalmente, se consideran los factores externos a la propia estructura, siendo los factores medioambientales como el viento o el campo de olas generado.

Primeramente, se representa el campo de viento generado en el punto más alto de la torre, a 90 metros del nivel medio del mar donde se sitúa el rotor. Como se puede apreciar en la ilustración 23, el viento sigue siendo superior en velocidades en el eje x que en el resto de ejes y y z. Esto se debe a la turbina autopilotada, que siempre contará con una orientación cara al viento.



Ilustración 23. Representación del campo de viento generado con el software 'TurbSim' en los tres ejes coordenados.

En cuanto a la elevación de las olas, se aprecia que los puntos más altos se producen en torno al segundo 500, a partir de los 8 minutos con elevaciones de hasta 4 metros. Cabe destacar que el software sólo considera la variación del oleaje en función del punto de referencia, sin contar la diferencia que pueda existir entre pleamar y bajamar. Por eso en la simulación la altura máxima de la ola se estableció en 5.603 metros y en esta gráfica no se alcanzan dichos valores.



Ilustración 24. Representación del espectro del oleaje sobre el nivel medio del mar con oleaje irregular. Modelo JONSWAP obtenido del software de FAST.

6.4. Resultados obtenidos para la primera hipótesis de suelo en base flexible.

A lo largo de este capítulo, se desarrollaron los resultados obtenidos de la primera hipótesis tomada para el suelo, definida al final del capítulo 6.1. de esta memoria. Como se citó anteriormente se deberá ejecutar el software base con todos los cambios previos que supone incluir una hipótesis distinta de suelo.

Los resultados que se mostrarán a continuación son los considerados a destacar, por ser puntos críticos de diseño o por su relevancia para el presente proyecto. Inicialmente se mostrarán los valores de esfuerzo de fuerzas y momentos de todos los ejes relevantes y se concluirá con desplazamientos, tal y como se realizó en el capítulo de base rígida 5.3. de la presente memoria.

Tal y como se citó en el capítulo 5.3 de base rígida, los puntos más críticos de diseño se localizan en la base de la estructura, en la unión de la torre con la base de la plataforma, al nivel del mar. Por tanto, inicialmente se estudiarán los peores esfuerzos, siendo los momentos flectores de la base de la torre, mostrados en las figuras 25 y 26



Ilustración 25. Representación gráfica del momento flector fore-aft en la base de la torre.



Ilustración 26. Representación gráfica del momento flector side to side en la base de la torre.

Como única consideración en la ilustración 26, al tener un suelo flexible el modelo tarda más tiempo en alcanzar el estado estable sufriendo los mayores esfuerzos hacia el principio de la simulación, en los tres primeros minutos. Esto se produce exclusivamente en la dirección *side to side*, correspondiente al eje y que sufre los momentos cortantes.



Ilustración 27. Representación gráfica del momento flector en la guiñada.



Ilustración 28. Representación gráfica del esfuerzo cortante en la base de la torre en la dirección fore-aft.



Ilustración 29. Representación gráfica del esfuerzo cortante en la base de la torre en la dirección side to side.



Ilustración 30. Representación gráfica del esfuerzo axial en la base de la torre.

La base de la torre es el punto de estudio más crítico por contar con los mayores esfuerzos desde el punto de vista estructural, tal y como se citó al principio de esta sección. Por realizar la comparativa, se analizaron cuatro puntos tal y como se realizó en el estudio completo en base rígida, ordenados de manera que cada gráfica representa un punto más bajo conforme se desciende entre los nodos.



Base de la torre, conexión con el monopilote.

Ilustración 31. Comparativa de los esfuerzos flectores en cuatro nodos diferentes a lo largo de parte baja de la torre.



Ilustración 32. Desplazamiento en el punto más alto de la torre, dirección fore-aft.



Ilustración 33. Desplazamiento en el punto más alto de la torre, dirección side to side.

Tal y como sucede en la ilustración 26, en el caso del estudio de los momentos flectores en la base de la torre en la dirección *side to side*, el modelo requiere de más tiempo hasta alcanzar una situación estable con respecto al caso de estudio simulando una base rígida, representando la figura con mayores desplazamientos hasta lograr una función similar a la del resto de gráficas.

6.5. Resultados obtenidos para la segunda hipótesis de suelo en base flexible.

En este capítulo se incluyen los resultados obtenidos para la ejecución del programa empleando los inputs de la segunda hipótesis de suelo tomada. Tal y como se efectuó en el capítulo anterior, se representarán los aspectos más críticos del estudio, siendo coincidentes con el capítulo 6.4. para su posterior comparación.



Ilustración 34. Representación gráfica del momento flector fore-aft en la base de la torre.



Ilustración 35. Representación gráfica del momento flector side to side en la base de la torre.

Al igual que sucede en el caso anterior, en la ilustración 35 se observa que el conjunto requiere de más tiempo para entrar en el estado estable, tomando hasta 3 minutos de simulación en el proceso. Tal y como sucede en el caso anterior, esto sólo sucede en la dirección *side to side*, correspondiente al eje y que sufre los momentos cortantes.



Ilustración 36. Representación gráfica del momento flector en la guiñada.



Ilustración 37. Representación gráfica del esfuerzo cortante en la base de la torre en la dirección fore-aft.



Ilustración 38. Representación gráfica del esfuerzo cortante en la base de la torre en la dirección side to side.


Ilustración 39. Representación gráfica del esfuerzo axial en la base de la torre.

La comparativa de los diferentes puntos de estudio en la base de la torre también se realizó para esta hipótesis, obteniendo unos resultados similares al caso anterior representado en el punto 6.3 de la presente memoria.



Ilustración 40. Comparativa de los esfuerzos flectores en cuatro nodos diferentes a lo largo de parte baja de la torre.



Ilustración 41. Desplazamiento en el punto más alto de la torre, dirección fore-aft.



Ilustración 42. Desplazamiento en el punto más alto de la torre, dirección side to side.

Finalmente, se aprecia un período de tiempo similar que en los casos anteriores para la dirección *side to side* hasta alcanzar el sistema estable.

7. Conclusión.

Estudiando los resultados obtenidos y analizando los diversos casos de estudio se aprecia que la mayor diferencia existe entre las dos hipótesis de suelo flexible y la base rígida. Sin embargo, esta diferencia no es tan remarcable como pudiera esperarse en un primer momento. Como aclaración, las series empleadas en las gráficas recibirán los acrónimos S1 y S2 para las dos hipótesis de suelo flexible respectivamente, mientras que la hipótesis en base rígida dará su nombre a la serie con la abreviatura *BR*.

