



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANÁLISIS DE CARGAS SOBRE EL SOPORTE DE UN AEROGENERADOR MARINO

Autor: Javier Unceta Pajares
Director: Juan Antonio Talavera

Madrid
Junio de 2018

Javier
Unceta
Pajares

ANÁLISIS DE CARGAS SOBRE EL SOPORTE DE UN AEROGENERADOR MARINO



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *Análisis de Cargas sobre el Soporte de un Aerogenerador Marino* en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 17/18 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Javier Unceta Pajares

Fecha: 04/06/2018

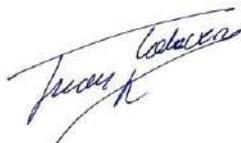


Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín

Fecha: 05/ 06/2018



AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO.

1ª. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. FRANCISCO JAVIER UNCETA PAJARES DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: *ANÁLISIS DE CARGAS SOBRE EL SOPORTE DE UN AEROGENERADOR MARINO*, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2ª. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3ª. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4ª. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma

- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.

- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 4 de Junio de 2018

ACEPTA

Fdo.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Resumen del Proyecto

Actualmente el auge de las energías limpias está impulsando notablemente el desarrollo de diversas tecnologías para la obtención de energía. Este desarrollo está impulsado tanto por motivos políticos como sociales, principalmente para conseguir una reducción de las emisiones al medio ambiente y evitar daños atmosféricos. El desarrollo de tecnologías incluye tanto la creación de nuevos métodos de obtención de energía limpia como la optimización de los métodos actuales. Este proyecto se engloba dentro de la optimización de métodos de obtención de energía limpia ya existentes. En concreto, optimización de la tecnología de generación eólica marina. Para ello, este proyecto analiza las distintas cargas a las que está sometido un aerogenerador marino. Dichas cargas actuantes se clasifican en cargas últimas (estudiadas mediante análisis último de cargas) y cargas de fatiga (analizadas con métodos de cálculo a fatiga).

Los aerogeneradores marinos se ven sometidos a una serie de cargas últimas y de fatiga que influyen notablemente en su funcionamiento y tiempo de vida. Actualmente es un campo de estudio amplio, en el cual se desarrollan nuevas técnicas innovadoras. El elemento sobre el cuál recae la mayor parte del peso de la estructura y efectos del mar y viento es la torre. Por tanto, el principal objetivo del proyecto es estudiar las cargas actuantes sobre la torre de un aerogenerador marino, así como su dimensionado de forma que esta soporte las cargas últimas como cargas de fatiga durante una vida de 25 años.

La metodología usada para el análisis de este proyecto de investigación es un método deductivo ya que se obtienen hipótesis a partir de teoría ya existente. Se parte inicialmente de un aerogenerador marino con unas dimensiones y especificaciones determinadas. Para el diseño del modelo del aerogenerador marino y el estudio de las cargas últimas y de fatiga se ha usado el software *Bladed Educational*. Esta versión del software contiene algunas limitaciones de análisis, pero es suficientemente completa para el estudio realizado. Por otro lado, se ha seguido la normativa *GL (Germanischer Lloyd)* para la realización de todas las simulaciones y análisis. En cuanto al análisis de datos se ha usado teoría de Análisis Estructural y Resistencia de Materiales.

Como resultado se obtiene un predimensionado de la torre del aerogenerador que soporta las cargas últimas y de fatiga. Dicho dimensionado inicial considera una torre de sección constante y un espesor de 0,55 m, lo cual es notablemente conservador. Debido al nivel de conservadurismo, el aerogenerador soporta las cargas de fatiga con un margen de vida después de los 25 años del 92,9%. Por tanto, se diseña finalmente una estructura de la torre con espesor variable de forma que soporte, a su vez, las distintas tensiones generadas por las cargas en cada punto de la torre. De esta forma se consigue un optimizado del diseño de la torre y un ahorro notable de material (dimensionado menos conservador que el inicial).

Repasados los resultados se ha observado que el dimensionado de la torre se ve dominado por el dimensionado en función del análisis último de cargas. En concreto, el

momento flector compuesto (M_{xy}) en la base de la torre del aerogenerador produce las tensiones más determinantes. Dicho momento determina los diámetros interior y exterior de la torre del aerogenerador en función del módulo resistente (W). Por otro lado, cabe destacar que hay un caso de diseño de cargas (DLC) que predomina notablemente. Este caso es el DLC 8.2. Esto se debe a que se ha considerado el estado de bloqueo más desfavorable del sistema de control de paso del aerogenerador (posición a 0°) con una velocidad de viento de 40 m/s. Finalmente, el optimizado de la torre permite un ahorro económico notable, por lo que es un campo de investigación de gran importancia.

En cuanto a rentabilidad, se ha hecho un análisis de un proyecto de 5 aerogeneradores marinos. Se ha evaluado la diferencia de rentabilidad entre el proyecto base y el proyecto optimizado, obteniéndose notables mejoras de rentabilidad en el proyecto optimizado. La estructura de capital de cada proyecto se ha considerado de 40% deuda y 60% de fondos propios. Como conclusión se muestran las tablas que resumen la rentabilidad de los proyectos.

Proyecto Base	
FC Proyecto	
TIR	2,2%
VAN (4%)	-6.911.154,7 €
PR	18,3 años
FC Inversores	
TIR	2,2%
VAN (4%)	-4.391.650,3 €
PR	18,1 años

Tabla 1. Rentabilidad Proyecto Base (Intro)

Proyecto Optimizado	
FC Proyecto	
TIR	4,8%
VAN (4%)	2.603.158,0 €
PR	13,0 años
FC Inversores	
TIR	6,3%
VAN (4%)	4.490.990,5 €
PR	12,4 años

Tabla 2. Rentabilidad Proyecto Optimizado (Intro)

Palabras clave: Aerogenerador Marino, Modelo de Viento, Oleaje, Corrientes, Torre, Palas, Góndola, Transmisión, Buje, Control de Paso, Cimentación, Análisis Último de Cargas, Análisis de Fatiga, Dimensionado del Aerogenerador

Executive Summary

Currently, the growing trend of clean energy is significantly boosting the development of various technologies used to obtain energy. This development is driven by both political and social reasons, mainly aiming to achieve a reduction of emissions to the environment and also to avoid atmospheric damage. The development of technologies includes both the creation of new methods for obtaining clean energy and the optimization of existing methods. This project is included in the optimization of methods of obtaining clean energy already existing. Specifically, optimization of offshore wind generation technology is one of the main R&D fields. According to that, this project analyzes the different loads affecting offshore wind turbines. These acting loads are classified into ultimate loads (studied by ultimate load analysis) and fatigue loads (analyzed with fatigue calculation methods).

Offshore wind turbines are subject to a series of ultimate loads and fatigue that significantly influence their operation and life duration. It is currently a broad field of study, in which new innovative techniques are being developed. The tower is the element on which most of the weight of the structure and effects of the sea and wind loads affect. Therefore, the main objective of the project is to study the loads acting on the tower of an offshore wind turbine, as well as determining its dimensions so that it supports the ultimate loads as fatigue loads during a lifetime of 25 years.

The methodology used for the analysis of this research project is a deductive method since hypotheses are obtained from existing theory. Initially, a given offshore wind turbine model with certain dimensions and specifications will be created. For the design of the marine wind turbine model and the study of ultimate loads and fatigue, *Bladed Educational* software has been used. This version of the software contains some analysis limitations, but it is complete enough for the study carried out. On the other hand, the *GL (Germanischer Lloyd)* regulation has been followed for the completion of all the simulations and analyses. In terms of data analysis, theory of Structural Analysis and Material Resistance has been used.

As a main result, a pre-determination of the dimensions of the wind turbine tower that supports the ultimate loads and fatigue is obtained. These initial dimensions consider a constant tower cross section with a tubular thickness of 0.55 m, which is remarkably conservative. Due to the level of conservatism, the wind turbine supports fatigue loads with a life span after 25 years of 92.9%. Therefore, a tower structure with variable thickness is finally designed so as to support the different stress generated by the loads at each point of the tower. An optimized design of the tower is achieved and a significant savings in material (dimensions are less conservative than the initial).

After reviewing the results, it has been observed that the dimensions of the tower is mainly dominated by ultimate load analysis. Most specifically, the bending moment (M_{xy}) at the base of the wind turbine tower produces the biggest stresses. This moment determines the inner and outer diameters of the wind turbine tower according to the resistance module (W). On the other hand, it should be noted that there is a load design case (DLC) that predominates in terms of stress effects. This case is the DLC 8.2. It is due

to the fact that the most unfavorable blocking state of the wind turbine step control system (position at 0°) with a wind speed of 40 m/s has been considered. Finally, the optimized tower allows a significant economic savings and, therefore, it is a field of research of remarkable importance.

In terms of returns, an analysis of a project of 5 offshore wind turbines has been conducted. The return difference between the base project and the optimized project has been evaluated, and the optimized project has shown an increase in the returns. The capital structure of each project has been considered as 40% debt and 60% equity. As a conclusion, the tables summarizing the returns of both projects are shown below.

Base Project	
Project CF	
IRR	2,2%
NPV(4%)	-6.911.154,7 €
RP	18,3 años
CF Shareholders	
IRR	2,2%
NPV(4%)	-4.391.650,3 €
RP	18,1 años

Tabla 3. Base Project Return (Intro, ENG)

Optimized Project	
Project CF	
IRR	4,8%
NPV(4%)	2.603.158,0 €
RP	13,0 años
CF Shareholders	
IRR	6,3%
NPV(4%)	4.490.990,5 €
RP	12,4 años

Tabla 4. Optimized Project Return (Intro, ENG)

Key words: Offshore Wind Turbine, Wind Model, Waves, Marine Currents, , Tower, Blades, Nacelle, Transmission, Hub, Pitch Control, Foundations, Ultimate Loads Analysis, Fatigue Analysis, Wind Turbine Dimensions

Índice de Tablas

Tabla 1. Rentabilidad Proyecto Base (Intro).....	viii
Tabla 2. Rentabilidad Proyecto Optimizado (Intro)	viii
Tabla 3. Base Project Return (Intro, ENG)	x
Tabla 4. Optimized Project Return (Intro, ENG).....	x
Tabla 5. Clases de viento (Fuente: LMWindpower)	29
Tabla 6. Resumen masas aerogenerador	53
Tabla 7. Resumen situación centros geométricos	53
Tabla 8. Dimensiones del buje.....	60
Tabla 9. Características principales del generador	60
Tabla 10. Pérdidas del Sistema eléctrico.....	61
Tabla 11. Cálculo pérdidas mecánicas.....	62
Tabla 12. Tip speed ratio - Coeficiente de Potencia	66
Tabla 13. Diseño final del sistema de control	75
Tabla 14. Características Torre.....	76
Tabla 15. Inercias Torre	77
Tabla 16. Características Buje.....	77
Tabla 17. Inercias Buje.....	77
Tabla 18. Características Góndola (sin rot. aer)	77
Tabla 19. Inercias Góndola (sin rot. aer.)	78
Tabla 20. Características Góndola (sin rot. aer. ni gen.)	78
Tabla 21. Inercias Góndola (sin rot. aer. ni gen.)	78
Tabla 22. Desplazamiento del CM Góndola	79
Tabla 23. Características Transmisión	79
Tabla 24. Inercias Transmisión	79
Tabla 25. Características Rotor.....	80
Tabla 26. Inercias rotor.....	80
Tabla 27. Características Estator	80
Tabla 28. Inercias Estator	80
Tabla 29. Resumen inercias elementos.....	81
Tabla 30. Inercias del Rotor en Bladed.....	81
Tabla 31. Inercia del generador Bladed	81
Tabla 32. Inercia de la góndola Bladed	81
Tabla 33. Velocidades de viento en el estudio DLC	86
Tabla 34. Condiciones de viento para DLC 1.1	87
Tabla 35. Alturas significativas de ola para DLC1.1.....	87
Tabla 36. DLC 1.1 (Caso 0deg-0deg).....	89
Tabla 37. DLC 1.1 (Caso 0deg-90deg).....	89
Tabla 38. DLC 1.1 (Caso 0deg-180deg)	89
Tabla 39. DLC 1.1 (Caso 0deg-270deg)	89
Tabla 40. Cargas en DLC 1.1 (Vhub 3.5 m/s).....	90
Tabla 41. Cargas en DLC 1.1 (Vhub 12.2 m/s).....	90
Tabla 42. Cargas en DLC 1.1 (Vhub 30 m/s).....	90
Tabla 43. Condiciones de viento para DLC 1.2.....	91
Tabla 44. Cargas en DLC 1.2 (Vhub 3.5 m/s).....	91
Tabla 45. Cargas en DLC 1.1 (Vhub 12.2 m/s).....	91

Tabla 46. Cargas en DLC 1.1 (Vhub 30 m/s)	92
Tabla 47. Parámetros del modelo ECD.....	92
Tabla 48. Determinación de ráfagas en Bladed	92
Tabla 49. Cargas en DLC 1.3 (Vhub 3.5 m/s)	93
Tabla 50. Cargas en DLC 1.3 (Vhub 12.2 m/s)	93
Tabla 51. Cargas en DLC 1.3 (Vhub 30 m/s)	93
Tabla 52. Velocidad Viento NWP DLC1.4	94
Tabla 53. Velocidad Viento NWP DLC1.4 a distintas alturas	94
Tabla 54. Cargas en DLC 1.4 (Vhub 3.5 m/s)	95
Tabla 55. Cargas en DLC 1.4 (Vhub 12.2 m/s)	96
Tabla 56. Cargas en DLC 1.4 (Vhub 30 m/s)	96
Tabla 57. Parámetros EOG ₁	96
Tabla 58. Cargas en DLC 1.5 (Vhub 3.5 m/s)	97
Tabla 59. Cargas en DLC 1.5 (Vhub 12.2 m/s)	97
Tabla 60. Cargas en DLC 1.5 (Vhub 30 m/s)	98
Tabla 61. Cargas en DLC 1.6 (Vhub 3.5 m/s)	99
Tabla 62. Cargas en DLC 1.6 (Vhub 12.2 m/s)	99
Tabla 63. Cargas en DLC 1.6 (Vhub 30 m/s)	99
Tabla 64. Cargas en DLC 1.7 (Vhub 3.5 m/s)	101
Tabla 65. Cargas en DLC 1.7 (Vhub 12.2 m/s)	101
Tabla 66. Cargas en DLC 1.7 (Vhub 30 m/s)	101
Tabla 67. Condiciones marinas para DLC 1.10	102
Tabla 68. Cargas en DLC 1.10 (Vhub 3.5 m/s)	102
Tabla 69. Cargas en DLC 1.10 (Vhub 12.2 m/s)	102
Tabla 70. Cargas en DLC 1.10 (Vhub 30 m/s)	102
Tabla 71. Cargas en DLC 2.1 (Vhub 3.5 m/s)	104
Tabla 72. Cargas en DLC 2.1 (Vhub 12.2 m/s)	104
Tabla 73. Cargas en DLC 2.1 (Vhub 30 m/s)	104
Tabla 74. Cargas en DLC 2.2 (Vhub 3.5 m/s)	105
Tabla 75. Cargas en DLC 2.2 (Vhub 12.2 m/s)	105
Tabla 76. Cargas en DLC 2.2 (Vhub 30 m/s)	106
Tabla 77. Cargas en DLC 3.1 (Vhub 3.5 m/s)	106
Tabla 78. Cargas en DLC 3.1 (Vhub 12.2 m/s)	106
Tabla 79. Cargas en DLC 3.1 (Vhub 30 m/s)	106
Tabla 80. Cargas en DLC 3.2 (Vhub 3.5 m/s)	107
Tabla 81. Cargas en DLC 3.2 (Vhub 12.2 m/s)	107
Tabla 82. Cargas en DLC 3.2 (Vhub 30 m/s)	107
Tabla 83. Cargas en DLC 4.1 (Vhub 3.5 m/s)	108
Tabla 84. Cargas en DLC 4.1 (Vhub 12.2 m/s)	109
Tabla 85. Cargas en DLC 4.1 (Vhub 30 m/s)	109
Tabla 86. Cargas en DLC 5.1 (Vhub 3.5 m/s)	110
Tabla 87. Cargas en DLC 4.1 (Vhub 12.2 m/s)	110
Tabla 88. Cargas en DLC 4.1 (Vhub 30 m/s)	110
Tabla 89. Clases de turbina eólica	111
Tabla 90. Condiciones de viento para DCL 6.1	111
Tabla 91. Condiciones marinas DLC 6.1	112
Tabla 92. Cargas en DLC 6.1 (Vhub 50 m/s)	112
Tabla 93. Cargas en DLC 6.2 (Vhub 50 m/s)	113

Tabla 94. Condiciones marinas DLC 6.3	113
Tabla 95. Cargas en DLC 6.3 (90deg-0deg)	114
Tabla 96. Cargas en DLC 6.3 (270deg-0deg)	114
Tabla 97. Cargas en DLC 6.4 (Vhub 3.5 m/s)	114
Tabla 98. Cargas en DLC 6.4 (Vhub 30 m/s)	115
Tabla 99. Cargas en DLC 6.4 (Vhub 40 m/s)	115
Tabla 100. Cargas en DLC 6.5 (Vhub 15 m/s)	115
Tabla 101. Condiciones de viento DLC 7.1 (Vhub=50m/s)	116
Tabla 102. Condiciones Marías para DLC 7.1	117
Tabla 103. Cargas en DLC 7.1 (Vhub 50 m/s)	117
Tabla 104. Condiciones de viento en DLC 7.2 (Vhub=40m/s)	117
Tabla 105. Parámetros condiciones marinas DLC 7.2	117
Tabla 106. Cargas en DLC 7.2 (Vhub 40 m/s)	118
Tabla 107. Condiciones de Viento para DLC 8.2	119
Tabla 108. Condiciones marinas para DLC 8.2	119
Tabla 109. Cargas en DLC 8.2 (Vhub 50 m/s)	119
Tabla 110. Velocidad de la corriente marina (DLC 8.3)	120
Tabla 111. Cargas en DLC 8.3 (Vhub 40 m/s)	120
Tabla 112. Condiciones viento DLC 8.4	121
Tabla 113. Condiciones marinas DLC 8.4	121
Tabla 114. Cargas en DLC 8.4 (Vhub 40 m/s)	121
Tabla 115. Resultados: Cargas Máximas DLC	123
Tabla 116. Resultados: Cargas Mínimas DLC	124
Tabla 117. Resultado final DLC	124
Tabla 118. Localización valores de carga Máximos	125
Tabla 119. Localización valores de carga Mínimos	125
Tabla 120. Dimensiones iniciales de la Torre	127
Tabla 121. Coeficiente de Seguridad Mayorado, 1	127
Tabla 122. Resultados análisis de tensiones (Máximas)	128
Tabla 123. Resultados final análisis de tensiones (Máximas)	128
Tabla 124. Coeficiente de Seguridad Mayorado, 2	129
Tabla 125. Resultados análisis de tensiones (Mínimas)	129
Tabla 126. Resultados finales análisis de tensiones (Mínimas)	130
Tabla 127. Dimensiones finales de la torre sin optimizar	131
Tabla 128. Categorías de detalle (Fuente: CTE-SE-A)	136
Tabla 129. DLCs a estudiar a fatiga	137
Tabla 130. Distribución de tiempos de actuación de fatiga	138
Tabla 131. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 1.1 (Mxy)	139
Tabla 132. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 1.1 (Fz)	139
Tabla 133. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 1.4 (Mxy)	140
Tabla 134. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 2.1 (Mxy)	141
Tabla 135. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 3.1 (Mxy)	142
Tabla 136. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 4.1 (Mxy)	143
Tabla 137. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 6.4 (Mxy)	144
Tabla 138. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 7.2 (Mxy)	145
Tabla 139. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 8.3 (Mxy)	146
Tabla 140. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 8.4 (Mxy)	147
Tabla 141. Cálculo Daño Acumulado a Fatiga	148

Tabla 142. Resultados: Cargas Máximas DLC (0m)	149
Tabla 143. Resultados: Cargas Mínimas DLC (0m).....	150
Tabla 144. Resultados: Cargas Máximas DLC (88m)	150
Tabla 145. Resultados: Cargas Mínimas DLC (88m).....	151
Tabla 146. Estado de tensiones Sección 2 sin optimización	151
Tabla 147. Estado de tensiones Sección 2 tras optimización	152
Tabla 148. Estado de tensiones Sección 3 sin optimización.....	152
Tabla 149. Estado de tensiones Sección 3 tras optimización	152
Tabla 150. Sección 1 Optimizada	153
Tabla 151. Sección 2 Optimizada	153
Tabla 152. Sección 3 Optimizada	153
Tabla 153. Fuerzas máximas 1.....	170
Tabla 154. Momentos máximos 1	170
Tabla 155. Módulo resistente sección torre	170
Tabla 156. Estado de fuerza más desfavorable en axil	171
Tabla 157. Estado de momento más desfavorable.....	171
Tabla 158. Fuerzas mínimas 2	172
Tabla 159. Momentos mínimos 2.....	172
Tabla 160. Estado de fuerza más desfavorable en axil, 2	173
Tabla 161. Estado de momento más desfavorable, 2.....	173
Tabla 162. Estado de fuerzas máx. más desfavorable en axil (0m).....	179
Tabla 163. Estado de momentos más desfavorable (0m)	179
Tabla 164. Estado de fuerzas mín. más desfavorable en axil (0m).....	180
Tabla 165. Estado de momentos mín más desfavorable (0m)	180
Tabla 166. Estado de fuerzas máx. más desfavorable en axil (88m).....	181
Tabla 167. Estado de momentos máx. más desfavorable (88m)	181
Tabla 168. Estado de fuerzas mín. más desfavorable en axil (88m)	183
Tabla 169. Estado de momentos mín. más desfavorable (88m)	183
Tabla 170. Estructura de capital proyecto base.....	184
Tabla 171. Estructura de capital proyecto optimizado.....	184
Tabla 172. Ingresos anuales proyecto aerogeneradores.....	185
Tabla 173. Costes anuales operativos aerogenerador proyecto base	185
Tabla 174. Amortización anual proyecto base.....	186
Tabla 175. Costes anuales operativos aerogenerador proyecto optimizado	186
Tabla 176. Amortización anual proyecto optimizado	186
Tabla 177. Rentabilidad Proyecto Base.....	189
Tabla 178. Rentabilidad Proyecto Optimizado.....	189

Índice de Figuras

Figura 1. Clases de Turbulencia	31
Figura 2. Sistema de coordenadas de pala (Fuente: GL)	48
Figura 3. Sistema de coordenadas de la cuerda (Fuente: GL)	49
Figura 4. Sistema de coordenadas del buje (Fuente: GL)	49
Figura 5. Sistema de coordenadas de guiñada (yaw) (Fuente: GL)	50
Figura 6. Sistema de coordenadas del rotor (Fuente: GL)	50
Figura 7. Sistema de coordenadas estructura torre (Fuente GL)	51
Figura 8. Definición de los niveles de agua	52
Figura 9. Dimensiones globales iniciales del aerogenerador (Fuente: AutoCAD).....	54
Figura 10. Representación sección de pala.....	55
Figura 11. Sección de pala en representación del ángulo de ataque.....	55
Figura 12. Modelo de la pala en Bladed.....	57
Figura 13. Modelo torre aerogenerador Bladed.....	59
Figura 14. Esquema buje aerogenerador.....	59
Figura 15. Control variable speed pitch regulated control loop (Fuente: Bladed Theory Manual).....	63
Figura 16. Curva de operación del aerogenerador con control de paso (Fuente: Bladed Theory Manual)	64
Figura 17. Curva Coeficiente de potencia-Tip Speed Ratio (Fuente: Simulación Bladed).....	65
Figura 18. Lazos de control del Sistema	69
Figura 19. Potencia Medida con $K_{p,t}$ 5E7	72
Figura 20. Potencia Medida con $K_{p,p}$ 20	73
Figura 21. Potencia Medida con $K_{p,p}$ 5	74
Figura 22. Potencia Medida con $K_{p,p}$ 2s.....	74
Figura 23. Potencia Medida con $K_{p,i}$ 2s	74
Figura 24. Potencia Medida con $K_{p,i}$ 1s	75
Figura 25. Potencia Medida con $K_{p,i}$ 0.5s	75
Figura 26. Potencia Medida con $K_{p,i}$ 0.01s	75
Figura 27. Inercia Rolling, Nodding y Yaw	82
Figura 28. Perfil de viento para NTM (V_{hub} 12.2 m/s).....	88
Figura 29. Orientación del aerogenerador.....	88
Figura 30. Perfil de viento para ETM (V_{hub} 12.2 m/s)	91
Figura 31. Ráfaga de velocidad del viento (V_{hub} =12.2m/s).....	93
Figura 32. Ráfaga de dirección del viento (V_{hub} =12.2m/s)	93
Figura 33. Perfil de viento NWP (V_{hub} 12.2 m/s)	95
Figura 34. Potencia medida antes y tras fallo de red	95
Figura 35. Ráfaga de viento EOG ₁ (V_{hub} =12.2m/s).....	97
Figura 36. Producción de potencia (V_{hub} =12.2m/s)	97
Figura 37. Parámetros EOG ₅₀	98
Figura 38. Ráfaga EOG50 (V_{hub} =12.2m/s)	99
Figura 39. EWS Bladed DLC 1.7	100
Figura 40. Falta en el control de paso (Bloqueo)	103
Figura 41. Fallo en el control de paso (V_{hub} 12.2 m/s).....	104
Figura 42. Potencia en Apagado Normal (V_{hub} = 12.2m/s)	108
Figura 43. Potencia en Apagado de Emergencia (V_{hub} = 12.2m/s)	109
Figura 44. Modelo de viento EWM (V_{ref})	111

Figura 45. Perfil de viento DLC 7.1 ($V_{hub}=50m/s$).....	116
Figura 46. Puntos de análisis en la torre	125
Figura 47. Estado máximo de cargas en la torre.....	127
Figura 48. Estado mínimo de cargas en la torre	129
Figura 49. Ciclos de tensión de fatiga ideal.....	135
Figura 50. Ciclos de tensión de fatiga en aerogenerador marino	135
Figura 51. Iteraciones método Rain Flow.....	135
Figura 52. Curvas SN Acero (Fuente: CTE-SE-A).....	136
Figura 53. Mxy en DLC 1.1	138
Figura 54. Fz en DLC 1.1	138
Figura 55. Mxy en DLC 1.4	140
Figura 56. Fz en DLC 1.1	140
Figura 57. Mxy en DLC 2.1	141
Figura 58. Fz en DLC 2.1	141
Figura 59. Mxy en DLC 3.1	142
Figura 60. Fz en DLC 3.1	142
Figura 61. Mxy en DLC 4.1	143
Figura 62. Fz en DLC 4.1	143
Figura 63. Mxy en DLC 6.4.....	144
Figura 64. Fz en DLC 6.4	144
Figura 65. Mxy en DLC 7.2	145
Figura 66. Fz en DLC 7.2	145
Figura 67. Mxy en DLC 8.3.....	146
Figura 68. Fz en DLC 8.3	146
Figura 69. Mxy en DLC 8.4.....	147
Figura 70. Fz en DLC 8.4	147
Figura 71. Cálculo analítico Curva SN	174
Figura 72. Análisis gráfico de daño a fatiga DLC 1.1	175
Figura 73. Influencia ambiental de barcos	192
Figura 74. Impacto ambiental de aerogeneradores en aves.....	193

Tabla de Contenido

Resumen del Proyecto.....	vii
Executive Summary	ix
MEMORIA	19
1. INTRODUCCIÓN.....	20
2. ESTADO DEL ARTE	21
I+D Aerogeneradores Offshore	21
Estudios actuales de cargas sobre Aerogeneradores Offshore	21
3. OBJETIVOS DEL PROYECTO	26
4. DESCRIPCIÓN	27
5. DISEÑO DEL MODELO.....	28
5.1. Perfiles de viento.....	29
5.1.1. Clases de viento.....	29
5.1.2. Condiciones de viento normales	33
5.1.3. Condiciones de viento extremas.....	36
5.2. Perfil de mar	41
5.2.1. Oleaje.....	41
5.2.2. Corrientes	45
5.2.3. Nivel marino	46
5.2.4. Hielo marino	47
5.3. Otras condiciones ambientales	47
5.4. Diseño inicial del aerogenerador marino	48
5.4.1. Sistemas de coordenadas	48
5.4.2. Dimensiones	52
5.4.3. Diseño sistema eléctrico	60
5.4.4. Pérdidas del sistema	61
5.4.5. Diseño del control del aerogenerador	63
5.4.6. Cálculo inercias elementos aerogenerador	76
3. ANÁLISIS ÚLTIMO DE CARGAS.....	83
3.1. Descripción Condiciones.....	83
3.2. Análisis.....	86
1 Caso de Diseño Cargas 1. Producción normal de potencia (DLC 1).....	87
2 Caso de Diseño Cargas 2. Producción normal de potencia con falta (DLC 2).....	103
3 Caso de Diseño Cargas 3. Arranque (DLC 3).....	106
4 Caso de Diseño Cargas 4. Apagado normal (DLC 4)	108
5 Caso de Diseño Cargas 5. Apagado de emergencia (DLC 5)	109
6 Caso de Diseño Cargas 6. Aerogenerador parado (DLC 6)	110
7 Caso de Diseño Cargas 7. Aerogenerador parado y ocurrencia de falta (DLC 7)	116
8 Caso de Diseño Cargas 8. Transporte, Instalación, Mantenimiento y Reparación (DLC 8)	118
9 Caso de Diseño Cargas 9. (DLC 9).....	122
3.3. Resultados	123
4. ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA SEGÚN ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS.....	126
5. ANÁLISIS DE CARGAS DE FATIGA	132
5.1. Introducción	132
5.2. Regla de Miner.....	132
5.3. Método Rain Flow	134
5.4. Curva S/N.....	136
5.5. Análisis de fatiga y simulaciones	137
DLC 1.1	138
DLC 1.4	140
DLC 1.8 y DLC 1.9	141

DLC 2.1	141
DLC 3.1	142
DLC 4.1	143
DLC 6.4	143
DLC 7.2	145
DLC 8.3	146
DLC 8.4	147
6. OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA TORRE SEGÚN ANÁLISIS ÚLTIMO DE CARGAS	149
Optimización Sección 2	151
Optimización Sección 3	152
Dimensionado final de las secciones de la torre	153
7. CONCLUSIONES	154
PRESUPUESTO	155
1. DESCRIPCIÓN ELEMENTOS PRESUPUESTO	156
2. PRESUPUESTO PROYECTO BASE	157
3. AHORRO DE PRESUPUESTO TRAS OPTIMIZACIÓN	160
PLANOS	162
BIBLIOGRAFÍA	165
ANEXOS	166
ANEXO 1. CÁLCULOS DE INERCIAS	167
Inercia Torre	167
Inercia del Buje	167
Inercia de la Nacelle (sin rotor aerodinámico)	167
Inercia de la Nacelle (sin rotor aerodinámico ni generador)	168
Inercia de la Transmisión	168
Inercia Rotor	169
Inercia Estator	169
ANEXO 2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS	170
ANEXO 3. CÁLCULO DE LA VIDA A FATIGA	174
ANEXO 4. CÁLCULOS OPTIMIZACIÓN ESTRUCTURA TORRE	179
Optimización Sección 2	179
Optimización Sección 3	181
ANEXO 5. ANÁLISIS ECONÓMICO	184
Proyecto Base	187
Proyecto Optimizado	188
ANEXO 6. IMPACTO AMBIENTAL AEROGENERADOR OFFSHORE	190
ANEXO 7. DETALLE ESPECIFICACIONES DLC (GL)	195
ANEXO 8. ESPECIFICACIONES AEROGENERADOR MARINO	198

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

El estudio de nuevas formas de energía en la actualidad es un campo cada vez más amplio en el cual se desarrollan diversas soluciones innovadoras para la captación de energía. Esta es un recurso indispensable sin el cual el ser humano no puede concebir la supervivencia. Las distintas fuentes de energía que la naturaleza ofrece son muy diversas, sin embargo, es su obtención el principal inconveniente al que se enfrenta el ser humano. Esta energía se encuentra en nuestro entorno en diversas formas: energía eólica, energía solar, energía térmica, energía nuclear, energía mareomotriz, energía geotérmica y otras muchas.

La energía eólica es un recurso que ha estado siempre presente en el entorno. Los molinos con mayor antigüedad datan del siglo VII, construidos y usados en Sistán (actual Afganistán y antigua Persia) con fines agrícolas.

En Europa los primeros molinos de viento no aparecieron hasta el siglo XII en Inglaterra y Francia. Sin embargo, fue tras la Primera Revolución Industrial cuando los molinos de viento perdieron importancia. Esta disminución de su uso se debió a la invención de la máquina de vapor, reemplazando casi por completo al uso de estos. Esta sustitución fue la causante de que los molinos perdiesen el sentido hasta primeros del siglo XIX. Fue en 1802 cuando Lord Kelvin realizó el primer experimento de aprovechamiento de energía a partir de viento. Este acopló un generador eléctrico a una máquina que giraba debido a la acción del viento, siendo el directo antecesor del aerogenerador. Sin embargo, la primera turbina de viento no pudo desarrollarse hasta 1887 (James Blyth) ya que no existía la dinamo. Le siguió, en 1888, fue Charles F. Brush inventando el primer aerogenerador automático.

En 1930, los aerogeneradores eran comunes en las granjas de Estados Unidos debido, principalmente, a una falta de red de distribución eléctrica en determinadas zonas del país. Fue en 1931 cuando se construyó aerogenerador de eje horizontal de notables capacidades en Yalta (antigua Unión Soviética). Este aerogenerador tenía una capacidad de 100 kW, una altura de 30 m y se encontraba conectado a una red de distribución de 6.3 kV. Diez años más tarde se construyó el primer aerogenerador con capacidad de MW, conectada a la red de distribución de Vermont, pero con resultados poco prometedores.

En la actualidad, el uso de aerogeneradores para la obtención de energía es un recurso ampliamente utilizado y objeto de estudio de muchas empresas y comunidades científicas. Por otro lado, existen una amplia gama de energías renovables con alto potencial. Dentro de todas las energías limpias disponibles, este trabajo se centrará en la energía eólica. Más concretamente, este trabajo consiste en realizar un estudio de las distintas cargas actuantes sobre el soporte de un aerogenerador. La principal particularidad de este trabajo es que el tipo de aerogeneradores estudiados no serán los convencionales, sino que serán aerogeneradores marinos (*'offshore'*).

2. ESTADO DEL ARTE

I+D Aerogeneradores Offshore

Actualmente, los avances en I+D en el campo de la energía eólica se centran principalmente en cinco pilares [11]:

- **Reducción de costes.** Esto incluye costes de instalación, operación y mantenimiento. Dentro de la reducción de costes se estudia la mejora de la tecnología actual, búsquedas de nuevos emplazamientos e investigación en aerodinámica.
- **Soluciones para el uso de la energía eólica a gran escala.**
- **Desarrollo de modelos predictivos del recurso eólico precisos y fiables.** La incertidumbre asociada al viento es un hecho que sigue suponiendo un obstáculo importante dentro de este tipo de energía.
- **Almacenamiento de energía a gran escala y eficaz.** Dentro de este campo se están realizando estudios muy importantes. En nuestro país caben a destacar los estudios y avances realizados por *Endesa, Televent, Isotrol e Ingeteam* en el proyecto *Store*. Este proyecto ha conseguido realizar el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala de forma viable con el excedente de las energías renovables.
- **Reducción y minimización del impacto medioambiental de los aerogeneradores.**

Estudios actuales de cargas sobre Aerogeneradores Offshore

Dentro de los estudios de investigación y desarrollo sobre uso de energía a gran escala, se ha dado gran importancia estudio de parques eólicos offshore. Una parte de estudio muy importante de los aerogeneradores de este tipo es el análisis estructural. Se han realizado numerosos estudios teniendo en cuenta las distintas cargas actuantes sobre un aerogenerador marino. El análisis que se hace de las cargas actuantes en el aerogenerador marino son de dos tipos: análisis de fatiga y análisis del estado último de cargas. Tanto para el análisis de fatiga como para el análisis del estado último en los aerogeneradores marinos las distintas fuentes de cargas que se analizan son las siguientes:

- Influencia de las corrientes marinas sobre el propio soporte y anclaje
- Influencia del oleaje
- Exposición al viento
- Peso de la estructura y otras acciones gravitatorias

Según la guía de certificación *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines* [2] la clasificación actual de las cargas actuantes sobre un aerogenerador offshore es la siguiente:

1. Cargas inerciales y gravitacionales
2. Cargas aerodinámicas
3. Cargas hidrodinámicas
4. Cargas por efecto del oleaje
5. Cargas por corrientes marinas
6. Cargas por impacto de olas en el soporte
7. Cargas hidrostáticas
8. Cargas por acción de icebergs
9. Cargas por terremoto
10. Cargas por impacto de

1. Cargas inerciales y gravitacionales

Las cargas inerciales y gravitacionales son cargas estáticas y dinámicas que actúan en la turbina eólica marina y son el resultado de la vibración, la rotación, la gravedad y la actividad sísmica.

En análisis dinámicos de estas cargas se tiene en cuenta la dinámica estructural y el acoplamiento de modos vibratorios. Este tipo de cargas también incluye los amortiguadores de vibraciones, la rigidez de la estructura de soporte y la influencia del amarre. La influencia del amarre viene determinada como su interacción con el terreno y este comportamiento se modela de forma no lineal.

El peso de la estructura corresponde con una carga gravitacional importante. La torre se ve sometida a un notable esfuerzo producido por el peso de la góndola, palas y rotor de la máquina. Además, la gravedad es una fuente importante de cargas en las palas del aerogenerador, sobretodo en grandes aerogeneradores.

Por otro lado, otro tipo de carga inercial de notable importancia es causada por la excentricidad del rotor. En condiciones normales e ideales de funcionamiento, el rotor debe de estar perfectamente alineado a la dirección del viento. Esto es complicado, principalmente debido a los cambios fortuitos de la dirección del viento. La desalineación del rotor crea cargas sinusoidales (cargas cíclicas) en la máquina derivadas de una modulación sinusoidal de la velocidad. El resultado de dichas cargas sinusoidales se traduce en fatiga.