Comparando primeramente las hipótesis de suelo flexible, se tiene una diferencia ligera en la representación de los datos, pero se aprecia una continuidad y una regularidad en la representación de los mismos. En la Ilustración 43 se puede ver una comparativa de los momentos flectores de ambas hipótesis, en la dirección fore-aft. En la Ilustración 44 se amplió una ventana entre los segundos 250 y 300 para analizar con mayor detalle la comparativa entre las dos funciones representadas observando que se rigen por el mismo patrón con un ligero desfase entre las cargas cíclicas sufridas.



Ilustración 43. Comparativa de los momentos flectores en la dirección fore-aft de las dos hipótesis de suelo estudiadas.



Ilustración 44. Comparativa de los momentos flectores en la dirección fore-aft de las dos hipótesis de suelo estudiadas, en una ventana definida entre los segundos 250 y 300.

Considerando que el sistema requiere de más tiempo para entrar en el estado estable, se obviarán los primeros resultados, centrándose en la zona de máximos valores en la ventana mostrada en la ilustración 44. Aquí se puede apreciar que los valores máximos se producen en el primer tipo de suelo, con valores de $7.4 \cdot 10^3$ kNm, superiores a los valores del segundo tipo de suelo, siendo $6.89 \cdot 10^3$ kNm.

En la dirección side to side, comparando también los momentos flectores se observa que la secuencia es la misma, y la diferencia entre ambas hipótesis es relativamente nula, de manera general. En la ilustración 46, se puede apreciar con más claridad la similitud de ambos suelos, con ligeras variaciones en la ventana de estudio tomada entre los segundos 300 y 310 donde se producen los mayores esfuerzos. Dichos esfuerzos alcanzan su punto máximo en $6.38 y 6.43 \cdot 10^4 kN \cdot m$ por orden de suelo, en torno al segundo 310.



Ilustración 45. Comparativa de los momentos flectores en la dirección side to side de las tres hipótesis de suelo estudiadas., la base rígida y las dos de suelo flexible.



Ilustración 46. Comparativa de los momentos flectores en la dirección side to side de las tres hipótesis de suelo estudiadas, en una ventana definida entre los segundos 300 y 310.

Al igual que sucede en el caso anterior, los máximos momentos se producen en torno al segundo 309. Aunque la diferencia es mínima, se aprecia que en este caso es el segundo tipo de suelo el que alcanza los valores máximos, en el intervalo de segundos de 308,886 hasta el 308,912 con un valor de $6.94 \cdot 10^4$ kNm. Por otra parte, el primer tipo de suelo alcanza un máximo en torno a un segundo similar, siendo en el segundo 308,942 con un valor de $6.89 \cdot 10^4$ kNm.

Estableciendo la comparativa con el suelo en base rígida, se observa que los valores no son tan grandes, aunque al considerar el suelo como un elemento infinitamente rígido, la totalidad de los momentos deberá ser absorbida por el conjunto, por lo que también se alcanzan valores importantes como los mostrados, ascendiendo hasta su máximo de $6.84 \cdot 10^4$ kNm en el segundo 308,77.



Ilustración 47. Comparativa de los momentos cortantes en la dirección fore-aft de las tres hipótesis de suelo estudiadas.



Ilustración 48. Comparativa de los momentos cortantes en la dirección fore-aft de las tres hipótesis de suelo estudiadas, en una ventana definida entre los segundos 290 y 310.

Los momentos cortantes máximos, en la dirección fore-aft, se producen en torno a la misma ventana que en los casos anteriores de momentos flectores fore-aft y side to side. En este caso, en la ventana desde el segundo 290 hasta el segundo 310, se advierte que el punto máximo es muy similar en los casos del suelo en base flexible, siendo $7.53 \cdot 10^2$ kNm para la primera hipótesis y $7.52 \cdot 10^2$ kNm para la segunda, en los segundos 308,95 y 308,92 respectivamente. Como en el caso anterior, los momentos cortantes en base rígida son menores, alcanzando su máximo en el segundo 308,78, con un valor de $6.73 \cdot 10^2$ kNm.



Ilustración 49. Comparativa de los momentos cortantes en la dirección side to side de las dos hipótesis de suelo estudiadas.

Comparando los esfuerzos cortantes en la dirección restante side to side, se observa que los valores fluctúan más que en los casos anteriores. Descontando como siempre los primeros intervalos hasta alcanzar la situación estable, los valores de estudio en torno al segundo 300 tienen una clara diferencia entre hipótesis, siendo mayores en el primer tipo de suelo empleado, alcanzando cifras de hasta 7.92 \cdot 10 kNm, en contraposición con las del segundo tipo de suelo que sólo logran valores de 6.22 \cdot 10 kNm.



Ilustración 50. Comparativa de los momentos cortantes en la dirección side to side de las dos hipótesis de suelo estudiadas, en una ventana entre los segundos 290 y 310.

Esto se debe principalmente a un aumento repentino en los esfuerzos debidos a las cargas aleatorias de viento y oleaje. Como se observa en el resto de la figura, el patrón que rige ambas gráficas es el mismo, y en dicha ventana la amplitud aumenta de sobremanera hasta el segundo 300, donde comienza a recuperar lo que se considera la normalidad de la función. Precisamente, dada la aleatoriedad de las semillas empleadas a la hora de simular las cargas externas de la estructura, es un caso plausible dentro del emplazamiento que da lugar a esas variaciones.



Ilustración 51. Comparativa de la fuerza axial de las tres hipótesis de suelo estudiadas.

La fuerza axial es relativamente parecida en las tres hipótesis estudiadas, alcanzando su máximo en $8.66 \cdot 10^3$ N contrario al sentido tomado como positivo, en torno al segundo 383 de la simulación. Como se puede ver, las tres gráficas siguen el mismo patrón, sin ninguna diferencia relativa notable entre ellas, obteniendo los valores máximos en torno a los mismos puntos, con una diferencia mínima del orden de la unidad.



Ilustración 52. Comparativa del desplazamiento del punto más alto de la en la dirección fore-aft de las tres hipótesis de suelo estudiadas.

Los desplazamientos en la dirección fore-aft tampoco tienen una diferencia notable entre las tres hipótesis estudiadas. El máximo desplazamiento de la torre se produce en torno al segundo 305, alcanzando un valor de $4.56 \cdot 10^{-1}$, equivalente a unos 45 centímetros, un valor muy aceptable dado el calibre de la torre del aerogenerador de 5 MW de 90 metros de altura total. La diferencia entre hipótesis vuelve a ser mínima, teniendo ligeras variaciones del orden de la unidad.

A continuación, se incluye una tabla comparativa con todos los valores máximos tanto de esfuerzos como de desplazamientos, así como el momento de la simulación en que se producen.

Esfuerzo	Hipótesis	Valor	Tiempo (s)
Managetes flasteres	Base Rígida	8112 kNm	287.1
fore-aft	Hipótesis S1	7402 kNm	278.696
iore-arc	Hipótesis S2	6891 kNm	299.838
Manager to a flast and	Base Rígida	68400 kNm	308.774
side to side	Hipótesis S1	68850 kNm	308.942
side to side	Hipótesis S2	69430 kNm	308.9
	Base Rígida	673 kNm	308.78
Momentos cortantes	Hipótesis S1	753 kNm	308.952
TOTE-art	Hipótesis S2	752 kNm	308.912
	Base Rígida	44.07 kNm	266.882
viomentos cortantes	Hipótesis S1	-24.51 kNm	321.592
side to side	Hipótesis S2	78.26 kNm	53.12
	Base Rígida	-8574 N	491.732
Fuerza axial	Hipótesis S1	-8579 N	491.732
	Hipótesis S2	-8575 N	491.792
Development of the second	Base Rígida	0.4529 m	304.964
Despiazamiento en el	Hipótesis S1	0.4554 m	304.964
punto mas alto	Hipótesis S2	0.4540 m	304.856

Tabla 9. Comparativa de los valores máximos obtenidos en cada esfuerzo representado de todas las hipótesis estudiadas.

Como últimas aportaciones, se puede ver un claro punto de estudio donde los esfuerzos son máximos en torno al segundo 300, debido principalmente a las cargas externas sufridas de viento en primer lugar y de olas en un segundo plano. Dado que la mayoría de los estudios se realizan en el punto más alto de la torre, la principal acción es la del viento. Sin embargo, hay ciertos estudios realizados en la base de la torre, por lo que las olas también adquieren una relevancia importante en esos casos.

8. Bibliografía.

¹ Jonkman, J. Buhl Jr., M. L. (2005). *FAST User's Guide*. Consultada el 9 de marzo de 2019, en https://www.nrel.gov/docs/fy06osti/38230.pdf/

² Jonkman, B., Jonkman, J. (2012) *Instructions for Compiling FAST*. Consultada el 7 de marzo de 2019, en https://wind.nrel.gov/public/bjonkman/DesignCodes/FASTCompilingInstructions.pdf.

³ Krathe, V. L. (2015). *Aero-Hydro Dynamic Analysis of Offshore Wind Turbine*. Consultada el 14 de febrero de 2019, en https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2351306.

⁴ Gobierno de Canarias. (2019). *IDECanarias visor 4.5*. Consultada el 21 de septiembre de 2019, en https://www.grafcan.es/.

⁵ Gobierno de España. (2019). *Herramienta medioambiental de puertos del estado*. consultada el 28 de octubre de 2019, en http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx/.

⁶ Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2019). *Plan de energías renovables 2011-*20. Consultado el 6 de julio de 2019, en https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf

⁷ Ruiz Murcia, J. F. (2010). *Estimación de la velocidad del viento a diferentes alturas usando el modelo WRF*. Colombia: IDEAM.

⁸ Guevara Díaz, J. M. (2013) Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica. Venezuela: Terra.

⁹ Universidad de Basilea, en cooperación con la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos y los Centros Nacionales de Predicción Ambiental. (2006). *Meteoblue*. Consultada el 11 de noviembre de 2019, en https://www.meteoblue.com/

¹⁰ Fernández Hernández, J. J. (2018). *Las direcciones del viento: cómo entenderlas y qué implican en canarias.* Consultada el 24 de octubre de 2019, en https://tagorormeteo.es/

¹¹ Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W. Scott, G. (2009) *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Consultada el 19 de abril de 2019, en https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf/

¹² Parson, P. (2006). *OC3-Derivation and Description of the Soil-Pile-Interaction Models*. Consultada el 16 de abril de 2019, en https://www.semanticscholar.org/paper/Memorandum-Derivation-and-Description-of-the-Models-Passon/c5308de3c74810c902337ab98e0765b17dea1f53

¹³ G. M. Álamo Meneses. (2018). *Dynamic response of piled structures. Implementation of a model based on the integral formulation of the problem and the use of a fundamental solution for the layered half space.* Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

ANEJO I

ARCHIVO PRINCIPAL DE ENTRADA DEL SOFTWARE FAST

------ FAST INPUT FILE ------

NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis.

Properties from Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) 6MW Pre-Design (10046_009.pdf) and REpower 5M 5MW (5m_uk.pdf); Compatible with FAST v7.02.

----- SIMULATION CONTROL -----

False Echo - Echo input data to "echo.out" (flag)

1 ADAMSPrep - ADAMS preprocessor mode {1: Run FAST, 2: use FAST as a preprocessor to create an ADAMS model, 3: do both} (switch)

1 AnalMode - Analysis mode {1: Run a time-marching simulation, 2: create a periodic linearized model} (switch)

3 NumBl - Number of blades (-)

630.0 TMax - Total run time (s)

0.003 DT - Integration time step (s)

----- TURBINE CONTROL ------

1 YCMode - Yaw control mode {0: none, 1: user-defined from routine UserYawCont, 2: user-defined from Simulink/Labview} (switch)

0.0 TYCOn - Time to enable active yaw control (s) [unused when YCMode=0]

1 PCMode - Pitch control mode {0: none, 1: user-defined from routine PitchCntrl, 2: user-defined from Simulink/Labview} (switch)

0.0 TPCOn - Time to enable active pitch control (s) [unused when PCMode=0]

2 VSContrl - Variable-speed control mode {0: none, 1: simple VS, 2: user-defined from routine UserVSCont, 3: user-defined from Simulink/Labview} (switch)

9999.9 VS_RtGnSp - Rated generator speed for simple variable-speed generator control (HSS side) (rpm) [used only when VSContrl=1]

9999.9 VS_RtTq - Rated generator torque/constant generator torque in Region 3 for simple variable-speed generator control (HSS side) (N-m) [used only when VSContrl=1]

9999.9 VS_Rgn2K - Generator torque constant in Region 2 for simple variable-speed generator control (HSS side) (N-m/rpm^2) [used only when VSContrl=1]

9999.9 VS_SIPc - Rated generator slip percentage in Region 2 1/2 for simple variable-speed generator control (%) [used only when VSContrl=1]

2 GenModel - Generator model {1: simple, 2: Thevenin, 3: user-defined from routine UserGen} (switch) [used only when VSContrl=0]

True GenTiStr - Method to start the generator {T: timed using TimGenOn, F: generator speed using SpdGenOn} (flag)

True GenTiStp - Method to stop the generator {T: timed using TimGenOf, F: when generator power = 0} (flag)

9999.9 SpdGenOn - Generator speed to turn on the generator for a startup (HSS speed) (rpm) [used only when GenTiStr=False]