2. Cargas aerodinámicas

Las cargas aerodinámicas son cargas quasi-estáticas y dinámicas causadas por el flujo del viento y su interacción con las partes estáticas y móviles de un aerogenerador (**Figura 1**). Este tipo de cargas dependen de la velocidad de giro del rotor, la velocidad media del viento sobre el plano del rotor, la intensidad de turbulencia, la densidad del aire, la forma aerodinámica de los componentes del aerogenerador.

Las principales fuentes de estas cargas son: el campo de perturbaciones del viento actuante, la influencia del viento en las características aerodinámicas de las palas (tip loss, parada, etc), efectos de la parada del flujo del viento (dynamic stall effects), efectos aerodinámicos inestables, asimetrías aerodinámicas producidas por defectos de fabricación.

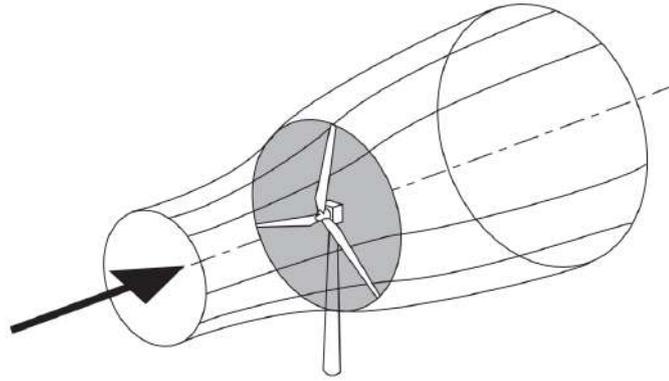


Figura 1. Influencia aerodinámica del viento (Fuente: GL)

3. Cargas hidrodinámicas

Son cargas estacionarias y no estacionarias causadas por el flujo del agua y su interacción con el soporte del aerogenerador.

Las cargas hidrodinámicas son dependientes de la cinemática del flujo de agua, la densidad del agua, la profundidad del océano, la forma de la estructura de soporte y sus efectos interactivos.

4. Cargas por efecto del oleaje

Este tipo de cargas son importantes ya que el aerogenerador se encuentra en continuo contacto con las olas. Existen numerosos modelos del comportamiento del oleaje estudiados en la actualidad:

- Modelos lineales (Airy) acerca de teoría de olas. Se usan para definir los parámetros cinemáticos de las olas de aguas profundas y aguas de transición. La teoría de las ondas lineales se usa normalmente para la generación de estados marinos irregulares.
- Las teorías de ondas de orden superior deben aplicarse para derivar velocidades y aceleraciones de partículas de onda para ondas muy altas o para ondas en aguas poco profundas y olas rompientes
- Estructuras hidrodinámicamente transparentes. Una estructura de soporte de aerogenerador se considera como tal si se puede despreciar la dispersión de onda, es decir, las ondas de mar que pasan no se modifican significativamente en forma y dirección. Un estructura se considera hidrodinámicamente transparente (basado en el modelo GL [2]) cuando se cumple: $D_{soporte}/\lambda_{ola} < 0.2$.
- Oleaje extremo. Este modelo (basado en el modelo GL) determina que las cargas extremas debido a oleaje extremo ha de considerar la altura máxima (H_{max50}) y la carga de viento con un período de recurrencia de 50 años (para el caso más desfavorable). Otros modelos consideran periodos de recurrencia de 1 año. Un diseño preliminar aproximado que suele tratar este modelo consiste en asumir como altura máxima de olas: $H_{m\acute{a}x} = 1.86 H_s$ (siendo H_s la altura media de las olas).

Los métodos para la estimación de las cargas de onda de diseño dependen de las características hidrodinámicas de la estructura y la forma en que esta estructura se mantiene acoplada a un lugar determinado.

5. Cargas por corrientes marinas

Estas cargas se producen por el efecto de las corrientes marinas sobre el soporte del aerogenerador y son un elemento importante a estudiar en el análisis de cargas. De todas las categorías de corrientes, las dos principales que influyen en las estructuras instaladas en aguas poco profundas son las corrientes inducidas por el viento y las corrientes subsuperficiales. La determinación del modelo de corrientes más usado en la actualidad se rige por la normativa GL. Esta normativa especifica las velocidades de la corriente marina mediante aproximaciones que incluyen todos los elementos que afectan a las corrientes.

6. Cargas por impacto de olas en el soporte

Este tipo de olas se tiene en cuenta cuando hay alta probabilidad de que se produzca rotura de olas en el soporte del aerogenerador. En los casos en los que se tiene que considerar se ha de estudiar el nivel del agua, la altura de las olas y la cinemática de estas. Existen modelos que describen el comportamiento cinemático de las olas, sin embargo, el estudio de estos fenómenos está lleno de incertidumbre.

Cuando las estructuras no se diseñen o no se puedan diseñar adecuadamente para resistir el impacto de la ola, se evitará esta última proporcionando la distancia suficiente entre la elevación de la ola más alta probable con un período de repetición de 50 años y el borde inferior de la estructura

7. Cargas hidrostáticas

Este tipo de cargas se generan debido a la diferencia de presión hidrostática en el soporte. Estas pueden ser externas o internas y ocurren al estar el aerogenerador sumergido en parte. Las fuerzas hidrostáticas actúan perpendicularmente a la sección de la superficie del agua. Este tipo de cargas son de especial importancia cuando las estructuras son grandes y poseen espacios vacíos.

8. Cargas por acción de icebergs

Las cargas por acción de icebergs solo han de tenerse en cuenta en ciertas localizaciones. En el caso de alta probabilidad de interacción con icebergs, las fuerzas ejercidas sobre la estructura deben tenerse en cuenta.

9. Cargas por terremoto

Dependiendo del emplazamiento del aerogenerador, las cargas debido a movimientos sísmicos pueden ser muy importantes. En aquellos lugares en los que hay alta actividad sísmica pueden darse situaciones extremas, por lo que el estudio de esfuerzos derivados de esta actividad es de suma importancia.

Cada lugar tiene una normativa distinta en lo referente al estudio de las cargas de origen sísmico. Estas deben de ser consultadas en los análisis estructurales en cada emplazamiento. Es además necesario hacer un estudio de riesgo sísmico en los emplazamientos en los que se va a construir una turbina eólica.

10. Cargas por impacto de barcos

En este caso se tiene en cuenta el posible impacto/interacción de barcos con la turbina eólica. En casos de interacción del barco con el aerogenerador se supone que toda la energía cinética del barco es absorbida por el soporte de la turbina. En este caso, se modela la energía absorbida por el soporte como:

$E_c = \frac{1}{2} \cdot a \cdot m \cdot v^2$, Donde a hace referencia al coeficiente adicional de masa, m es la masa del barco y v es la velocidad media del barco. En caso de impacto, la energía cinética se transforma en deformación elástica del soporte:

$E_{elástica} = \frac{1}{2} \cdot \frac{F_{impacto}^2}{k}$, Donde k es la constante de elasticidad del soporte y $F_{impacto}$ corresponde con la fuerza del impacto del barco con el soporte. En las condiciones del impacto se supondrá $E_c = E_{elástica}$.

Un modelo utilizado actualmente para definir la velocidad del barco corresponde con aproximar esta a la mitad de la altura máxima de las olas: $V_{barco} = 0.5 \cdot H_{ST}$ (H_{TS} corresponde con la altura máxima de las olas).

3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

1. Estudiar las herramientas de simulación y evaluación.

Se estudiará en detalle el software de simulación *Bladed*. Esto incluye: estudio del diseño de aerogeneradores, estudio del modelado de condiciones climatológicas, interpretación de resultados, estudio de diseño de distintos escenarios de trabajo.

2. Creación de los modelos (turbinas como condiciones ambientales).

Se crearán modelos de simulación en los que se determinen los diseños particulares de los aerogeneradores estudiados y las distintas condiciones ambientales que se desean estudiar.

3. Determinar, según estos modelos, las cargas extremas según normativa GL.

Siguiendo la normativa *GL*, se determinarán y estudiarán las distintas cargas extremas actuantes sobre el soporte de un aerogenerador. Se determinarán las condiciones más desfavorables.

4. Evaluar las cargas de fatiga basándose en los resultados de las simulaciones.

Se estudiarán las distintas cargas de fatiga a las que se ve sometido el aerogenerador y se evaluarán los resultados.

5. Modificar los parámetros del modelo de turbina para optimizar su comportamiento.

Se optimizará el diseño (parámetros del aerogenerador) para que el efecto de las cargas sobre el aerogenerador sea mínimo.

6. Evaluación económica de las ganancias.

Se evaluarán económicamente los dos modelos: optimizado y no optimizado. A partir de ello se estudiarán las mejoras económicas del modelo optimizado.

4. DESCRIPCIÓN

El estudio que se realizará en este proyecto se llevará a cabo sobre un aerogenerador marino ('offshore') con unas características determinadas. Se diferenciarán tres partes principales en el proyecto: diseño del modelo del aerogenerador, el análisis de cargas sobre la torre de este (cargas últimas y cargas de fatiga) y, finalmente, la optimización del diseño de la torre.

En la fase preliminar, tanto las características del modelo inicial del aerogenerador como las ambientales (viento, marea, terremotos, etc) vendrán especificadas. Se creará un modelo en *Bladed* acorde con unas condiciones previamente especificadas: condiciones de viento, condiciones de marea, perfiles de las palas, dimensionado de los distintos elementos del aerogenerador, etc. Finalmente, se obtendrá un modelo con características reales a partir del cual se realizarán todas las simulaciones. Se desea estudiar las cargas actuantes sobre la torre del aerogenerador teniendo en cuenta las condiciones en las que se encuentra.

Una vez construido el modelo se realizará un análisis de cargas. Se estudiarán distintos escenarios y se analizará cómo afectan distintas variables a las cargas sobre la torre del aerogenerador. Se determinarán, según el modelo, las cargas extremas. Una vez realizado este análisis, se estudiarán las cargas de fatiga basándose en los resultados. Todos los cálculos y análisis se llevarán a cabo con el software *Bladed* con una licencia obtenida para la Universidad Pontificia de Comillas. Por otro lado, todos los ensayos, análisis y modelos de este proyecto serán realizados siguiendo la normativa GL (*Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines, Edition 2012*)

Para fines de diseño, la vida de una turbina eólica marina puede representarse mediante un conjunto de situaciones de diseño que cubren las condiciones más significativas que puede experimentar la turbina. Los casos de carga se determinarán a partir de la combinación de modos de instalación, mantenimiento y funcionamiento específicos y situaciones de diseño con las condiciones externas. Los distintos escenarios de cargas a estudiar en el proyecto vienen determinados por GL. Dichos escenarios se conocen como *Design Load Cases (DLC_i)* de eólica marina.

Tras realizar un predimensionado de la estructura de la torre que cumpla con el análisis último de cargas y con el análisis de fatiga (25 años de vida del aerogenerador) se realiza una pequeña optimización del diseño de la torre. Dicha optimización consiste en la disminución del espesor de la torre en aquellos lugares donde sea posible en cuanto a estado último de cargas.

5. DISEÑO DEL MODELO

Se parte de un modelo demostración ('demo_a.prj') proporcionado por el software. A esta demo se le irán añadiendo los cambios hasta obtener el modelo de aerogenerador deseado y las condiciones ambientales determinadas. Se realizarán, por tanto, los siguientes cambios:

- Perfil de viento según el emplazamiento determinado y caso de diseño de cargas
- Diseño mecánico.
 - Dimensionado de los distintos elementos (palas, torre, rotor, buje, góndola, sistema eléctrico)
 - Localización de los distintos elementos
- Condiciones marinas
 - Oleaje
 - Marea
 - Corriente
- Diseño Sistema de Control de Paso
- Características eléctricas
 - Diseño del generador
 - Conexión a la red

5.1. Perfiles de viento

5.1.1. Clases de viento

Cuando se trata de la rendimiento de la turbina de viento, la localización es un factor importante a tener en cuenta. Las turbinas deben ser diseñadas para un rendimiento óptimo y fiabilidad en cualquier condición meteorológica a la que puedan enfrentarse a lo largo de sus vidas, sea una brisa suave en un llano o en una tormenta marina.

Antes de tomar la decisión de construir una turbina eólica en un sitio en particular, hay algunas preguntas críticas que hay que tener en cuenta: ¿Cuál es la velocidad media anual del viento en esta ubicación? ¿Cuáles son las ráfagas extremas que podrían ocurrir dentro de un período de 50 años? ¿Cuán turbulento es el viento en el sitio? Estas tres dimensiones (velocidad del viento, ráfagas extremas y turbulencia) abarcan la clase de viento de una turbina eólica. La Comisión Electrotécnica Internacional (*IEC, International Electrotechnical Commission*) establece estándares internacionales para las velocidades del viento que cada clase de viento debe resistir. Las distintas clases de viento quedan resumidas en la **Tabla 5**.

	Viento Clase I	Viento Clase II	Viento Clase III	Viento Clase IV
Parámetro				
Velocidad de Referencia (V_{ref} , m/s)	50	42,5	37,5	30
Velocidad anual promedio (V_{avg} , m/s)	10	8,5	7,5	6
Turbulencia A. Intensidad turbulencia a 15m/s	0,18	0,18	0,18	0,18
$a^{(1)}$	2	2	2	2
Turbulencia B. Intensidad turbulencia a 15m/s	0,26	0,26	0,26	0,26
$a^{(1)}$	3	3	3	3
Velocidad de ráfaga de 50 años (V_{50y}) ⁽²⁾	70	59,5	52,5	42
Velocidad de ráfaga de 1 año (V_{1y}) ⁽³⁾	52,5	44,6	39,4	31,5

(1) Parámetro de la pendiente α

(2) $V_{50y} = 1.4 V_{ref}$

(3) $V_{1y} = 1.05 V_{ref}$

Tabla 5. Clases de viento (Fuente: LMWindpower)

Como puede observarse, los vientos más fuertes pertenecen a la Clase 1. Dependiendo de la Clase de viento se tendrá un diseño del aerogenerador u otro y las condiciones a las que se ve expuesto varían. Los diseños se llevan a cabo con el objetivo de obtener el mayor rendimiento para unas condiciones determinadas. Palas en las zonas con mucho viento y sitios con poco viento tienen diferentes diseños para optimizar el rendimiento.

En este trabajo, las condiciones del viento corresponden con: **Clase de Viento 1**. Debido a que se trata de aerogeneradores offshore las velocidades y actividad del viento serán intensas, lo cual queda reflejado mediante el uso de viento de Clase I.

Para evitar tener que hacer turbinas eólicas de diseño excesivo que pudieran funcionar de eficientemente en todos los sitios, sin importar las condiciones, los fabricantes diseñan las turbinas eólicas para una clase de viento específica.

Una turbina de clase III está diseñada para una vida fácil con velocidades medias de viento de hasta 7,5 m/s, y estas turbinas suelen tener rotores extra grandes que les permiten capturar tanta energía como sea posible de las velocidades de viento más bajas a las que están sometidas.

Las turbinas de clase II son para sitios en los que las velocidades de viento son mayores, con un promedio de 8.5 m/s, y son la clase más común de turbinas eólicas disponibles.

Por último, las turbinas de clase I están diseñadas para hacer frente a las duras condiciones de operación experimentadas en sitios con velocidades medias de viento superiores a 8,5 m/s. Este es el caso del aerogenerador estudiado en este proyecto. Típicamente, estas turbinas tienen rotores más pequeños (es decir, palas más cortas) y se encuentran en torres más bajas para minimizar las cargas estructurales. También tienen un diseño más pesado, haciendo que estos sean más caros.

Turbulencia del viento

La turbulencia del viento está representada por la energía transportada por los remolinos que se generan en el movimiento del viento en condiciones irregulares. Su distribución en frecuencias (representada por espectros de potencia y funciones de coherencia) puede considerarse, en general, como una representación adecuada de la turbulencia en un período de aprox.

La caracterización de la turbulencia natural del viento por parámetros estadísticos para un período relativamente corto en el que el espectro permanece sin cambios conduce, entre otras cosas, a los siguientes parámetros:

- Velocidad media del viento
- Intensidad de turbulencia
- Parámetros de escala

- Intensidad de Turbulencia

Tanto los anemómetros como las turbinas eólicas responden a las turbulencias en formas específicas. Por lo tanto, las mediciones de la curva de potencia se verán afectadas naturalmente por turbulencia, que está relacionada con la topografía donde se encuentra la turbina eólica localizada y, por otro lado, la intensidad de la turbulencia y la cizalladura del viento están vinculados por la estratificación atmosférica.

En energía eólica, la turbulencia se evalúa por la intensidad de la turbulencia, calculada dividiendo la desviación estándar de las series de velocidad del viento de 10 minutos (según normativa *GL* ha de ser, al menos, de 10 minutos) por su velocidad de viento promedio. Por lo tanto, la intensidad de turbulencia es una medida del grado medio de turbulencia. Los valores de la intensidad de turbulencia se tomarán a la altura del cubo. Para otras alturas, se puede suponer que la desviación estándar de la velocidad del viento

permanece constante, mientras que la velocidad del viento varía con la altura de acuerdo con la **Ecuación 8**.

$$I = \frac{\sigma}{V_{avg}} \quad (\text{Ec.1})$$

Donde:

- σ : Desviación estándar de la velocidad longitudinal del aire a la altura del buje [m/s]
- V_{avg} : Velocidad media del aire en 10 min (según GL) [m/s]
- I : Intensidad de turbulencia

La turbulencia, por tanto, viene caracterizada por el valor de su intensidad. Las variaciones turbulentas de la velocidad del viento se pueden considerar aproximadamente gaussianas, lo que significa que las variaciones de velocidad se distribuyen normalmente, con la desviación estándar σ , sobre la velocidad media del viento V_{avg} .

Es necesario destacar, que la desviación estándar de la velocidad longitudinal del aire (σ) depende del modelo de viento a estudiar (NTM, ETM, etc). Estos son analizados en secciones posteriores.

GL determina, a su vez, tres clases de turbulencia:

- Turbulencia Clase A: Categoría para valores de intensidad de turbulencia altos.
- Turbulencia Clase B: Categoría para valores de intensidad de turbulencia medios.
- Turbulencia Clase C: Categoría para valores de intensidad de turbulencia bajos.

En este trabajo, se estudiará el efecto de tipo B (determinado según la normativa GL) en la clase de viento I. Los parámetros vienen determinados en la **Tabla 5**.

Como puede observarse en la **Figura 1**, la curva de intensidad de turbulencia varía en función de la clase de viento (A, B, C).

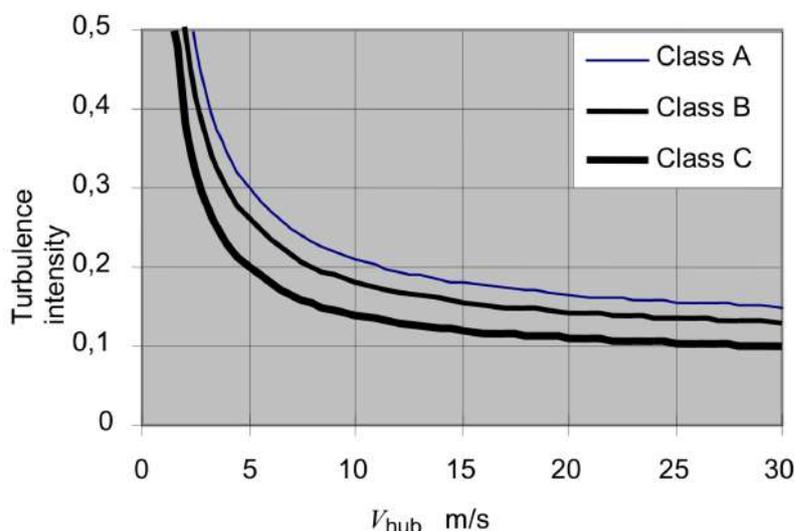


Figura 1. Clases de Turbulencia

- Espectro de turbulencia

El espectro de turbulencia describe el contenido de frecuencia de las variaciones de velocidad del viento. De acuerdo con la ley de Kolmogorov, el espectro debe aproximarse a un límite asintótico proporcional a $n^{-5/3}$ a alta frecuencia (siendo n la frecuencia en Hz).

Se usan comúnmente dos expresiones alternativas para el espectro del componente longitudinal de la turbulencia, ambas tendiendo a este límite asintótico. Estos son los espectros *Kaimal* y *Von Karman*, que toman las siguientes formas:

$$\blacksquare \quad \text{Kaimal: } \frac{nS_u(n)}{\sigma^2} = \frac{\frac{4n\Lambda_1}{V_{ref}}}{\left(1 + \frac{6n\Lambda_1}{V_{ref}}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (\text{Ec.2})$$

$$\blacksquare \quad \text{Von Karman: } \frac{nS_u(n)}{\sigma^2} = \frac{\frac{4n\Lambda_1}{V_{ref}}}{\left(1 + 70.8 \left(\frac{n\Lambda_2}{V_{ref}}\right)^2\right)^{\frac{5}{6}}} \quad (\text{Ec.3})$$

Donde:

- $S_u(n)$: Función de densidad autoespectral [m^2/s^2]
- n : Frecuencia de la variación de la velocidad del viento respecto de la media [Hz]
- σ_u : Desviación estándar de la componente longitudinal del viento [m/s]
- Λ_i : Parámetros de escala [m]
- V_{ref} : Velocidad media de referencia del viento [m/s]

Estas son las dos expresiones del espectro de turbulencia. La expresión de *Kaimal* es comúnmente usada para describir la turbulencia atmosférica, ya que proporciona buena representación.

Los parámetros de escala longitudinal (Λ_i) de turbulencia es una cantidad física que describe el tamaño de los remolinos que contienen energía en un flujo turbulento. Es decir, describe, a grandes rasgos, la importancia de la turbulencia en una longitud determinada (u, v ó w). Por otro lado, los remolinos que contienen mayor turbulencia son aquellos que poseen mayor cantidad de movimiento.

La función de densidad autoespectral ($S_u(n)$) describe cómo la energía de turbulencia se distribuye con la frecuencia.

Sin embargo, en el proyecto se tomará la expresión de turbulencia que determina GL. En este caso, es la expresión de turbulencia de *Kaimal* la que GL propone, pero con alguna puntualización (ver **Ecuación 4**). La expresión propuesta por GL es la siguiente:

$$S_u(n) = 0.05(\sigma)^2 \cdot \left(\frac{L}{V_{ref}}\right)^{-\frac{2}{3}} \cdot n^{-\frac{5}{3}} \quad (\text{Ec.4})$$

Donde:

- L : parámetro de escala de turbulencia, definida como la longitud de onda a la que la densidad espectral de potencia longitudinal adimensional $nSu(n)/\sigma^2$ es igual a 0.05 [m].

Por lo tanto, en este proyecto se escoge la expresión de **Kaimal** para el análisis y estudio.

5.1.2. Condiciones de viento normales

Distribución del viento

La distribución de la velocidad del viento en la zona de estudio determina la frecuencia de ocurrencia de los componentes de carga individuales.

De acuerdo con GL, la distribución de probabilidad de la velocidad del viento específica de la zona de estudio es determinada por la distribución de Weibull. Dicha distribución de probabilidad sigue la siguiente ecuación:

$$P_W(V_{hub}) = 1 - e^{-\left(\frac{V_{hub}}{c}\right)^k} \quad (Ec. 5)$$

Siendo P_w la distribución de probabilidad acumulada de la velocidad de viento.

Esta distribución determina la probabilidad acumulada de que la velocidad del viento sea menor que V_{hub} .

GL determina a su vez que para el diseño en las clases de aerogeneradores estándar, la distribución de Rayleigh se tomará para los cálculos de carga. Dicha distribución viene determinada por la siguiente ecuación:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - e^{-\pi\left(\frac{V_{hub}}{2V_{ave}}\right)^2} \quad (Ec. 6)$$

$$V_{ave} = \begin{cases} C \cdot \frac{\sqrt{\pi}}{2}, & \text{if } k = 2 \\ C \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) & \end{cases} \quad (Ec. 7)$$

Donde

- k : factor de forma. Caracteriza la forma de la función
- C [m/s]: parámetro de escala de la distribución
- V_{hub} [m/s]: velocidad media de 10 minutos de la velocidad del viento a la altura de la góndola
- Γ : función gamma (extensión de la función factorial. $\Gamma(n) = (n - 1)!$)

Las funciones de distribución indican la probabilidad acumulada de que la velocidad del viento sea menor que el eje. De esto, obtiene que $(P_{(1)} - P_{(2)})$ especifique la proporción del tiempo en que la velocidad del viento varía dentro de los límites 1 y 2.

Para aplicar la función de distribución de Weibull es necesario determinar los parámetros c y k . Se necesita, por tanto, conocer los valores de la velocidad del viento en pequeños intervalos. Por otro lado, si se dispone solo de la velocidad media del viento en un periodo largo de tiempo (mes, año) es más adecuado utilizar la distribución de Rayleigh.

En este trabajo, se utilizará la distribución de probabilidad de Weibull para caracterizar el perfil de viento. La constante k (factor de forma) de Weibull, será de $k = 1.979$ para este proyecto en particular, lo que dará un perfil de viento de una forma determinada.

Cuando las condiciones de viento que se estudian se consideran normales, se analizan dos modelos de viento:

- Perfil de viento para condiciones normales (NWP)
- Modelo de viento de Turbulencia Normal (NTM)

Perfil de viento para condiciones normales (NWP)

Este perfil de viento es adoptado para condiciones normales de viento, distintas de las condiciones extremas que pueden darse. El perfil del viento indica la velocidad media del viento en función de la altura sobre la línea de agua sin carga y se asume dada por la ley de potencia. Este perfil se caracteriza por la ausencia de turbulencia. El perfil de viento en un aerogenerador offshore viene determinado según GL por la ecuación siguiente:

$$V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \quad (Ec.8)$$

Donde:

- $V(z)$ corresponde con la velocidad del viento a una altura z [m/s]
- z corresponde con la altura por encima del agua de mar [m]
- z_{hub} altura del nacelle por encima del agua [m]
- α exponente de la ley potencial (exponente que proporciona una relación estadística del tipo $M = Cm^p$)

Modelo Normal de Turbulencia (NTM)

Cuando se estudia el *Modo Normal de Turbulencia (NTM)*, aplican los criterios determinados de ese tipo de turbulencia según GL. Teniendo en cuenta dicho criterio, el valor característico para la desviación estándar de la componente de velocidad del viento longitudinal a la altura del buje estará dado por:

$$\sigma = I_{15} \cdot \frac{15 \frac{[m]}{[s]} + a \cdot V_{hub}}{a+1} \quad (Ec.9)$$

Donde:

- I_{15} : Intensidad de turbulencia del viento a una velocidad de 15 [m/s], viene determinado por la clase de viento.

- V_{hub} : Media de 10 minutos de la velocidad del viento a la altura del hub (según GL) [m/s]
- a : Flujo Axial de Inducción del aerogenerador. ($a = \frac{U1-U2}{U1}$). Siendo $U1$ la velocidad del viento en un punto alejado del aerogenerador y $U2$ la velocidad del viento en el rotor.

Los valores de I_{15} y a vienen determinados dependiendo de la clase de viento. Dichos valores quedan representados en la **Tabla 5**.

Teniendo en cuenta que se va a trabajar con unas condiciones de viento Clase I, se tendrán los siguientes valores: I_{15} : 0.18 ó 0.26 [m/s] dependiendo de la clase de turbulencia y a : 2 ó 3 dependiendo de la clase de turbulencia.

5.1.3. Condiciones de viento extremas

No siempre se encuentran modos normales de turbulencia. Para modelar el comportamiento del viento en todos los escenarios (incluyendo condiciones extremas), *GL*, especifica el análisis de los siguientes modos de turbulencia:

- Modelo de Turbulencia Extremo (*Extreme Turbulence Model, ETM*)
- Modelo de Velocidad de Viento Extrema (*Extreme Wind Speed Model, EWM*)
- Modelo de Ráfaga de Viento Extrema (*Extreme Wind Shear, EWS*)
- Modelo de Ráfaga de Viento Extrema en Operación (*Extreme Operating Gust, EOG*)
- Modelo de Ráfaga de Viento Coherente con Cambio de Dirección (*Extreme Coherent Gust with Direction Change, ECD*)

Las condiciones de viento extremo se utilizan para determinar las cargas de viento extremas que actúan en un aerogenerador marino. Estas condiciones incluyen velocidades pico de viento debido a tormentas y cambios rápidos en la velocidad y dirección del viento.

Modelo de Turbulencia Extremo (Extreme Turbulence Model, ETM)

El modelo de turbulencia extrema usará la normal modelo de perfil de viento en Ecuación 6 del *NTM*. Para las clases de aerogeneradores estándar, el valor característico para la desviación estándar de la componente de velocidad del viento longitudinal del modelo de turbulencia extrema a la altura del cubo estará determinado por:

$$\sigma_{ETM} = I_{15} \cdot \left[\frac{20 \left[\frac{m}{s} \right] + a \cdot (V_{hub} + 6)}{a + 1} - \frac{V_{hub} - V_{ave}}{6a} \right] \quad (Ec.10)$$

Donde:

- σ_{ETM} : Desviación estándar de la velocidad longitudinal del aire en el modelo de turbulencia extremo (ETM) a la altura del buje [m/s]

Para las clases específicas del sitio o proyectos específicos, el valor característico de la desviación estándar de la velocidad del viento longitudinal del modelo de turbulencia extrema estará dado por:

$$\sigma_{ETM}(V_{Hub}) = \sigma_M \cdot (V_{Hub}) + 4.5 \cdot \sigma_\sigma \cdot (V_{Hub}) \quad (Ec.11)$$

Donde:

- σ_M : Mediana de la desviación estándar de la velocidad longitudinal del aire en el área especificada [m/s]

- σ_σ : Desviación estándar de la desviación estándar de la velocidad longitudinal del aire [m/s]

Modelo de Velocidad de Viento Extrema (Extreme Wind Speed Model, EWM)

Atendiendo a *GL*, este modelo ha de determinarse mediante investigación del comportamiento del viento en la zona especificada, es decir, de valores reales. Sin embargo, si no se tiene acceso, se ha de obtener como se describe a continuación:

Este modelo puede ser tanto un modelo de viento turbulento como estático. Se caracteriza con los siguientes parámetros: velocidad de referencia de viento (V_{ref}) y desviación estándar de la velocidad del viento (σ_1).

Si se modela como viento extremo turbulento, el valor promedio de 10 minutos de la velocidad del viento se da como una función de la altura z con un período de recurrencia de 50 años o 1 año mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_{50}(z) = V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.14} \quad (Ec.12)$$

$$V_1(z) = 0.8 \cdot V_{50}(z) \quad (Ec.13)$$

Donde:

- $V_N(z)$: Velocidad de viento extrema esperada (promediada durante 10 minutos), con un período de recurrencia de N años. 1 y 50 representan las velocidades del viento con el período de recurrencia de 1 y 50 años.

Para *NTM* se tiene una desviación $\sigma_1 = 0.12V_{hub}$

Por otro lado, para el modelo de viento extremo estático, la velocidad del viento ráfaga extrema de 50 años (V_{e50}) y la velocidad del viento ráfaga extrema de un año (V_{e1}) se basarán en la velocidad de referencia del viento (V_{ref}). En este modelo, las velocidades del viento V_{e50} y V_{e1} se pueden calcular como una función de la altura usando las siguientes ecuaciones:

$$V_{e50}(z) = 1.25V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.14} \quad (Ec.14)$$

$$V_{e1}(z) = 0.8V_{e1}(z) \quad (Ec.15)$$

Donde:

- $V_{eN}(z)$: Velocidad de viento extrema esperada (promediada durante 3 segundos), con un período de recurrencia de N años. V_{e1} y V_{e50} representan las velocidades del viento con el período de recurrencia de 1 y 50 años.

Algunas veces, las velocidades extremas del viento promediadas en otros períodos o con otras probabilidades de ser excedidas se pueden calcular. En ausencia de otros datos confirmados, la velocidad del viento en alta mar con una probabilidad de ser excedida una vez cada 100 años puede convertirse a una vez en 50 años reduciendo la velocidad en un 3%. La conversión de la velocidad del viento a un tiempo promediado diferente puede realizarse atendiendo a la normativa *GL*.

Modelo de Ráfaga de Viento Extrema (Extreme Wind Shear, EWS)

Este perfil de viento se caracteriza por analizar en transitorio en dirección cortante vertical y en dirección cortante horizontal con un periodo de recurrencia de 50 años. Se considerará la ráfaga extrema del viento con un período de recurrencia de 50 años utilizando los siguientes dos transitorios de velocidad del viento:

- Para viento cortante vertical transitorio:

$$V(z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha + \left(\frac{z-z_{hub}}{D}\right) \cdot \left(2.5 + 0.2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)^{0.25}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha & \text{para } t > 0 \text{ y } t > T \end{cases} \quad (\text{Ec.16})$$

- Para viento cortante horizontal transitorio:

$$V(z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha + \left(\frac{y}{D}\right) \cdot \left(2.5 + 0.2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)^{0.25}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha & \text{para } t > 0 \text{ y } t > T \end{cases} \quad (\text{Ec.17})$$

Donde:

- α . 0.2 (Parámetro especificado por GL para este modelo de viento)
- β . 6.4 (Parámetro especificado por GL para este modelo de viento)
- T . Periodo límite especificado por GL (12s)
- Λ_1 . Parámetro de escala de turbulencia longitudinal [m]
- D . Diámetro del rotor [m]

El signo del transitorio de cizalladura del viento horizontal se elegirá de modo que se produzca la carga transitoria más desfavorable. Los vientos de cizalladura horizontal y vertical no se aplican simultáneamente

Modelo de Ráfaga de Viento Extrema en Operación (Extreme Operating Gust, EOG)

En este modelo se calcula la magnitud de la velocidad de la ráfaga de viento (V_{gustN}) a la altura del buje para un periodo de recurrencia de N años. La relación determinada por GL es la siguiente:

$$V_{gustN} = \beta\sigma_1 B \quad (\text{Ec.18})$$

Donde:

- V_{gustN} . Valor máximo de velocidad de la ráfaga de viento a la altura del buje para un periodo de recurrencia de N años [m/s]
- β . Parámetro especificado por GL para este modelo de viento. (4,8 para un periodo de recurrencia de 1 año y 6,4 para un periodo de recurrencia de 50 años)
- σ_1 . Desviación estándar de la velocidad
- B . Factor de reducción de tamaño (especificado en **Ecuación 19**)

Para considerar el tamaño de la estructura y la coherencia de velocidad del viento para efectos deterministas, se define un factor de reducción de tamaño B:

$$B = \frac{1}{1+0.2 \cdot \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)} \quad (\text{Ec.19})$$

Donde:

- D: Diámetro del rotor [m]
- Λ_1 : Parámetro de escala de turbulencia [m]

Teniendo en cuenta las ráfagas, la velocidad del viento se puede definir para una recurrencia de N años como:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0.37V_{gustN} \sin\left(\frac{3\pi t}{T}\right) \cdot \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{para } t < 0 \text{ y } t > T \end{cases} \quad (\text{Ec.20})$$

Donde:

- V(z): $V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha$
- T: Periodo (10.5 para N=1; 14 para N=50)

Modelo de Ráfaga de Viento Coherente con Cambio de Dirección (Extreme Coherent Gust with Direction Change, ECD)

En este modelo, los cambios en la magnitud de la velocidad del viento se asume que ocurren a la vez que los cambios de dirección en el viento (θ_{cg}).

Para aerogeneradores estándar se asume una magnitud de ráfaga extrema de viento de $V_{cg} = 15 \text{ m/s}$.

La velocidad según este modelo viene determinada por la siguiente ecuación:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{para } t < 0 \\ V(z) + 0.5V_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{para } t > 0 \end{cases} \quad (\text{Ec.21})$$

Donde:

- V(z): $V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha$
- T: Periodo (10.5 para N=1; 14 para N=50)

Por otro lado, ha de definirse la magnitud de cambio del viento. Esta magnitud se define con la siguiente ecuación:

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ \frac{720^\circ m}{V_{hub} s} & \text{para } t < 0 \text{ y } t > T \end{cases} \quad (\text{Ec.22})$$

Finalmente se necesita conocer la función que determina el cambio de dirección simultánea:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & \text{para } t < 0 \\ \pm 0.5\theta_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ \pm\theta_{cg} & \text{para } t > 0 \end{cases} \quad (\text{Ec.23})$$

Generalmente, se usará $T=10\text{s}$ como tiempo de subida

Todos los modos de turbulencia descritos anteriormente son utilizados para los distintos análisis de cargas necesarios para estudiar el comportamiento de un aerogenerador marino según normativa *GL*.

Las condiciones ambientales del viento de estudio en este proyecto tiene las siguientes características:

- Velocidad media (V_{avg}): 10.6 [m/s]
- Viento de Clase 1 de Turbulencia tipo B
- $k_{Weibull}$ (Shape factor/Factor de forma): 1.979
- Velocidad de interrupción (V_{out}): 30 [m/s]
- Velocidad de corte (V_{in}): 3.5 [m/s]

5.2. Perfil de mar

5.2.1. Oleaje

El estado natural del mar es un proceso estocástico y solo puede describirse utilizando la teoría estocástica. Según la normativa *GL*, se supone que el estado del mar es un proceso gaussiano y se puede describir mediante la superposición de un número infinito de ondas armónicas de distinta altura, periodo y dirección a un ritmo aleatorio.

Las condiciones de oleaje que se aplicarán para el diseño de una turbina eólica marina o parque eólico, las condiciones y condiciones extremas relevantes para la fatiga durante la vida útil de la estructura deben definirse teniendo en cuenta la estadística a largo plazo (datos generalmente basados en medidas históricas)

La magnitud básica que caracteriza la severidad del estado del mar es la altura de ola significativa H_s .

Las condiciones de oleaje a considerar durante el diseño de los aerogeneradores marinos se describen de acuerdo con el tipo de análisis que se realizará. Para el análisis último de cargas, se debe tener en cuenta la onda extrema (evento de tormenta de 50 años) y la carga extrema durante la operación, mientras que para el análisis de fatiga se usan las series de onda fluctuante de fluctuación estocástica normal.