0.0 TimGenOn - Time to turn on the generator for a startup (s) [used only when GenTiStr=True]

9999.9 TimGenOf - Time to turn off the generator (s) [used only when GenTiStp=True]

2 HSSBrMode - HSS brake model {1: simple, 2: user-defined from routine UserHSSBr, 3: user-defined from Labview} (switch)

0.0 THSSBrDp - Time to initiate deployment of the HSS brake (s)

9999.9 TiDynBrk - Time to initiate deployment of the dynamic generator brake [CURRENTLY IGNORED] (s)

9999.9 TTpBrDp(1) - Time to initiate deployment of tip brake 1 (s)

9999.9 TTpBrDp(2) - Time to initiate deployment of tip brake 2 (s)

9999.9 TTpBrDp(3) - Time to initiate deployment of tip brake 3 (s) [unused for 2 blades]

9999.9 TBDepISp(1) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 1 (rpm)

9999.9 TBDepISp(2) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 2 (rpm)

9999.9 TBDepISp(3) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 3 (rpm) [unused for 2 blades]

9999.9 TYawManS - Time to start override yaw maneuver and end standard yaw control (s)

9999.9 TYawManE - Time at which override yaw maneuver reaches final yaw angle (s)

0.0 NacYawF - Final yaw angle for override yaw maneuvers (degrees)

9999.9 TPitManS(1) - Time to start override pitch maneuver for blade 1 and end standard pitch control (s)

9999.9 TPitManS(2) - Time to start override pitch maneuver for blade 2 and end standard pitch control (s)

9999.9 TPitManS(3) - Time to start override pitch maneuver for blade 3 and end standard pitch control (s) [unused for 2 blades]

9999.9 TPitManE(1) - Time at which override pitch maneuver for blade 1 reaches final pitch (s)

9999.9 TPitManE(2) - Time at which override pitch maneuver for blade 2 reaches final pitch (s)

9999.9 TPitManE(3) - Time at which override pitch maneuver for blade 3 reaches final pitch (s) [unused for 2 blades]

- 0.0 BlPitch(1) Blade 1 initial pitch (degrees)
- 0.0 BlPitch(2) Blade 2 initial pitch (degrees)
- 0.0 BlPitch(3) Blade 3 initial pitch (degrees) [unused for 2 blades]

0.0 BlPitchF(1) - Blade 1 final pitch for pitch maneuvers (degrees)

- 0.0 BlPitchF(2) Blade 2 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
- 0.0 BlPitchF(3) Blade 3 final pitch for pitch maneuvers (degrees) [unused for 2 blades]

----- ENVIRONMENTAL CONDITIONS ------

9.80665 Gravity - Gravitational acceleration (m/s^2)

----- FEATURE FLAGS ------

- True FlapDOF1 First flapwise blade mode DOF (flag)
- True FlapDOF2 Second flapwise blade mode DOF (flag)
- True EdgeDOF First edgewise blade mode DOF (flag)
- False TeetDOF Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]
- True DrTrDOF Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)
- True GenDOF Generator DOF (flag)

True YawDOF - Yaw DOF (flag)

- True TwFADOF1 First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
- True TwFADOF2 Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
- True TwSSDOF1 First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
- True TwSSDOF2 Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
- True CompAero Compute aerodynamic forces (flag)
- False CompNoise Compute aerodynamic noise (flag)

INITIAL CONDITIONS
0.0 OoPDefl - Initial out-of-plane blade-tip displacement (meters)
0.0 IPDefl - Initial in-plane blade-tip deflection (meters)
0.0 TeetDefl - Initial or fixed teeter angle (degrees) [unused for 3 blades]
0.0 Azimuth - Initial azimuth angle for blade 1 (degrees)
12.1 RotSpeed - Initial or fixed rotor speed (rpm)
0.0 NacYaw - Initial or fixed nacelle-yaw angle (degrees)

0.0 TTDspFA - Initial fore-aft tower-top displacement (meters)

0.0 TTDspSS - Initial side-to-side tower-top displacement (meters)

----- TURBINE CONFIGURATION ------

63.0 TipRad - The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)

1.5 HubRad - The distance from the rotor apex to the blade root (meters)

1 PSpnElN - Number of the innermost blade element which is still part of the pitchable portion of the blade for partial-span pitch control [1 to BldNodes] [CURRENTLY IGNORED] (-)

0.0 UndSling - Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex] (meters) [unused for 3 blades]

0.0 HubCM - Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meters)

-5.01910 OverHang - Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] (meters)

1.9 NacCMxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

0.0 NacCMyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

1.75 NacCMzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

87.6 TowerHt - Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)

1.96256 Twr2Shft - Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)

0.0 TwrRBHt - Tower rigid base height (meters)

-5.0 ShftTilt - Rotor shaft tilt angle (degrees)

0.0 Delta3 - Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blades]

-2.5 PreCone(1) - Blade 1 cone angle (degrees)

ANEJO II

ARCHIVO PRINCIPAL DE ENTRADA DEL SOFTWARE TURBSIM

TurbSim Input File. Valid for TurbSim v1.06.00, 21-Sep-2012

-----Runtime Options-----

511347 RandSeed1 - First random seed (-2147483648 to 2147483647)

RANLUX RandSeed2 - Second random seed (-2147483648 to 2147483647) for intrinsic pRNG, or an alternative pRNG: "RanLux" or "RNSNLW"

 False
 WrBHHTP
 - Output hub-height turbulence parameters in binary form? (Generates RootName.bin)

 False
 WrFHHTP
 - Output hub-height turbulence parameters in formatted form? (Generates RootName.dat)

FalseWrADHH- Output hub-height time-series data in AeroDyn form? (GeneratesRootName.hh)

 False
 WrADFF
 - Output full-field time-series data in TurbSim/AeroDyn form? (Generates Rootname.bts)

True WrBLFF - Output full-field time-series data in BLADED/AeroDyn form? (Generates RootName.wnd)

False WrADTWR - Output tower time-series data? (Generates RootName.twr)

 False
 WrFMTFF
 - Output full-field time-series data in formatted (readable) form? (Generates RootName.u, RootName.v, RootName.w)

 True
 WrACT
 - Output coherent turbulence time steps in AeroDyn form? (Generates RootName.cts)

True Clockwise - Clockwise rotation looking downwind? (used only for full-field binary files - not necessary for AeroDyn)

0 ScaleIEC - Scale IEC turbulence models to exact target standard deviation?

[0=no additional scaling; 1=use hub scale uniformly; 2=use individual scales]

-----Turbine/Model Specifications-----

31 NumGrid_Z - Vertical grid-point matrix dimension

31 NumGrid_Y - Horizontal grid-point matrix dimension

0.05 TimeStep - Time step [seconds]

630.00 AnalysisTime - Length of analysis time series [seconds] (program will add time if necessary: AnalysisTime = MAX(AnalysisTime, UsableTime+GridWidth/MeanHHWS))

630.00 UsableTime - Usable length of output time series [seconds] (program will add GridWidth/MeanHHWS seconds)

90.0		HubHt - Hub height [m] (should be > 0.5*GridHeight)
145.00	GridHeight	- Grid height [m]
145.00	GridWidth	- Grid width [m] (should be >= 2*(RotorRadius+ShaftLength))
0	VFlowAng	- Vertical mean flow (uptilt) angle [degrees]
0	HFlowAng	- Horizontal mean flow (skew) angle [degrees]

[0=no additional scaling; 1=use hub scale uniformly; 2=use individual scales]

-----Meteorological Boundary Conditions-----

"IECKAI" TurbModel - Turbulence model ("IECKAI"=Kaimal, "IECVKM"=von Karman, "GP_LLJ", "NWTCUP", "SMOOTH", "WF_UPW", "WF_07D", "WF_14D", "TIDAL", or "NONE")

"1-ED3" IECstandard - Number of IEC 61400-x standard (x=1,2, or 3 with optional 61400-1 edition number (i.e. "1-Ed2"))

"B" IECturbc - IEC turbulence characteristic ("A", "B", "C" or the turbulence intensity in percent) ("KHTEST" option with NWTCUP model, not used for other models)

"NTM" IEC_WindType - IEC turbulence type ("NTM"=normal, "xETM"=extreme turbulence, "xEWM1"=extreme 1-year wind, "xEWM50"=extreme 50-year wind, where x=wind turbine class 1, 2, or 3)

default ETMc - IEC Extreme Turbulence Model "c" parameter [m/s]

PL WindProfileType - Wind profile type ("JET";"LOG"=logarithmic;"PL"=power law;"H2L"=Log law for TIDAL spectral model;"IEC"=PL on rotor disk, LOG elsewhere; or "default")

90 RefHt - Height of the reference wind speed [m]

9.6804685 URef - Mean (total) wind speed at the reference height [m/s] (or "default" for JET wind profile)

default ZJe	etMax - Jet h	eight [m] (used	only for JET w	vind profile, v	valid 70-490 m)
-------------	---------------	-----------------	----------------	-----------------	-----------------

- default PLExp Power law exponent [-] (or "default")
- default Z0 Surface roughness length [m] (or "default")

default	Latitude	- Site latitude [degrees] (or "default")
0.05	RICH_NO	- Gradient Richardson number
default	UStar	- Friction or shear velocity [m/s] (or "default")
default	ZI	- Mixing layer depth [m] (or "default")
default	PC_UW	- Hub mean u'w' Reynolds stress (or "default")
default	PC_UV	- Hub mean u'v' Reynolds stress (or "default")
default	PC_VW	- Hub mean v'w' Reynolds stress (or "default")
default "default")	IncDec1	- u-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or
default "default")	IncDec2	- v-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or
default "default")	IncDec3	- w-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or
default	CohExp	- Coherence exponent (or "default")
Cohe	rent Turbulenc	e Scaling Parameters
"C:\Desktop	VTurbSim" C	TEventPath - Name of the path where event data files are located
"Random"	CTEven	tFile - Type of event files ("LES", "DNS", or "RANDOM")
true	Randomize	- Randomize the disturbance scale and locations? (true/false)
1.0 = true.)	DistScl - 1	Disturbance scale (ratio of wave height to rotor disk). (Ignored when Randomize
0.5	CTLy	- Fractional location of tower centerline from right (looking downwind) to left
side of the d	ataset. (Ignore	d when Randomize = true.)
0.5	CTLz	- Fractional location of hub height from the bottom of the dataset. (Ignored
when Rando	omize = true.)	
10.0	CTStartTim	e - Minimum start time for coherent structures in RootName.cts [seconds]

-----Non-IEC Meteorological Boundary Conditions-----

ANEJO III

ARCHIVO PRINCIPAL DE ENTRADA DEL SOFTWARE BMODES

NREL 5MW Tower

------ General parameters -----

true Echo Echo input file contents to *.echo file if true.

2 beam_type 1: blade, 2: tower (-)

0. romg: rotor speed, automatically set to zero for tower modal analysis (rpm)

1. romg_mult: rotor speed muliplicative factor (-)

87.6 radius: rotor tip radius measured along coned blade axis, OR tower height above ground level [onshore] or MSL [offshore](m)

0. hub_rad: hub radius measured along coned blade axis OR tower rigid-base height (m)

0. precone: built-in precone angle, automatically set to zero for a tower (deg)

0. bl_thp: blade pitch setting, automatically set to zero for a tower (deg)

3 hub_conn: hub-to-blade or tower-base boundary condition [1: cantilevered; 2: free-free; 3: only axial and torsion constraints] (-)

20 modepr: number of modes to be printed (-)

t TabDelim (true: tab-delimited output tables; false: space-delimited tables)

f mid_node_tw (true: output twist at mid-node of elements; false: no mid-node outputs)

----- Blade-tip or tower-top mass properties -----

3.500003109E+005 tip_mass blade-tip or tower-top mass (kg)

-0.4137754432 cm_loc tip-mass c.m. offset from the tower axis measured along x-tower axis (m)

1.9669893542 cm_axial tip-mass c.m. offset tower tip measures axially along the z axis (m)

4.370E7 ixx_tip blade lag mass moment of inertia about the tip-section x reference axis (kg-m^2)

2.353E7 iyy_tip blade flap mass moment of inertia about the tip-section y reference axis (kg-m^2)

Distance of element boundary nodes from blade or flexible-tower root (normalized wrt blade or tower length), el_loc()

0	0.003481894	0.010445682	0.017409471	0.02437	3259	0.031337047	
	0.038300836	0.045264624	0.052228412	0.05919	2201	0.066155989	
	0.073119777	0.080083565	0.087047354	0.09401	1142	0.10097493	
	0.107938719	0.114902507	0.121866295	0.12883	0084	0.135793872	
0.13990	0.149721448	0.156685237	0.163649025	0.17061	2813	0.177576602	
	0.18454039	0.191504178	0.198467967	0.20543	1755	0.212395543	
	0.219359331	0.22632312	0.233286908	0.24025	0696	0.247214485	
	0.250696379	0.320334262	0.37971 0.42479	91072	0.45961	0.486635	0.51366
	0.54068 0.5677	0.594715	0.62173 0.64875	0.67577	0.70279	0.72981 0.75683	0.78385
	0.81087 0.83789	0.864905	0.89192 0.91894	0.94596	0.97298	1.0	

----- Properties of tower support subsystem (read only if beam_type is 2) ------

1 tow_support: : aditional tower support [0: no additional support; 1: floating-platform or monopile with or without tension wires] (-)

20.0 draft : depth of tower base from the ground or the MSL (mean sea level) (m)

0.0 cm_pform : distance of platform c.m. below the MSL (m)

0.0 mass_pform : platform mass (kg)

Platform mass inertia 3X3 matrix (i_matrix_pform):

0. 0. 0.

0. 0. 0.

0. 0. 0.