Condiciones marinas a corto plazo (estados marinos normales)

El estado del mar se puede describir en el dominio de la frecuencia mediante una función de densidad espectral. Los parámetros necesarios para definir el espectro de oleaje son la altura de ola significativa y la frecuencia o periodo representativos del oleaje. Estos parámetros se describen a continuación:

- H_s (Altura significativa de ola). Definido por la altura modal de la ola, derivado del análisis numérico del espectro
- El espectro de oleaje se define a partir de la frecuencia pico ω_p o a partir del periodo T_p . Alternativamente, se puede definir el espectro mediante T_1 , el periodo característico del oleaje, definido a partir del tiempo medio entre las crestas de las olas. También puede definirse a partir del periodo de cruce por cero (T_z) definido como el tiempo promedio entre cruces sucesivos por cero en la misma dirección (hacia arriba o hacia abajo). La obtención de T_z y T_1 puede determinarse mediante la normativa *GL*.

GL asume que el oleaje a corto plazo permanece constante durante 3 horas. De esta forma, se tendrá en cuenta este supuesto en este proyecto.

Para el cálculo de las propiedades estadísticas del estado del mar, es necesario estudiar utilizan los momentos n-ésimo orden de los espectros de onda:

$$m_n = \int_0^{\infty} \omega^n \cdot S_{\xi}(\omega) d\omega \quad (\text{Ec.24})$$

Donde:

- $S_{\xi}(\omega)$: Espectro de energía del oleaje
- m_n : Orden n -ésimo de momentos del espectro
- ω : Frecuencia de las olas con periodo T

El parámetro más importante a determinar en el estudio de las condiciones marinas a corto plazo es la altura significativa de la ola. *GL* utiliza la siguiente expresión para modelar la altura significativa de las olas :

$$H_s = 4\sqrt{m_0} \quad (\text{Ec.25})$$

Donde:

- H_s : Altura significativa de ola [m]
- m_0 : Varianza del espectro de ola

La función del espectro de energía del oleaje ($S_{\xi}(\omega)$) se puede dar como un espectro medido para el lugar en el cual se encuentra el parque eólico. Es decir, se obtiene a partir del estudio de datos históricos (ω_p, H_s , etc). El modelo a partir el cual se obtiene la función del espectro de energía del oleaje en la normativa *GL* es el espectro de *JONSWAP*, cuya definición viene detallada en la guía.

El periodo del espectro del oleaje se puede definir, como se ha descrito anteriormente, como T_p , T_z o T_1 .

El período de onda característico T_1 se define como el tiempo promedio entre crestas sucesivas de onda en un registro de elevaciones estacionarias de la superficie del mar.

$$T_1 = 2\pi \left(\frac{m_0}{m_1} \right) \quad (\text{Ec.26})$$

Por otro lado, el período de cruce por cero (elevación del agua = 0) en la misma dirección (hacia arriba o hacia abajo) viene dado por:

$$T_z = 2\pi \left(\frac{m_0}{m_2} \right) \quad (\text{Ec.27})$$

En ausencia de datos en el lugar donde se encuentra el aerogenerador en una etapa preliminar de planificación, o en el caso de que la turbina eólica marina esté diseñada de acuerdo con una clase de aerogenerador específica, los parámetros de la ola pueden derivarse de acuerdo con a la velocidad media del viento, asumiendo búsqueda infinita y considerando la profundidad del agua aplicando formulaciones de correlación. Las correlaciones que se utilizarán deben acordarse con *GL*.

En realidad, la elevación de la superficie del agua en un estado de mar está definida tres dimensiones (cresta corta). Un mar aleatorio unidireccional es un caso particular del estado del mar (mar de cresta larga), donde todos los componentes de frecuencia se

propagan en la misma dirección. Normalmente, la información direccional es difícil de medir y validar, especialmente en áreas poco profundas. En el diseño práctico de las turbinas eólicas marinas fijas con subestructuras simétricas, deberían utilizarse estados marinos unidireccionales. Esta aproximación es válida por *GL*.

Condiciones marinas a largo plazo (estadística a largo plazo)

El análisis de las condiciones marinas a largo plazo es necesario para ver cómo afecta al aerogenerador en cuanto a fatiga de la estructura. Para el estudio de estas condiciones es necesario aplicar estadística a largo plazo.

Para los sitios donde hay datos adecuados disponibles, las distribuciones estadísticas deben considerar la ocurrencia conjunta de los parámetros ambientales (viento, mar, temperatura, etc). Alternativamente, las distribuciones pueden ser distribuciones marginales para parámetros separados. A partir de estas distribuciones a largo plazo, se derivarán los parámetros de diseño apropiados.

Para estadísticas a largo plazo de la altura y periodo de oleaje, una función de distribución marginal de probabilidad (H_s , i.e. distribución de Weibull) se derivará como un ajuste de cuadrados de los datos. Un valor de referencia H_{s50} se obtiene de la inversa de $F(H_s)$ a una altura $H_s = H_{s50}$.

$$F(H_{s50}) = 1 - 1/N_{SS50} \quad (\text{Ec.28})$$

Aplicando la inversa de la función se obtiene:

$$H_{s50} = F^{-1}\left(1 - \frac{1}{N_{SS50}}\right) \quad (\text{Ec.29})$$

Donde:

- H_{s50} : Altura significativa de la ola con un periodo de recurrencia de 50 años
- N_{SS50} : Número de estados del mar con una duración de 3 horas en 50 años. $N_{SS50} = 50 \cdot 365 \cdot 8 = 14600$

Diseño de la ola

Oleaje influenciado por el viento

En la ausencia de datos medidos o históricos, o si la turbina eólica marina está diseñada de acuerdo con una clase de turbina eólica, los parámetros de onda del mar pueden derivarse asumiendo un estado de mar generado por el viento. Para estados del mar no completamente desarrollados, se utiliza el espectro Jonswap.

Este análisis permite determinar la altura significativa de la ola ($H_s(v)$), que será a su vez utilizada por el modelo de oleaje con periodo de recurrencia.

Según este modelo, la altura significativa de ola se determina según la **Ecuación 30**:

$$H_{s,JONSWAP} = 0.0094 \cdot v^{-\frac{5}{3}} \cdot \frac{u^2}{g} \quad (\text{Ec.30})$$

Donde:

- u : Velocidad del viento a 10m por encima del nivel del mar [m/s]
- g : Aceleración de la gravedad [m/s^2]
- v : Frecuencia de oleaje máxima adimensional [-]

Por otro lado, la frecuencia máxima adimensional puede analizarse mediante:

$$v = \frac{\omega_p}{2\pi} \cdot \frac{u}{g} \quad (\text{Ec.31})$$

Donde:

- ω_p : Frecuencia de oleaje, según el periodo de oleaje T_p [rad/s]

Este modelo será el utilizado en la mayor parte de los estados de diseño de cargas (DLCs).

Olas con periodos de recurrencia

En determinados escenarios, es necesario trabajar con olas que poseen un determinado periodo de recurrencia (generalmente 1 año o 5 años). Para caracterizar este modelo de oleaje en un análisis es necesario conocer el periodo de diseño del oleaje (T_D) y la altura de diseño de la ola (H_D). Estos parámetros se obtienen a partir de los estudios realizados de las condiciones marinas a corto y largo plazo (Sección Condiciones marinas a corto plazo (estados marinos normales) y Sección Condiciones marinas a largo plazo (estadística a largo plazo)). El valor del período de cruce por cero de un estado de mar extremo o el período de la onda de diseño extremo es difícil de estimar directamente mediante mediciones. El periodo de diseño se puede obtener a partir de la siguiente relación:

$$11.1 \sqrt{\frac{H_s}{g}} \leq T_D \leq 14.3 \sqrt{\frac{H_s}{g}} \quad (\text{Ec.32})$$

Donde:

- H_s : Altura significativa de la ola en condiciones marinas extremas
- T_D : Periodo de diseño de la ola
- g : Aceleración de la gravedad

Una vez se ha obtenido el valor del periodo de diseño de la ola, se analiza la altura de diseño de esta. Siguiendo una perspectiva conservadora, la altura de ola de diseño correspondiente H_D puede estimarse como el valor esperado de la onda más alta durante una tormenta de 3 horas (suponiendo una distribución de Rayleigh):

$$H_D = H_s \cdot \sqrt{0.5 \ln \left(\frac{T_{ref}}{T_D} \right)} \quad (Ec.33)$$

Donde:

- H_D : Altura significativa de la ola, $H_{m\acute{a}x}$
- T_D : Período de diseño de la ola
- T_{ref} : Período de referencia de la ola. Se toma el valor de $T_{ref} = 10800s$ según *GL*
- H_s : Altura significativa de la ola en condiciones marinas extremas

Olas que rompen en la torre de la turbina (breaking waves)

Generalmente, las olas que rompen en la turbina representarán la mayor altura posible de ola. Estas son una función de la profundidad del agua y las condiciones cinemáticas de estas varían notablemente con el grado de profundidad. El límite empírico de la altura de la ola es aproximadamente 0.78 veces la profundidad del agua local para grandes profundidades. En el resto de casos, *GL* determina que la altura de las olas que rompen en la turbina se modelan según la siguiente ecuación:

$$H_B = \frac{b}{\left(\frac{1}{d} + \frac{a}{g \cdot T^2} \right)} \quad (Ec.34)$$

Donde:

- H_B : Altura de la ola que rompe contra la turbina
- a : $44 \cdot [1 - e^{(-19s)}]$
- b : $1.6 / [1 - e^{(-19s)}]$
- s : Pendiente de la profundidad marina. $s = \tan\beta$
- d : Profundidad del agua
- T : Período del oleaje

Finalmente, tres tipos de olas que rompen en contra el aerogenerador pueden ocurrir en las aguas: derramadora (spilling), muy bajas (plunging) y crecientes (surging). Las características particulares de este tipo de olas pueden consultarse en la guía de *GL*.

5.2.2. Corrientes

Las corrientes marinas son un factor muy importante a considerar en la operación de un aerogenerador marino. Existen diferentes categorías de corrientes (cerca de la superficie marina, corrientes generadas por la marea, corrientes generadas por diferencias de presión, corrientes inducidas por el viento y corrientes generadas por el oleaje).

De todas las categorías de corrientes, las dos principales que influyen en las estructuras instaladas en aguas poco profundas son las corrientes inducidas por el viento y las corrientes subsuperficiales. Las corrientes inducidas por las olas pueden alcanzar valores significativos localmente, cuya expresión general se determina según *GL* como:

$$U_c(z) = U_{c,sub}(z) + U_{c,wind}(z) \quad (Ec.35)$$

Donde:

- $U_c(z)$: Velocidad de la corriente a la altura z
- z : Distancia desde el agua estancada sin corriente. Valores positivos hacia arriba

- $U_{c,sub}$: Velocidad de la corriente subsuperficial en el nivel del agua estancada
- $U_{c,wind}$: Velocidad de la corriente generada por el viento en el nivel del agua estancada

Correintes subsuperficiales

Las corrientes subsuperficiales pueden ser generadas por los movimientos de las mareas, combinados con los límites topográficos específicos del sitio, por las diferencias en los niveles de agua debido a la tormenta, diferencias de presión o diferencias de la salinidad en el agua.

La velocidad de diseño se basa en la velocidad en la superficie y depende del lugar. Las corrientes subsuperficiales en aguas poco profundas se suponen con perfil exponencial:

$$U_{c,sub}(z) = U_{c,sub} \cdot \left(\frac{d+z}{d}\right)^{\frac{1}{7}} \quad (\text{Ec.36})$$

Donde:

- $U_{c,sub}$: Velocidad de la corriente subsuperficial en el nivel del agua estancada ($U_{c,sub} = 1,3$ m/s)
- d : Profundidad del agua desde el nivel de agua estancada (como positivo), $d = 45$ m (datos del modelo)
- z : Distancia desde el agua estancada (valor positivo hacia arriba)

Corrientes inducidas por el viento

Las corrientes generadas por el viento son causadas por el estrés del viento y el gradiente de presión atmosférica durante una tormenta:

$$U_{c,wind}(z) = \begin{cases} U_{c,wind} \left(\frac{d_o+z}{d_o}\right) & \text{para } -d_o \leq z \leq 0 \\ 0 & \text{para } z < -d_o \end{cases} \quad (\text{Ec.37})$$

Siendo d_o igual a 20m.

$$U_{c,wind} = 0.015 \cdot u(10\text{m}, 1 \text{ hora}) \quad (\text{Ec.38})$$

Donde:

- $U_{c,wind}$: Velocidad de la corriente en la superficie del agua
- $u(10\text{m}, 1\text{ hora})$: Velocidad media del viento en 1 hora a la altura de 10m
- d_o : profundidad a la cual no hay corriente inducida, $d_o=20$ m (Según normativa GL)

5.2.3. Nivel marino

El nivel de agua en calma más alto que se utilizará para el diseño (HSWL) se define como el nivel del mar más alto con un período de recurrencia de 50 años, teniendo en cuenta los efectos de las mareas y las mareas de tempestad, así como las variaciones estacionales y de largo plazo. De manera similar al nivel de agua en calma más alto, el nivel de agua en calma más bajo (LSWL) se definirá como el nivel del mar más bajo con un período de recurrencia de 50 años.

La máxima elevación de las olas por encima del nivel del mar viene definido por:

$$\xi^* = \delta \cdot H_D \quad (\text{Ec.39})$$

Donde:

- ξ^* : Máxima elevación de las olas
- H_D : Altura de diseño de la ola (ver **Ecuación 25**)
- δ : Coeficiente de elevación del agua (Tablas GL, función del periodo T_D y la profundidad d)

5.2.4. Hielo marino

La probabilidad de aparición de hielo marino en el área de operación ha de ser considerada. Las fuerzas ejercidas sobre una estructura por el hielo marino deben ser evaluadas por su efecto sobre los elementos estructurales locales y para los efectos globales sobre la estructura como un todo.

En este proyecto no se considerará la aparición de hielo debido a que las condiciones de temperatura del emplazamiento no lo permiten. Aunque el emplazamiento no sea especificado, se considera que las temperaturas son lo suficientemente altas como para que no se produzca la aparición de este.

5.3. Otras condiciones ambientales

Además de las condiciones ambientales de viento y mar, han de considerarse otras condiciones adicionales a la hora de diseñar el modelo de estudio:

- Gradientes de temperatura. Estos se limitan a un rango entre -20°C y $+50^\circ\text{C}$
- Humedad relativa hasta el 100%
- Contenido atmosférico equivalente al de una atmósfera marina no contaminada
- Intensidad de radiación solar de 1000 W/m^2
- Densidad del aire de 1.225 kg/m^3
- Densidad del agua de 1.028 kg/m^3
- Salinidad del agua del 3.5%

Todas las condiciones ambientales descritas (viento, mar y otras) han de ser consideradas a la hora de definir el modelo de *Bladed* en el que se harán todas las simulaciones y análisis.

5.4. Diseño inicial del aerogenerador marino

Una vez han sido definidas las condiciones ambientales en las que va a trabajar el aerogenerador marino, ha de detallarse el diseño de este.

5.4.1. Sistemas de coordenadas

Para poder definir el diseño del aerogenerador considerado es necesario especificar cuáles son los distintos sistemas de coordenadas utilizados por GL para definir un aerogenerador. Se tienen 6 ejes de coordenadas distintos:

1. Ejes de coordenadas de pala
2. Ejes de coordenadas de la cuerda
3. Ejes de coordenadas del buje
4. Ejes de coordenadas de guiñada (yaw)
5. Ejes de coordenadas del rotor
6. Ejes de coordenadas de la estructura de soporte

1. Ejes de coordenadas de pala

El sistema de coordenadas de pala tiene su origen en la raíz de la hoja y gira con el rotor. Su orientación al buje del rotor está fija.

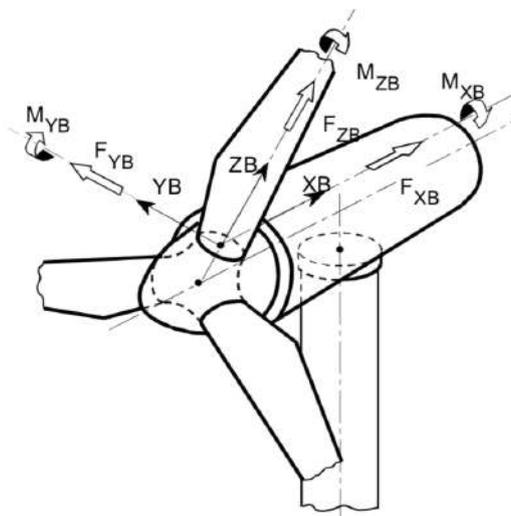


Figura 2. Sistema de coordenadas de pala (Fuente: GL)

- X_B : En dirección del eje del rotor
- Z_B : Dirección longitudinal de la pala, perpendicular a X_B
- Y_B : Perpendicular a X_B y Z_B de forma que los tres ejes giren en sentido de las agujas del reloj

2. Ejes de coordenadas de la cuerda

El sistema de coordenadas de cuerda tiene su origen en la intersección de la línea de cuerda correspondiente y el eje de paso de la pala. Gira con el rotor y el ajuste del ángulo de cabeceo local.

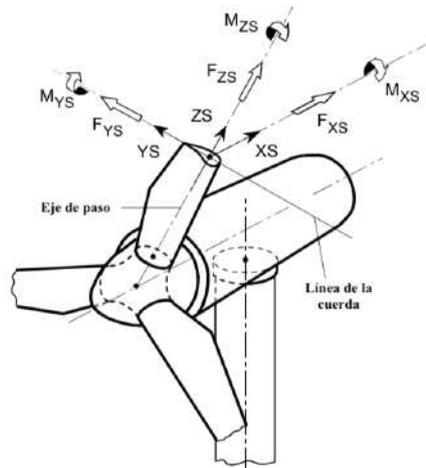


Figura 3. Sistema de coordenadas de la cuerda (Fuente: GL)

El Eje de Paso (Pitch Axis). Corresponde con el eje a partir del cual la pala hace los giros de cabeceo. Coincide con los ejes locales de la pala (Blade axis), produciéndose el giro de cabeceo alrededor del eje z.

- X_s : En la dirección de la cuerda, orientado hacia el borde posterior de la sección de la pala
- Z_s : En dirección del eje de paso de la pala
- Y_s : Perpendicular a X_s y Z_s de forma que los tres ejes giren en sentido de las agujas del reloj

3. Ejes de coordenadas del buje

El sistema de coordenadas del buje tiene su origen en el centro del rotor (o en cualquier otra posición en el eje del rotor, por ejemplo, buje central o cojinete anterior) y no gira con el rotor, es fijo.

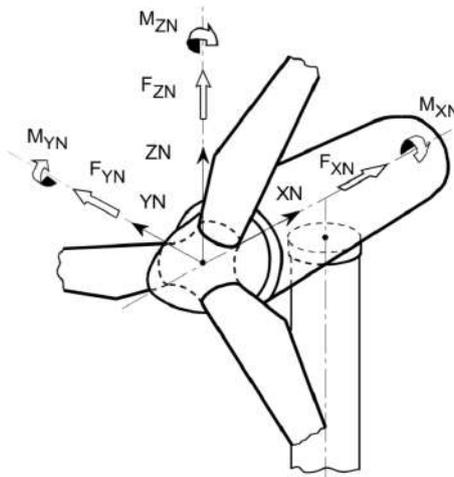


Figura 4. Sistema de coordenadas del buje (Fuente: GL)

- X_N : En la dirección del eje del rotor
- Z_N : En dirección hacia arriba perpendicular a X_N
- Y_N : Paralelo a la horizontal y perpendicular a X_N y Z_N de forma que los tres ejes giren en sentido de las agujas del reloj

4. Ejes de coordenadas de guiñada (yaw)

El sistema de coordenadas de la parte superior de la torre tiene su origen en la intersección del eje de la torre y el borde superior de la orientación y gira con la góndola.

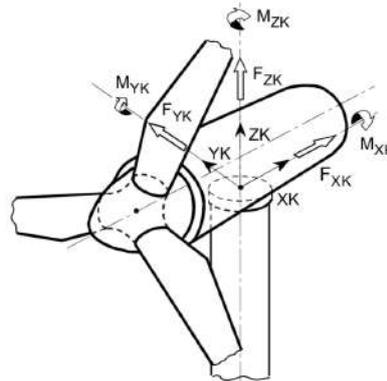


Figura 5. Sistema de coordenadas de guiñada (yaw) (Fuente: GL)

- X_K : Horizontal en la dirección del eje del rotor, fijo a la góndola
- Z_K : En dirección vertical, perpendicular a la horizontal
- Y_K : Paralelo a la horizontal y perpendicular a X_K y Z_K de forma que los tres ejes giren en sentido de las agujas del reloj

5. Ejes de coordenadas del rotor

El sistema de coordenadas del rotor tiene su origen en el centro del rotor (o en cualquier otra posición en el eje del rotor, por ejemplo, buje o cojinete anterior) y gira con el rotor.

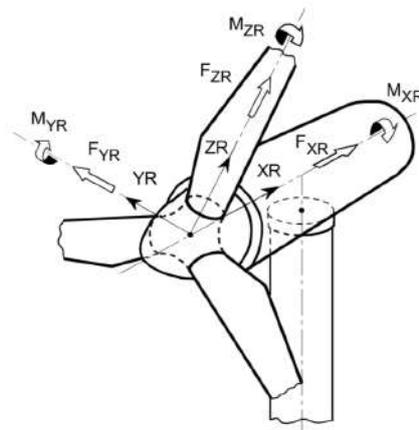


Figura 6. Sistema de coordenadas del rotor (Fuente: GL)

- X_R : En la dirección del eje del rotor
- Z_R : Dirección longitudinal de la pala, orientado hacia la pala 1 y perpendicular a X_R
- Y_R : Perpendicular a X_R de forma que los tres ejes giren en sentido de las agujas del reloj

6. Ejes de coordenadas de la estructura de soporte

El sistema de coordenadas de la estructura de soporte tiene su origen entre la línea de tierra y la parte superior de la torre en la intersección con el eje del sistema de soporte y no gira con la góndola. La orientación corresponde al sistema de coordenadas de la parte superior de la torre. Son posibles otras ubicaciones en el eje del sistema de soporte.

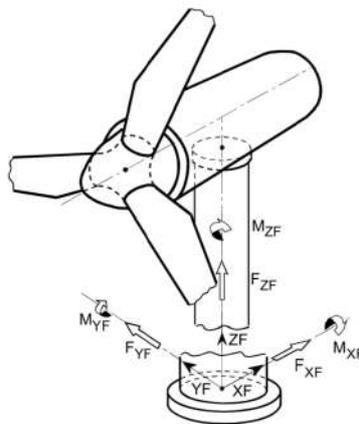


Figura 7. Sistema de coordenadas estructura torre (Fuente GL)

- X_F : En la dirección del plano horizontal
- Z_F : Dirección vertical, hacia la dirección de la torre
- Y_F : Paralelo a la horizontal y perpendicular a X_F y Z_F de forma que los tres ejes giren en sentido de las agujas del reloj

Por otro lado, en el caso de aerogeneradores marinos, GL determina dos sistemas de orientación adicionales:

- *Posición del eje de coordenadas fijo.* Solo para aerogeneradores marinos flotantes, por lo que no aplica a este proyecto
- *Niveles del agua.* Posicionan la torre sumergida del aerogenerador definiendo una serie de niveles de agua.

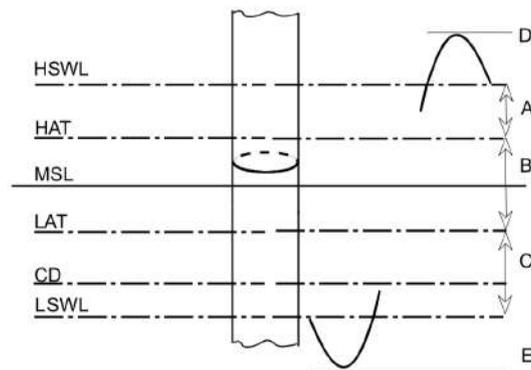


Figura 8. Definición de los niveles de agua

Donde:

- HSWL. Nivel máximo del agua (*Highest still water level*)
- HAT. Marea astronómica más alta (*Highest astronomical tide*)
- MSL. Nivel medio del mar (*Mean sea level*)
- LAT. Marea astronómica más baja (*Lowest astronomical tide*)
- CD. Normalmente es igual que LAT (*Chart datum*)
- LSWL. Nivel mínimo del agua (*Lowest still water level*)
- A. Oleada positiva de tormenta (*Positive storm surge*)
- B. Rango de mareas (*Tidal range*)
- C. Oleada negativa de tormenta (*Negative storm surge*)
- D. Altura máxima de cresta (*Maximum crest elevation*)
- E. Elevación mínima (*Minimum trough elevation*)

5.4.2. Dimensiones

El primer dato a tener en cuenta es la potencia del aerogenerador. Este será de una potencia de 5 MW + 10% (indica el tamaño en cuanto a potencia). Por otro lado, el aerogenerador estará situado en una zona marina con las condiciones ambientales especificadas anteriormente. El aerogenerador estará, por tanto, instalado sobre un fondo marino arenoso. El tipo de anclaje al fondo marino será.

Dimensiones especificadas

- Profundidad aerogenerador (P): anclaje situado a una profundidad de 40m
- Altura del aerogenerador (H): de 92m por encima del nivel del mar. La altura total del aerogenerador (desde el fondo marino hasta el rotor del aerogenerador) es de 132m
- Diámetro rotor (\varnothing_R): 126m (el círculo creado por las palas del aerogenerador al girar es de 126m)
- Diámetro buje (S): 3m
- Longitud de la pala (L_b): 62m
- Altura de la raíz (H_r): Despreciable
- Diámetro de la raíz (D): 3,2m
- Ángulo de inclinación principal (Tilt): 6°
- Ángulo de conicidad de las palas (Cone Angle): -3°

- Longitud góndola (L_G): 8m
- Sección góndola (S_G): 7.53mx7.53m

Tabla de masas

Tabla de Masas	
Elemento	Masa (kg)
Buje (sin palas)	40.000
Rotor+generador	50.000
Góndola	20.000
Torre	1.900.000

Tabla 6. Resumen masas aerogenerador

Centros geométricos

En cuanto a la definición de los centros de los elementos de la turbina eólica, es importante destacar que todos son referenciados al Eje de Coordenadas de Guiñada (Yaw, ver Sección 5.4.1).

Centros Geométricos		
Elemento	Coord X	Coord Z
Centro Geom. Buje	-5.213	3.148
Cojinete Anterior	-3.197	2.936
Cojinete Posterior	950	2.500
Centro Masas rotor+generador	-1.340	2.710
Centro Masas góndola	-1.000	3.000

Tabla 7. Resumen situación centros geométricos

A continuación se especifica un modelo global simplificado del aerogenerador a estudiar.

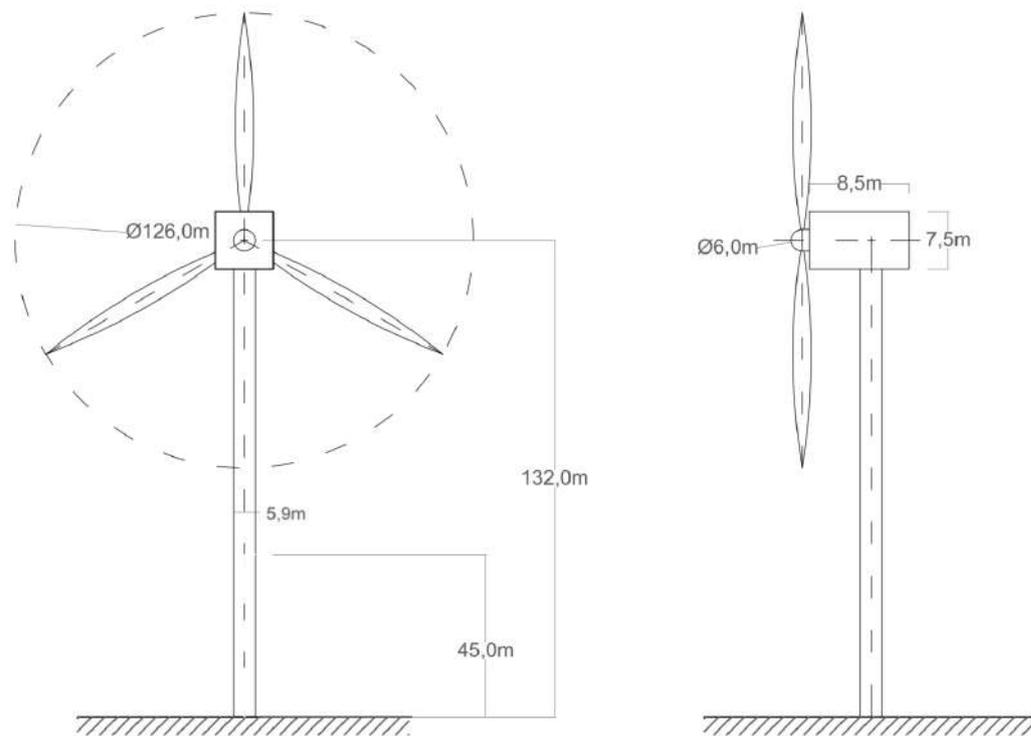


Figura 9. Dimensiones globales iniciales del aerogenerador (Fuente: AutoCAD)

Diseño de las palas

Una parte muy importante en el modelo inicial del aerogenerador marino es el diseño de las palas. Las palas usadas para el diseño son determinadas a partir los datos de las palas de un modelo real predeterminado. El número de palas del aerogenerador marino es 3, cuyo diseño es idéntico.

Se ha de dividir la pala en tantos puntos como precisión se requiera (aumentando la precisión con el número de puntos). Dichos puntos representan secciones y el conjunto de todas las secciones definen la pala completa. Cada sección posee unas características determinadas. En este proyecto, la definición de la pala se hace en diez puntos a lo largo del eje longitudinal de esta (debido a limitaciones de software). Los parámetros principales que definen la pala de un aerogenerador se describen a continuación.

- Cuerda (*Chord*): Es el elemento principal de una pala ya que, a partir de este parámetro, se definen otros. La cuerda representa la línea recta imaginaria que une los bordes anteriores y posteriores de un perfil aerodinámico.

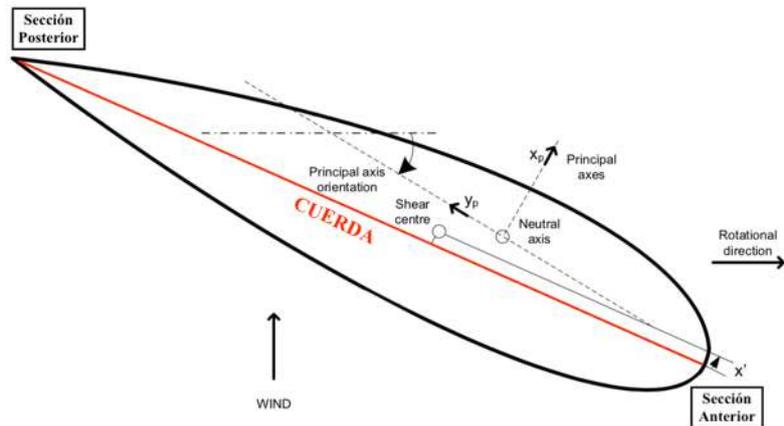


Figura 10. Representación sección de pala

- Número de Reynolds. Es el número de Reynolds del fluido que mueve las palas, es decir, aire. El mismo para toda la pala (y por tanto, para cada sección): 3000.000. Se trata de un número adimensional que caracteriza el movimiento de un fluido. Se observa que el aire se considere turbulento ($Re \geq 4000$)
- Centro del momento de paso aerodinámico (*Pitching Moment Centre*). Punto sobre el cual el momento de paso aerodinámico es definido, como porcentaje de la cuerda. El momento de paso en un perfil aerodinámico es el momento (o torque) producido por la fuerza aerodinámica en el perfil aerodinámico si se considera que se aplica esa fuerza aerodinámica, no en el centro de presión, sino en el centro aerodinámico (Punto con respecto al cual el coeficiente de momento de cabeceo es constante) del perfil aerodinámico.
- Espesor relativo (*Relative Thickness*). Determina el espesor de la pala relativo a la cuerda, generalmente en porcentaje.
- Ángulo de ataque (α). El ángulo de ataque es un parámetro esencial en el diseño de palas. Es el ángulo entre una línea de referencia en un cuerpo (a menudo la línea de cuerda de un perfil aerodinámico) y el vector que representa el movimiento relativo entre el cuerpo y el fluido a través del cual se está moviendo.



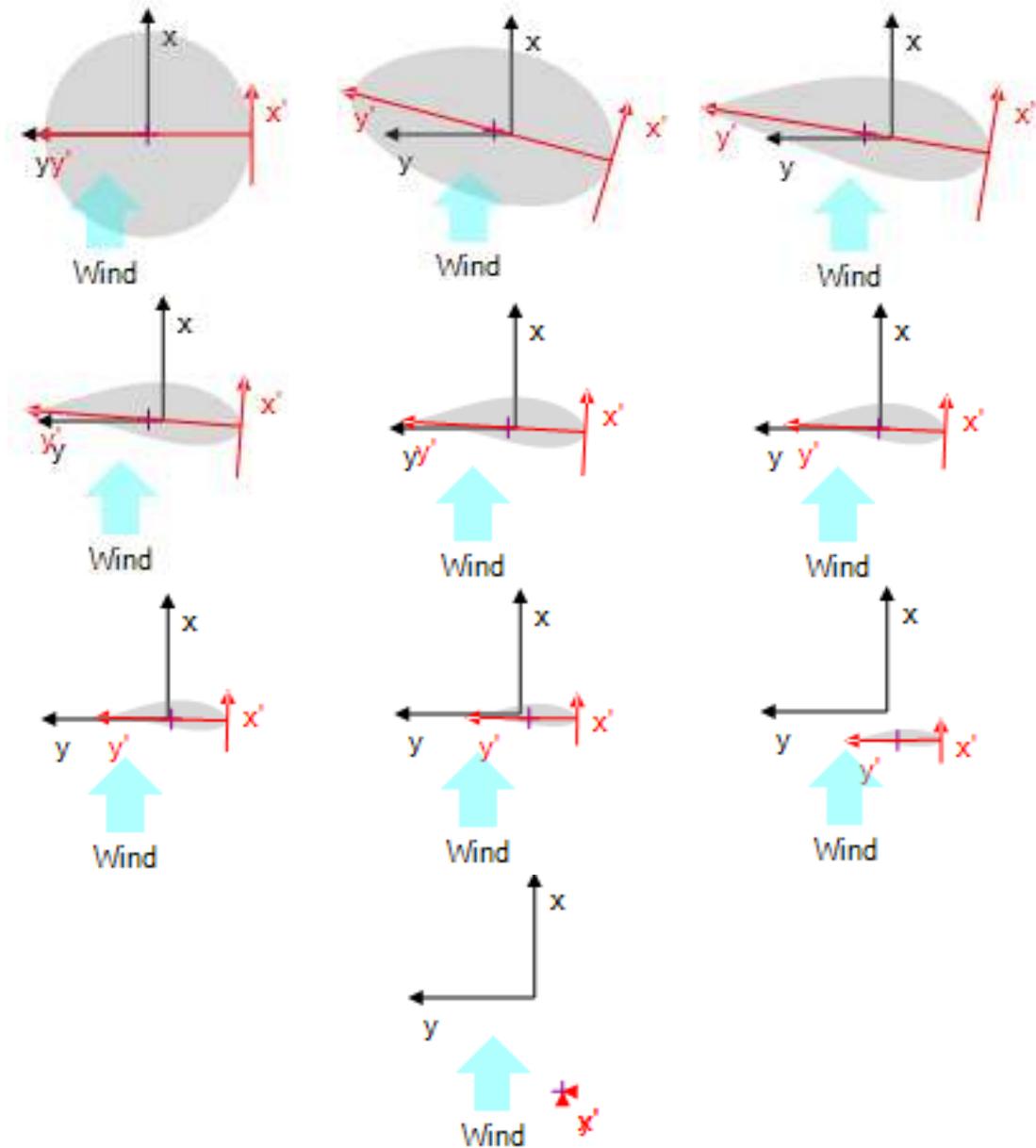
Figura 11. Sección de pala en representación del ángulo de ataque

- Coeficiente de sustentación (*Lift Coefficient, C_L*). Es un número adimensional que relaciona la sustentación generada por un con la densidad del fluido alrededor del cuerpo, la velocidad del fluido y un área de referencia asociada.

- Coeficiente de arrastre (*Drag Coefficient, C_D*). Es un parámetro adimensional del diseño de una pala. Determina el arrastre que sufre un objeto sumergido en un fluido en movimiento.
- Coeficiente de paso (*Pitching Moment Coefficient, C_M*). Número adimensional que determina la magnitud del momento aerodinámico de paso relativo a la presión dinámica, el área de la pala y la longitud de la cuerda. Es decir, da una idea de la magnitud del momento de paso aerodinámico relativo al tamaño de la pala.
- Ejes de referencia. Los ejes que se toman como referencia para definir el diseño de una pala son: el Eje de Cabeceo (*Pitch Axis*) y el Eje Neutro (*Neutral Axis*).
 - Eje de Cabeceo (*Pitch Axis*). (Ver *Sección 5.4.1*). Corresponde con el eje a partir del cual la pala hace los giros de cabeceo. Coincide con los ejes locales de la pala (*Blade axis*), produciéndose el giro de cabeceo alrededor del eje z.
 - Eje Neutro (*Neutral Axis*). Eje cuyo origen representa el centro de fuerzas neutro de la pala. Es decir, el eje cuya dirección z pasa por el punto en el cual se aplican las resultantes de las fuerzas aplicadas sobre cada sección.
- Centros de referencia. Se utilizan dos centros principalmente: Centro de Masas (*Mass Centre*) y Shear Centre (*Shear Centre*).
 - Centro de Masas. Centro geométrico que se comporta como el punto en el cual se ejercen las fuerzas resultantes de una sección.
 - Shear Centre. Es un punto a través del cual si actúa una carga, no habrá ninguna torsión de la sección. En otras palabras, la sección solo estará sujeta a flexión. No estará sujeto a torsión.

Cada sección es distinta a la anterior en cuanto a espesor relativo, ángulo de ataque, coeficiente de sustentación, coeficiente de paso y coeficiente de arrastre. Sin embargo, se mantienen constantes el número de Reynolds, el momento de paso aerodinámico y el ángulo de despliegue.

Se ilustran a continuación ejemplos de dos secciones de la pala del modelo inicial del aerogenerador. El orden que siguen las figuras son desde la raíz hasta el extremo de la pala.



Como puede observarse, la sección de la raíz es muy distinta a la sección del extremo de la pala. La variación de sección se diseña para optimizar la aerodinámica y poder aprovechar la fuerza del movimiento al máximo.