 $20.0 \quad \ \ ref_msl \quad : distance \ of \ platform \ reference \ point \ below \ the \ MSL \ (m)$

Platform-reference-point-referred hydrodynamic 6X6 matrix (hydro_M):

- 0. 0. 0. 0. 0. 0.
- 0. 0. 0. 0. 0. 0.
- 0. 0. 0. 0. 0. 0.
- 0. 0. 0. 0. 0. 0.
- 0. 0. 0. 0. 0. 0.
- 0. 0. 0. 0. 0. 0.

Platform-reference-point-referred hydrodynamic 6X6 stiffness matrix (hydro_K):

 $0. \ 0. \ 0. \ 0. \ 0. \ 0.$

- 0. 0. 0. 0. 0. 0.
- 0. 0. 0. 0. 0. 0.
- 0. 0. 0. 0. 0. 0.
- $0. \ 0. \ 0. \ 0. \ 0. \ 0.$
- 0. 0. 0. 0. 0. 0.

Mooring-system 6X6 stiffness matrix (mooring_K):

2574	800000.0)		0.0	0.0	0.0	-22532:	500000	0.0	0.0
0.0	257480	0000	0.0	0.0	22532	2500000.0		0.0	0.0	
0.0	0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0			
0.0	2253250	0000	0.0	0.0	26291	2300000.0)	0.0	0.0	
-22532	2500000.	0		0.0	0.0	0.0	262912	230000	0.0	0.0
0.0	(0.0	0.0		0.0	0.	0	0.0		

Distributed (hydrodynamic) added-mass per unit length along a flexible portion of the tower length:

0 n_secs_m_distr: number of sections at which added mass per unit length is specified (-)

0. 0. : z_distr_m [row array of size n_added_m_pts; section locations wrt the flexible tower base over which distributed mass is specified] (m)

0. 0. : distr_m [row array of size n_added_m_pts; added distributed masses per unit length] (kg/m)

Distributed elastic stiffness per unit length along a flexible portion of the tower length:

0	n_secs	s_k_distr	: number	of points	at which	n distribu	ted stiffn	iess per u	nit lengtl	n is speci	fied (-)	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	
	34	35	36 :	z_distr_l	k [row a	rray of s	ize n_ad	ded_m_p	ots; sectio	on locatio	ons wrt the	Э

flexible tower base over which distributed stiffness is specified] (m)

595318000.0	1165208000	1129400000	1095553	3000 10	059931000	1024493000
9892090	95364	3000 918	718000	883287000	0 847803	000
8125410	000 77718	7000 741	870000	706616000	0 671440	000
6362290	000 60095	7000 565	919000	530470000	0 495081	000
4595740	000 38532	7000 305	479000	280059000	0 254125	000
2275000	20011	2000 171	927000	143115000	0 114173	000
8018400	00 52237	000 355	61000	20912000	900000	0

 $1156000 \quad : \mbox{ distr}k \ \mbox{ [row array of size n_added_m_pts; distributed stiffness per unit length]} \label{eq:n_n} (N/m^2)$

Tension wires data

0 n_attachments: no of wire-attachment locations on tower [0: no tension wires] (-)

3.3 n_wires: no of wires attached at each location (must be 3 or higher) (-)

6 9 node_attach: node numbers of attacments location (node number must be more than 1 and less than nselt+2) (-)

0.e0 0.e0 wire_stfness: wire spring constant in each set (see users' manual) (N/m)

0. 0. th_wire: angle of tension wires (wrt the horizontal ground plane) at each attachment point (deg)

END	of	Main	Input	File	Data						

*****	*****	*****	*****	******	*****						
*****	**										

ANEJO IV

ARCHIVOS DE DATOS DE LA TURBINA DE REFERENCIA

----- FAST PLATFORM FILE ------

NREL 5.0 MW offshore baseline monopile platform with rigid foundation input properties.

----- FEATURE FLAGS (CONT) ------

False PtfmSgDOF - Platform horizontal surge translation DOF (flag)

False PtfmSwDOF - Platform horizontal sway translation DOF (flag)

False PtfmHvDOF - Platform vertical heave translation DOF (flag)

False PtfmRDOF - Platform roll tilt rotation DOF (flag)

False PtfmPDOF - Platform pitch tilt rotation DOF (flag)

False PtfmYDOF - Platform yaw rotation DOF (flag)

----- INITIAL CONDITIONS (CONT) ------

0.0 PtfmSurge - Initial or fixed horizontal surge translational displacement of platform (meters)

0.0 PtfmSway - Initial or fixed horizontal sway translational displacement of platform (meters)

- 0.0 PtfmHeave Initial or fixed vertical heave translational displacement of platform (meters)
- 0.0 PtfmRoll Initial or fixed roll tilt rotational displacement of platform (degrees)
- 0.0 PtfmPitch Initial or fixed pitch tilt rotational displacement of platform (degrees)

0.0 PtfmYaw - Initial or fixed yaw rotational displacement of platform (degrees)

----- TURBINE CONFIGURATION (CONT) ------

20.0 TwrDraft - Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the tower base platform connection (meters)

20.0 PtfmCM - Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)

20.0 PtfmRef - Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform reference point (meters)

----- MASS AND INERTIA (CONT) -----

0.0 PtfmMass - Platform mass (kg)

0.0 PtfmRIner - Platform inertia for roll tilt rotation about the platform CM (kg m^2)

0.0 PtfmPIner - Platform inertia for pitch tilt rotation about the platform CM (kg m^2)

0.0 PtfmYIner - Platfrom inertia for yaw rotation about the platform CM (kg m^2)

------ PLATFORM (CONT) ------

0 PtfmLdMod - Platform loading model {0: none, 1: user-defined from routine UserPtfmLd} (switch)

----- TOWER (CONT) -----

1 TwrLdMod - Tower loading model {0: none, 1: Morison's equation, 2: user-defined from routine UserTwrLd} (switch)

6.0 TwrDiam - Tower diameter in Morison's equation (meters) [used only when TwrLdMod=1]

1.0 TwrCA - Normalized hydrodynamic added mass coefficient in Morison's equation (-) [used only when TwrLdMod=1] [determines TwrCM=1+TwrCA]

1.0 TwrCD - Normalized hydrodynamic viscous drag coefficient in Morison's equation (-) [used only when TwrLdMod=1]

------ WAVES ------

1.024,7 WtrDens - Water density (kg/m^3)

49.0 WtrDpth - Water depth (meters)

2 WaveMod - Incident wave kinematics model {0: none=still water, 1: plane progressive (regular),
2: JONSWAP/Pierson-Moskowitz spectrum (irregular), 3: user-defind spectrum from routine
UserWaveSpctrm (irregular), 4: GH Bladed wave data} (switch)

3 WaveStMod - Model for stretching incident wave kinematics to instantaneous free surface {0: none=no stretching, 1: vertical stretching, 2: extrapolation stretching, 3: Wheeler stretching} (switch) [unused when WaveMod=0]