El diseño final de la pala se determina en la **Figura 12**:

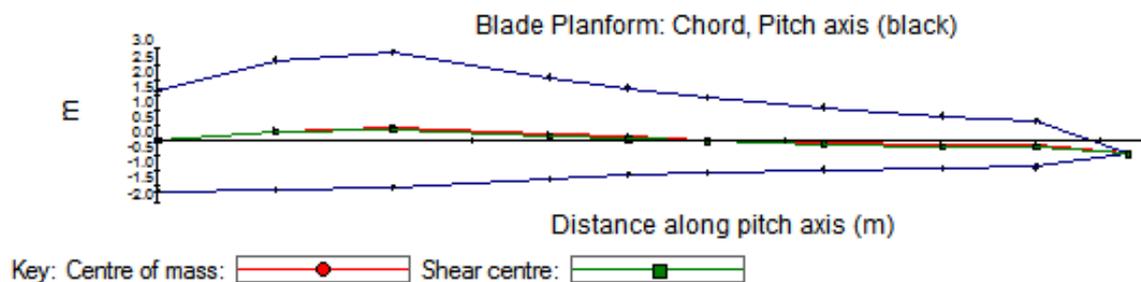


Figura 12. Modelo de la pala en Bladed

El diseño de la pala de un aerogenerador es crítico para poder producir la máxima potencia posible manteniendo, de la misma forma, un precio bajo. Las mejoras constantes en el diseño de las palas eólicas han producido nuevos diseños de aerogeneradores que son más compactos, más silenciosos y capaces de generar más potencia con menos viento.

La pala es de los elementos más ligeros del aerogenerador, por lo que se diseñará material de fibra de vidrio.

Diseño de la torre y góndola

Góndola

El modelo original de la góndola posee una sección circular, con un diámetro $d_G = 8.5\text{m}$ con un área de 56.75m^2 . Debido a limitaciones de software, no es posible introducir una sección de góndola circular, por lo que se aproxima por una sección cuadrada:

$$L_G^2 = \frac{\pi d_G^2}{4} \rightarrow L_G = \sqrt{\frac{\pi d_G^2}{4}}$$

Donde:

- d_G : Diámetro de la góndola en el modelo inicial [m]
- L_G : Longitud de la sección cuadrada [m]

El material de la góndola es Acero S-275.

Torre

La torre se ha considerado con un diseño inicial uniforme. El material de la torre es Acero S-275 con recubrimiento catódico. La razón por la cual se utiliza este tipo de recubrimiento es evitar la oxidación.

La torre tiene un diseño tubular, con sección circular hueca. Se considera inicialmente un espesor de 0,1m. El diámetro exterior de la sección es de 5,9m. Por otro lado, la altura total de la torre es de 132m, estando sumergida 45m (ver **Figura 9**)

El diseño inicial de la torre se especifica en la **Figura 13**.

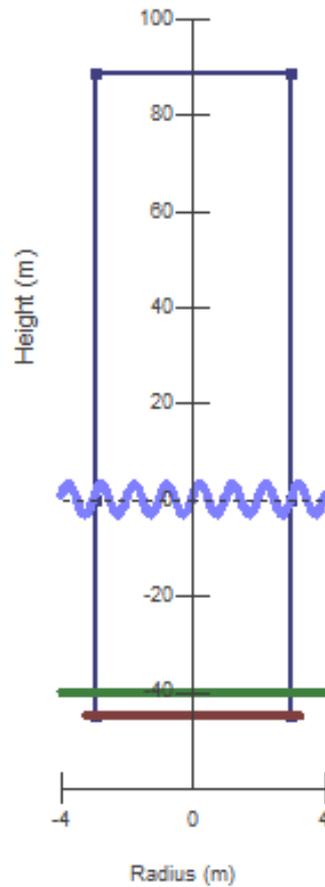


Figura 13. Modelo torre aerogenerador Bladed

Diseño del buje

Las dimensiones del buje vienen determinadas por los siguientes parámetros:

- *S. (Spinner Diameter)* Diámetro del buje
- *L. (Root Length)* Longitud de la Raíz
- *H. (Centre of mass)* Centro de masas
- *K. (Centre of mass rotor+stator)* Centro de masas del rotor y estator
- *D. (Root Diameter)* Diámetro de la raíz

A continuación se muestra un esquema del buje:

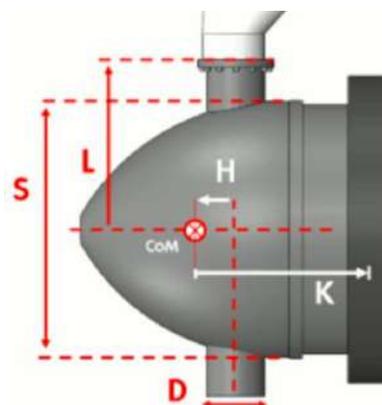


Figura 14. Esquema buje aerogenerador

Las dimensiones del modelo del aerogenerador de este proyecto se resumen en la siguiente tabla:

Dimensiones buje	
Elemento	Dimensión (m)
S	3,0
L	1,5
H	0,2
K	1,3
D	3,3

Tabla 8. Dimensiones del buje

El material del buje es de Acero S-275.

5.4.3. Diseño sistema eléctrico

En este apartado se especifican las características eléctricas de diseño del aerogenerador. No se especifican con excesivo detalle, debido a la posible extensión del modelo eléctrico. El sistema eléctrico del aerogenerador se compone por los siguientes elementos:

- Generador
- Red Eléctrica
- Convertidor de frecuencia

El generador que se usará en este proyecto se trata de un generador síncrono. La característica principal de este tipo de generadores es que tienen una velocidad de giro constante y se vincula rígidamente con la frecuencia de la red. Debido a que es un generador síncrono, el deslizamiento s es nulo. El generador tiene unas velocidades de giro máxima y mínima de 6 rpm y 12 rpm respectivamente. Las principales características del generador vienen detalladas en la **Tabla 9**.

Característica	Magnitud
Impedancia síncrona (Ω)	0,0352
Resistencia del estator (Ω)	0,00257
Rendimiento del generador (%)	95%
Tensión nominal (V)	690
Número de polos	360
Factor de potencia	0,9

Tabla 9. Características principales del generador

El sistema eléctrico se encuentra conectado a una red de 690 V. Existen dos tipos de conexión del rotor al generador: mediante el uso de una caja multiplicadora (solución mecánica) y mediante el método directo (solución eléctrica).

Un bajo porcentaje de los aerogeneradores usan el método directo (aproximadamente un 10%). El 90% restante de los aerogeneradores llevan caja multiplicadora. La explicación principal se debe a que el método directo es más caro y todavía está por ser perfeccionado. Debido a que este es un proyecto de investigación y se busca innovación, se usará el método directo de conexión. Por lo tanto, se tendrá que $\omega_{rotor} = \omega_{generador}$. Para poder obtener la frecuencia de la red, es necesario incluir un convertidor de frecuencia. Este dispositivo se encargará de transformar la frecuencia de la potencia generada a una frecuencia constante de 50Hz.

Por otro lado, es importante determinar el torque máximo demandado del generador:

$$P_{el\acute{e}ctrica} = \Gamma_{m\acute{e}c} \cdot \omega_{rotor} \quad (Ec.40)$$

$$\mathbf{Par\ m\acute{a}ximo\ del\ generador} = \frac{P_{el\acute{e}c,m\acute{a}x}}{\omega_{m\acute{a}x}} = \frac{5,5MW}{12rpm \cdot \left(\frac{2\pi}{60}\right)} = \mathbf{4,38e6\ MN \cdot m}$$

5.4.4. Pérdidas del sistema

Pérdidas eléctricas

El sistema eléctrico, al igual que el sistema mecánico tiene unas pérdidas que han de calcularse e introducir al modelo de Bladed. Las principales pérdidas eléctricas vienen detalladas en los datos del modelo a continuación:

- Pérdidas en el hierro: 44 kW
- Potencia de cargas auxiliares: 10 kW
- Rendimiento del convertidor: 97%
- Rendimiento del generador: 95%

Característica	Magnitud
Pérdidas del Hierro	44,0 kW
Potencia cargas auxiliares	10,0 kW
Rendimiento del generador	95%
Rendimiento del convertidor	97%

Tabla 10. Pérdidas del Sistema eléctrico

Por otro lado, existen pérdidas en el Cobre del bobinado del generador. Estas pérdidas pueden ser calculadas mediante la ley de Ohm:

$$Potencia = I^2 \cdot R \quad (Ec.41)$$

Las pérdidas en el Cobre se muestran a continuación:

Resistencia del Cobre (R_{Cobre}): 2,12 $m\Omega$ (fase) \rightarrow 6,36 $m\Omega$ (línea)

La intensidad máxima que produce el generador ha de obtenerse teniendo en cuenta que el aerogenerador se encuentra generando a potencia nominal (5,5MW). La intensidad máxima será, por tanto:

$$Potencia\ máxima\ (S) = \frac{5.5MW}{0.9} = 6.1MW$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \quad (Ec.42)$$

$$Intensidad\ máxima = \frac{6.1MW}{\sqrt{3} \cdot 690V} = 5.1kA$$

Por lo tanto, las máximas pérdidas en el Cobre del aerogenerador serán:

$$Pérdidas\ Cobre = I^2 \cdot R_{Cu} = (5.1kA)^2 \cdot 6.36\ m\Omega = 165.7\ kW$$

Es decir, las pérdidas en el Cobre máximas son significativas

Las pérdidas eléctricas totales máximas son:

$$Pérdidas\ tot_{máx} = 165.7kW + 44kW + 10kW = 219.7kW$$

Pérdidas mecánicas

En cuanto a pérdidas mecánicas, solo se tienen que considerar las pérdidas por transmisión en el sistema de Control de Yaw. Estas se especifican a continuación:

- Pérdidas de la transmisión (Control Yaw): 4% Potencia Total

Característica	Magnitud
Pérdidas de transmisión	4%
Potencia nominal	5,5 MW
Pérdidas a potencia nominal	220,0 kW
Velocidad nominal	12,0 rpm
Par de pérdidas a potencia nominal	276,5 kNm

Tabla 11. Cálculo pérdidas mecánicas

5.4.5. Diseño del control del aerogenerador

En este proyecto, el objetivo final es analizar el comportamiento de la torre de un aerogenerador offshore en cuanto al análisis de cargas. Por ello, el control del aerogenerador no se estudiará en profundidad.

Se diseñará un control de paso de velocidad variable (*Variable speed pitch regulated controller*). Este modelo de controlador es apropiado para turbinas de velocidad variable, que emplean un convertidor de frecuencia para desacoplar la velocidad del generador de la frecuencia fija de la red, y que utilizan control de paso para limitar la potencia por encima de la velocidad nominal del viento. Al ser un aerogenerador de velocidad variable, tiene la ventaja de que permite controlar el par para obtener el punto óptimo de operación (máxima potencia eléctrica) aun estando a velocidades inferiores a la nominal. El lazo de control se muestra esquemáticamente en la **Figura 15**.

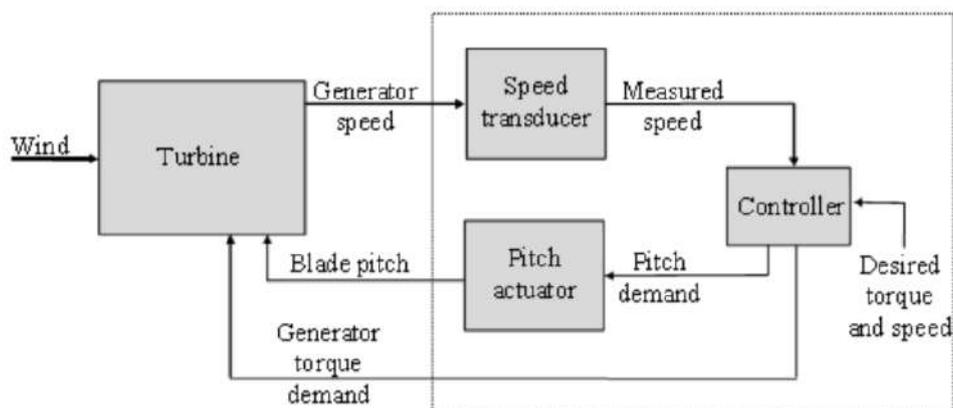


Figura 15. Control variable speed pitch regulated control loop (Fuente: Bladed Theory Manual)

Se diferencian dos zonas de funcionamiento del aerogenerador: Zona A y Zona B.

- Zona A: Puntos de operación en los que las velocidades de viento son inferiores a la nominal. El ángulo de paso es constante y no varía. En esta zona será necesario imponer que el coeficiente de potencia C_p sea máximo para obtener los puntos óptimos de operación variando la velocidad del rotor del aerogenerador (dentro de los límites de diseño).
- Zona B: En esta zona la velocidad del viento es superior a la nominal. Para determinados puntos de operación puede darse el caso de transitorios con velocidades de giro mayores que la velocidad máxima de rotación del aerogenerador (12 rpm). En esta zona actúa el control de paso variando el ángulo de forma que varíe el par y, con ello, se obtenga un punto de operación óptimo. Es decir, aunque aumenta la velocidad del viento, la potencia generada por el aerogenerador permanece constante ya que el par varía para contrarrestar dicho efecto. El ángulo de paso variará desde una posición inicial de 0° (par máximo) hasta una posición máxima de 90° (posición en bandera, par mínimo).

5.4.5.1. Control en estado estacionario

La curva de operación de la turbina eólica controlada por este sistema de control descrito se muestra en la **Figura 16**. Dentro del estado estacionario habrán de diseñarse los puntos de la Zona A y B.

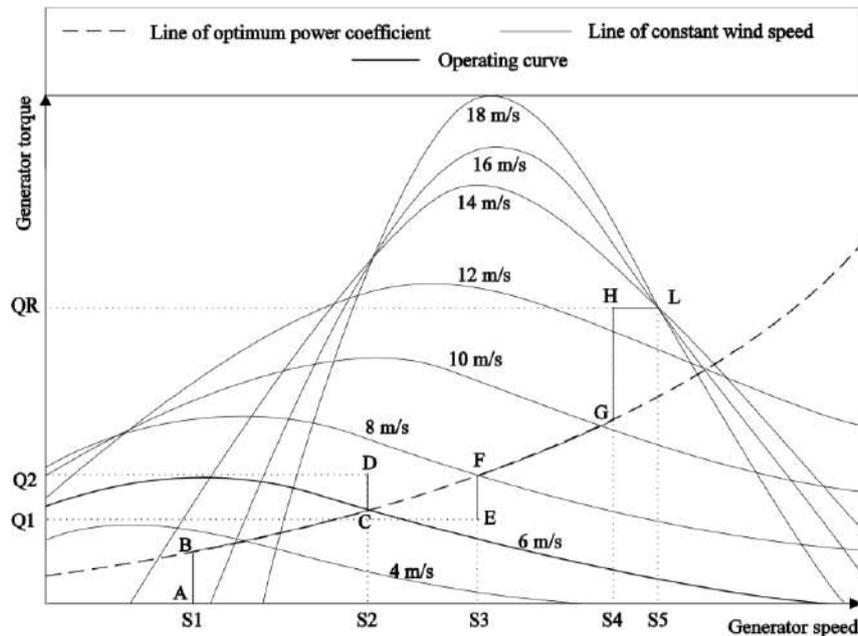


Figura 16. Curva de operación del aerogenerador con control de paso (Fuente: Bladed Theory Manual)

El rango de velocidad permisible en el estado estable es de S1 a S2. En vientos bajos, es posible maximizar la captura de energía siguiendo una línea de carga de relación de velocidad punta constante que corresponde a la operación con el coeficiente de potencia máxima. Si hay una velocidad de operación mínima permitida S1, entonces ya no es posible seguir esta curva en vientos muy bajos, y la turbina opera a velocidad nominal constante a lo largo de la línea AB que se muestra en la figura. De manera similar, a altas velocidades del viento, una vez que se alcanza la velocidad máxima de operación S4, una vez más es necesario partir de la línea de carga óptima operando a una velocidad constante nominal a lo largo de la línea GH. Una vez se alcanza el par nominal en el punto H, la demanda de par se mantiene constante para todas las velocidades de viento más altas, y el control de paso regula la velocidad del rotor. Al cambiar el paso, se alteran las líneas de velocidad del viento constante, forzándolos a pasar por el punto de operación deseado. Se permite un margen pequeño (opcional) entre los puntos H (donde el par alcanza el máximo) y L (donde comienza el control de paso) para evitar el cambio excesivo de modo entre los modos de control nominal y por debajo. Sin embargo, este margen puede no ser necesario, en cuyo caso los puntos H y L coinciden. Al igual que con el controlador regulador de pérdida, la línea GH puede colapsar a un punto si así lo desea.

El diseño de los siguientes elementos es necesario para determinar el control en estado estacionario del sistema:

1. **Velocidad de arranque:** $V_{in} = 3.5 \text{ m/s}$
2. **Velocidad de corte:** $V_{out} = 30 \text{ m/s}$
3. **Velocidad máxima/nominal del viento**

Esta velocidad corresponde a la velocidad a la cual el aerogenerador proporciona la potencia nominal, en este caso, de 5,5 MW. En este apartado es necesario obtener el máximo coeficiente de potencia (Power Coefficient, C_p). Este coeficiente se mantiene constante en la Zona A de funcionamiento, para conseguir el funcionamiento óptimo del aerogenerador. A partir de este valor, se puede obtener la velocidad nominal mediante las siguientes ecuaciones:

$$C_p = \frac{\text{Potencia Eléctrica Producida}}{\text{Potencia Aire Producida}} \quad (\text{Ec.43})$$

$$\text{Potencia Aire Producida} = 0.5 \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot U_{\infty}^3 \cdot \text{Área} \quad (\text{Ec.44})$$

Donde:

- Área: Área de revolución generada por las palas del aerogenerador [m^2]
- U_{∞} : Velocidad nominal de giro del aerogenerador [rad/seg]
- ρ_{aire} : Densidad del aire [kg/m^3]

Para obtener el coeficiente de potencia, es necesario obtener la curva λ - C_p del aerogenerador. El coeficiente (λ , Tip Speed Ratio) para turbinas eólicas es la relación entre la velocidad tangencial de la punta de la pala y la velocidad real del viento, v .

Mediante el uso del simulador de Bladed se obtiene la siguiente figura:

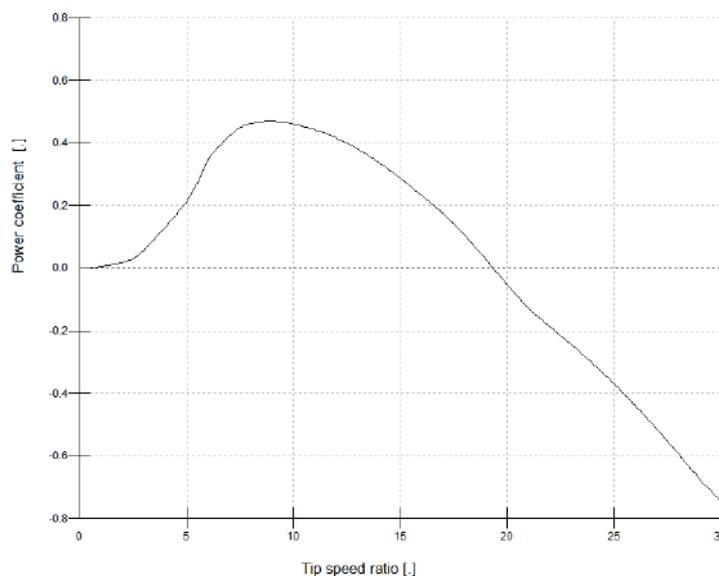


Figura 17. Curva Coeficiente de potencia-Tip Speed Ratio (Fuente: Simulación Bladed)

Se tabulan los valores para obtener el valor preciso que se busca:

Tip speed ratio [.]	Power coefficient [.]
8	0.461366
8.1	0.462891
8.2	0.464143
8.3	0.465456
8.4	0.466535
8.5	0.467596
8.6	0.468491
8.7	0.469166
8.8	0.469547
8.9	0.469661
9	0.469411
9.1	0.468894
9.2	0.46829
9.3	0.467412
9.4	0.466489
9.5	0.46564
9.6	0.464639
9.7	0.463605
9.8	0.462487
9.9	0.461417
10	0.459788
10.1	0.458323
10.2	0.456763
10.3	0.455152
10.4	0.453474
10.5	0.451727
10.6	0.449746
10.7	0.447913
10.8	0.446077
10.9	0.444124

Tabla 12. Tip speed ratio - Coeficiente de Potencia

Se obtienen, por tanto, unos valores de:

- $C_p = 0.47$

- $\lambda = 8.8$

Para conseguir la máxima potencia eléctrica en cada punto de operación es necesario, por tanto, mantener el tip speed ratio constante e igual a 8.8 y variando la velocidad de giro.

Una vez se ha conseguido el valor de C_p , se puede despejar la velocidad nominal del viento.

$$U_{\infty} = \sqrt[3]{\frac{Peléctrica}{C_p \cdot 0.5 \cdot \rho_{aire} \cdot \pi \cdot R_{rot}^2}} = \sqrt[3]{\frac{5.5 \cdot 10^6 \text{ W}}{0.47 \cdot 0.5 \cdot 1.225 \cdot \pi \cdot 63^2}} = 11.53 \text{ m/s}$$

Donde:

- $Peléctrica$: Potencia eléctrica máxima producida [W]

- C_p : Coeficiente de potencia a tip speed ratio óptimo [-]

- ρ_{aire} : Densidad del aire [kg/m^3]

Elementos Zona A:

4. Ganancia óptima del sistema

Esta ganancia determina la relación entre el par de carga del generador como:

$$\Gamma_{CARGA} = K_{OPT} \cdot \Omega^2 \quad (Ec.45)$$

Siendo Γ_{CARGA} el par de carga aquel que se encarga de frenar la turbina.

Entonces, cuando la demanda de par del generador se establece en K_{OPT} , donde está la velocidad medida del generador, esto asegura que en el estado estacionario la turbina mantendrá la relación del tip speed ratio y el coeficiente de potencia correspondiente C_p . Es decir, el sistema evolucionará en la situación más óptima.

$$K_{opt} = \frac{\pi \cdot \rho_{aire} \cdot R_{rot}^5 \cdot C_p}{2 \cdot \lambda^3 \cdot G^3} = \frac{\pi \cdot 1.225 \cdot 63^5 \cdot 0.47}{2 \cdot 8.8^3 \cdot 1^3} = 1317067.97 \text{ Nm} / \left(\frac{\text{rad}}{\text{s}} \right)^2$$

Donde:

- R_{rot} : Radio del rotor [m]
- C_p : Coeficiente de potencia a tip speed ratio óptimo [-]
- λ : Tip speed ratio [-]
- G : Ratio de la caja de transmisión (1 para este proyecto) [-]
- K_{opt} : Ganancia óptima [$\text{Nm}/(\text{rad}/\text{s})^2$]

Elementos Zona B:

5. Velocidad de rotación demandada máxima

Esta velocidad se obtiene considerando la velocidad nominal del viento calculada anteriormente a un tip speed ratio constante y óptimo. Para calcular la velocidad de rotación demandada, se usa la Ecuación 46:

$$\lambda_{opt} = \frac{R_{rot} \cdot \omega_{rot}}{U_{\infty}} \quad (Ec.46)$$

$$\omega_{rot} = \frac{8.8 \cdot 11.53 \text{ m/s}}{63 \text{ m}} = 1.61 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = \mathbf{15.38 \text{ rpm (S5)}}$$

Dado que esta velocidad es mayor que la máxima admitida, se usará como valor de la velocidad de rotación demandada 12 rpm (S4). La velocidad de rotación mínima es 1rpm (S1) según especificaciones.

6. Ángulos de paso

El ángulo de paso en la Zona B varía entre 90° y 0° . Como se ha determinado anteriormente, el paso es constante en la Zona A, el cual se mantiene a 0° para conseguir mayor par a velocidades más bajas. Conforme va aumentando la velocidad del viento dentro de la Zona B, se va variando el ángulo de pitch hasta un máximo de 90°

7. El punto de referencia del par nominal

El par nominal se obtiene a partir de la siguiente Ecuación:

$$\Gamma = \frac{P_{Mec}}{\omega_{rot}} \quad (Ec.47)$$

La potencia mecánica (P_{Mec}) se obtiene teniendo en cuenta la potencia eléctrica máxima y la eficiencia mecánica:

$$P_{Mec} = \frac{5.5MW}{\eta_{mec} \cdot \eta_{eléc}} = \frac{5.5MW}{0.96 \cdot 0.95} = 5.48 MW$$

Por lo tanto, se tiene:

$$\Gamma = \frac{P_{Mec}}{\omega_{rot}} = \frac{5.48MW}{1.61 rad/s} = 3.74 MNm$$

8. Dirección de pitch

Se considerará en Bladed la opción *feathering*. Esta opción determina que el borde de la pala se orienta de forma continua hacia la posición de mayor eficiencia de obtención de potencia. Es decir, sitúa la punta de la pala de forma que el arrastre es máximo.

5.4.5.2. Control en estado dinámico

El control dinámico permite diseñar el control que actúa en situaciones no estacionarias. Su función es hacer que en dichas situaciones el sistema actúe de forma lo más similar posible a la curva en estado estacionario. Es decir, que la curva de funcionamiento se asimile lo máximo a la curva determinada en el control estacionario (en la cual se busca un coeficiente de potencia máximo a Tip Speed Ratio óptimo). Como puede observarse en la **Figura 18**, tanto el control del transductor de velocidad como la del actuador de paso se realizan mediante control Proporcional Integral (PI).

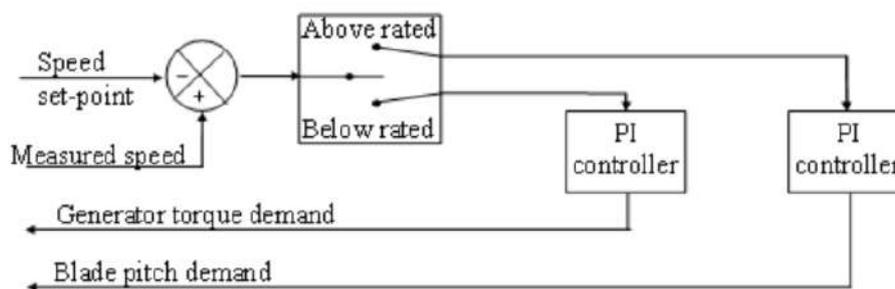


Figura 18. Lazos de control del Sistema

Por debajo de la velocidad de viento nominal, el punto de ajuste de velocidad cambia entre S1 y S4 (ver **Figura 16** para este apartado). En esta zona de trabajo, el control analiza la variable torque demandado (varía el torque tratando de obtener un coeficiente de potencia máximo). Sin embargo, cuando se alcanza la velocidad nominal (11,53 m/s), el par permanece constante y la variable de control que ha de estudiarse es el ángulo de pitch (paso). El objetivo principal del control dinámico es, por tanto, tratar de conseguir que la curva de operación del aerogenerador se asemeje lo máximo posible a la de estado estacionario (ABG).

El diseño de este control se realizará determinando los parámetros de los dos controles PI necesarios. El diseño y ajuste del controlador es una tarea especializada.

Diseño Teórico

La ecuación que gobierna la dinámica rotacional de una turbina eólica es la siguiente:

$$J\dot{\Omega} = Q_{aero} - Q_{gen} + \Omega'_{\Omega} \cdot \Omega + \Omega'_{\theta} \cdot \theta + Q'_{\nu} \cdot V \quad (Ec.48)$$

Donde:

- J : Inercia del rotor
- Q_{gen} : Par del generador
- Q_{aero} : Par aerodinámico
- Ω : Velocidad del rotor
- θ : Ángulo de paso
- V : Velocidad del viento

- Q'_{Ω} : Derivada parcial del par en función de la velocidad del rotor
- Q'_{θ} : Derivada parcial del par en función del ángulo de paso
- Q'_v : Derivada parcial del par en función de la velocidad del viento

Control PI del par

Cuando se estudia el control integral del par, el ángulo de paso no varía (se considera nulo) y la velocidad del viento constante para cada punto de operación. Por ello, aplicando la teoría de sistemas dinámicos se obtiene un controlador PI con una planta representada por:

$$Js\Omega = -Q_{gen} + Q'_{\Omega} \cdot \Omega \quad (Ec.49)$$

$$P = \frac{1}{Q'_{\Omega} - Js} \quad (Ec.50)$$

Por definición, un controlador PI se define como se muestra en la siguiente ecuación:

$$C = \frac{1}{s} (K_i + sK_p) \quad (Ec.51)$$

Donde K_i y K_p son las ganancias proporcionales.

Considerando la función de transferencia del sistema en bucle abierto ($H=P \cdot C$), se obtiene:

$$H = \frac{(K_i + sK_p)}{s(Q'_{\Omega} - Js)} \quad (Ec.52)$$

Una vez se tiene esta relación, se puede obtener la función de transferencia del bucle cerrado ($Fdt = H/(1+H)$).

$$\text{Polos del sistema: } 1 + H = 0 \rightarrow Js^2 + (K_p - Q'_{\Omega})s + K_i = 0$$

Si se considera la ecuación general de un sistema de segundo orden se tiene:

$$Fdt = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (Ec.53)$$

Por lo tanto, la se obtiene:

$$s^2 + \frac{(K_p - Q'_{\Omega})s}{J} + \frac{K_i}{J} = 0$$

$$\frac{K_i}{J} = \omega_n^2 \rightarrow K_i = J \cdot \omega_n^2$$

$$2\zeta\omega_n = \frac{(K_p - Q'_{\Omega})\omega_n}{J} \rightarrow K_p = 2\zeta\omega_n J + Q'_{\Omega}$$

Por otro lado, la constante de tiempo integral viene definida por:

$$T_i = \frac{K_p}{K_i} \quad (\text{Ec.54})$$

Control PI del ángulo de paso

Para el caso del control PI del ángulo de paso, se tiene una planta representada por:

$$Js\Omega = Q'_\theta \theta + Q'_\Omega \Omega \quad (\text{Ec.55})$$

$$P = \frac{-Q'_\theta}{Q'_\Omega - Js} \quad (\text{Ec.56})$$

Analizando el sistema de la misma forma y sacando los polos de la función de transferencia se obtiene:

$$K_i = \frac{-J \cdot \omega_n^2}{Q'_\theta}$$

$$K_p = \frac{2\zeta J \omega_n + Q'_\Omega}{Q'_\theta}$$

$$T_i = \frac{K_p}{K_i}$$

Estos controles han de ser realizados para cada punto de operación. Teniendo en cuenta que la velocidad del viento varía y, con ello, las características de cada punto de operación este control es impreciso. Por ello, es necesario implementar un ajuste manual del control, de forma que el aerogenerador responda adecuadamente a los estímulos de viento.

Diseño Manual

El diseño manual se realiza de la misma forma que cualquier ajuste manual de un controlador PI. Se sigue el siguiente procedimiento:

1. Se incrementa la ganancia proporcional K_p hasta que la salida del lazo de control oscile
2. Posteriormente, se establece K_p a la mitad de dicho valor configurado aproximadamente
3. Se incrementa el valor de K_i hasta que el sistema responda en el tiempo requerido

Este proceso se realizará para las dos partes del controlador: Control de Torque y Control de Pitch. El proceso de ajuste manual del control en Bladed se muestra a continuación.

Los elementos a diseñar en el control son los siguientes:

1. Control en estado estacionario: Ya definido
2. Control dinámico
 - Control de Torque. $K_{p,t}$, $K_{i,t}$
 - Control de Pitch. $K_{p,p}$, $K_{i,p}$

Ajuste Control de Torque:

Se parte de una velocidad v_e viento en la cual vaya a actuar le control de torque. Atendiendo a los resultados teóricos, se escoge una velocidad de viento de 8 m/s.

Se comienza con un escenario en el que todas las ganancias son nulas y se aumenta $k_{p,t}$ hasta que el sistema oscila. La variable de control a estudiar es la Potencia Medida (*Measured Power* en Bladed). Como se puede ver en la **Figura 19** el sistema oscila con $k_{p,t} = 5E07 \text{ Nms/rad}$

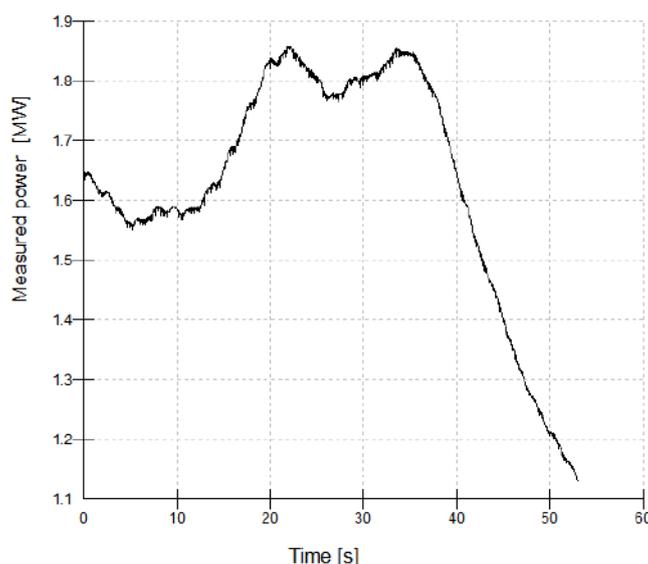


Figura 19. Potencia Medida con $K_{p,t} 5E7$

Por tanto, el valor que se usa para $k_{p,t}$ será de $5E7/2$, es decir, $2.5E7 \text{ Nms/rad}$.

En cuanto a la ganancia integral, esta ha de ir variándose hasta que el sistema responda en un tiempo moderado. Variando la ganancia integral $k_{i,t}$ desde 5 hasta $5E6 \text{ Nms/rad}$ se observa que la respuesta la variable de control no varía de forma notable. Por lo tanto, se mantiene un valor moderado de 250 Nm/rad .

Hasta ahora, se han determinado los parámetros del Control de Torque: $k_{p,t}=2.5E7 \text{ Nms/rad}$ y $k_{i,t}=250 \text{ Nm/rad}$.

Ajuste Control de Pitch:

Se parte de una velocidad v_e viento en la cual vaya a actuar le control de torque. Atendiendo a los resultados de la teóricos, se escoge una velocidad de viento de 14 m/s .

El procedimiento de obtención de las ganancias óptimas del control de pitch es más laborioso.

Se mantienen los valores del control de torque ya definidos. Partiendo de una ganancia $k_{p,p}=20 \text{ s}$, se obtiene una salida con gran oscilación. Esta salida se muestra en la **Figura 20**.

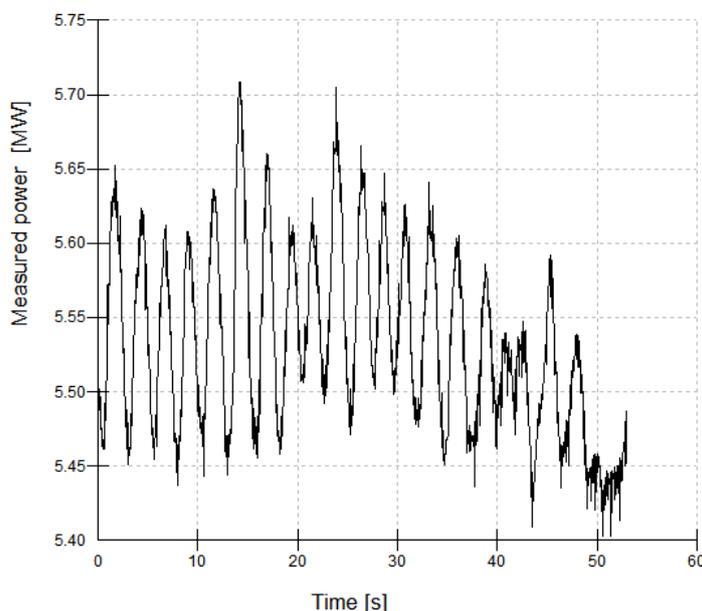


Figura 20. Potencia Medida con $K_{p,p} 20$

Esta salida tiene gran oscilación, por lo que se busca un valor inferior a 20 que de una oscilación notable. Variando el valor de $k_{p,p}$ a 5s y 2s se obtienen unas salidas mostradas por las figuras a continuación.

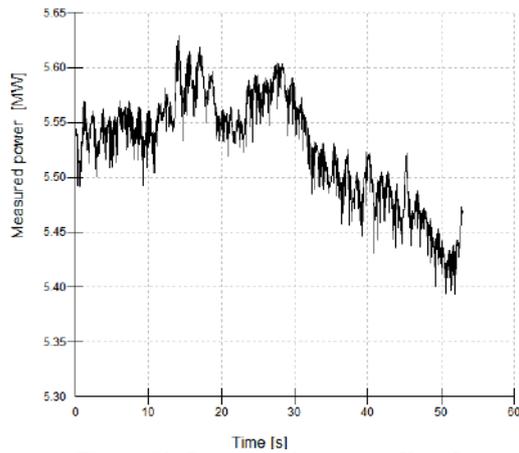


Figura 21. Potencia Medida con $K_{p,p} 5$

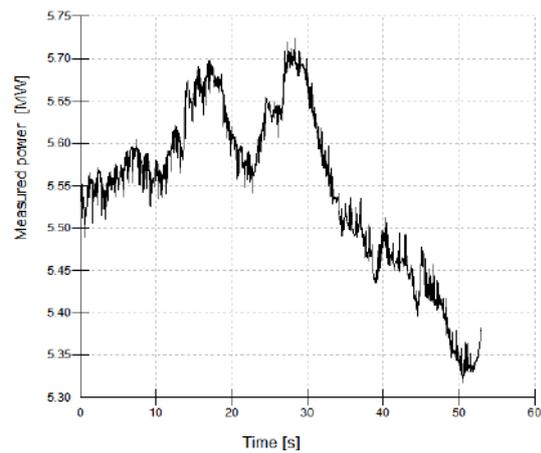


Figura 22. Potencia Medida con $K_{p,p} 2s$

El sistema sigue oscilando con una constante $k_{p,p}$ de 2s. Por tanto, se determina una ganancia $k_{p,p}$ de $2s/2$, es decir, $k_{p,p} = 1s$.

Finalmente, ha de ajustarse la ganancia integral del control de pitch. Para ello, se mantienen todos los valores anteriormente diseñados y se parte de una constante integral de 2s. La salida obtenida se muestra en la

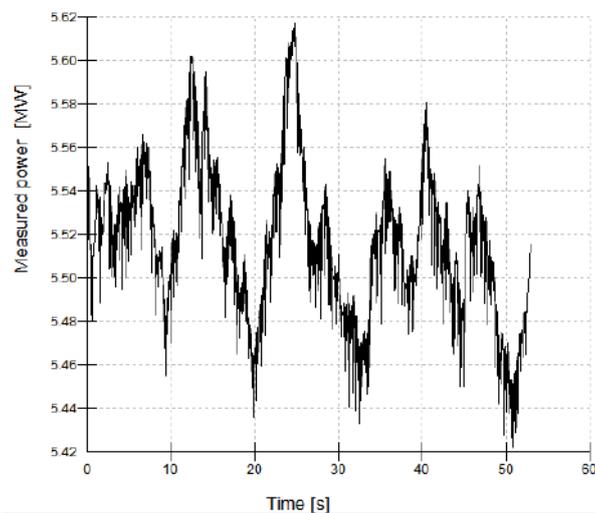


Figura 23. Potencia Medida con $K_{p,i} 2s$

El sistema sigue oscilando notablemente, por lo que se buscan unos valores algo inferiores ($k_{p,i} = 1s$ y $k_{p,i} = 0.5s$), obteniéndose las salidas mostradas en las Figuras a continuación.

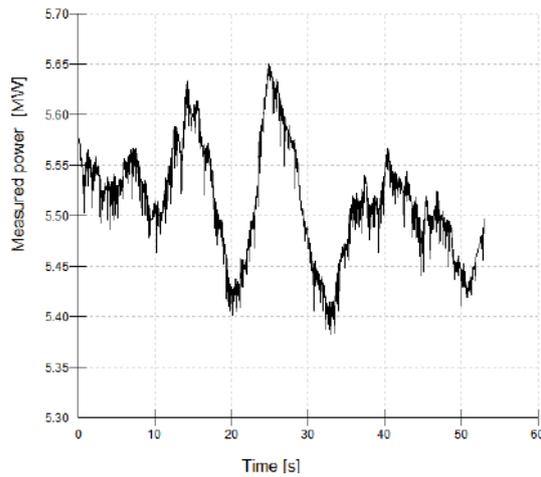


Figura 24. Potencia Medida con $K_{p,i} 1s$

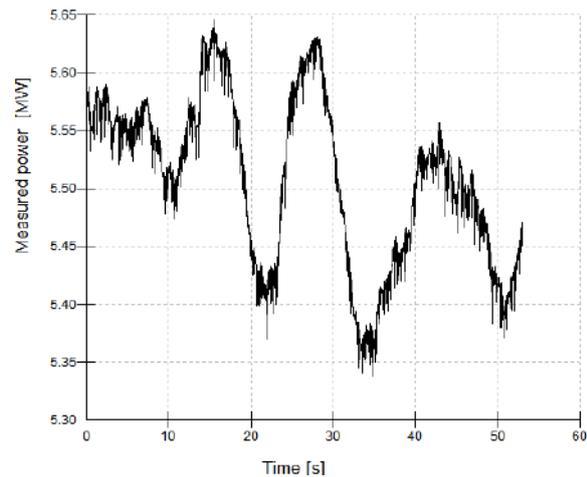


Figura 25. Potencia Medida con $K_{p,i} 0.5s$

Se escoge, por tanto, una constante $k_{p,i} = 0.5s/2$, $k_{p,i} = 0.25s$. Dado que el sistema continua oscilando con este valor, se reduce $k_{p,i} = 0.01s$, obteniendo una salida sin oscilaciones mostrada en la Figura 26.

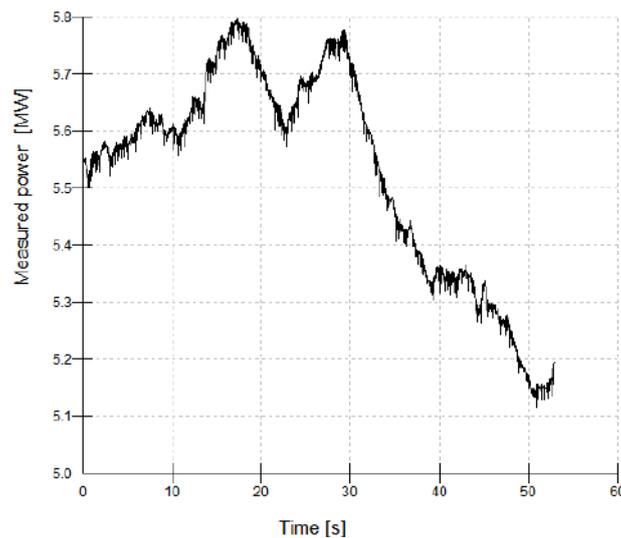


Figura 26. Potencia Medida con $K_{p,i} 0.01s$

El diseño del control finalmente obtenido se muestra en la siguiente tabla:

Diseño del Control			
Control de Torque		Control de Pitch	
Kp	25.000.000,0 Nms/rad	Kp	1,0 s
Ki	250,0 Nm/rad	Ki	0,01 s

Tabla 13. Diseño final del sistema de control

5.4.6. Cálculo inercias elementos aerogenerador

En este apartado se muestran las inercias de los distintos elementos del sistema. Las inercias a calcular son las siguientes:

- Inercia de la Torre
- Inercia del Buje
- Inercia de la Nacelle (sin rotor aerodinámico)
- Inercia de la Nacelle (sin rotor aerodinámico ni generador)
- Inercia de la Transmisión
- Inercia del Rotor
- Inercia del Estator

En este apartado solo se muestran los resultados obtenidos de la inercia de cada elemento. Sin embargo, los cálculos quedan detallados en el **ANEXO 1. CÁLCULOS DE INERCIAS**.

Estas inercias son necesarias para la determinación del modelo en Bladed. Para poder calcular las inercias se usarán las siguientes ecuaciones:

- Inercia longitudinal de un cilindro hueco

$$I_{long} = \frac{1}{2} \cdot Masa \cdot (R_{int}^2 + R_{ext}^2) \quad (Ec.57)$$

- Inercia transversal de un cilindro hueco

$$I_{transv} = \frac{1}{2} \cdot Masa \cdot (R_{int}^2 + R_{ext}^2) + M \cdot L^2 \cdot \frac{1}{12} \quad (Ec.58)$$

Para los elementos metálicos se considerará una densidad de 7.860 kg/m³.

Inercia de la Torre

Como se ha especificado anteriormente, la torre consiste en un cilindro hueco de espesor 0,1m y altura de 133m.

Magnitud Torre	Valor
D _{int}	5,7 m
H _{torre}	133 m
Masa	1.900.000 kg
Densidad Acero	7.860 kg/m ³
Volumen	241,73 m ³
D _{ext}	5,9 m
R _{ext}	2,95 m
R _{int}	2,85 m

Tabla 14. Características Torre

Eje longitudinal	$I_{\text{torre,l}}$	15.982.358,6 kgm ²
Eje transversal	$I_{\text{torre,t}}$	2.808.749.512,6 kgm ²

Tabla 15. Inercias Torre

Inercia del Buje

El buje es un elemento especial ya que su forma es un cilindro hueco con una semiesfera hueca. Para el cálculo de la inercia se ha simplificado el modelo a un cilindro hueco de dimensiones iguales a las del buje. Estas se especifican a continuación:

Magnitud buje	Valor
Densidad acero	7.860 kg/m ³
Longitud aprox	4,0 m
Masa del buje	40.000 kg
$D_{\text{ext,buje}}$	3,0 m
$D_{\text{int,buje}}$	2,7 m
$R_{\text{int,buje}}$	1,4 m
$R_{\text{ext,buje}}$	1,5 m

Tabla 16. Características Buje

Eje longitudinal	$I_{\text{buje,l}}$	81.900,5 kgm ²
Eje transversal	$I_{\text{buje,t}}$	94.283,6 kgm ²

Tabla 17. Inercias Buje

Inercia de la Nacelle (sin rotor aerodinámico)

Se considera por un lado la inercia de la góndola sin tener en cuenta el rotor aerodinámico. El rotor aerodinámico incluye el peso del buje y las palas. Esto solo variará en la masa a tener en cuenta a la hora de calcular la inercia de la góndola.

Magnitud góndola	Valor
Densidad acero	7.860 kg/m ³
Longitud góndola	8 m
Masa góndola	200.000 kg
$D_{\text{ext,gónd}}$	8,50 m
$D_{\text{int,gónd}}$	8,26 m
$R_{\text{int,gónd}}$	4,1 m
$R_{\text{ext,gónd}}$	4,3 m

Tabla 18. Características Góndola (sin rot. aer)

Eje longitudinal	Inacelle,l	3.511.256,4 kgm ²
Eje transversal	Inacelle,t	2.822.294,9 kgm ²

Tabla 19. Inercias Góndola (sin rot. aer.)

Inercia de la Nacelle (sin rotor aerodinámico ni generador)

En este caso se ha considerado la inercia de la góndola individual, sin tener en cuenta más elementos. Para ello ha de restarle a la masa de la góndola la de la transmisión y el generador, obteniéndose una masa de 150.000kg para la góndola.

Magnitud góndola	Valor
Densidad acero	7.860 kg/m ³
Longitud góndola (sin rotor)	8 m
Masa góndola	200.000 kg
Masa transmisión+gen	50.000 kg
Masa resultante	150.000 kg
D _{ext,gónd}	8,50 m
D _{int,gónd}	8,32 m

Tabla 20. Características Góndola (sin rot. aer. ni gen.)

Eje longitudinal	Inacelle,l	2.652.425,5 kgm ²
Eje transversal	Inacelle,t	2.392.879,4 kgm ²

Tabla 21. Inercias Góndola (sin rot. aer. ni gen.)

Ha de considerarse en este caso el desplazamiento que se hace del centro de masas de la góndola al eliminar parte de los elementos que se han considerado en el cómputo de su masa. El desplazamiento del centro de masas es el siguiente:

$$X_{CM} = \frac{(X_{CM,Gón} \cdot M_{Gón} + X_{CM,T+G} \cdot M_{T+G})}{M_{Gón,final}} \quad (Ec.59)$$

$$Y_{CM} = \frac{(Y_{CM,Gón} \cdot M_{Gón} + Y_{CM,T+G} \cdot M_{T+G})}{M_{Gón,final}} \quad (Ec.60)$$

Siendo:

- $X_{CM,Gón}$. Centro de masas inicial de la góndola en x. (-1m)
- $M_{Gón}$. Masa de la góndola considerando transmisión y generador. (200.000 kg)
- $X_{CM,T+G}$. Centro de masas inicial de la transmisión y generador en x. (-1,34m)
- M_{T+G} . Masa de la transmisión y generador. (50.000 kg)
- $M_{Gón,final}$. Masa de la góndola por separado. (150.000 kg)
- $Y_{CM,Gón}$. Centro de masas inicial de la góndola en y. (3m)
- $Y_{CM,T+G}$. Centro de masas inicial de la transmisión y generador en y. (2,71m)

Los resultados finales se muestran en la **Tabla 22**.

Centros de masas		
Elemento	Coord x	Coord z
Góndola	-1,00 m	3,00 m
Transmisión+Generador	-1,34 m	2,71 m
Resultante	-0,89 m	3,10 m

Tabla 22. Desplazamiento del CM Góndola

Inercia de la Transmisión

La forma de la transmisión del sistema es un cilindro hueco de espesor desconocido. La razón por la cual se fabrica como elemento hueco y no macizo es el mero ahorro de material. El espesor se encuentra implícito en su volumen, obtenido a partir de la masa y la densidad.

Magnitud transmisión	Valor
Densidad acero	7.860 kg/m ³
Posición cojinete ant. (x)	-3,197 m
Posición cojinete post. (x)	0,950 m
Longitud transmisión	4,15 m
Volumen transmisión	3,54 m ³
Masa transmisión	27.850 kg
D_{trans}	6,80 m
$R_{trans, ext}$	3,40 m
$R_{trans, int}$	3,36 m

Tabla 23. Características Transmisión

Eje longitudinal	$I_{trans, l}$	318.164,0 kgm²
Eje transversal	$I_{trans, t}$	212.109,3 kgm²

Tabla 24. Inercias Transmisión

Inercia del Rotor

El rotor también tiene una forma cilíndrica hueca. Es importante destacar que para el cálculo de la inercia de este se ha omitido la distancia de entrehierro de 6mm debido a que es despreciable a efectos de inercia. La longitud del rotor viene definida por la longitud axial de los polos y yugos determinada en el **ANEXO 8. ESPECIFICACIONES DEL AEROGENERADOR MARINO**.

Magnitud rotor	Valor
Densidad acero	7.860 kg/m ³
Longitud aproximada	1,300 m
Volumen rotor	2,82 m ³
Masa rotor	22.150 kg
D _{ext,rotor}	7,00 m
D _{int, rotor}	6,80 m
R _{int, rotor}	3,4 m
R _{ext, rotor}	3,5 m

Tabla 25. Características Rotor

Eje longitudinal	I _{rotor,l}	263.690,3 kgm ²
Eje transversal	I _{rotor,t}	134.964,5 kgm ²

Tabla 26. Inercias rotor

Inercia del Estator

El estator tiene la misma forma que los elementos descritos anteriormente (cilindro hueco). Al igual que en el caso del rotor, se ha omitido la distancia de entrehierro de 6mm debido a que es despreciable a efectos de inercia. La longitud del estator viene definida por la longitud axial de los polos y yugos determinada en el **ANEXO 1. CÁLCULOS DE INERCIAS** y es igual a la del rotor.

Magnitud estator	Valor
Densidad acero	7.860 kg/m ³
Longitud aproximada	1,300 m
Volumen estator	2,90 m ³
Masa estator	22.792 kg
D _{ext,estator}	7,20 m
D _{int, estator}	7,00 m
R _{int, estator}	3,5 m
R _{ext, estator}	3,6 m

Tabla 27. Características Estator

Eje longitudinal	I _{estator,l}	287.287,6 kgm ²
Eje transversal	I _{estator,t}	146.853,6 kgm ²

Tabla 28. Inercias Estator

A continuación se hace un resumen de todas las inercias del Sistema:

Inercias	Eje longitudinal	Eje transversal
Torre	15.982.358,6 kgm ²	2.808.749.512,6 kgm ²
Buje	81.900,5 kgm ²	94.283,6 kgm ²
Transmision	318.164,0 kgm ²	212.109,3 kgm ²
Rotor	263.690,3 kgm ²	134.964,5 kgm ²
Estator	287.287,6 kgm ²	146.853,6 kgm ²
Nacelle	2.652.425,5 kgm ²	2.392.879,4 kgm ²

Tabla 29. Resumen inercias elementos

Inercias Modelo Bladed

Las inercias que se introducen en Bladed se muestran a continuación.

Rotor	
Rotor inercia	263.690,3 kgm ²
Inercia about shaft	81.900,5 kgm ²
Inercia perpendicular to shaft	94.283,6 kgm ²
Inercia about shaft (stator only)	287.287,6 kgm ²
Inercia perpendicular to shaft (rotor+stator)	281.818,2 kgm ²

Tabla 30. Inercias del Rotor en Bladed

Power Train	
Generator inercia	550.977,9 kgm ²

Tabla 31. Inercia del generador Bladed

Nacelle	
Yaw Inercia	3.742.879,4 kgm ²
Nodding Inercia	2.392.879,4 kgm ²
Rolling Inercia	2.652.425,5 kgm ²

Tabla 32. Inercia de la góndola Bladed

Es importante destacar la parte de las inercias de la góndola (nacelle). Bladed pide tres tipos de inercia:

- Yaw Inercia
- Nodding Inercia
- Rolling Inercia

Estas inercias vienen especificadas en la **Figura 27**.

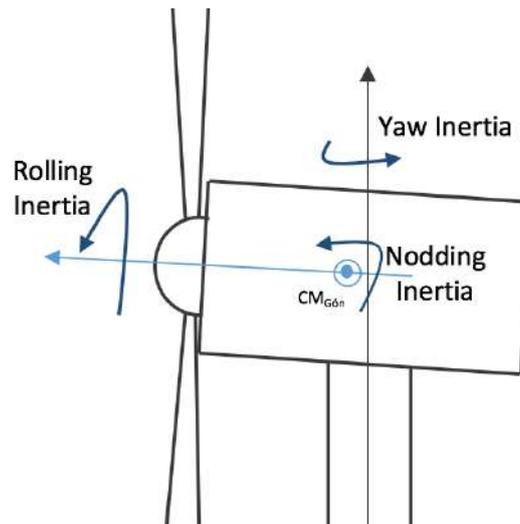


Figura 27. Inercia Rolling, Nodding y Yaw

Siendo la góndola simétrica en cuando al Nodding y el Yaw, podría pensarse que la inercia es la misma en ambos ejes. Sin embargo, esto no es así por la diferencia que hay en los centros de masas por los cuales pasa el eje de Yaw y el de la góndola. Es decir, hay que aplicar Steiner. Por tanto, la inercia de Yaw se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$I_{Yaw} = I_{Nodd} + M_{Nacelle} \cdot d^2 \quad (Ec.61)$$

Siendo:

- $M_{Nacelle}$: 150.000kg
- d : 3m

3. ANÁLISIS ÚLTIMO DE CARGAS

Como fue introducido al principio del proyecto, los Casos de Diseño de Cargas representan los distintos escenarios de cargas a los que se enfrenta un aerogenerador a lo largo de su vida. Los distintos escenarios a considerar vienen determinados por la normativa *GL*.

Todos los casos de carga relevantes con una probabilidad razonable de ocurrencia deben considerarse en conjunción con el comportamiento de los sistemas de control y seguridad. Según la normativa *GL*, se estudiarán hasta 8 casos de diseño de cargas distintos, cada uno con sus correspondientes pequeñas variaciones.

3.1. Descripción Condiciones

1. Situación de diseño

Casos de diseño de carga (DLC):

1. Producción normal de potencia (1.1 – 1.10)
2. Producción normal de potencia y ocurrencia de una falta (2.1 – 2.2)
3. Arranque (3.1 -3.2)
4. Apagado normal (4.1)
5. Apagado de emergencia (5.1)
6. Aerogenerador parado (6.1 – 6.5)
7. Aerogenerador parado y ocurrencia de falta (7.1 – 7.2)
8. Transporte, instalación, mantenimiento y reparación (8.1 – 8.5)

Casos de diseño de carga para diseño extendido:

1. Producción normal de potencia (9.1 – 9.2)
2. Aerogenerador parado (9.3 – 9.4)
3. Producción normal de potencia 2 (9.5)
4. Aerogenerador parado 2 (9.6)
5. Producción normal de potencia 3 (9.7 – 9.8)
6. Aerogenerador parado 3 (9.9)

2. Condiciones de viento

- *ECD*. Ráfaga de viento coherente con cambio de dirección. extreme (Coherent gust with direction change, ver *Sección 5.1.3*)
- *EOG*. Ráfaga de Viento Extrema en Operación (*Extreme operating gust*, ver *Sección 5.1.3*)
- *ETM*. Modelo de Turbulencia Extrema (*Extreme turbulence model*, ver *Sección 5.1.3*)

- *EWM*. Modelo de Velocidad de Viento Extremo (*Extreme wind speed model*, ver Sección 5.1.3)
- *EWS*. Modelo de Ráfaga de Viento Extrema, ver Sección 5.1.3)
- *NTM*. Modelo de Turbulencia Normal (*Normal turbulence model*, ver Sección 5.1.2)
- *NWP*. Modelo de perfil de viento para condiciones normales (*Normal wind profile model*, ver Sección 5.1.2)

3. Condiciones marinas

Las condiciones marinas que se han de tener en cuenta son las siguientes (ver Sección 5.2):

- Irregular sea state with $H_s(v)$. Condiciones marinas irregulares con una altura de olas significativa en comparación con la altura del buje $H_s(v)$.
- Regular waves with $H = H_s(v)$. Condiciones marinas regulares con una altura de olas significativa en comparación con la altura del buje $H_s(v)$.
- Irregular sea state with H_{s50} . Condiciones marinas irregulares con una altura de olas significativa y recurrencia de 50 años.
- *Irregular sea state with H_{s1}* . Condiciones marinas irregulares con una altura de olas significativa y recurrencia de 1 año.
- *Irregular sea state with H_{s1} and U_{c50}* . Condiciones marinas irregulares con una altura de olas significativa y recurrencia de 1 año y corrientes con recurrencia de 50 años
- $H = wH_s(v)$. Altura de las olas marinas influenciada por la frecuencia de la onda modelo

4. Otras condiciones

- *MIS*. Situación en la que el viento y oleaje están desalineados.
- *MUL*. Situación en la que el viento y el oleaje se aplican en la misma dirección. Es importante destacar que en este trabajo no se tendrá en cuenta esta condición. La razón se debe a que no se conoce el emplazamiento y, además, este efecto en zonas mar adentro es de baja importancia.
- *Grid loss*. Se pierde la conexión a la red.
- *Ice formation on blades*. Se forma hielo en las palas del aerogenerador.
- *Ice formation on structure based on icing events*. Se forma hielo en la estructura del aerogenerador.
- *Fault in the control system*. Se produce una falta en el sistema de control del aerogenerador
- *Fault in safety system or preceding internal electrical fault*. Se produce una falta en el sistema de seguridad o una falta eléctrica recurrente
- *Locked state*. Estado de bloqueo
- *Vortex-induced transverse vibrations due to wind, waves or currents*.
- *No grid during 3-month period*. Se produce una desconexión de la red que dura 3 meses

- *Boat impact*. Impacto de barco
- *Dynamic sea ice load*. Carga dinámica de hielo en el mar
- *Extreme sea ice $H_{ice} = H_{50}$* . Condiciones de hielo extremas en el mar con alturas de hielo recurrentes de 50 años
- *Temperature effects*. Efectos de la temperatura
- *Earthquake*. Escenario de terremoto

Según normativa *GL*, tanto MIS como MUL han de aplicarse en todas las direcciones posibles cada 8° . El caso más desfavorable encontrado será el que se aplique en el caso de diseño de cargas estudiado. En la versión de este proyecto no se analizarán todas las posibilidades cada 8° , sino que se analizarán 4 (Sur, Norte, Este y Oeste).

5. Tipo de análisis

Se distinguen dos tipos de análisis:

- *U (Ultimate load analysis)*. Estudia las cargas últimas del sistema actuantes sobre el aerogenerador.
- *F (Fatigue load analysis)*. Analiza las cargas del sistema que producen fatiga sobre el aerogenerador.

6. Factores de seguridad parcial

En este proyecto se estudiarán todos los distintos casos anotados

- *N (normal)*. Factor de seguridad normal
- *E (extreme)*. Factor de seguridad extrema
- *A (abnormal)*. Factor de seguridad para situación anormal
- *T (transport, installation and maintenance)*. Factor de seguridad para situación de transporte, instalación o mantenimiento.

Además, se considera: * *Factor de seguridad parcial para cargas de fatiga*; ** *Factor de seguridad parcial para terremoto*

3.2. Análisis

En este apartado se simularán y estudiarán los distintos estados de carga a los que se ve sometido el aerogenerador a lo largo de su vida útil. Para cada caso de carga se estudian tres velocidades (V_{in} , V_{∞} , V_{out}). La razón por la que se estudian estas velocidades es porque se consideran los casos límite a los que se ve sometido el aerogenerador a lo largo de su vida útil:

- V_{in} : Velocidad por debajo de la cual el aerogenerador no genera potencia
- V_{∞} : Velocidad nominal a la cual el generador es capaz de producir la potencia máxima
- V_{out} : Velocidad por encima de la cual el aerogenerador corta la generación de potencia para evitar problemas

Los estados de carga en la torre se estudiarán en los tres puntos clave de esta:

- Base de la torre (-45m respecto al nivel del mar)
- Altura marina (0m respecto al nivel del mar)
- Altura máxima de la torre, base de la góndola (88.8m respecto al nivel del mar)

Los valores de estas velocidades para los estudios que se van a llevar a cabo son los siguientes (teniendo en cuenta, por otro lado, la velocidad media):

V_{hub}	
1	3,5m/s
2	12,2m/s
3	30,0m/s

V_{ave}	
V_{ave}	10,6m/s

Tabla 33. Velocidades de viento en el estudio DLC

1 Caso de Diseño Cargas 1. Producción normal de potencia (DLC 1)

DLC 1.1

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Turbulencia Normal (Normal Turbulence Model, NTM) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$
- **Otras condiciones:** MIS, MUL
- **Tipo de análisis:** F/U
- **Factor de seguridad parcial:** */N

Es importante destacar que las condiciones MUL no se considerarán en este trabajo por la razones especificadas anteriormente.

Sin embargo, sí que hay que considerar las condiciones MIS (desalineación entre el viento y el mar)

Las condiciones de viento a considerar en la simulación se resumen en la **Tabla 34**.

Normal Turbulence Model (NTM)			
σ_1 ($V_{hub} = 3.5\text{m/s}$)	1,0m/s	I_{turb}	29,1%
σ_1 ($V_{hub} = 12,2\text{m/s}$)	2,1m/s	I_{turb}	16,9%
σ_1 ($V_{hub} = 30\text{m/s}$)	4,2m/s	I_{turb}	14,0%

Tabla 34. Condiciones de viento para DLC 1.1

Por otro lado, las condiciones marinas especificadas son irregulares. Atendiendo al modelo de Jonswap especificado en la *Sección 5.2.1*, se tendrán las siguientes alturas significativas de ola:

Condiciones Marinas			
V_{wind}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s
u	2,6 m/s	8,9 m/s	22,0 m/s
v	0,024	0,083	0,204
H(s)	3,2 m	4,9 m	6,6 m

Tabla 35. Alturas significativas de ola para DLC1.1

Se estudiarán, por tanto, escenarios con las tres velocidades de viento especificadas. Siguiendo el NTM, se obtiene un perfil de viento para la velocidad nominal que se muestra en la figura a continuación:

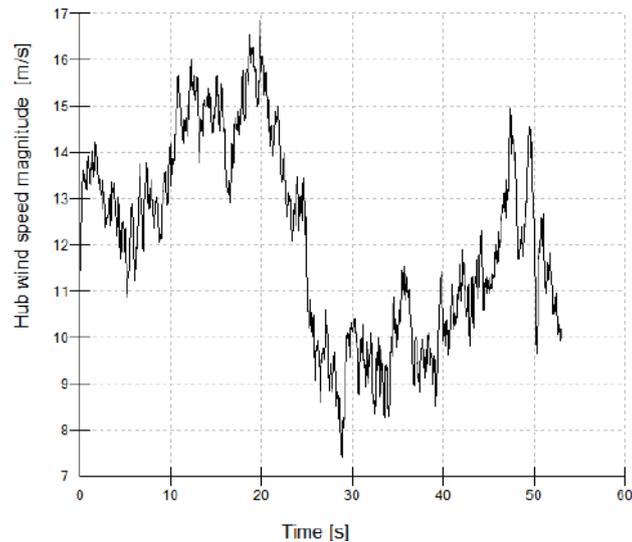


Figura 28. Perfil de viento para NTM (V_{hub} 12.2 m/s)

Según las especificaciones de Bladed es necesario estudiar las distintas combinaciones de alineación entre el viento y el mar (MIS).

Para poder estudiar la desalineación es necesario conocer la orientación del aerogenerador. Esta viene especificada en la

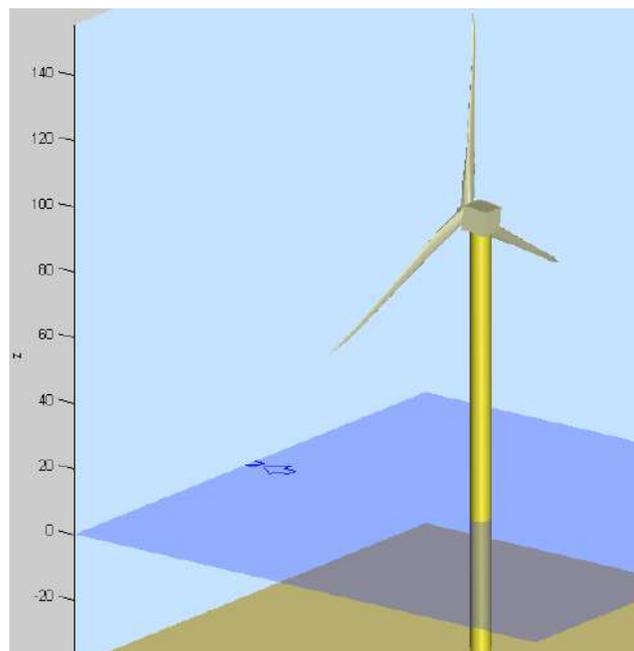


Figura 29. Orientación del aerogenerador

Como puede observarse, este se sitúa orientado hacia el norte. Para considerar la desalineación entre viento y mar es necesario considerar los siguientes escenarios:

1. Viento en dirección Norte y mar en dirección Norte
2. Viento den dirección Norte y mar a 90° respecto del Norte
3. Viento den dirección Norte y mar a 180° respecto del Norte
4. Viento den dirección Norte y mar a 270° respecto del Norte

No es necesario en este modelo analizar Norte, Sur, Este y Oeste del viento ya que el software educacional no considera diferencias entre estos.

Se han analizado los efectos de la desalineación a una velocidad de viento nominal ($V_{wind} = 12,2\text{m/s}$) Los resultados de los cuatro casos expuestos arriba se muestran a continuación:

1. Viento en dirección Norte y mar en dirección Norte (0deg-0deg)

Caso 1 (0-0)		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	1,13E+07	2,56E+08	4,76E+06	5,68E+06	5,26E+04	2,07E+07	2,56E+08	5,68E+06
	MÍN	1,09E+06	-5,18E+07	-2,63E+06	-3,27E+06	-5,26E+04	-2,07E+07	3,74E+06	3,68E+03
z = 0m	MÁX	8,94E+06	6,85E+07	4,76E+06	2,04E+06	5,26E+04	1,44E+07	6,89E+07	2,04E+06
	MÍN	1,95E+06	3,94E+07	-2,63E+06	-3,35E+05	-5,26E+04	-1,44E+07	3,95E+07	8,45E+03
z = 88.8m	MÁX	4,55E+06	9,25E+06	4,76E+06	7,97E+05	5,26E+04	1,87E+06	1,00E+07	7,97E+05
	MÍN	3,49E+06	-9,25E+06	-2,63E+06	4,87E+05	-5,26E+04	-1,87E+06	4,30E+06	4,88E+05

Tabla 36. DLC 1.1 (Caso 0deg-0deg)

2. Viento den dirección Norte y mar a 90º respecto del Norte (0deg-90deg)

Caso 2 (0-90)		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	1,76E+08	1,05E+08	4,76E+06	8,11E+05	5,10E+06	2,07E+07	1,96E+08	5,13E+06
	MÍN	-1,27E+08	6,34E+07	-2,63E+06	5,08E+05	-5,10E+06	-2,07E+07	6,36E+07	5,15E+05
z = 0m	MÁX	1,10E+07	6,86E+07	4,76E+06	8,11E+05	1,45E+06	1,44E+07	6,89E+07	1,57E+06
	MÍN	-7,04E+04	3,94E+07	-2,63E+06	5,08E+05	-1,45E+06	-1,44E+07	3,94E+07	5,15E+05
z = 88.8m	MÁX	4,55E+06	9,25E+06	4,76E+06	7,97E+05	5,26E+04	1,87E+06	1,00E+07	7,97E+05
	MÍN	3,49E+06	-9,25E+06	-2,63E+06	4,87E+05	-5,26E+04	-1,87E+06	4,30E+06	4,88E+05

Tabla 37. DLC 1.1 (Caso 0deg-90deg)

3. Viento den dirección Norte y mar a 180º respecto del Norte (0deg-180deg)

Caso 3 (0-180)		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	1,13E+07	2,09E+08	4,76E+06	4,57E+06	5,26E+04	2,07E+07	2,09E+08	4,57E+06
	MÍN	1,09E+06	-9,20E+07	-2,63E+06	-4,49E+06	-5,26E+04	-2,07E+07	3,22E+06	5,74E+03
z = 0m	MÁX	8,94E+06	6,87E+07	4,76E+06	1,45E+06	5,26E+04	1,44E+07	6,90E+07	1,45E+06
	MÍN	1,95E+06	3,93E+07	-2,63E+06	-9,08E+05	-5,26E+04	-1,44E+07	3,94E+07	1,27E+04
z = 88.8m	MÁX	4,55E+06	9,25E+06	4,76E+06	7,97E+05	5,26E+04	1,87E+06	1,00E+07	7,97E+05
	MÍN	3,49E+06	-9,25E+06	-2,63E+06	4,87E+05	-5,26E+04	-1,87E+06	4,30E+06	4,88E+05

Tabla 38. DLC 1.1 (Caso 0deg-180deg)

4. Viento den dirección Norte y mar a 270º respecto del Norte (0deg-270deg)

Case 4 (0-270)		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	1,61E+08	1,05E+08	4,76E+06	8,11E+05	5,06E+06	2,07E+07	1,83E+08	5,10E+06
	MÍN	-1,61E+08	6,34E+07	-2,63E+06	5,08E+05	-3,90E+06	-2,07E+07	6,36E+07	5,18E+05
z = 0m	MÁX	9,23E+06	6,86E+07	4,76E+06	8,11E+05	1,45E+06	1,44E+07	6,89E+07	1,57E+06
	MÍN	-2,60E+06	3,94E+07	-2,63E+06	5,08E+05	-8,96E+05	-1,44E+07	3,94E+07	5,18E+05
z = 88.8m	MÁX	4,55E+06	9,25E+06	4,76E+06	7,97E+05	5,26E+04	1,87E+06	1,00E+07	7,97E+05
	MÍN	3,49E+06	-9,25E+06	-2,63E+06	4,87E+05	-5,26E+04	-1,87E+06	4,30E+06	4,88E+05

Tabla 39. DLC 1.1 (Caso 0deg-270deg)

Estudiando los momentos flectores de la torre (considerando que es lo más desfavorable), se puede observar que el caso en el cual el mar y el viento están alineados proporciona el peor escenario. Esto se puede observar atendiendo al momento compuesto M_{xy} de los escenarios. El mayor momento se obtiene en el caso inicial (ver Tabla 36), siendo este momento igual a 256 MN·m.

Por lo tanto, se analiza en profundidad el caso más desfavorable. Como se ha explicado este consiste en el caso en el que el viento actúa en dirección Norte y el mar en dirección Norte.

Se analizará el caso más desfavorable con las tres velocidades de viento especificadas. Los resultados se muestran a continuación:

Vhub = 3.5 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,02E+07	1,01E+07	9,94E+05	1,36E+05	2,11E+06	2,06E+07	7,07E+07	2,11E+06
	MÍN	-5,34E+07	4,51E+05	-7,44E+05	3,31E+04	-2,11E+06	-2,06E+07	4,53E+05	3,48E+04
z = 0m	MÁX	1,47E+06	4,01E+06	4,01E+06	1,47E+06	4,45E+05	1,43E+07	4,32E+06	4,52E+05
	MÍN	-6,73E+05	-1,52E+06	-1,52E+06	-6,73E+05	-4,45E+05	-1,43E+07	1,09E+04	3,39E+04
z = 88.8m	MÁX	3,96E+05	8,66E+06	9,94E+05	1,34E+05	5,63E+03	1,79E+06	8,72E+06	1,35E+05
	MÍN	1,39E+05	-8,66E+06	-7,44E+05	7,07E+04	-5,63E+03	-1,79E+06	7,07E+06	7,20E+04

Tabla 40. Cargas en DLC 1.1 (Vhub 3.5 m/s)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,35E+07	8,69E+07	2,24E+06	6,98E+05	2,11E+06	2,07E+07	1,17E+08	2,24E+06
	MÍN	-4,87E+07	5,91E+07	-1,08E+06	4,90E+05	-2,11E+06	-2,07E+07	6,42E+07	5,47E+05
z = 0m	MÁX	6,66E+06	5,56E+07	2,24E+06	6,98E+05	4,45E+05	1,43E+07	6,89E+07	8,25E+05
	MÍN	2,01E+06	3,70E+07	-1,08E+06	4,90E+05	-4,45E+05	-1,43E+07	3,94E+07	5,27E+05
z = 88.8m	MÁX	4,07E+06	7,81E+06	2,24E+06	6,79E+05	2,36E+04	1,85E+06	1,00E+07	7,97E+05
	MÍN	2,57E+06	-7,81E+06	-1,08E+06	4,83E+05	-2,36E+04	-1,85E+06	4,30E+06	4,88E+05

Tabla 41. Cargas en DLC 1.1 (Vhub 12.2 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,35E+07	8,25E+07	8,89E+06	6,57E+05	2,07E+06	2,07E+07	8,99E+07	2,09E+06
	MÍN	-4,18E+07	1,25E+07	-8,89E+06	1,09E+05	-2,07E+06	-2,07E+07	1,53E+07	1,56E+05
z = 0m	MÁX	2,00E+07	5,30E+07	8,89E+06	6,57E+05	4,70E+05	1,44E+07	5,38E+07	6,82E+05
	MÍN	-3,70E+06	6,33E+06	-8,89E+06	1,09E+05	-4,70E+05	-1,44E+07	8,11E+06	1,38E+05
z = 88.8m	MÁX	4,89E+06	1,21E+07	8,89E+06	5,57E+05	1,74E+05	1,90E+06	1,28E+07	5,61E+05
	MÍN	2,81E+06	-1,21E+07	-8,89E+06	5,53E+04	-1,74E+05	-1,90E+06	3,33E+06	8,66E+04

Tabla 42. Cargas en DLC 1.1 (Vhub 30 m/s)

Como puede observarse, el momento mayor se obtiene en la base de la torre.

DLC 1.2

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Turbulencia Extrema (Extreme Turbulence Model, ETM) con $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$
- **Otras condiciones:** -
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** E

En este apartado las condiciones de mar son irregulares, por lo que la altura significativa de la ola para cada velocidad de viento son las mismas que en la **Tabla 35**.

Por otro lado, las condiciones de viento para el Modelo de Turbulencia Extremo ETM (Extreme Turbulence Model) vienen detalladas en la **Tabla 43**.