3630.0 WaveTMax - Analysis time for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0] [determines WaveDOmega=2Pi/WaveTMax in the IFFT] 0.25 WaveDT - Time step for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0] [0.1<=WaveDT<=1.0 recommended] [determines WaveOmegaMax=Pi/WaveDT in the IFFT]

5.0 WaveHs - Significant wave height of incident waves (meters) [used only when WaveMod=1 or 2]

12.0 WaveTp - Peak spectral period of incident waves (sec) [used only when WaveMod=1 or 2]

DEFAULT WavePkShp - Peak shape parameter of incident wave spectrum (-) or DEFAULT (unquoted string) [used only when WaveMod=2] [use 1.0 for Pierson-Moskowitz]

0.0 WaveDir - Incident wave propagation heading direction (degrees) [unused when WaveMod=0 or 4]

123456789 WaveSeed(1) - First random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0 or 4]

1011121314 WaveSeed(2) - Second random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0 or 4]

"Dummy" GHWvFile - Root name of GH Bladed files containing wave data (quoted string) [used only when WaveMod=4]

------ CURRENT ------

0 CurrMod - Current profile model {0: none=no current, 1: standard, 2: user-defined from routine UserCurrent} (switch)

0.0 CurrSSV0 - Sub-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]

DEFAULT CurrSSDir - Sub-surface current heading direction (degrees) or DEFAULT (unquoted string) [used only when CurrMod=1]

20.0 CurrNSRef - Near-surface current reference depth (meters) [used only when CurrMod=1]

0.0 CurrNSV0 - Near-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]

0.0 CurrNSDir - Near-surface current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]

0.0 CurrDIV - Depth-independent current velocity (m/s) [used only when CurrMod=1]

0.0 CurrDIDir - Depth-independent current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]

----- OUTPUT (CONT) -----

0 NWaveKin - Number of points where the wave kinematics can be output [0 to 9] (-)

0 WaveKinNd - List of tower nodes that have wave kinematics sensors [1 to TwrNodes] (-) [unused if NWaveKin=0]

----- FAST TOWER FILE -----

NREL 5.0 MW offshore baseline monopile tower with rigid foundation input properties.

----- TOWER PARAMETERS ------

13 NTwInpSt - Number of input stations to specify tower geometry

False CalcTMode - Calculate tower mode shapes internally {T: ignore mode shapes from below, F: use mode shapes from below} [CURRENTLY IGNORED] (flag)

- 1.0 TwrFADmp(1) Tower 1st fore-aft mode structural damping ratio (%)
- 1.0 TwrFADmp(2) Tower 2nd fore-aft mode structural damping ratio (%)
- 1.0 TwrSSDmp(1) Tower 1st side-to-side mode structural damping ratio (%)
- 1.0 TwrSSDmp(2) Tower 2nd side-to-side mode structural damping ratio (%)

----- TOWER ADJUSTMUNT FACTORS ------

1.0 FAStTunr(1) - Tower fore-aft modal stiffness tuner, 1st mode (-)

- 1.0 FAStTunr(2) Tower fore-aft modal stiffness tuner, 2nd mode (-)
- 1.0 SSStTunr(1) Tower side-to-side stiffness tuner, 1st mode (-)
- 1.0 SSStTunr(2) Tower side-to-side stiffness tuner, 2nd mode (-)
 - 1.0 AdjTwMa Factor to adjust tower mass density (-)
 - 1.0 AdjFASt Factor to adjust tower fore-aft stiffness (-)
 - 1.0 AdjSSSt Factor to adjust tower side-to-side stiffness (-)

----- DISTRIBUTED TOWER PROPERTIES ------

HtFract TMassDen TwFAStif TwSSStif TwGJStif TwEAStif TwFAIner TwSSIner TwFAcgOf TwSScgOf

(-) (kg/m) (Nm²) (Nm²) (Nm²) (N) (kg m) (kg m) (m) (m)
0.00000 9517.14 1037.13E9 1037.13E9 798.098E9 235.129E9 41979.2 41979.2 0.0 0.0
0.27881 9517.14 1037.13E9 1037.13E9 798.098E9 235.129E9 41979.2 41979.2 0.0 0.0
0.27882 4306.51 474.49E9 474.49E9 365.133E9 106.396E9 19205.6 19205.6 0.0 0.0
0.35094 4030.44 413.08E9 413.08E9 317.878E9 99.576E9 16720.0 16720.0 0.0
0.42306 3763.45 357.83E9 357.83E9 275.356E9 92.979E9 14483.4 14483.4 0.0 0.0

0.49517	3505.52	308.30E9	308.30E9	237.242E9	86.607E9	12478.7	12478.7	0.0	0.0			
0.56729	3256.66	264.08E9	264.08E9	203.220E9	80.459E9	10689.2	10689.2	2 0.0	0.0			
0.63941	3016.86	224.80E9	224.80E9	172.987E9	74.534E9	9098.9	9098.9	0.0	0.0			
0.71153	2786.13	190.06E9	190.06E9	146.252E9	68.834E9	7692.7	7692.7	0.0	0.0			
0.78365	2564.46	159.49E9	159.49E9	122.735E9	63.357E9	6455.7	6455.7	0.0	0.0			
0.85576	2351.87	132.77E9	132.77E9	102.167E9	58.105E9	5373.9	5373.9	0.0	0.0			
0.92788	2148.34	109.54E9	109.54E9	84.291E9	53.077E9	4433.6	4433.6	0.0	0.0			
1.00000	1953.87	89.49E9	89.49E9	68.863E9	48.272E9	3622.1	3622.1 0).0	0.0			
TOWER FORE-AFT MODE SHAPES												
0.8402	2	TwFAM1S	h(2) - Mode	e 1, coefficie	ent of x^2 te	erm						
-1.295	3	TwFAM1S	h(3) - ,	coefficient o	of x^3 term							
4.3461	l	TwFAM1S	h(4) - ,	coefficient o	of x^4 term							
-4.2742	2	TwFAM1S	h(5) - ,	coefficient o	of x^5 term							
1.3832	2	TwFAM1S	h(6) - ,	coefficient o	of x^6 term							
0.8495	5	TwFAM2S	h(2) - Mod	e 2, coefficie	ent of x^2 te	erm						
-1.3052	2	TwFAM2S	h(3) - ,	coefficient o	of x^3 term							
4.3692	2	TwFAM2S	n(4) - ,	coefficient o	of x^4 term							

-4.3004 TwFAM2Sh(5) - , coefficient of x^5 term

1.3869 TwFAM2Sh(6) - , coefficient of x^6 term
	- TOWER SIDE-TO	-SIDE MODE SHAPES		
-2.3671	TwSSM1Sh(2) - Mode 1, coefficient of x^2 term			
2.8281	TwSSM1Sh(3) -	, coefficient of x^3 term		
-3.0217	TwSSM1Sh(4) -	, coefficient of x ⁴ term		
6.1330	TwSSM1Sh(5) -	, coefficient of x^5 term		
-2.5723	TwSSM1Sh(6) -	, coefficient of x^6 term		
-2.1654	TwSSM2Sh(2) - M	ode 2, coefficient of x^2 term		
2.6535	TwSSM2Sh(3) -	, coefficient of x^3 term		
-2.0586	TwSSM2Sh(4) -	, coefficient of x ⁴ term		
5.2474	TwSSM2Sh(5) -	, coefficient of x^5 term		
-2.6769	TwSSM2Sh(6) -	, coefficient of x^6 term		

----- FAST 2 ADAMS PREPROCESSOR, ADAMS-SPECIFIC DATA FILE -----

NREL 5.0 MW offshore baseline ADAMS-specific input properties.