Extreme Turbulence Model (ETM)			
σ_1 ($V_{hub} = 3.5\text{m/s}$)	2,5m/s	I_{turb}	71,7%
σ_1 ($V_{hub} = 12,2\text{m/s}$)	2,9m/s	I_{turb}	23,4%
σ_1 ($V_{hub} = 30\text{m/s}$)	3,6m/s	I_{turb}	11,9%

Tabla 43. Condiciones de viento para DLC 1.2

El perfil de viento obtenido en la simulación para el modelo ETM y una velocidad de viento nominal se muestra a continuación:

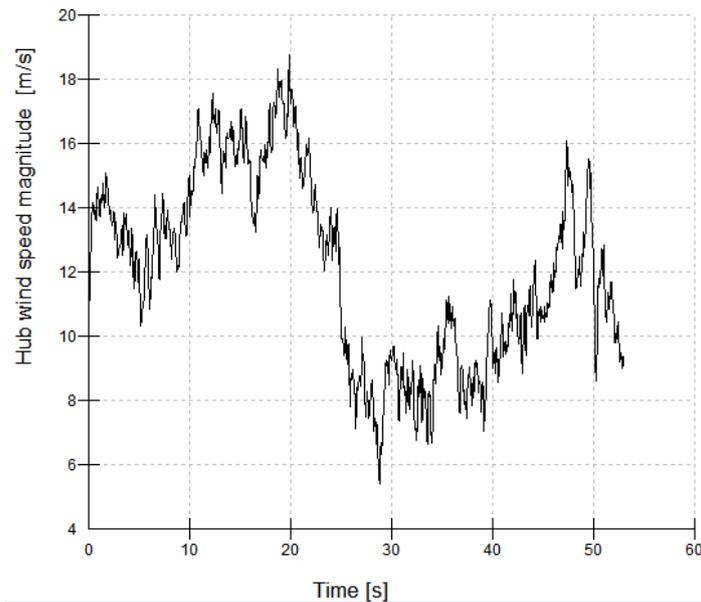


Figura 30. Perfil de viento para ETM ($V_{hub} 12.2 \text{ m/s}$)

A continuación se muestran las cargas resultantes en este estado de cargas:

$V_{hub} = 3.5 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,01E+07	1,63E+07	1,91E+06	1,82E+05	2,11E+06	2,06E+07	7,07E+07	2,11E+06
	MÍN	-5,40E+07	-1,87E+06	-1,43E+06	2,12E+04	-2,11E+06	-2,06E+07	9,38E+05	3,45E+04
z = 0m	MÁX	1,80E+06	8,53E+06	1,91E+06	1,82E+05	4,42E+05	1,43E+07	8,64E+06	4,53E+05
	MÍN	-9,82E+05	-3,26E+06	-1,43E+06	2,12E+04	-4,42E+05	-1,43E+07	2,15E+04	2,87E+04
z = 88.8m	MÁX	7,35E+05	9,18E+06	1,91E+06	1,78E+05	1,13E+04	1,79E+06	9,20E+06	1,78E+05
	MÍN	1,91E+05	-9,18E+06	-1,43E+06	5,86E+04	-1,13E+04	-1,79E+06	6,69E+06	5,87E+04

Tabla 44. Cargas en DLC 1.2 ($V_{hub} 3.5 \text{ m/s}$)

$V_{hub} = 12.2 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,29E+07	9,05E+07	3,67E+06	7,22E+05	2,11E+06	2,07E+07	1,16E+08	2,22E+06
	MÍN	-4,89E+07	4,75E+07	-1,63E+06	3,99E+05	-2,11E+06	-2,07E+07	5,40E+07	4,57E+05
z = 0m	MÁX	6,79E+06	5,80E+07	3,67E+06	7,22E+05	4,44E+05	1,43E+07	7,07E+07	8,37E+05
	MÍN	5,91E+05	2,95E+07	-1,63E+06	3,99E+05	-4,44E+05	-1,43E+07	3,22E+07	4,55E+05
z = 88.8m	MÁX	4,15E+06	8,78E+06	3,67E+06	7,04E+05	2,70E+04	1,86E+06	7,07E+07	8,37E+05
	MÍN	2,05E+06	-8,78E+06	-1,63E+06	3,94E+05	-2,70E+04	-1,86E+06	4,12E+06	4,31E+05

Tabla 45. Cargas en DLC 1.1 ($V_{hub} 12.2 \text{ m/s}$)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	-2,22E+07	5,73E+07	-3,30E+06	4,78E+05	9,38E+05	-2,06E+07	5,91E+07	8,52E+05
	MÍN	-2,13E+07	6,21E+07	-2,06E+06	5,12E+05	9,18E+05	-2,06E+07	6,37E+07	8,58E+05
z = 0m	MÁX	1,82E+07	5,15E+07	8,01E+06	6,69E+05	6,39E+05	1,44E+07	5,16E+07	6,73E+05
	MÍN	-1,92E+06	9,36E+06	-8,01E+06	1,37E+05	-6,39E+05	-1,44E+07	1,12E+07	1,73E+05
z = 88.8m	MÁX	4,71E+06	1,15E+07	8,01E+06	5,84E+05	1,55E+05	1,89E+06	1,22E+07	5,84E+05
	MÍN	2,94E+06	-1,15E+07	-8,01E+06	7,95E+04	-1,55E+05	-1,89E+06	3,34E+06	1,03E+05

Tabla 46. Cargas en DLC 1.1 (Vhub 30 m/s)

La condición más desfavorable atiende al momento flector compuesto en la torre M_{xy} . Se puede observar que la situación más desfavorable se encuentra en la base de la torre a una velocidad de viento nominal (ver **Tabla 45**).

DLC 1.3

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (Extreme Coherent Gust with Direction Change, ECD) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_r$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** MIS, MUL
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** E

En este apartado ha de estudiarse cómo afectan las ráfagas a las cargas que actúan sobre el aerogenerador. El modelo ECD implica un escenario en el que se produce una ráfaga de magnitud de la velocidad de viento acompañada de una ráfaga de cambio de dirección de este. Según las ecuaciones que describen el modelo ECD se tienen los siguientes datos:

Extreme Coherent Gust with Direction Change (ECD)			
Vhub	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s
$V_{m\acute{a}x}$ (t=T/2)	18,5 m/s	27,2 m/s	45,0 m/s
$V_{m\acute{i}n}$ (t=0)	15,0 m/s	15,0 m/s	15,0 m/s
Peak-to-peak	3,5 m/s	12,2 m/s	30,0 m/s
θ_{cg}	180	59,02	24,00

Tabla 47. Parámetros del modelo ECD

Donde:

- *Peak-to-peak:* Amplitud de la ráfaga de la magnitud de viento
- θ_{cg} : Amplitud de la ráfaga de la magnitud del cambio de dirección

La determinación de las ráfagas en Bladed se introduce de la siguiente manera (para una velocidad de 12.2m/s como ejemplo):

	Speed	Direction	Horizontal Shear	Vertical Shear	Vertical Direction Shear
	m/s	deg	m/s	m/s	deg
Start value	- 12.2	0	0	0	0
Amplitude of change	- 7.5	59	0	0	0
Time to start cycle	§ 20	20	0	0	0
Time period of cycle	§ 10	10	0	0	0
Type of cycle (half/full)	- Full	Full	Full	Full	Full

Tabla 48. Determinación de ráfagas en Bladed

También para el caso de velocidad nominal de viento, se muestra el patrón seguido por el viento en cuanto a magnitud de la velocidad y a la magnitud de la dirección del viento:

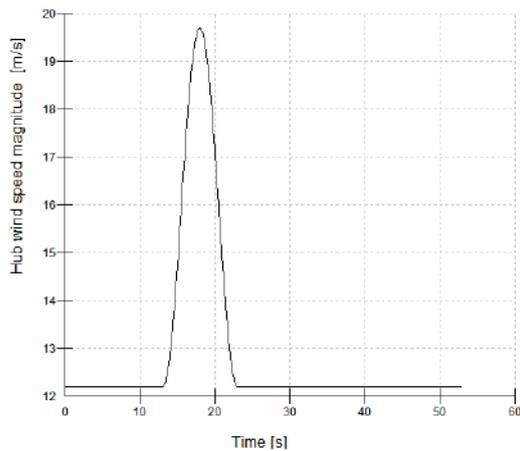


Figura 31. Ráfaga de velocidad del viento
($V_{hub}=12.2\text{m/s}$)

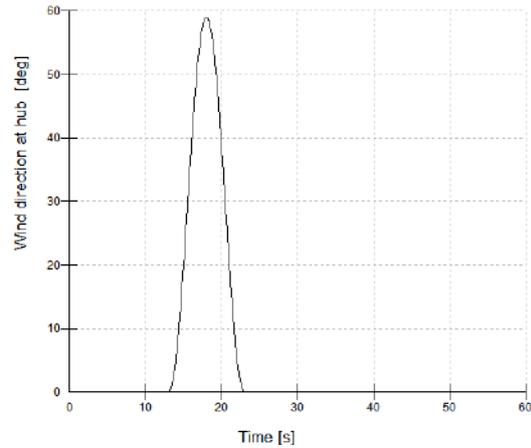


Figura 32. Ráfaga de dirección del viento
($V_{hub}=12.2\text{m/s}$)

En este apartado ha de analizarse las condiciones MIS. Similar al DLC 1.1., se obtiene que el caso más desfavorable de cargas es aquel en el que el oleaje, las corrientes y el viento se encuentran alineados a 0 grados respecto del norte. Este hecho es de esperar, ya que el viento y el mar alineados producen efectos mayores debido a su contribución.

Vhub = 3.5 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,05E+07	3,50E+07	2,65E+05	2,30E+05	2,11E+06	2,06E+07	7,11E+07	2,11E+06
	MÍN	-5,13E+07	-3,50E+07	-8,29E+04	-2,30E+05	-2,11E+06	-2,06E+07	8,89E+05	7,29E+04
z = 0m	MÁX	2,06E+06	2,47E+07	2,65E+05	2,30E+05	4,46E+05	1,43E+07	2,47E+07	4,56E+05
	MÍN	-3,24E+05	-2,47E+07	-8,29E+04	-2,30E+05	-4,46E+05	-1,43E+07	4,32E+05	4,72E+04
z = 88.8m	MÁX	7,68E+05	8,84E+06	2,65E+05	1,72E+05	8,51E+03	1,79E+06	8,87E+06	1,72E+05
	MÍN	1,92E+05	-8,84E+06	-8,29E+04	-1,72E+05	-8,51E+03	-1,79E+06	7,65E+06	3,60E+03

Tabla 49. Cargas en DLC 1.3 (V_{hub} 3.5 m/s)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,50E+07	1,13E+08	2,56E+06	9,12E+05	2,12E+06	2,07E+07	1,19E+08	2,24E+06
	MÍN	-4,35E+07	6,39E+07	-6,79E+05	5,28E+05	-2,12E+06	-2,07E+07	6,65E+07	5,37E+05
z = 0m	MÁX	9,54E+06	7,16E+07	2,56E+06	9,12E+05	4,59E+05	1,44E+07	7,18E+07	9,18E+05
	MÍN	4,06E+06	4,02E+07	-6,79E+05	5,28E+05	-4,59E+05	-1,44E+07	4,12E+07	5,46E+05
z = 88.8m	MÁX	4,28E+06	1,09E+07	2,56E+06	8,90E+05	3,06E+04	1,88E+06	1,16E+07	8,90E+05
	MÍN	3,87E+06	-1,09E+07	-6,79E+05	5,39E+05	-3,06E+04	-1,88E+06	5,47E+06	5,39E+05

Tabla 50. Cargas en DLC 1.3 (V_{hub} 12.2 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	8,14E+07	6,54E+07	2,45E+06	5,18E+05	2,15E+06	2,06E+07	9,28E+07	2,19E+06
	MÍN	-2,81E+07	3,04E+07	-2,45E+06	2,59E+05	-2,15E+06	-2,06E+07	3,76E+07	3,34E+05
z = 0m	MÁX	2,76E+07	4,21E+07	2,45E+06	5,18E+05	5,20E+05	1,43E+07	4,57E+07	6,76E+05
	MÍN	4,86E+06	1,88E+07	-2,45E+06	2,59E+05	-5,20E+05	-1,43E+07	2,11E+07	2,97E+05
z = 88.8m	MÁX	4,69E+06	5,36E+06	2,45E+06	3,88E+05	2,12E+05	1,80E+06	7,00E+06	3,96E+05
	MÍN	3,73E+06	-5,36E+06	-2,45E+06	1,66E+05	-2,12E+05	-1,80E+06	4,00E+06	1,88E+05

Tabla 51. Cargas en DLC 1.3 (V_{hub} 30 m/s)

Los mayores momentos y fuerzas se obtienen en el momento en el que se produce la ráfaga, obteniendo un momento máximo de $1,19E8\text{Nm}$ en la base de la torre a velocidad nominal.

DLC 1.4

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Perfil de Viento Normal (Normal Wind Profile Model, NWP) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** Influencia externa/desconexión de la red
- **Tipo de análisis:** F/U
- **Factor de seguridad parcial:** */N

Este estado de diseño de carga se caracteriza por la adición de un fallo en la red. Este fallo será simulado a los 12 segundos de operación de la turbina.

Las condiciones de mar son irregulares, por lo que la altura significativa de la ola para cada velocidad de viento son las mismas que en la **Tabla 35**.

Las condiciones de viento que se introducen al modelo de Bladed se referencian a la altura del buje, por lo que el cociente entre z/z_{hub} a esa altura es la unidad. Eso hace que las condiciones de viento a meter en Bladed sean las siguientes:

Normal Wind Profile (NWP)			
V_{hub}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s
V(z)	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s

Tabla 52. Velocidad Viento NWP DLC1.4

Estudiando más en profundidad la velocidad de viento en los tres puntos de estudio de la torre se obtienen las siguientes velocidades:

Normal Wind Profile (NWP)			
V_{hub}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s
z = -45m	-	-	-
z = 0m	0,0m/s	0,0m/s	0,0m/s
z = 88.8m	3,48m/s	12,14m/s	29,85m/s

Tabla 53. Velocidad Viento NWP DLC1.4 a distintas alturas

El perfil de viento obtenido para una velocidad nominal (como ejemplo en la simulación) es constante y sin turbulencia:

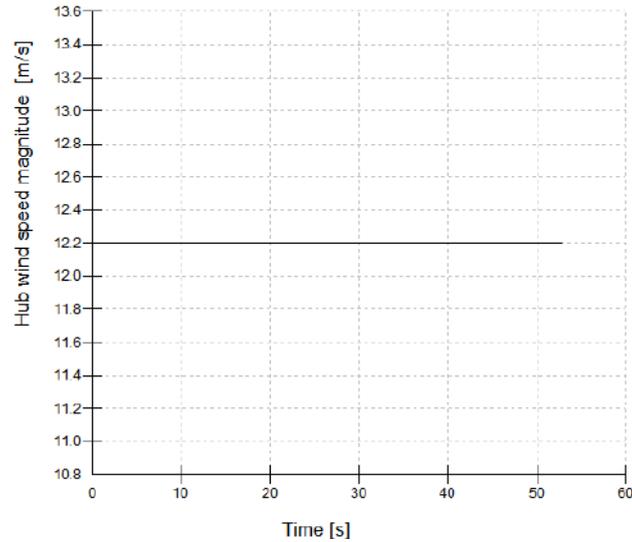


Figura 33. Perfil de viento NWP (V_{hub} 12.2 m/s)

La potencia eléctrica medida de la turbina a velocidad nominal se va a cero en el momento en el que se pierde la red. Este hecho se muestra en la Figura 34.

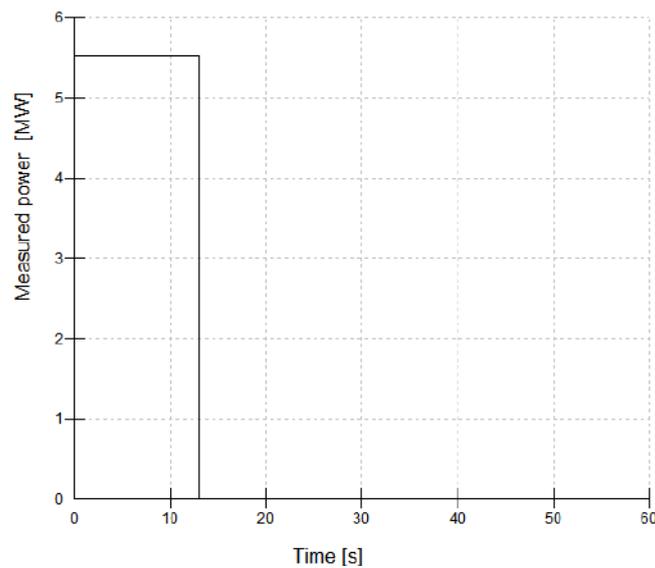


Figura 34. Potencia medida antes y tras fallo de red

$V_{hub} = 3.5$ m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	9,10E+07	5,90E+06	1,13E+05	1,03E+05	2,73E+06	2,06E+07	9,12E+07	2,73E+06
	MÍN	-6,89E+07	2,24E+06	-2,91E+04	3,33E+04	-2,73E+06	-2,06E+07	6,89E+07	2,73E+06
z = 0m	MÁX	2,14E+06	1,29E+06	1,13E+05	1,03E+05	6,14E+05	1,43E+07	2,50E+06	6,23E+05
	MÍN	-1,01E+06	7,18E+05	-2,91E+04	3,33E+04	-6,14E+05	-1,43E+07	1,24E+06	6,15E+05
z = 88.8m	MÁX	2,11E+05	7,90E+06	1,13E+05	1,02E+05	1,58E+03	1,78E+06	7,91E+06	1,02E+05
	MÍN	1,75E+05	-7,90E+06	-2,91E+04	9,63E+04	-1,58E+03	-1,78E+06	7,91E+06	9,63E+04

Tabla 54. Cargas en DLC 1.4 (V_{hub} 3.5 m/s)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	6,03E+06	1,02E+08	1,89E+06	1,17E+06	6,22E+05	1,44E+07	1,03E+08	1,33E+06
	MÍN	-4,24E+05	6,06E+07	-1,19E+06	7,10E+05	-6,22E+05	-1,44E+07	6,06E+07	9,44E+05
z = 0m	MÁX	6,03E+06	1,02E+08	1,89E+06	1,17E+06	6,22E+05	1,44E+07	1,03E+08	1,33E+06
	MÍN	-4,24E+05	6,06E+07	-1,19E+06	7,10E+05	-6,22E+05	-1,44E+07	6,06E+07	9,44E+05
z = 88.8m	MÁX	4,03E+06	5,48E+06	1,89E+06	1,16E+06	1,98E+04	1,89E+06	6,81E+06	1,16E+06
	MÍN	7,85E+04	-5,48E+06	-1,19E+06	7,22E+05	-1,98E+04	-1,89E+06	5,48E+06	7,22E+05

Tabla 55. Cargas en DLC 1.4 (Vhub 12.2 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	9,92E+07	4,78E+07	3,61E+06	4,15E+05	2,77E+06	2,06E+07	1,10E+08	2,80E+06
	MÍN	-6,35E+07	1,03E+06	-3,61E+06	1,87E+04	-2,77E+06	-2,06E+07	6,35E+07	2,77E+06
z = 0m	MÁX	1,08E+07	2,92E+07	3,61E+06	4,15E+05	6,88E+05	1,43E+07	3,11E+07	8,03E+05
	MÍN	-2,72E+06	-5,82E+05	-3,61E+06	1,87E+04	-6,88E+05	-1,43E+07	2,78E+06	6,88E+05
z = 88.8m	MÁX	4,04E+06	5,44E+06	3,61E+06	3,16E+05	8,37E+04	1,79E+06	6,77E+06	3,27E+05
	MÍN	-2,39E+05	-5,44E+06	-3,61E+06	-3,31E+04	-8,37E+04	-1,79E+06	5,44E+06	9,00E+04

Tabla 56. Cargas en DLC 1.4 (Vhub 30 m/s)

Las condiciones más desfavorables se observan en los escenarios de velocidad nominal y velocidad de corte. En estos escenarios se obtienen unos momentos flectores compuestos máximos de $103 \text{ MN}\cdot\text{m}$ en el caso de velocidad nominal y $110 \text{ MN}\cdot\text{m}$ en el caso de velocidad de corte.

DLC 1.5

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera Ráfaga Extrema (Extreme Operating Gust, EOG₁) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** Desconexión de la red
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** N

En este caso se estudiará cómo afecta un modelo EOG₁ al estado de cargas del aerogenerador. Este modelo de viento genera ráfagas de viento con periodos de recurrencia de 1 año. Los parámetros que permiten modelizar un EOG₁ se muestran en la **Tabla 57**. Como puede observarse, a mayor velocidad de viento, mayor será la ráfaga que se produce. A diferencia del modelo ECD, esta simulación no conlleva un escenario de ráfaga de cambio de dirección.

Extreme Operating Gust (EOG), N=1 year			
V _{hub}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s
β	4,8	4,8	4,8
T	10,5 s	10,5 s	10,5 s
B	0,625	0,625	0,625
σ_1	1,0 m/s	2,1 m/s	4,2 m/s
V _{gust}	3,1 m/s	6,2 m/s	12,6 m/s
V _{máx} (t=T/2)	4,6 m/s	14,5 m/s	34,7 m/s
V _{mín} (t=T/4)	2,7 m/s	10,6 m/s	26,7 m/s
Peak-to-peak	1,9 m/s	3,9 m/s	8,0 m/s

Tabla 57. Parámetros EOG₁

Por otro lado, es importante destacar que la velocidad de la ráfaga es mayor cuanto mayor es el periodo de recurrencia. Es decir, para un periodo de recurrencia de 50 años, se aceptan ráfagas de mayor magnitud que en el caso de tener un periodo de recurrencia de 1 año.

Como se ha descrito en el encabezado del apartado, se produce una pérdida de la red, que desconecta totalmente el aerogenerador de esta en $t > 20s$. En las siguientes figuras se muestra la ráfaga de viento y la potencia eléctrica producida por el aerogenerador.

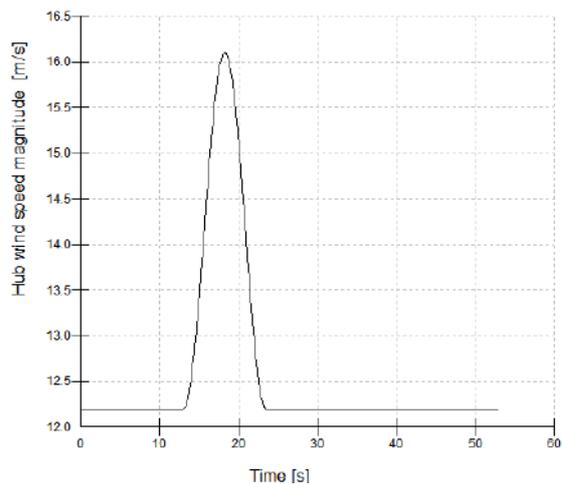


Figura 35. Ráfaga de viento EOG_1 ($V_{hub}=12.2m/s$)

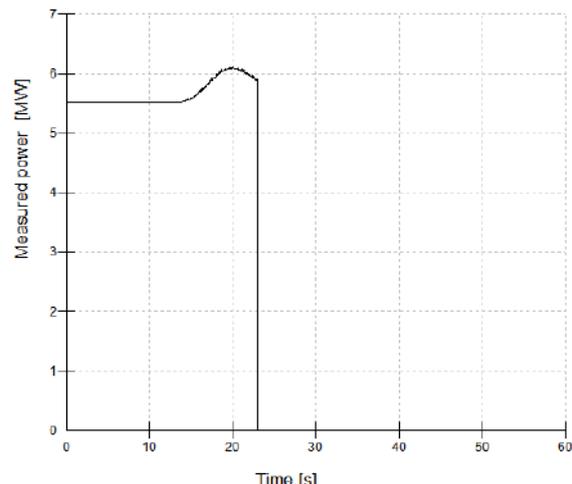


Figura 36. Producción de potencia ($V_{hub}=12.2m/s$)

Se observa que la potencia eléctrica producida aumenta notablemente cuando se produce la ráfaga, ya que el aerogenerador es capaz de aprovechar esa energía extra del viento hasta un límite. Sin embargo, el aerogenerador se desconecta de la red y el aerogenerador deja de suministrar potencia.

Las cargas obtenidas en este escenario son las mostradas en las tablas a continuación.

$V_{hub} = 3.5 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,02E+07	1,40E+07	1,17E+05	1,64E+05	2,11E+06	2,06E+07	7,05E+07	2,11E+06
	MÍN	-5,25E+07	3,29E+06	-4,01E+04	5,14E+04	-2,11E+06	-2,06E+07	3,84E+06	5,49E+04
z = 0m	MÁX	1,46E+06	6,68E+06	1,17E+05	1,64E+05	4,45E+05	1,43E+07	6,68E+06	4,52E+05
	MÍN	-5,69E+05	8,58E+05	-4,01E+04	5,14E+04	-4,45E+05	-1,43E+07	9,28E+05	5,47E+04
z = 88.8m	MÁX	6,85E+05	7,91E+06	1,17E+05	1,61E+05	2,57E+03	1,79E+06	7,91E+06	1,61E+05
	MÍN	1,74E+05	-7,91E+06	-4,01E+04	9,63E+04	-2,57E+03	-1,79E+06	7,62E+06	9,63E+04

Tabla 58. Cargas en DLC 1.5 ($V_{hub} 3.5 \text{ m/s}$)

$V_{hub} = 12.2 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	4,92E+07	1,10E+08	1,54E+06	8,58E+05	1,44E+06	2,07E+07	1,12E+08	1,63E+06
	MÍN	-4,15E+07	4,94E+07	-1,54E+06	4,04E+05	-1,44E+06	-2,07E+07	5,29E+07	4,35E+05
z = 0m	MÁX	6,19E+06	7,09E+07	1,54E+06	8,58E+05	2,13E+05	1,43E+07	7,11E+07	8,67E+05
	MÍN	-5,33E+04	3,12E+07	-1,54E+06	4,04E+05	-2,13E+05	-1,43E+07	3,12E+07	4,05E+05
z = 88.8m	MÁX	4,08E+06	6,21E+06	1,54E+06	8,31E+05	2,54E+04	1,85E+06	7,34E+06	8,31E+05
	MÍN	3,58E+04	-6,21E+06	-1,54E+06	3,90E+05	-2,54E+04	-1,85E+06	2,43E+06	3,90E+05

Tabla 59. Cargas en DLC 1.5 ($V_{hub} 12.2 \text{ m/s}$)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,10E+07	7,19E+07	3,31E+06	6,13E+05	1,99E+06	2,06E+07	8,32E+07	2,02E+06
	MÍN	-5,34E+07	1,16E+07	-3,31E+06	1,29E+05	-1,99E+06	-2,06E+07	1,50E+07	1,57E+05
z = 0m	MÁX	1,24E+07	4,43E+07	3,31E+06	6,13E+05	3,53E+05	1,43E+07	4,47E+07	6,55E+05
	MÍN	1,43E+06	5,75E+06	-3,31E+06	1,29E+05	-3,53E+05	-1,43E+07	7,90E+06	1,32E+05
z = 88.8m	MÁX	4,06E+06	5,60E+06	3,31E+06	4,42E+05	9,40E+04	1,79E+06	6,66E+06	4,43E+05
	MÍN	-2,05E+04	-5,60E+06	-3,31E+06	4,64E+04	-9,40E+04	-1,79E+06	2,23E+06	7,83E+04

Tabla 60. Cargas en DLC 1.5 (Vhub 30 m/s)

DLC 1.6

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera Ráfaga Extrema (Extreme Operating Gust, EOG₅₀) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** -
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** E

La diferencia de este caso con respecto al anterior radica en que el modelo de ráfaga se estudia para un periodo de recurrencia de 50 años (EOG₅₀). Los parámetros que describen este modelo se muestran a continuación:

Extreme Operating Gust (EOG), N=50 years			
V _{hub}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s
β	6,4	6,4	6,4
T	14,0 s	14,0 s	14,0 s
B	0,625	0,625	0,625
σ_1	1,0 m/s	2,1 m/s	4,2 m/s
V _{gust}	4,1 m/s	8,3 m/s	16,8 m/s
V _{máx} (t=T/2)	5,0 m/s	15,3 m/s	36,2 m/s
V _{mín} (t=T/4)	2,4 m/s	10,0 m/s	25,6 m/s
Peak-to-peak	2,6 m/s	5,2 m/s	10,6 m/s

Figura 37. Parámetros EOG₅₀

Comparando estos parámetros con los obtenidos en el modelo EOG₁ se observa que estos son mayores en el caso de EOG₅₀. La razón se debe a que el modelo EOG₅₀ establece un periodo de recurrencia mayor, por lo que el valor de ráfaga que se podría soportar es mayor. Esto se observa a su vez en la Figura 38.

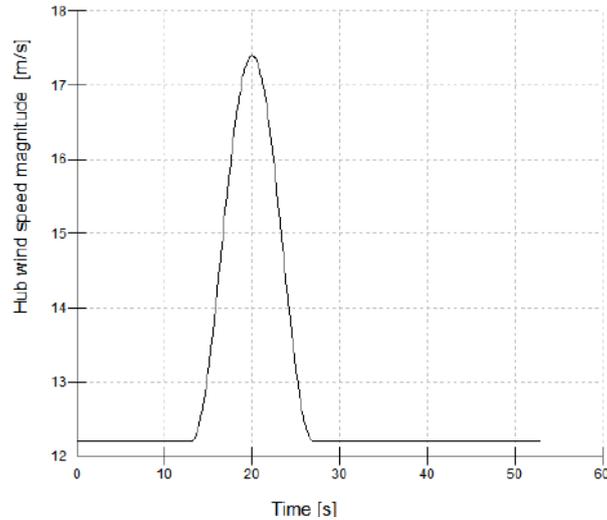


Figura 38. Ráfaga EOG50 ($V_{hub}=12.2\text{m/s}$)

Los resultados de las cargas obtenidos en las simulaciones se muestran a continuación:

Vhub = 3.5 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,03E+07	1,40E+07	1,11E+05	1,64E+05	2,11E+06	2,06E+07	7,05E+07	2,11E+06
	MÍN	-5,25E+07	2,97E+06	-4,27E+04	4,89E+04	-2,11E+06	-2,06E+07	3,51E+06	5,24E+04
z = 0m	MÁX	1,51E+06	6,68E+06	1,11E+05	1,64E+05	4,45E+05	1,43E+07	6,68E+06	4,51E+05
	MÍN	-5,31E+05	7,62E+05	-4,27E+04	4,89E+04	-4,45E+05	-1,43E+07	9,05E+05	5,22E+04
z = 88.8m	MÁX	6,85E+05	7,91E+06	1,11E+05	1,61E+05	2,57E+03	1,79E+06	7,92E+06	1,61E+05
	MÍN	1,99E+05	-7,91E+06	-4,27E+04	9,63E+04	-2,57E+03	-1,79E+06	7,62E+06	9,63E+04

Tabla 61. Cargas en DLC 1.6 ($V_{hub} 3.5 \text{ m/s}$)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,54E+07	1,09E+08	9,85E+05	8,56E+05	2,12E+06	2,07E+07	1,18E+08	2,22E+06
	MÍN	-4,78E+07	5,71E+07	-9,85E+05	4,65E+05	-2,12E+06	-2,07E+07	6,05E+07	5,06E+05
z = 0m	MÁX	6,94E+06	7,08E+07	9,85E+05	8,56E+05	4,54E+05	1,43E+07	1,18E+08	2,22E+06
	MÍN	4,12E+06	3,62E+07	-9,85E+05	4,65E+05	-4,54E+05	-1,43E+07	6,05E+07	5,06E+05
z = 88.8m	MÁX	4,08E+06	6,21E+06	9,85E+05	8,31E+05	2,54E+04	1,85E+06	1,18E+08	2,22E+06
	MÍN	3,86E+06	-6,21E+06	-9,85E+05	4,51E+05	-2,54E+04	-1,85E+06	6,05E+07	5,06E+05

Tabla 62. Cargas en DLC 1.6 ($V_{hub} 12.2 \text{ m/s}$)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	8,20E+07	7,02E+07	3,31E+06	5,84E+05	2,17E+06	2,06E+07	9,16E+07	2,20E+06
	MÍN	-4,57E+07	2,53E+07	-3,31E+06	2,32E+05	-2,17E+06	-2,06E+07	3,37E+07	2,99E+05
z = 0m	MÁX	1,26E+07	4,41E+07	3,31E+06	5,84E+05	4,70E+05	1,43E+07	4,47E+07	6,71E+05
	MÍN	4,78E+06	1,47E+07	-3,31E+06	2,32E+05	-4,70E+05	-1,43E+07	1,79E+07	2,68E+05
z = 88.8m	MÁX	4,06E+06	5,51E+06	3,31E+06	4,42E+05	9,40E+04	1,79E+06	6,66E+06	4,43E+05
	MÍN	3,65E+06	-5,51E+06	-3,31E+06	1,32E+05	-9,40E+04	-1,79E+06	4,21E+06	1,49E+05

Tabla 63. Cargas en DLC 1.6 ($V_{hub} 30 \text{ m/s}$)

Atendiendo a las diferencias de ráfagas entre el modelo EOG₁ y EOG₅₀ se observa que las cargas obtenidas en el segundo caso son mayores. El momento flector combinado en el caso DLC 1.5 es máximo de 112 MN·m. Sin embargo, en el caso DLC 1.6, el máximo momento M_{xy} es de 118 MN·m.

DLC 1.7

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera Cizalladura Extrema de Viento (Extreme Wind Shear, EWS) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** -
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** E

Este modelo de cargas analiza ráfagas tanto verticales como horizontales. Se obtendrán las ráfagas verticales y horizontales máximas para cada velocidad de estudio. De esta forma, analizando los distintos puntos de la torre, se obtendrán los casos más desfavorables.

Se analizarán los siguientes escenarios:

EWS Vertical:

Extreme Wind Shear (EWS)				
V_{hub}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s	
$V_{m\acute{a}x}$ (t=T/2)	3,5 m/s	12,2 m/s	30,0 m/s	
$V_{m\acute{i}n}$ (t=T/4, z=0)	-2,3 m/s	-2,3 m/s	-2,3 m/s	
Peak-to-peak	5,8 m/s	14,5 m/s	32,3 m/s	

EWS Horizontal:

Extreme Wind Shear (EWS)				
V_{hub}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s	
$V_{m\acute{a}x}$ (t=T/2, y=2,95m)	3,6 m/s	12,3 m/s	30,1 m/s	
$V_{m\acute{i}n}$ (t=T/4)	-2,3 m/s	-2,3 m/s	-2,3 m/s	
Peak-to-peak	5,9 m/s	14,6 m/s	32,4 m/s	

Las condiciones de oleaje son las mismas que las mostradas en la **Tabla 35**. Es decir, olas con una altura significativa dependiente del tiempo.

A continuación se muestra el procedimiento llevado a cabo en *Bladed* para introducir las cizalladuras verticales y horizontales:

	Speed	Direction	Horizontal Shear	Vertical Shear	Vertical Direction Shear
	m/s	deg	m/s	m/s	deg
Start value	- 12.2	0	12.2	12.2	0
Amplitude of change	- 0	0	14.6	14.5	0
Time to start cycle	s 0	0	5	5	0
Time period of cycle	s 0	0	10	10	0
Type of cycle (half/full)	- Full	Full	Full	Full	Full

Figura 39. EWS Bladed DLC 1.7

Los resultados de las cargas para este escenario se muestran a continuación (para los tres puntos de la torre especificados y las tres velocidades de estudio).

Vhub = 3.5 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	2,18E+06	5,13E+07	1,46E+06	1,44E+06	1,14E+04	2,06E+07	5,13E+07	1,44E+06
	MÍN	9,60E+05	-2,62E+07	3,20E+05	-9,22E+05	-1,14E+04	-2,06E+07	1,04E+06	5,34E+03
z = 0m	MÁX	1,67E+06	3,91E+06	1,46E+06	3,62E+05	1,14E+04	1,43E+07	4,11E+06	3,62E+05
	MÍN	7,77E+05	9,16E+05	3,20E+05	-3,53E+05	-1,14E+04	-1,43E+07	1,21E+06	4,51E+03
z = 88.8m	MÁX	6,79E+05	7,44E+06	1,46E+06	1,23E+05	1,14E+04	1,79E+06	7,45E+06	1,23E+05
	MÍN	4,02E+05	-7,44E+06	3,20E+05	1,00E+05	-1,14E+04	-1,79E+06	6,56E+06	1,01E+05

Tabla 64. Cargas en DLC 1.7 (Vhub 3.5 m/s)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	1,04E+07	1,45E+08	5,39E+06	2,65E+06	4,87E+04	2,07E+07	1,45E+08	2,65E+06
	MÍN	5,35E+06	2,55E+07	1,56E+05	-9,65E+05	-4,87E+04	-2,07E+07	2,65E+07	1,69E+04
z = 0m	MÁX	8,20E+06	5,21E+07	5,39E+06	1,05E+06	4,87E+04	1,43E+07	5,24E+07	1,05E+06
	MÍN	4,79E+06	4,32E+07	1,56E+05	4,05E+04	-4,87E+04	-1,43E+07	4,38E+07	4,90E+04
z = 88.8m	MÁX	4,01E+06	5,97E+06	5,39E+06	6,29E+05	4,87E+04	1,86E+06	7,01E+06	6,30E+05
	MÍN	3,33E+06	-5,97E+06	1,56E+05	5,18E+05	-4,87E+04	-1,86E+06	3,56E+06	5,20E+05

Tabla 65. Cargas en DLC 1.7 (Vhub 12.2 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	6,61E+07	1,21E+08	2,38E+07	2,93E+06	4,46E+05	2,09E+07	1,25E+08	2,94E+06
	MÍN	2,45E+07	-3,91E+07	7,17E+06	-1,87E+06	-4,46E+05	-2,09E+07	2,53E+07	1,54E+05
z = 0m	MÁX	4,62E+07	2,80E+07	2,38E+07	7,58E+05	4,46E+05	1,46E+07	5,18E+07	7,83E+05
	MÍN	1,80E+07	2,52E+06	7,17E+06	-5,14E+05	-4,46E+05	-1,46E+07	2,11E+07	1,55E+05
z = 88.8m	MÁX	7,30E+06	1,77E+07	2,38E+07	2,23E+05	4,46E+05	2,11E+06	1,89E+07	4,49E+05
	MÍN	5,18E+06	6,91E+05	7,17E+06	-4,62E+04	-4,46E+05	-2,11E+06	5,67E+06	1,63E+05

Tabla 66. Cargas en DLC 1.7 (Vhub 30 m/s)

DLC 1.8 & DLC 1.9

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Perfil de Viento Normal (Normal Wind Profile Model, NWP) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** Formación de hielo en las palas
- **Tipo de análisis:** F/U
- **Factor de seguridad parcial:** */E

Las únicas diferencia entre estos estados de carga y el estado de carga DLC 1.4 son la formación de hielo y el factor de seguridad. Como se ha mencionado anteriormente, en este trabajo no se considera la formación de hielo. Esto es debido a que aunque el emplazamiento es desconocido se considera que es el clima suficientemente cálido como para que no se forme hielo a lo largo del año.

No será necesario realizar la simulación de nuevo. Sin embargo, es necesario el estudio posterior de los resultados con un factor de seguridad parcial */E en caso de que estos casos sean determinantes en cuanto a estado de cargas.

DLC 1.10

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Turbulencia Normal (Normal Turbulence Model, NTM) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_{s1}(V)$ y $H = H_{máx1}$
- **Otras condiciones:** MIS
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** N

En este escenario se considera de nuevo un modelo NTM como el que se ha utilizado en el caso DCL 1.1. Sin embargo, el modelo marino cambia. Se estudiará la influencia de un oleaje con alturas de ola significativas con un periodo de recurrencia de 1 año. Las condiciones marinas se muestran a continuación:

Condiciones Marinas (H1)				
V_{wind}	3,5m/s	12,2m/s	15,0m/s	30,0m/s
u	2,6 m/s	8,9 m/s	11,0 m/s	22,0 m/s
v	0,024	0,083	0,102	0,204
H(s)	3,2 m	4,9 m	5,2 m	6,6 m
T_D	7,8 s	7,8 s	7,8 s	7,8 s
H_b	6,1 m	9,3 m	9,9 m	12,5 m

Tabla 67. Condiciones marinas para DLC 1.10

En este caso de diseño de cargas hay que tener en cuenta también la desalineación entre mar y viento. Estudiando los distintos estados de alineamiento entre estos, se determina que el más desfavorable es aquel en el que el viento actúa por el norte y el oleaje lo hace por el este. Estas condiciones producen un estado de cargas que se describe a continuación.

$V_{hub} = 3.5 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	8,42E+07	5,65E+06	1,09E+05	1,01E+05	2,52E+06	2,06E+07	8,44E+07	2,53E+06
	MÍN	-6,36E+07	2,31E+06	-2,93E+04	3,72E+04	-2,52E+06	-2,06E+07	2,58E+06	5,58E+04
z = 0m	MÁX	1,92E+06	1,11E+06	1,09E+05	1,01E+05	5,56E+05	1,43E+07	2,10E+06	5,61E+05
	MÍN	-8,28E+05	6,29E+05	-2,93E+04	3,72E+04	-5,56E+05	-1,43E+07	7,18E+05	3,94E+04
z = 88.8m	MÁX	2,13E+05	7,91E+06	1,09E+05	9,95E+04	1,58E+03	1,78E+06	7,91E+06	9,95E+04
	MÍN	1,99E+05	-7,91E+06	-2,93E+04	9,63E+04	-1,58E+03	-1,78E+06	7,70E+06	9,63E+04

Tabla 68. Cargas en DLC 1.10 ($V_{hub} 3.5 \text{ m/s}$)

$V_{hub} = 12.2 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	1,35E+08	1,05E+08	4,76E+06	8,11E+05	3,86E+06	2,07E+07	1,61E+08	3,91E+06
	MÍN	-9,54E+07	6,33E+07	-2,63E+06	5,08E+05	-3,86E+06	-2,07E+07	6,43E+07	5,25E+05
z = 0m	MÁX	9,17E+06	6,86E+07	4,76E+06	8,11E+05	9,64E+05	1,44E+07	6,89E+07	1,17E+06
	MÍN	1,29E+06	3,93E+07	-2,63E+06	5,08E+05	-9,64E+05	-1,44E+07	3,94E+07	5,24E+05
z = 88.8m	MÁX	4,55E+06	9,25E+06	4,76E+06	7,97E+05	5,26E+04	1,87E+06	1,00E+07	7,97E+05
	MÍN	3,49E+06	-9,25E+06	-2,63E+06	4,87E+05	-5,26E+04	-1,87E+06	4,30E+06	4,88E+05

Tabla 69. Cargas en DLC 1.10 ($V_{hub} 12.2 \text{ m/s}$)

$V_{hub} = 30 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	1,75E+08	8,26E+07	8,89E+06	6,57E+05	5,14E+06	2,07E+07	1,80E+08	5,15E+06
	MÍN	-1,19E+08	1,25E+07	-8,89E+06	1,10E+05	-5,14E+06	-2,07E+07	1,84E+07	1,77E+05
z = 0m	MÁX	1,99E+07	5,30E+07	8,89E+06	6,57E+05	1,53E+06	1,44E+07	5,39E+07	1,56E+06
	MÍN	-4,92E+06	6,36E+06	-8,89E+06	1,10E+05	-1,53E+06	-1,44E+07	8,49E+06	1,25E+05
z = 88.8m	MÁX	4,89E+06	1,21E+07	8,89E+06	5,57E+05	1,74E+05	1,90E+06	1,28E+07	5,61E+05
	MÍN	2,81E+06	-1,21E+07	-8,89E+06	5,53E+04	-1,74E+05	-1,90E+06	3,33E+06	8,66E+04

Tabla 70. Cargas en DLC 1.10 ($V_{hub} 30 \text{ m/s}$)

2 Caso de Diseño Cargas 2. Producción normal de potencia con falta (DLC 2)

DLC 2.1

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Perfil de Viento Normal (NWP) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** Falta en el sistema de control
- **Tipo de análisis:** F/U
- **Factor de seguridad parcial:** */N

En este caso de diseño de cargas ha de tenerse en cuenta un fallo en el sistema de control. Se analizará cuál es el efecto del fallo del sistema de control de paso. El fallo concreto que se analizará es un bloqueo del sistema de control en un paso constante e invariable de 0° (bloqueo). La razón por la cual se estudia el caso de un bloqueo del sistema de pitch a 0° es porque el mayor par se obtiene con esos grados de inclinación de las palas.

El perfil de viento es NWP, de las mismas características que en el caso anteriormente descrito DLC 1.4.

El fallo de control correspondiente se muestra en la **Figura 40**.

		Blade 1	Blade 2	Blade 3
Pitch failure mode	-	Permanently stuck ▼	Permanently stuck ▼	Permanently stuck ▼
Recoverable?	-	No ▼	No ▼	No ▼
Pitch of failed blade	deg	0	0	0

Figura 40. Falta en el control de paso (Bloqueo)

Este fallo en el sistema de control de paso se observa correctamente en la **Figura 41**. En esta se percibe el fallo por el hecho de que la potencia sigue aumentando cuando aunque se haya superado la potencia máxima. El control de paso está bloqueado y se ve incapaz de reducir el par máximo, por lo que el sistema está sobrecargado. Este fallo puede producir graves consecuencias si no se detecta.

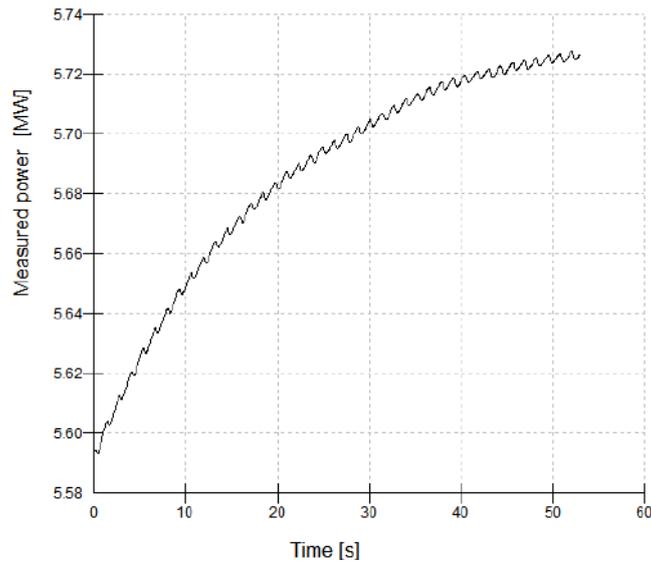


Figura 41. Fallo en el control de paso (V_{hub} 12.2 m/s)

Las condiciones de mar son irregulares, por lo que la altura significativa de la ola para cada velocidad de viento son las mismas que en la **Tabla 35**.

El análisis de cargas llevado a cabo se muestra a continuación:

$V_{hub} = 3.5$ m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	9,11E+07	3,76E+06	9,24E+04	8,69E+04	2,73E+06	2,06E+07	9,11E+07	2,73E+06
	MÍN	-6,88E+07	1,15E+05	-4,07E+04	1,77E+04	-2,73E+06	-2,06E+07	6,88E+07	2,73E+06
z = 0m	MÁX	2,18E+06	6,80E+05	9,24E+04	8,69E+04	6,14E+05	1,43E+07	2,29E+06	6,20E+05
	MÍN	-9,57E+05	-6,80E+05	-4,07E+04	1,77E+04	-6,14E+05	-1,43E+07	1,17E+06	6,14E+05
z = 88.8m	MÁX	2,35E+05	7,93E+06	9,24E+04	8,56E+04	1,59E+03	1,78E+06	7,94E+06	8,56E+04
	MÍN	2,21E+05	-7,93E+06	-4,07E+04	8,23E+04	-1,59E+03	-1,78E+06	7,94E+06	8,23E+04

Tabla 71. Cargas en DLC 2.1 (V_{hub} 3.5 m/s)

$V_{hub} = 12.2$ m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	9,65E+07	1,10E+08	7,06E+05	8,59E+05	2,74E+06	2,07E+07	1,46E+08	2,87E+06
	MÍN	-6,39E+07	1,04E+08	-3,76E+05	7,67E+05	-2,74E+06	-2,07E+07	1,22E+08	2,85E+06
z = 0m	MÁX	6,86E+06	7,12E+07	7,06E+05	8,59E+05	6,23E+05	1,43E+07	7,16E+07	1,06E+06
	MÍN	3,77E+06	6,79E+07	-3,76E+05	7,67E+05	-6,23E+05	-1,43E+07	6,80E+07	9,88E+05
z = 88.8m	MÁX	4,04E+06	5,33E+06	7,06E+05	8,43E+05	1,99E+04	1,86E+06	6,69E+06	8,43E+05
	MÍN	3,93E+06	-5,33E+06	-3,76E+05	8,01E+05	-1,99E+04	-1,86E+06	6,62E+06	8,01E+05

Tabla 72. Cargas en DLC 2.1 (V_{hub} 12.2 m/s)

$V_{hub} = 30$ m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	1,05E+08	1,30E+09	1,71E+07	9,41E+06	2,83E+06	2,15E+07	1,30E+09	9,82E+06
	MÍN	-6,30E+07	8,16E+08	-1,45E+07	5,96E+06	-2,83E+06	-2,15E+07	8,18E+08	6,60E+06
z = 0m	MÁX	1,28E+07	8,77E+08	1,71E+07	9,41E+06	6,84E+05	1,52E+07	8,77E+08	9,43E+06
	MÍN	1,57E+06	5,47E+08	-1,45E+07	5,96E+06	-6,84E+05	-1,52E+07	5,47E+08	6,00E+06
z = 88.8m	MÁX	2,64E+06	5,78E+07	1,71E+07	9,33E+06	1,21E+05	2,73E+06	5,78E+07	9,33E+06
	MÍN	-6,72E+05	1,31E+07	-1,45E+07	5,88E+06	-1,21E+05	-2,73E+06	1,31E+07	5,88E+06

Tabla 73. Cargas en DLC 2.1 (V_{hub} 30 m/s)

DLC 2.2

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Perfil de Viento Normal (NWP) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** Falta en el sistema de seguridad o falta eléctrica persistente
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** A

En este apartado se considera el efecto de un fallo en el sistema de seguridad. Por concepto de seguridad se entiende una parte del concepto del sistema destinado a garantizar que, en caso de un mal funcionamiento, la turbina eólica marina permanezca en condiciones seguras. Si se producen fallas de funcionamiento, la tarea del sistema de seguridad es garantizar que la instalación se comporte de conformidad con el concepto de seguridad.

El sistema de seguridad es un sistema lógicamente superior al sistema de control que se pone en funcionamiento cuando se exceden los valores límite relevantes para la seguridad o si el sistema de control es incapaz de mantener la turbina eólica marina dentro de los límites operativos normales. El sistema de seguridad está destinado a mantener la turbina eólica marina en una condición segura.

En este caso, se considerará un fallo en el sistema de paso (principales sistemas de control de seguridad del aerogenerador), parecido al fallo tenido en cuenta en el DLC 2.1. La diferencia es que en este caso, se deja que el sistema de paso de aerogenerador esté libre. De esta forma, el aerogenerador no es capaz de controlar la velocidad de giro del rotor, pudiendo excederse esta en varios escenarios.

Se analiza el fallo en el sistema de seguridad en los tres casos de velocidades a analizar. Los resultados de este escenario de cargas se muestran a continuación.

Vhub = 3.5 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	2,65E+07	2,27E+08	6,39E+06	6,30E+06	1,93E+05	2,10E+07	2,27E+08	6,30E+06
	MÍN	-2,25E+07	-2,27E+08	-6,39E+06	-4,75E+06	-1,93E+05	-2,10E+07	3,40E+05	9,40E+02
z = 0m	MÁX	1,78E+07	6,64E+07	6,39E+06	1,66E+06	1,93E+05	1,47E+07	6,64E+07	1,66E+06
	MÍN	-1,52E+07	-6,64E+07	-6,39E+06	-1,41E+06	-1,93E+05	-1,47E+07	2,72E+05	7,49E+02
z = 88.8m	MÁX	8,99E+05	1,38E+07	6,39E+06	5,93E+05	1,93E+05	2,16E+06	1,38E+07	5,93E+05
	MÍN	-8,99E+05	-1,38E+07	-6,39E+06	-5,93E+05	-1,93E+05	-2,16E+06	2,55E+06	7,60E+02

Tabla 74. Cargas en DLC 2.2 (Vhub 3.5 m/s)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	4,17E+07	2,55E+08	9,37E+06	6,18E+06	2,93E+05	2,08E+07	2,55E+08	6,18E+06
	MÍN	-1,58E+07	-1,64E+08	-9,37E+06	-4,70E+06	-2,93E+05	-2,08E+07	9,04E+05	4,49E+03
z = 0m	MÁX	2,85E+07	1,82E+08	9,37E+06	2,04E+06	2,93E+05	1,45E+07	1,82E+08	2,04E+06
	MÍN	-1,01E+07	-2,05E+07	-9,37E+06	-1,36E+06	-2,93E+05	-1,45E+07	4,36E+05	2,51E+03
z = 88.8m	MÁX	4,58E+06	1,02E+07	9,37E+06	2,03E+06	2,93E+05	2,01E+06	1,05E+07	2,03E+06
	MÍN	-1,21E+05	-1,02E+07	-9,37E+06	-1,65E+05	-2,93E+05	-2,01E+06	1,17E+06	8,12E+03

Tabla 75. Cargas en DLC 2.2 (Vhub 12.2 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	3,48E+07	2,23E+08	8,74E+06	6,35E+06	2,31E+05	2,07E+07	2,23E+08	6,35E+06
	MÍN	-2,35E+07	-1,46E+08	-8,74E+06	-4,50E+06	-2,31E+05	-2,07E+07	2,08E+06	2,29E+04
z = 0m	MÁX	2,44E+07	8,92E+07	8,74E+06	1,97E+06	2,31E+05	1,44E+07	8,96E+07	1,97E+06
	MÍN	-1,45E+07	-8,92E+07	-8,74E+06	-1,15E+06	-2,31E+05	-1,44E+07	1,49E+06	1,46E+04
z = 88.8m	MÁX	4,43E+06	1,77E+07	8,74E+06	9,21E+05	2,31E+05	1,91E+06	1,82E+07	9,38E+05
	MÍN	-5,44E+05	-1,77E+07	-8,74E+06	-9,21E+05	-2,31E+05	-1,91E+06	3,88E+06	8,42E+03

Tabla 76. Cargas en DLC 2.2 (Vhub 30 m/s)

3 Caso de Diseño Cargas 3. Arranque (DLC 3)

DLC 3.1

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Perfil de Viento Normal (NWP) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** -
- **Tipo de análisis:** F/U
- **Factor de seguridad parcial:** */N

En este escenario se estudiará cómo afecta un modelo de viento NWP en una situación de arranque del aerogenerador. El modelo de viento NWP se simula de la misma forma que se ha hecho anteriormente (ver DLC 1.4, entre otros).

Por otro lado, las condiciones marinas son irregulares con $H = H(s)$, siguiendo el mismo patrón que en el caso de en DLC 1.3 y otros.

Los resultados de cargas obtenidos se muestran a continuación.

Vhub = 3.5 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	2,80E+07	7,75E+06	1,60E+04	6,83E+03	9,31E+05	2,06E+07	2,90E+07	9,31E+05
	MÍN	-2,77E+07	-7,75E+06	-1,60E+04	3,24E+03	-9,31E+05	-2,06E+07	7,37E+06	6,82E+03
z = 0m	MÁX	4,60E+05	7,91E+06	1,60E+04	6,83E+03	1,18E+05	1,43E+07	7,92E+06	1,18E+05
	MÍN	-2,30E+05	-7,91E+06	-1,60E+04	3,24E+03	-1,18E+05	-1,43E+07	7,68E+06	4,89E+03
z = 88.8m	MÁX	1,76E+05	8,24E+06	1,60E+04	5,41E+03	4,13E+02	1,77E+06	8,24E+06	5,41E+03
	MÍN	1,71E+04	-8,24E+06	-1,60E+04	2,11E+03	-4,13E+02	-1,77E+06	8,16E+06	2,14E+03

Tabla 77. Cargas en DLC 3.1 (Vhub 3.5 m/s)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	4,50E+07	2,24E+08	2,06E+06	1,68E+06	1,44E+06	2,08E+07	2,24E+08	2,18E+06
	MÍN	-4,27E+07	-3,20E+06	-7,12E+05	3,89E+04	-1,44E+06	-2,08E+07	1,25E+06	7,25E+04
z = 0m	MÁX	2,82E+06	1,48E+08	2,06E+06	1,68E+06	2,14E+05	1,44E+07	1,48E+08	1,68E+06
	MÍN	-5,27E+05	-4,95E+06	-7,12E+05	3,89E+04	-2,14E+05	-1,44E+07	2,38E+05	7,32E+04
z = 88.8m	MÁX	4,28E+05	8,01E+06	2,06E+06	1,66E+06	2,76E+04	1,94E+06	8,02E+06	1,66E+06
	MÍN	1,21E+05	-8,01E+06	-7,12E+05	2,50E+04	-2,76E+04	-1,94E+06	1,42E+05	2,54E+04

Tabla 78. Cargas en DLC 3.1 (Vhub 12.2 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	1,77E+09	1,77E+09	1,77E+07	1,29E+07	2,01E+06	2,19E+07	1,77E+09	1,30E+07
	MÍN	4,14E+07	1,57E+07	-1,46E+07	1,87E+05	-2,01E+06	-2,19E+07	4,24E+07	3,94E+05
z = 0m	MÁX	1,25E+07	1,19E+09	1,77E+07	1,29E+07	4,05E+05	1,56E+07	1,19E+09	1,29E+07
	MÍN	1,63E+06	7,32E+06	-1,46E+07	1,87E+05	-4,05E+05	-1,56E+07	8,43E+06	2,15E+05
z = 88.8m	MÁX	2,21E+06	6,33E+07	1,77E+07	1,28E+07	1,19E+05	3,10E+06	1,19E+09	1,29E+07
	MÍN	-1,26E+06	-6,91E+06	-1,46E+07	1,03E+05	-1,19E+05	-3,10E+06	8,43E+06	2,15E+05

Tabla 79. Cargas en DLC 3.1 (Vhub 30 m/s)

DLC 3.2

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera Ráfaga Extrema (Extreme Operating Gust, EOG₁) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** -
- **Tipo de análisis:** F/U
- **Factor de seguridad parcial:** */N

En este escenario se estudiará cómo afecta un modelo de viento EOG₁ en una situación de arranque del aerogenerador. El modelo de viento EOG₁ se simula de la misma forma que se ha hecho anteriormente (ver DLC 1.5)

Por otro lado, las condiciones marinas son irregulares con $H = H(s)$, siguiendo el mismo patrón que en el caso de en DLC 1.3 y otros.

Los resultados de cargas obtenidos se muestran a continuación.

Vhub = 3.5 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	2,80E+07	7,75E+06	1,60E+04	1,59E+04	9,31E+05	2,06E+07	2,90E+07	9,31E+05
	MÍN	-2,77E+07	-7,75E+06	-1,60E+04	3,24E+03	-9,31E+05	-2,06E+07	6,80E+06	6,86E+03
z = 0m	MÁX	4,60E+05	7,91E+06	1,60E+04	1,59E+04	1,18E+05	1,43E+07	7,92E+06	1,18E+05
	MÍN	-2,31E+05	-7,91E+06	-1,60E+04	3,24E+03	-1,18E+05	-1,43E+07	6,92E+06	4,89E+03
z = 88.8m	MÁX	1,76E+05	8,24E+06	1,60E+04	1,26E+04	4,13E+02	1,77E+06	8,24E+06	1,26E+04
	MÍN	1,70E+04	-8,24E+06	-1,60E+04	2,11E+03	-4,13E+02	-1,77E+06	8,16E+06	2,14E+03

Tabla 80. Cargas en DLC 3.2 (Vhub 3.5 m/s)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	ower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	4,60E+07	2,20E+08	2,05E+06	1,67E+06	1,44E+06	2,08E+07	2,23E+08	2,17E+06
	MÍN	-4,26E+07	-3,20E+06	-5,31E+05	3,89E+04	-1,44E+06	-2,08E+07	1,25E+06	7,25E+04
z = 0m	MÁX	2,94E+06	1,46E+08	2,05E+06	1,67E+06	2,12E+05	1,44E+07	1,46E+08	1,67E+06
	MÍN	-5,13E+05	-4,95E+06	-5,31E+05	3,89E+04	-2,12E+05	-1,44E+07	2,38E+05	7,32E+04
z = 88.8m	MÁX	4,25E+05	8,01E+06	2,05E+06	1,65E+06	2,81E+04	1,94E+06	8,02E+06	1,65E+06
	MÍN	1,40E+05	-8,01E+06	-5,31E+05	2,50E+04	-2,81E+04	-1,94E+06	2,17E+05	2,54E+04

Tabla 81. Cargas en DLC 3.2 (Vhub 12.2 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	ower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,28E+07	1,88E+09	1,88E+07	1,37E+07	2,01E+06	2,20E+07	1,88E+09	1,38E+07
	MÍN	-5,36E+07	1,57E+07	-1,61E+07	1,87E+05	-2,01E+06	-2,20E+07	4,24E+07	3,94E+05
z = 0m	MÁX	1,58E+07	1,27E+09	1,88E+07	1,37E+07	4,06E+05	1,57E+07	1,27E+09	1,37E+07
	MÍN	8,87E+05	7,32E+06	-1,61E+07	1,87E+05	-4,06E+05	-1,57E+07	8,43E+06	2,15E+05
z = 88.8m	MÁX	2,33E+06	6,46E+07	1,88E+07	1,36E+07	1,66E+05	3,18E+06	6,46E+07	1,36E+07
	MÍN	-1,41E+06	-6,91E+06	-1,61E+07	1,03E+05	-1,66E+05	-3,18E+06	2,69E+05	1,12E+05

Tabla 82. Cargas en DLC 3.2 (Vhub 30 m/s)

Se observa un momento máximo M_{xy} de 1880 MN·m en la base de la torre con una velocidad de viento en el buje de 30m/s. Este momento es el mayor obtenido en los escenarios simulados hasta DLC 3.2.

4 Caso de Diseño Cargas 4. Apagado normal (DLC 4)

DLC 4.1

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Perfil de Viento Normal (NWP) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** -
- **Tipo de análisis:** F/U
- **Factor de seguridad parcial:** */N

En este DLC se considerará cómo afecta un modelo de viento NWP cuando se produce un apagado normal del aerogenerador. El modelo de viento es el mismo que el considerado en casos de NWP posteriores (como, por ejemplo, el DLC 1.4). Las condiciones marinas también son las mismas que en casos estudiados anteriormente (DLC 1.4).

La potencia generada por el aerogenerador en este caso se reduce a cero en un periodo menor de 6 segundos. Esto puede observarse en la **Figura 42**. Se ha mostrado una figura de la simulación a una velocidad nominal, ya que la potencia eléctrica producida es 5,5MW.

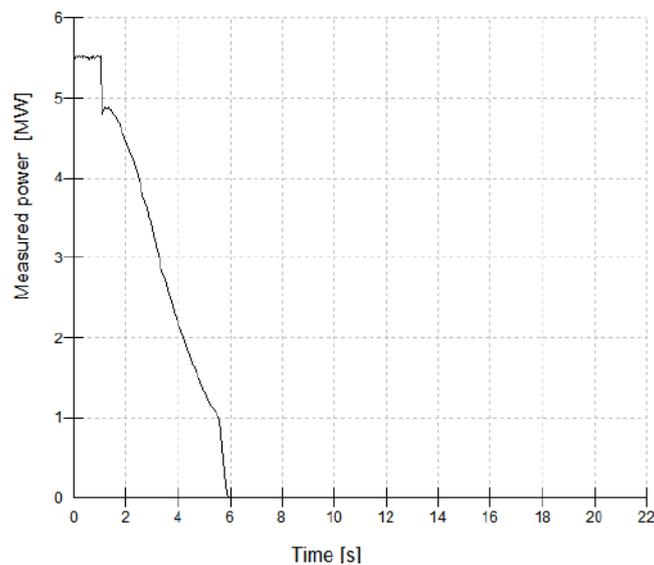


Figura 42. Potencia en Apagado Normal ($V_{hub} = 12.2\text{m/s}$)

El estado de cargas en los tres puntos de la torre a analizar se muestra a continuación:

$V_{hub} = 3.5\text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	4,43E+07	2,21E+07	1,31E+05	1,01E+05	1,34E+06	2,06E+07	4,95E+07	1,34E+06
	MÍN	-3,35E+07	-2,21E+07	-1,31E+05	-1,01E+05	-1,34E+06	-2,06E+07	4,01E+07	1,34E+06
z = 0m	MÁX	7,54E+05	1,75E+07	1,31E+05	1,01E+05	2,54E+05	1,43E+07	1,75E+07	2,73E+05
	MÍN	-2,69E+05	-1,75E+07	-1,31E+05	-1,01E+05	-2,54E+05	-1,43E+07	1,75E+07	2,73E+05
z = 88.8m	MÁX	2,05E+05	8,47E+06	1,31E+05	1,03E+05	1,43E+03	1,78E+06	8,47E+06	1,03E+05
	MÍN	-3,55E+04	-8,47E+06	-1,31E+05	-1,03E+05	-1,43E+03	-1,78E+06	8,47E+06	1,03E+05

Tabla 83. Cargas en DLC 4.1 ($V_{hub} 3.5\text{ m/s}$)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	6,76E+07	9,71E+07	8,87E+05	7,66E+05	2,04E+06	2,07E+07	1,18E+08	2,17E+06
	MIN	-5,15E+07	-5,04E+07	-8,87E+05	-3,09E+05	-2,04E+06	-2,07E+07	7,20E+07	2,06E+06
z = 0m	MÁX	5,59E+06	6,28E+07	8,87E+05	7,66E+05	4,20E+05	1,43E+07	6,30E+07	8,73E+05
	MIN	-8,15E+05	-3,64E+07	-8,87E+05	-3,09E+05	-4,20E+05	-1,43E+07	3,64E+07	5,21E+05
z = 88.8m	MÁX	4,03E+06	8,80E+06	8,87E+05	7,52E+05	1,88E+04	1,85E+06	9,68E+06	7,52E+05
	MIN	-1,06E+05	-8,80E+06	-8,87E+05	-3,26E+05	-1,88E+04	-1,85E+06	8,80E+06	3,27E+05

Tabla 84. Cargas en DLC 4.1 (Vhub 12.2 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	6,70E+07	4,64E+07	2,58E+06	4,00E+05	2,10E+06	2,06E+07	8,15E+07	2,14E+06
	MIN	-6,70E+07	-1,89E+07	-2,58E+06	-8,25E+04	-1,55E+06	-2,06E+07	6,96E+07	1,55E+06
z = 0m	MÁX	1,03E+07	2,84E+07	2,58E+06	4,00E+05	4,41E+05	1,43E+07	3,02E+07	5,95E+05
	MIN	-1,24E+06	-1,52E+07	-2,58E+06	-8,25E+04	-4,41E+05	-1,43E+07	1,52E+07	4,48E+05
z = 88.8m	MÁX	4,04E+06	7,98E+06	2,58E+06	3,16E+05	7,24E+04	1,79E+06	8,94E+06	3,24E+05
	MIN	-1,31E+05	-7,98E+06	-2,58E+06	-1,65E+05	-7,24E+04	-1,79E+06	7,98E+06	1,80E+05

Tabla 85. Cargas en DLC 4.1 (Vhub 30 m/s)

5 Caso de Diseño Cargas 5. Apagado de emergencia (DLC 5)

DLC 5.1

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Perfil de Viento Normal (NWP) con $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$ u olas regulares con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** -
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** N

En este DLC se considerará cómo afecta un modelo de viento NWP cuando se produce un apagado de emergencia del aerogenerador. El modelo de viento es el mismo que el considerado en casos de NWP posteriores (como, por ejemplo, el DLC 1.4). Las condiciones marinas también son las mismas que en casos estudiados anteriormente (DLC 1.4).

El apagado de emergencia es más brusco que un apagado normal. El fin es desconectar el funcionamiento del aerogenerador para evitar roturas y problemas mayores. Se muestra a continuación un ejemplo de la representación de la potencia eléctrica generada por el aerogenerador en este supuesto con velocidad de viento nominal.

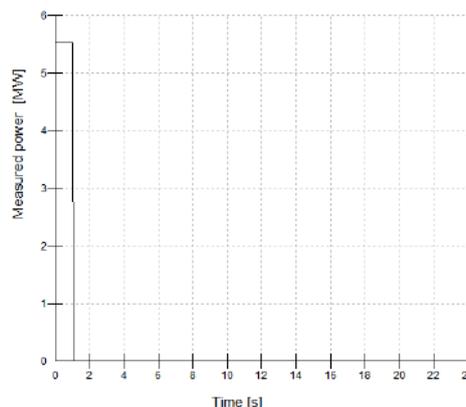


Figura 43. Potencia en Apagado de Emergencia (Vhub = 12.2m/s)

Como se puede observar, el aerogenerador se encuentra generando potencia máxima (velocidad de viento nominal) y, al producirse el apagado de emergencia, evoluciona instantáneamente a un estado de apagado. A diferencia del apagado normal, el apagado de emergencia es instantáneo como puede verse en la **Figura 43**.

El estado de cargas de este escenario se muestra a continuación:

Vhub = 3.5 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	4,43E+07	2,21E+07	1,31E+05	1,01E+05	1,34E+06	2,06E+07	4,95E+07	1,34E+06
	MÍN	-3,35E+07	-2,21E+07	-1,31E+05	-1,01E+05	-1,34E+06	-2,06E+07	4,01E+07	1,34E+06
z = 0m	MÁX	7,54E+05	1,75E+07	1,31E+05	1,01E+05	2,54E+05	1,43E+07	1,75E+07	2,73E+05
	MÍN	-2,69E+05	-1,75E+07	-1,31E+05	-1,01E+05	-2,54E+05	-1,43E+07	1,75E+07	2,73E+05
z = 88.8m	MÁX	2,05E+05	8,47E+06	1,31E+05	1,03E+05	1,43E+03	1,78E+06	8,47E+06	1,03E+05
	MÍN	-3,55E+04	-8,47E+06	-1,31E+05	-1,03E+05	-1,43E+03	-1,78E+06	8,47E+06	1,03E+05

Tabla 86. Cargas en DLC 5.1 (Vhub 3.5 m/s)

Vhub = 12.2 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	ower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	5,09E+07	9,71E+07	1,08E+06	7,66E+05	1,58E+06	2,07E+07	1,10E+08	1,75E+06
	MÍN	-5,09E+07	-9,56E+07	-1,08E+06	-6,43E+05	-1,15E+06	-2,07E+07	1,08E+08	1,31E+06
z = 0m	MÁX	5,59E+06	6,67E+07	1,08E+06	7,66E+05	2,92E+05	1,43E+07	6,70E+07	8,20E+05
	MÍN	-6,05E+05	-6,67E+07	-1,08E+06	-6,43E+05	-2,92E+05	-1,43E+07	6,67E+07	7,06E+05
z = 88.8m	MÁX	4,03E+06	1,00E+07	1,08E+06	7,52E+05	1,88E+04	1,85E+06	1,08E+07	7,52E+05
	MÍN	-7,33E+04	-1,00E+07	-1,08E+06	-6,56E+05	-1,88E+04	-1,85E+06	1,00E+07	6,57E+05

Tabla 87. Cargas en DLC 4.1 (Vhub 12.2 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	ower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	3,95E+07	5,31E+07	2,02E+06	4,00E+05	1,18E+06	2,06E+07	6,61E+07	1,24E+06
	MÍN	-2,69E+07	-5,31E+07	-2,02E+06	-3,13E+05	-1,18E+06	-2,06E+07	5,95E+07	1,22E+06
z = 0m	MÁX	1,03E+07	3,90E+07	2,02E+06	4,00E+05	1,91E+05	1,43E+07	4,03E+07	4,43E+05
	MÍN	-2,11E+06	-3,90E+07	-2,02E+06	-3,13E+05	-1,91E+05	-1,43E+07	3,91E+07	3,67E+05
z = 88.8m	MÁX	4,04E+06	9,17E+06	2,02E+06	3,96E+05	7,24E+04	1,79E+06	1,00E+07	4,03E+05
	MÍN	-1,80E+05	-9,17E+06	-2,02E+06	-3,96E+05	-7,24E+04	-1,79E+06	9,17E+06	4,03E+05

Tabla 88. Cargas en DLC 4.1 (Vhub 30 m/s)

Debido a que se produce un apagado del sistema, se obtienen fuerzas mínimas de nulas

6 Caso de Diseño Cargas 6. Aerogenerador parado (DLC 6)

DLC 6.1

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo Extremo de Velocidad de Viento (Extreme Wind Speed Model, EWM) con $V_{hub} = V_{ref}$
- **Estado de la marea:** Irregular con H_{s50}
- **Otras condiciones:** MIS, MUL
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** N

Se estudiará la influencia del modelo de viento EWM en una situación en la que el aerogenerador está parado (sin funcionar). La potencia eléctrica producida será, por tanto, nula. El modelo EWM puede ser tanto estacionario como turbulento. En este caso GL determina que ha de estudiarse su efecto turbulento según el modelo de turbulencia NTM.

Es importante destacar que, a diferencia de otros DLCs, en este caso no se consideran rangos de velocidades, sino que se considera la velocidad de referencia (V_{ref}). Según GL, la velocidad de referencia depende de la clase de turbina eólica. En este caso, la turbina es de clase I y la velocidad de referencia viene determinada por la **Tabla 89**.

Wind turbine class	I	II	III	S
– V_{ref} [m/s]	50	42.5	37.5	Site specific
– V_{ave} [m/s]	10	8.5	7.5	
– A 115 (-)	0.18			
– a (-)	2			
– B 115 (-)	0.16			
– a (-)	3			
– C 115 (-)	0.145			
– a (-)	3			

Tabla 89. Clases de turbina eólica

Por otro lado, han de determinarse los parámetros del modelo de viento EWM. Estos siguen las ecuaciones descritas en la *sección 5.1.3* y se muestran en la **Tabla 90**.

Extreme Wind Speed Model (EWM)	
V_{hub}	50,0m/s
V_{50}	50,0 m/s
V_1	40,0 m/s
σ_1	6,6 m/s
I_{turb}	13,20%

Tabla 90. Condiciones de viento para DCL 6.1

El perfil de viento obtenido en esta simulación de muestra en la **Figura 44**.

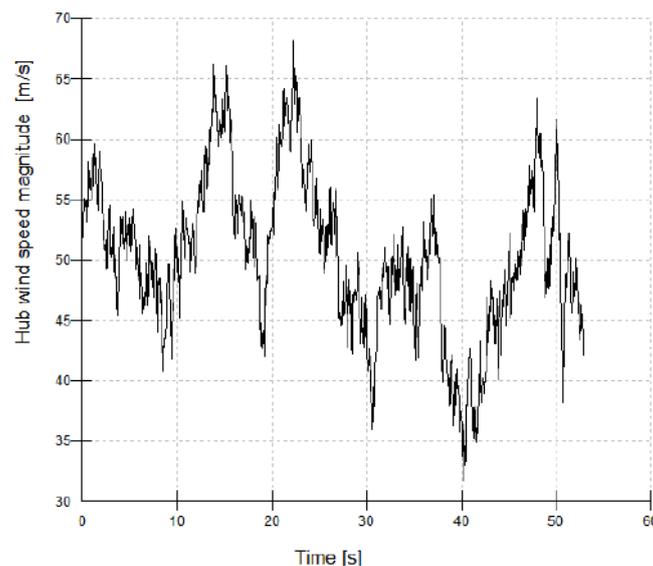


Figura 44. Modelo de viento EWM (V_{ref})

Por otro lado, se considera un oleaje irregular con olas de altura significativa de recurrencia de 50 años. El modelo de oleaje se obtendrá a partir de las ecuaciones del modelo descritas anteriormente. Las condiciones marinas que se tienen en cuenta se muestran a continuación.