----- FEATURE FLAGS ------

True SaveGrphcs - Save GRAPHICS output (flag)

True MakeLINacf - Make an ADAMS/LINEAR control / command file (flag)

----- DAMPING PARAMETERS ------

0.01 CRatioTGJ - Ratio of damping to stiffness for the tower torsion deflection (-)

0.01 CRatioTEA - Ratio of damping to stiffness for the tower extensional deflection (-)

0.01 CRatioBGJ - Ratio of damping to stiffness for the blade torsion deflections (-)

0.01 CRatioBEA - Ratio of damping to stiffness for the blade extensional deflections (-)

----- BLADE PITCH ACTUATOR PARAMETERS ------

971.350E6 BPActrSpr - Blade pitch actuator spring stiffness constant (N-m/rad)

0.206E6 BPActrDmp - Blade pitch actuator damping constant (N-m/(rad/s))

------ GRAPHICS PARAMETERS ------

20 NSides - Number of sides used in GRAPHICS CYLINDER and FRUSTUM statements (-)

3.000 TwrBaseRad - Tower base radius used for linearly tapered tower GRAPHICS CYLINDERs (m)

1.935 TwrTopRad - Tower top radius used for linearly tapered tower GRAPHICS CYLINDERs (m)

7.0 NacLength - Length of nacelle used for the nacelle GRAPHICS (m)

1.75 NacRadBot - Bottom (opposite rotor) radius of nacelle FRUSTUM used for the nacelle GRAPHICS (m)

1.75 NacRadTop - Top (rotor end) radius of nacelle FRUSTUM used for the nacelle GRAPHICS(m)

1.0 GBoxLength - Length, width, and height of the gearbox BOX for gearbox GRAPHICS (m)

2.39 GenLength - Length of the generator CYLINDER used for generator GRAPHICS (m)

1.195 HSSLength - Length of the high-speed shaft CYLINDER used for HSS GRAPHICS (m)

4.78 LSSLength - Length of the low-speed shaft CYLINDER used for LSS GRAPHICS (m)

0.75 GenRad - Radius of the generator CYLINDER used for generator GRAPHICS (m)					
0.2 HSSRad - Radius of the high-speed shaft CYLINDER used for HSS GRAPHICS (m)					
0.4 LSSRad - Radius of the low -speed shaft CYLINDER used for LSS GRAPHICS (m)					
0.875 HubCylRad - Radius of hub CYLINDER used for hub GRAPHICS (m)					
0.18 ThkOvrChrd - Ratio of blade thickness to blade chord used for blade element BOX GRAPHICS					
(-)					
0.0 BoomRad - Radius of the tail boom CYLINDER used for tail boom GRAPHICS (m)					
NREL 5.0 MW offshore baseline aerodynamic input properties; Compatible with AeroDyn v12.58.					
-					
SI SysUnits - System of units used for input and output [must be SI for FAST] (unquoted string)					
BEDDOES StallMod - Dynamic stall included [BEDDOES or STEADY] (unquoted string)					
USE_CM UseCm - Use aerodynamic pitching moment model? [USE_CM or NO_CM] (unquoted string)					
EQUIL InfModel - Inflow model [DYNIN or EQUIL] (unquoted string)					
SWIRL IndModel - Induction-factor model [NONE or WAKE or SWIRL] (unquoted string)					
0.005 AToler - Induction-factor tolerance (convergence criteria) (-)					
PRANDtl TLModel - Tip-loss model (EQUIL only) [PRANDtl, GTECH, or NONE] (unquoted string)					
PRANDtl HLModel - Hub-loss model (EQUIL only) [PRANdtl or NONE] (unquoted string)					
"Viento\kratheturbsim" WindFile - Name of file containing wind data (quoted string)					
90.0 HH - Wind reference (hub) height [TowerHt+Twr2Shft+OverHang*SIN(ShftTilt)] (m)					
0.0 TwrShad - Tower-shadow velocity deficit (-)					
9999.9 ShadHWid - Tower-shadow half width (m)					
9999.9 T_Shad_Refpt - Tower-shadow reference point (m)					
1.225 AirDens - Air density (kg/m^3)					
1.464E-5 KinVisc - Kinematic air viscosity [CURRENTLY IGNORED] (m^2/sec)					
0.02479 DTAero - Time interval for aerodynamic calculations (sec)					

8 NumFoil - Number of airfoil files (-)

"AeroData\Cylinder1.dat" FoilNm - Names of the airfoil files [NumFoil lines] (quoted strings)

"AeroData\Cylinder2.dat"

"AeroData\DU40_A17.dat"

"AeroData\DU35_A17.dat"

"AeroData\DU30_A17.dat"

"AeroData\DU25_A17.dat"

"AeroData\DU21_A17.dat"

"AeroData\NACA64_A17.dat"

17 BldNodes - Number of blade nodes used for analysis (-) RNodes AeroTwst DRNodes Chord NFoil PrnElm 2.8667 13.308 2.7333 3.542 1 NOPRINT 5.6000 13.308 2.7333 3.854 1 NOPRINT 8.3333 13.308 2.7333 4.167 2 NOPRINT 11.7500 13.308 4.1000 4.557 3 NOPRINT 15.8500 11.480 4.1000 4.652 4 NOPRINT 19.9500 10.162 4.1000 4.458 4 NOPRINT 228.1500 7.795 4.1000 4.007 6 NOPRINT 32.2500 6.544 4.1000 3.748 6 NOPRINT 36.3500 5.361 4.1000 3.502 7 NOPRINT 40.4500 4.188 4.1000 3.256 7 NOPRINT 4.0500 9.011 4.1000 4.249 5 NOPRINT 44.5500 3.125 4.1000 3.010 8 NOPRINT 48.6500 2.319 4.1000 2.764 8 NOPRINT 52.7500 1.526 4.1000 2.518 8 NOPRINT 56.1667 0.863 2.7333 2.313 8 NOPRINT

20.7000 0.570 2.7555 2.000 0 1101101101	58.9000	0.370	2.7333	2.086 8	NOPRINT
---	---------	-------	--------	---------	---------

61.6333 0.106 2.7333 1.419 8 NOPRINT