Condiciones Marinas (H50)					
V_{wind}	3,5m/s	12,2m/s	15,0m/s	30,0m/s	50,0m/s
u	2,6 m/s	8,9 m/s	11,0 m/s	22,0 m/s	36,6 m/s
v	0,024	0,083	0,102	0,204	0,339
H(s)	3,2 m	4,9 m	5,2 m	6,6 m	7,8 m
T_D	7,8 s	7,8 s	7,8 s	7,8 s	7,8 s
H_D	7,6 m	11,5 m	12,3 m	15,5 m	18,4 m

Tabla 91. Condiciones marinas DLC 6.1

Los resultados del análisis de cargas han de llevarse a cabo teniendo en cuenta situaciones de desalienación (MIS). Similar a en casos anteriores se han analizado desalineamientos entre el viento, el oleaje y las corrientes en direcciones Norte, Sur, Este y Oeste. Finalmente se obtiene que el caso más desfavorable es aquel en el cual el viento, oleaje y las corrientes se encuentran alineadas a 0° con respecto del Norte. En la **Tabla 92** se muestran los resultados de los análisis de cargas en las tres posiciones de la torre estudiadas.

$V_{hub} = 50 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	8,37E+06	3,03E+08	5,48E+05	8,02E+06	6,23E+04	2,05E+07	3,03E+08	8,02E+06
	MÍN	-7,97E+06	-1,59E+08	-2,54E+05	-5,47E+06	-6,23E+04	-2,05E+07	2,05E+06	1,20E+04
z = 0m	MÁX	5,57E+06	4,18E+07	5,48E+05	3,02E+06	6,23E+04	1,42E+07	4,18E+07	3,02E+06
	MÍN	-5,41E+06	4,61E+06	-2,54E+05	-1,23E+06	-6,23E+04	-1,42E+07	4,91E+06	7,67E+03
z = 88.8m	MÁX	3,47E+05	7,31E+06	5,48E+05	2,53E+05	6,23E+04	1,70E+06	7,32E+06	2,53E+05
	MÍN	-3,37E+05	-7,31E+06	-2,54E+05	6,39E+04	-6,23E+04	-1,70E+06	5,25E+06	6,90E+04

Tabla 92. Cargas en DLC 6.1 ($V_{hub} 50 \text{ m/s}$)

DLC 6.2

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo Extremo de Velocidad de Viento (EWM) con $V_{hub} = V_{ref}$
- **Estado de la marea:** Irregular con H_{s50}
- **Otras condiciones:** Desconexión de la red, MIS, MUL
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** A

Se estudiará la influencia del modelo de viento EWM en una situación en la que el aerogenerador está parado (sin funcionar). La diferencia principal con el caso DLC 6.1 es que en este se considera un fallo por desconexión de la red en $t > 20s$.

Las condiciones de oleaje son las mismas que las detalladas en la **Tabla 91**.

Teniendo en cuenta desalineamientos, se determina el caso más desfavorable con un momento máximo M_{xy} de $303 \text{ MN}\cdot\text{m}$. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla:

Vhub = 15 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	8,37E+06	3,03E+08	5,48E+05	8,02E+06	6,23E+04	2,05E+07	3,03E+08	8,02E+06
	MÍN	-7,97E+06	-1,59E+08	-2,54E+05	-5,47E+06	-6,23E+04	-2,05E+07	2,05E+06	1,20E+04
z = 0m	MÁX	5,57E+06	4,18E+07	5,48E+05	3,02E+06	6,23E+04	1,42E+07	4,18E+07	3,02E+06
	MÍN	-5,41E+06	4,61E+06	-2,54E+05	-1,23E+06	-6,23E+04	-1,42E+07	4,91E+06	7,67E+03
z = 88.8m	MÁX	3,47E+05	7,31E+06	5,48E+05	2,53E+05	6,23E+04	1,70E+06	7,32E+06	2,53E+05
	MÍN	-3,37E+05	-7,31E+06	-2,54E+05	6,39E+04	-6,23E+04	-1,70E+06	5,25E+06	6,90E+04

Tabla 93. Cargas en DLC 6.2 (Vhub 50 m/s)

Al ser un escenario en el que el aerogenerador está parado (idle) parece que la desconexión de la red no le produce ningún cambio en el estado de cargas. Por ello, el resultado de DLC 6.1 y DLC 6.2 es el mismo

DLC 6.3

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo Extremo de Velocidad de Viento (EWM) con $V_{hub} = V_{ref}$
- **Estado de la marea:** Irregular con H_{s1}
- **Otras condiciones:** Influjo oblicuo extremo, MIS, MUL
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** E

Se considera un oleaje irregular con olas de altura significativa de recurrencia de 1 año. El modelo de oleaje se obtendrá a partir de las ecuaciones del modelo descritas anteriormente. Las condiciones marinas que se tienen en cuenta se muestran a continuación.

Condiciones Marinas (H1)						
V_{wind}	3,5m/s	12,2m/s	15,0m/s	30,0m/s	40,0m/s	50,0m/s
u	2,6 m/s	8,9 m/s	11,0 m/s	22,0 m/s	29,3 m/s	36,6 m/s
v	0,024	0,083	0,102	0,204	0,271	0,339
H(s)	3,2 m	4,9 m	5,2 m	6,6 m	7,2 m	7,8 m
T_D	7,8 s	7,8 s	7,8 s	7,8 s	7,8 s	7,8 s
H_D	6,1 m	9,3 m	9,9 m	12,5 m	13,8 m	14,8 m

Tabla 94. Condiciones marinas DLC 6.3

Como se puede ver, al ser el periodo de recurrencia mayor, la altura significativa de la ola es menor que si el periodo de recurrencia es de 50 años.

Por otro lado, este caso de cargas estudia una situación en la que el viento actúa de forma oblicua al mar (*Extreme Oblique Inflow*). Por tanto, en la condición de desalineación se considerarán las distintas posiciones en las que el mar y el viento se encuentran a 90°. Estas son:

1. Viento en dirección 90° Norte y mar a 0° respecto del Norte
2. Viento en dirección 270° Norte y mar a 0° respecto del Norte

Se estudian a continuación los dos escenarios con un viento oblicuo extremo siguiente el modelo EWM.

1. Viento en dirección 90° Norte y mar a 0° respecto del Norte

Caso 90°-0°		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	9,79E+07	1,65E+08	2,18E+06	5,35E+06	8,10E+05	2,06E+07	1,78E+08	5,37E+06
	MÍN	3,12E+07	-1,46E+08	7,23E+05	-4,15E+06	-8,10E+05	-2,06E+07	3,22E+07	2,80E+05
z = 0m	MÁX	6,14E+07	1,53E+07	2,18E+06	1,45E+06	8,10E+05	1,43E+07	6,25E+07	1,53E+06
	MÍN	2,03E+07	-1,53E+07	7,23E+05	-1,01E+06	-8,10E+05	-1,43E+07	2,22E+07	2,46E+05
z = 88.8m	MÁX	1,61E+06	9,36E+06	2,18E+06	3,70E+04	5,05E+05	1,83E+06	9,45E+06	5,05E+05
	MÍN	4,08E+05	-9,36E+06	7,23E+05	-3,70E+04	-5,05E+05	-1,83E+06	8,45E+06	1,77E+05

Tabla 95. Cargas en DLC 6.3 (90deg-0deg)

2. Viento en dirección 270° Norte y mar a 0° respecto del Norte

Caso 180°-0°		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,07E+07	-6,74E+07	1,51E+06	-1,80E+06	-5,62E+05	-2,06E+07	9,77E+07	1,88E+06
	MÍN	6,87E+07	-6,56E+07	1,50E+06	-1,75E+06	-5,45E+05	-2,06E+07	9,50E+07	1,83E+06
z = 0m	MÁX	4,55E+07	-1,13E+07	1,51E+06	-1,21E+05	-5,62E+05	-1,43E+07	4,68E+07	5,75E+05
	MÍN	4,42E+07	-1,10E+07	1,50E+06	-1,10E+05	-5,45E+05	-1,43E+07	4,55E+07	5,56E+05
z = 88.8m	MÁX	1,33E+06	-8,89E+06	1,51E+06	-2,60E+04	-3,64E+05	-1,78E+06	8,99E+06	3,65E+05
	MÍN	1,30E+06	-8,86E+06	1,50E+06	-2,32E+04	-3,55E+05	-1,78E+06	8,96E+06	3,56E+05

Tabla 96. Cargas en DLC 6.3 (270deg-0deg)

La situación más desfavorable en cuanto a momento flector se da en el caso: Viento en dirección 90° Norte y mar a 0° respecto del Norte. Se tiene un momento flector M_{xy} de 178MN·m frente a 97,7MN·m.

DLC 6.4

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Turbulencia Normal (NTM) con $V_{hub} \leq V_{in}$ y $V_{hub} \leq V_{out} \leq 0.8V_{ref}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$
- **Otras condiciones:** MIS, MUL
- **Tipo de análisis:** F/U
- **Factor de seguridad parcial:** */N

En este caso se considera un modelo de viento de turbulencia normal (NTM). Se analizarán velocidades de viento límites. Atendiendo a: $V_{hub} \leq V_{in}$ y $V_{hub} \leq V_{out} \leq 0.8V_{ref}$. Se tendrán los siguientes estados límite:

- $V_{hub} = 3,5 \text{ m/s}$ (V_{in})
- $V_{hub} = 30 \text{ m/s}$ (V_{out})
- $V_{hub} = 0.8V_{ref} = 40 \text{ m/s}$

El aerogenerador estará parado (parked) como establece la norma

Vhub = 3.5 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,02E+07	1,01E+07	9,94E+05	1,36E+05	2,11E+06	2,06E+07	7,07E+07	2,11E+06
	MÍN	5,42E+04	4,51E+05	8,65E+02	3,31E+04	4,43E+02	2,06E+07	4,53E+05	3,48E+04
z = 0m	MÁX	1,47E+06	4,01E+06	4,01E+06	1,47E+06	4,45E+05	1,43E+07	4,32E+06	4,52E+05
	MÍN	2,37E+02	2,93E+03	2,93E+03	2,37E+02	3,78E+01	1,43E+07	1,09E+04	3,39E+04
z = 88.8m	MÁX	3,96E+05	8,66E+06	9,94E+05	1,34E+05	5,63E+03	1,79E+06	8,72E+06	1,35E+05
	MÍN	1,39E+05	7,10E+06	8,65E+02	7,07E+04	1,66E-01	1,78E+06	7,07E+06	7,20E+04

Tabla 97. Cargas en DLC 6.4 (Vhub 3.5 m/s)

Vhub = 30 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	7,35E+07	8,25E+07	8,89E+06	6,57E+05	2,07E+06	2,07E+07	8,99E+07	2,09E+06
	MÍN	1,14E+04	1,25E+07	2,15E+03	1,09E+05	2,04E+02	2,04E+07	1,53E+07	1,56E+05
z = 0m	MÁX	2,00E+07	5,30E+07	8,89E+06	6,57E+05	4,70E+05	1,44E+07	5,38E+07	6,82E+05
	MÍN	1,01E+05	6,33E+06	2,15E+03	1,09E+05	1,88E+02	1,41E+07	8,11E+06	1,38E+05
z = 88.8m	MÁX	4,89E+06	1,21E+07	8,89E+06	5,57E+05	1,74E+05	1,90E+06	1,28E+07	5,61E+05
	MÍN	2,81E+06	3,34E+02	2,15E+03	5,53E+04	3,19E+01	1,64E+06	3,33E+06	8,66E+04

Tabla 98. Cargas en DLC 6.4 (Vhub 30 m/s)

Vhub = 40 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	5,44E+06	2,05E+08	3,49E+05	5,64E+06	3,84E+04	2,05E+07	2,05E+08	5,64E+06
	MÍN	-5,44E+06	-1,13E+08	-1,73E+05	-3,87E+06	-3,34E+04	-2,05E+07	2,51E+05	2,26E+04
z = 0m	MÁX	3,71E+06	2,39E+07	3,49E+05	1,74E+06	3,84E+04	1,42E+07	2,39E+07	1,74E+06
	MÍN	-3,71E+06	8,48E+04	-1,73E+05	-7,67E+05	-3,34E+04	-1,42E+07	1,01E+06	5,99E+03
z = 88.8m	MÁX	2,96E+05	7,61E+06	3,49E+05	1,70E+05	3,84E+04	1,72E+06	7,61E+06	1,70E+05
	MÍN	-2,96E+05	-7,61E+06	-1,73E+05	4,03E+04	-3,34E+04	-1,72E+06	6,31E+06	4,49E+04

Tabla 99. Cargas en DLC 6.4 (Vhub 40 m/s)

Como era de esperar, la situación más desfavorable en cuanto a momento flector se da en el caso de velocidad mayor ($0,8 \cdot V_{ref}$). En este caso, se obtiene un momento flector compuesto M_{xy} de $205 \text{ MN}\cdot\text{m}$.

DLC 6.5

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo Extremo de Velocidad de Viento (EWM) con $V_{hub} = V_{ref}$
- **Estado de la marea:** Irregular con H_{s1}
- **Otras condiciones:** Formación de hielo en la estructura debido a eventos de hielo
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** E

Se considera el efecto del modelo de viento EWM en una situación en la que el aerogenerador está parado (sin funcionar). La potencia eléctrica producida será, por tanto, nula. El modelo EWM continua siendo turbulento (según GL, NTM).

Este escenario es similar al caso DLC 6.3, sin embargo, se considera una velocidad de viento en el buje igual a la velocidad de referencia (50 m/s según GL).

Las cargas obtenidas en el análisis se muestran en la tabla a continuación.

Vhub = 15 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	8,28E+06	2,52E+08	5,49E+05	6,53E+06	6,17E+04	2,05E+07	2,52E+08	6,53E+06
	MÍN	-8,00E+06	-1,23E+08	-2,56E+05	-4,34E+06	-6,17E+04	-2,05E+07	1,07E+06	1,15E+04
z = 0m	MÁX	5,51E+06	4,18E+07	5,49E+05	2,25E+06	6,17E+04	1,42E+07	4,18E+07	2,25E+06
	MÍN	-5,43E+06	4,63E+06	-2,56E+05	-8,44E+05	-6,17E+04	-1,42E+07	4,92E+06	1,29E+04
z = 88.8m	MÁX	3,57E+05	7,32E+06	5,49E+05	2,53E+05	6,17E+04	1,70E+06	7,32E+06	2,53E+05
	MÍN	-3,50E+05	-7,32E+06	-2,56E+05	6,39E+04	-6,17E+04	-1,70E+06	5,25E+06	6,90E+04

Tabla 100. Cargas en DLC 6.5 (Vhub 15 m/s)

La influencia de un oleaje con periodo de recurrencia menor se ve influenciado en las cargas. Como se ha explicado, a mayor periodo de recurrencia, mayores son las cargas.

Un periodo de recurrencia de 1 año permite olas de menor altura, por lo que el momento máximo obtenido en este escenario se ha disminuido a $252MN\cdot m$.

7 Caso de Diseño Cargas 7. Aerogenerador parado y ocurrencia de falta (DLC 7)

DLC 7.1

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo Extremo de Velocidad de Viento (EWM) con $V_{hub} = V_{e1}$
- **Estado de la marea:** $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** MUL
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** A

En este escenario se considera un modelo de viento EWM no turbulento (*Steady Wind Model*). Los parámetros de viento de este modelo se determinan a continuación.

Extreme Wind Speed Model (EWM)	
V_{hub}	50,0m/s
V_{e50}	62,5 m/s
V_{e1}	50,0 m/s

Tabla 101. Condiciones de viento DLC 7.1 ($V_{hub}=50m/s$)

El perfil de viento obtenido en esta simulación es el siguiente:

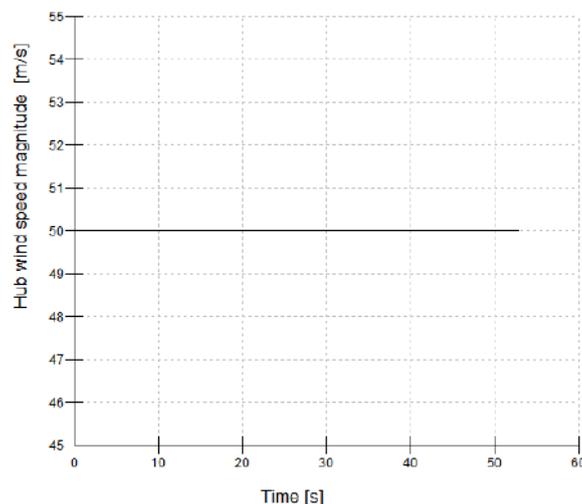


Figura 45. Perfil de viento DLC 7.1 ($V_{hub}=50m/s$)

La velocidad del viento es, por tanto, constante (el valor de la velocidad de referencia establecido por GL) y sin turbulencia como puede verse en la figura anterior.

Como puede observarse, la velocidad V_{e1} a la cual se realiza la simulación tiene un valor de 50 m/s. Esto modifica por otro lado las condiciones marinas. Las condiciones marinas del escenario DLC 7.1 se resumen en la **Tabla 102**.

Condiciones Marinas					
V_{wind}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s	50,0m/s	
u	2,6 m/s	8,9 m/s	22,0 m/s	36,6 m/s	
v	0,024	0,083	0,204	0,339	
H(s)	3,2 m	4,9 m	6,6 m	7,8 m	

Tabla 102. Condiciones Marinas para DLC 7.1

El resultado del análisis de cargas se muestra a continuación:

$V_{hub} = 50 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	2,03E+06	1,49E+08	1,83E+05	3,64E+06	1,61E+04	2,04E+07	1,49E+08	3,64E+06
	MÍN	-7,37E+05	-4,15E+07	1,81E+05	-2,08E+06	-1,61E+04	-2,04E+07	5,91E+05	2,69E+03
z = 0m	MÁX	1,31E+06	2,53E+07	1,83E+05	1,17E+06	1,61E+04	1,41E+07	2,53E+07	1,17E+06
	MÍN	-5,49E+05	1,97E+07	1,81E+05	-7,76E+04	-1,61E+04	-1,41E+07	1,97E+07	4,36E+03
z = 88.8m	MÁX	1,80E+05	6,29E+06	1,83E+05	1,45E+05	1,61E+04	1,60E+06	6,30E+06	1,46E+05
	MÍN	-1,80E+05	-6,29E+06	1,81E+05	1,45E+05	-1,61E+04	-1,60E+06	6,20E+06	1,45E+05

Tabla 103. Cargas en DLC 7.1 ($V_{hub} 50 \text{ m/s}$)

DLC 7.2

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo Normal de Turbulencia (NTM) con $V_{hub} \leq 0.8V_{ref}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** MIS, MUL
- **Tipo de análisis:** F/U
- **Factor de seguridad parcial:** */A

En el escenario 7.2 se considera un modelo de viento de turbulencia normal (NTM) con una velocidad mayor a la velocidad de corte (V_{out}). Los parámetros del perfil de viento se determinan en la **Tabla 104**.

Normal Turbulence Model (NTM)			
σ_1 ($V_{hub} = 40\text{m/s}$)	5,4m/s	I_{turb} ($V_{hub} = 40\text{m/s}$)	13,5%

Tabla 104. Condiciones de viento en DLC 7.2 ($V_{hub}=40\text{m/s}$)

La velocidad de viento a la altura del buje de 40 m/s también afecta al oleaje. La altura significativa de la ola aumenta notablemente como puede observarse en la **Tabla 105**.

Condiciones Marinas					
V_{wind}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s	40,0m/s	50,0m/s
u	2,6 m/s	8,9 m/s	22,0 m/s	29,3 m/s	36,6 m/s
v	0,024	0,083	0,204	0,271	0,339
H(s)	3,2 m	4,9 m	6,6 m	7,2 m	7,8 m

Tabla 105. Parámetros condiciones marinas DLC 7.2

Una vez se introducen todos los parámetros a *Bladed* y se realiza la simulación, se obtienen los siguientes resultados:

Vhub = 40 m/s		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	5,44E+06	1,26E+08	3,49E+05	3,27E+06	3,84E+04	2,05E+07	1,26E+08	3,27E+06
	MÍN	-5,44E+06	-5,40E+07	-1,73E+05	-2,04E+06	-3,34E+04	-2,05E+07	4,44E+05	8,05E+03
z = 0m	MÁX	3,71E+06	2,39E+07	3,49E+05	9,09E+05	3,84E+04	1,42E+07	2,39E+07	9,09E+05
	MÍN	-3,71E+06	8,15E+04	-1,73E+05	-2,48E+05	-3,34E+04	-1,42E+07	1,01E+06	1,54E+03
z = 88.8m	MÁX	2,96E+05	7,61E+06	3,49E+05	1,70E+05	3,84E+04	1,72E+06	7,61E+06	1,70E+05
	MÍN	-2,96E+05	-7,61E+06	-1,73E+05	4,03E+04	-3,34E+04	-1,72E+06	6,31E+06	4,49E+04

Tabla 106. Cargas en DLC 7.2 (Vhub 40 m/s)

8 Caso de Diseño Cargas 8. Transporte, Instalación, Mantenimiento y Reparación (DLC 8)

En este apartado se ha analizar cómo es el estado de cargas del aerogenerador en una situación de mantenimiento y reparación. Dado que la versión educacional de *Bladed* no permite el análisis de mantenimiento (*'Hardware test'*) se considerará que esta situación es la misma que cuando el aerogenerador está parado (*'Idling'*).

DLC 8.1

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera Ráfaga Extrema (EOG_1) con $V_{hub} = V_T$ ó Modelo de Perfil de Viento Normal (NWP) con $V_{hub} = \max(EOG_1 \text{ basado en } V_T)$
- **Estado de la marea:** $H = H_{sT}$
- **Otras condiciones:** Especificadas por el fabricante
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** T

Este caso de diseño de cargas tiene en cuenta la velocidad de viento V_T . Esta velocidad corresponde con la máxima velocidad media en 10 minutos para casos de mantenimiento.

El fabricante deberá indicar todas las condiciones eólicas y marinas y las situaciones de diseño asumidas para el transporte, montaje, mantenimiento y reparación de la turbina eólica marina, y especialmente hasta la velocidad media máxima del viento (media de 10 minutos), para la cual una ola significativa altura y para el cual se puede elevar y mantener el flujo oblicuo de la turbina. La velocidad máxima del viento (V_T) y la altura de ola significativa (H_{sT}) especificada por el fabricante se aplican para el trabajo activo en la turbina eólica marina. Si el viento y las condiciones marinas exceden los valores límite especificados, el trabajo deberá detenerse.

Debido a la ausencia de condiciones determinadas por el fabricante, no se considerará este DLC en este proyecto.

DLC 8.2

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo Extremo de Velocidad de Viento (EWM) con $V_{hub} = V_{e1}$. Modelo de Viento Estático
- **Estado de la marea:** $H = H_s(V)$
- **Otras condiciones:** Estado de bloqueo
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** A

Se considera un modelo de viento extremo (EWM) sin turbulencia (*Steady Wind Model*). Sin embargo, se produce un bloqueo del sistema. Se ha considerado que este bloqueo corresponde con un bloqueo del control de paso. Este bloque es similar al bloqueo llevado a cabo en el caso DLC 2.1., sin embargo, en este escenario se tiene un modelo de viento distinto.

La velocidad a la cual se estudia este escenario es V_{e1} . Las condiciones de viento y de mar se muestran a continuación:

Extreme Wind Speed Model (EWM)	
V_{hub}	50,0m/s
V_{e50}	62,5 m/s
V_{e1}	50,0 m/s
σ_1	6,6 m/s
I_{turb}	13,20%

Tabla 107. Condiciones de Viento para DLC 8.2

Condiciones Marinas					
V_{wind}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s	40,0m/s	50,0m/s
u	2,6 m/s	8,9 m/s	22,0 m/s	29,3 m/s	36,6 m/s
v	0,024	0,083	0,204	0,271	0,339
H(s)	3,2 m	4,9 m	6,6 m	7,2 m	7,8 m

Tabla 108. Condiciones marinas para DLC 8.2

Los resultados del análisis de cargas se muestran a continuación.

$V_{hub} = 50 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre	z = -45m	MÁX 4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,84E+09	3,01E+07
		MÍN 4,04E+06	3,46E+09	-4,96E+07	2,33E+07	-2,87E+05	-2,33E+07	3,46E+09	2,33E+07
z = 0m	MÁX 2,91E+07	2,53E+09	5,01E+07	2,76E+07	2,87E+05	1,70E+07	2,53E+09	2,76E+07	
	MÍN 1,17E+06	2,36E+09	-4,96E+07	2,51E+07	-2,87E+05	-1,70E+07	2,36E+09	2,51E+07	
z = 88.8m	MÁX 5,91E+06	1,81E+08	5,01E+07	2,66E+07	2,87E+05	4,52E+06	1,81E+08	2,66E+07	
	MÍN -4,84E+06	6,21E+07	-4,96E+07	2,50E+07	-2,87E+05	-4,52E+06	6,21E+07	2,50E+07	

Tabla 109. Cargas en DLC 8.2 ($V_{hub} 50 \text{ m/s}$)

Se observa un momento flector muy alto en el fondo del aerogenerador. Este momento compuesto M_{xy} llega a un valor de $3840 \text{ MN}\cdot\text{m}$. En comparación con los resultados obtenidos anteriormente, es un valor alto.

DLC 8.3

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo Extremo de Velocidad de Viento (EWM) con $V_{hub} = V_1$. Modelo de Viento Turbulento
- **Estado de la marea:** Irregular con H_{s1} y U_{c50}
- **Otras condiciones:** Vibraciones transversales inducidas por vórtices debido al viento, las olas o las corrientes
- **Tipo de análisis:** F
- **Factor de seguridad parcial:** *

La velocidad de viento V_1 se corresponde con un valor de 40m/s. En este escenario hay que prestar especial atención a las corrientes. La norma determina que ha de tenerse en cuenta una velocidad de corriente con periodo de recurrencia de 50 años. Para obtener estas condiciones en cuenta se ha acudido a las ecuaciones de la *sección 5.2.1* (corrientes). La velocidad de la corriente que se tendrá en cuenta en este escenario de cargas se muestra en la **Tabla 110**.

Corrientes Marinas	
V_{wind}	40,0m/s
$U_{c,wind}(z)$	3,4 m/s
$U_{c,wind}$	0,6 m/s
$U_{c,sub}(z)$	1,5 m/s
U_c	4,9 m/s

Tabla 110. Velocidad de la corriente marina (DLC 8.3)

Por otro lado, las condiciones marinas son las mismas que las consideradas en el escenario DLC 8.2 (ver **Tabla 108**).

Los resultados del análisis de cargas se muestran a continuación.

$V_{hub} = 40 \text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	5,43E+06	2,25E+08	3,51E+05	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	2,25E+08	6,39E+06
	MÍN	-5,43E+06	-1,46E+08	-1,70E+05	-4,53E+06	-3,37E+04	-2,05E+07	3,24E+05	5,51E+03
z = 0m	MÁX	3,70E+06	2,39E+07	3,51E+05	1,97E+06	3,85E+04	1,42E+07	2,39E+07	1,97E+06
	MÍN	-3,70E+06	8,48E+04	-1,70E+05	-1,21E+06	-3,37E+04	-1,42E+07	1,03E+06	1,17E+04
z = 88.8m	MÁX	2,84E+05	7,61E+06	3,51E+05	1,70E+05	3,85E+04	1,72E+06	7,61E+06	1,70E+05
	MÍN	-2,84E+05	-7,61E+06	-1,70E+05	4,03E+04	-3,37E+04	-1,72E+06	6,31E+06	4,49E+04

Tabla 111. Cargas en DLC 8.3 ($V_{hub} 40 \text{ m/s}$)

DLC 8.4

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo Normal de Turbulencia (NTM) con $V_{hub} \leq 0.8V_{ref}$
- **Estado de la marea:** Irregular con $H_s(V)$
- **Otras condiciones:** Ausencia de red eléctrica durante 3 meses
- **Tipo de análisis:** F/U

- Factor de seguridad parcial: */A

En este escenario ha de tenerse en cuenta un modelo normal de turbulencia como los analizados en los DLC 1. Sin embargo, la velocidad límite en este caso es $0,8V_{ref}$. Siendo V_{ref} 50 m/s, se obtiene una velocidad límite de estudio de 40 m/s. Las condiciones de viento (NTM) para esta velocidad se muestran a continuación.

Normal Turbulence Model (NTM)			
$\sigma_1 (V_{hub} = 40\text{m/s})$	5,4m/s	I_{turb}	13,5%

Tabla 112. Condiciones viento DLC 8.4

Por otro lado, ha de considerarse una altura significativa de ola referente a dicha velocidad de viento. Las condiciones de marinas que aplican en este caso se muestran en la siguiente tabla.

Condiciones Marinas					
V_{wind}	3,5m/s	12,2m/s	30,0m/s	40,0m/s	50,0m/s
u	2,6 m/s	8,9 m/s	22,0 m/s	29,3 m/s	36,6 m/s
v	0,024	0,083	0,204	0,271	0,339
H(s)	3,2 m	4,9 m	6,6 m	7,2 m	7,8 m

Tabla 113. Condiciones marinas DLC 8.4

Finalmente se obtiene el resultado de los análisis de cargas.

$V_{hub} = 40\text{ m/s}$		Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Mxy [Nm]	Tower Fxy [N]
Altura Torre									
z = -45m	MÁX	5,43E+06	2,25E+08	3,51E+05	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	2,25E+08	6,39E+06
	MÍN	-5,43E+06	-1,46E+08	-1,70E+05	-4,53E+06	-3,37E+04	-2,05E+07	3,24E+05	5,51E+03
z = 0m	MÁX	3,70E+06	2,39E+07	3,51E+05	1,97E+06	3,85E+04	1,42E+07	2,39E+07	1,97E+06
	MÍN	-3,70E+06	8,48E+04	-1,70E+05	-1,21E+06	-3,37E+04	-1,42E+07	1,03E+06	1,17E+04
z = 88.8m	MÁX	2,84E+05	7,61E+06	3,51E+05	1,70E+05	3,85E+04	1,72E+06	7,61E+06	1,70E+05
	MÍN	-2,84E+05	-7,61E+06	-1,70E+05	4,03E+04	-3,37E+04	-1,72E+06	6,31E+06	4,49E+04

Tabla 114. Cargas en DLC 8.4 (V_{hub} 40 m/s)

DLC 8.5

En este caso de diseño de cargas se consideran las siguientes condiciones de operación:

- **Condiciones de viento:** Se considera un Modelo de Perfil de Viento Normal (NWP) con $V_{hub} = V_T$
- **Estado de la marea:** $H = H_{ST}$
- **Otras condiciones:** Impacto de barco
- **Tipo de análisis:** U
- **Factor de seguridad parcial:** A

En este apartado se considera el efecto del impacto de un barco en el aerogenerador. Puede producirse un impacto operacional en el bote durante la operación de los buques en las cercanías. Se debe considerar un impacto con el bote de mantenimiento dedicado. El fabricante y/o el operador del proyecto de parque eólico marino deberá indicar el tamaño del buque de mantenimiento (desplazamiento).

Debido a la ausencia de las especificaciones del fabricante/operador, este DLC no se considerará en este proyecto.

9 Caso de Diseño Cargas 9. (DLC 9)

Este caso de diseño de cargas solo es necesario considerarlo cuando se quieren estudiar escenarios particulares adicionales del aerogenerador. En este proyecto no se consideran estos casos de diseño de cargas. El último diseño de cargas considerado es el DLC 8.

3.3. Resultados

En este apartado se muestran los resultados de los análisis llevados a cabo en los anteriores apartados. Se obtendrá una tabla con las cargas máximas y mínimas en el formato especificado por GL.

Para ello es necesario ordenar las cargas en máximas y mínimas. Es importante destacar que se obtienen los máximos y mínimos para observar los máximos hacia cada sentido en cada fuerza o momento. Es decir, se tiene en cuenta el máximo módulo, pero el mínimo valor también.

A continuación se muestran los distintos casos de diseño de cargas, en los cuales se representan los valores máximos (**Tabla 115**) y mínimos (**Tabla 116**) de las fuerzas y los momentos.

	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Fxy [N]	Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Mxy [Nm]
DLC 1.1	1,47E+06	2,11E+06	2,07E+07	2,24E+06	7,35E+07	8,69E+07	8,89E+06	1,17E+08
DLC 1.2	7,22E+05	2,11E+06	2,07E+07	2,22E+06	7,29E+07	9,05E+07	8,01E+06	1,16E+08
DLC 1.3	9,12E+05	2,15E+06	2,07E+07	2,24E+06	8,14E+07	1,13E+08	2,56E+06	1,19E+08
DLC 1.4	1,17E+06	2,77E+06	2,06E+07	2,80E+06	9,92E+07	1,02E+08	3,61E+06	1,10E+08
DLC 1.5	8,58E+05	2,11E+06	2,07E+07	2,11E+06	7,10E+07	1,10E+08	3,31E+06	1,12E+08
DLC 1.6	8,56E+05	2,17E+06	2,07E+07	2,22E+06	8,20E+07	1,09E+08	3,31E+06	1,18E+08
DLC 1.7	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	6,39E+06	5,43E+06	2,25E+08	3,51E+05	2,25E+08
DLC 1.10	8,11E+05	5,14E+06	2,07E+07	5,15E+06	1,75E+08	1,05E+08	8,89E+06	1,80E+08
DLC 2.1	9,41E+06	2,83E+06	2,15E+07	9,82E+06	1,05E+08	1,30E+09	1,71E+07	1,30E+09
DLC 2.2	6,35E+06	2,93E+05	2,10E+07	6,35E+06	4,17E+07	2,55E+08	9,37E+06	2,55E+08
DLC 3.1	1,29E+07	2,01E+06	2,19E+07	1,30E+07	1,77E+09	1,77E+09	1,77E+07	1,77E+09
DLC 3.2	1,37E+07	2,01E+06	2,20E+07	1,38E+07	7,28E+07	1,88E+09	1,88E+07	1,88E+09
DLC 4.1	7,66E+05	2,10E+06	2,07E+07	2,17E+06	6,76E+07	9,71E+07	2,58E+06	1,18E+08
DLC 5.1	7,66E+05	1,58E+06	2,07E+07	1,75E+06	5,09E+07	9,71E+07	2,02E+06	1,10E+08
DLC 6.1	8,02E+06	6,23E+04	2,05E+07	8,02E+06	8,37E+06	3,03E+08	5,48E+05	3,03E+08
DLC 6.2	3,02E+06	6,23E+04	1,42E+07	3,02E+06	5,57E+06	4,18E+07	5,48E+05	4,18E+07
DLC 6.3	5,35E+06	8,10E+05	2,06E+07	5,37E+06	9,79E+07	1,65E+08	2,18E+06	1,78E+08
DLC 6.4	5,64E+06	3,84E+04	2,05E+07	5,64E+06	5,44E+06	2,05E+08	3,49E+05	2,05E+08
DLC 6.5	6,53E+06	6,17E+04	2,05E+07	6,53E+06	8,28E+06	2,52E+08	5,49E+05	2,52E+08
DLC 7.1	3,64E+06	1,61E+04	2,04E+07	3,64E+06	2,03E+06	1,49E+08	1,83E+05	1,49E+08
DLC 7.2	3,27E+06	3,84E+04	2,05E+07	3,27E+06	5,44E+06	1,26E+08	3,49E+05	1,26E+08
DLC 8.2	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
DLC 8.3	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	6,39E+06	5,43E+06	2,25E+08	3,51E+05	2,25E+08
DLC 8.4	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	6,39E+06	5,43E+06	2,25E+08	3,51E+05	2,25E+08
MAX	3,01E+07	5,14E+06	2,33E+07	3,01E+07	1,77E+09	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09

Tabla 115. Resultados: Cargas Máximas DLC

Como puede observarse, el caso DLC 8.2 es muy desfavorable. La razón por la cual sucede este hecho es porque se trata de un caso de estudio con alta velocidad de viento (40 m/s) en el que hay un bloqueo del aerogenerador. Como se ha determinado en el DLC 8.2, se ha considerado un bloqueo del control de paso.

	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Fxy [N]	Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Mxy [Nm]
DLC 1.1	5,53E+04	-4,70E+05	-1,44E+07	8,66E+04	-3,70E+06	-1,21E+07	-8,89E+06	3,33E+06
DLC 1.2	7,95E+04	-6,39E+05	-1,44E+07	1,03E+05	-1,92E+06	-1,15E+07	-8,01E+06	3,34E+06
DLC 1.3	1,66E+05	-5,20E+05	-1,44E+07	1,88E+05	3,73E+06	-1,09E+07	-2,45E+06	4,00E+06
DLC 1.4	-3,31E+04	-6,88E+05	-1,44E+07	9,00E+04	-2,72E+06	-5,48E+06	-3,61E+06	2,78E+06
DLC 1.5	4,64E+04	-3,53E+05	-1,43E+07	7,83E+04	-5,33E+04	-6,21E+06	-3,31E+06	2,23E+06
DLC 1.6	1,32E+05	-4,70E+05	-1,43E+07	1,49E+05	3,65E+06	-6,21E+06	-3,31E+06	4,21E+06
DLC 1.7	4,64E+04	-3,53E+05	-1,43E+07	7,83E+04	-5,33E+04	-6,21E+06	-3,31E+06	2,23E+06
DLC 1.10	3,72E+04	-5,14E+06	-2,07E+07	3,94E+04	-1,19E+08	-1,21E+07	-8,89E+06	7,18E+05
DLC 2.1	7,67E+05	-6,84E+05	-1,52E+07	8,01E+05	-6,72E+05	-5,33E+06	-1,45E+07	6,62E+06
DLC 2.2	-4,75E+06	-2,93E+05	-2,10E+07	7,49E+02	-2,35E+07	-2,27E+08	-9,37E+06	2,72E+05
DLC 3.1	2,50E+04	-4,05E+05	-1,56E+07	2,54E+04	-1,26E+06	-8,01E+06	-1,46E+07	1,42E+05
DLC 3.2	2,50E+04	-4,06E+05	-1,57E+07	2,54E+04	-1,41E+06	-8,01E+06	-1,61E+07	2,17E+05
DLC 4.1	-3,26E+05	-4,41E+05	-1,43E+07	1,80E+05	-1,24E+06	-3,64E+07	-2,58E+06	7,98E+06
DLC 5.1	-6,56E+05	-2,92E+05	-1,43E+07	3,67E+05	-2,11E+06	-6,67E+07	-2,02E+06	9,17E+06
DLC 6.1	-5,47E+06	-6,23E+04	-2,05E+07	7,67E+03	-7,97E+06	-1,59E+08	-2,54E+05	2,05E+06
DLC 6.2	-5,47E+06	-6,23E+04	-2,05E+07	7,67E+03	-7,97E+06	-1,59E+08	-2,54E+05	2,05E+06
DLC 6.3	-4,15E+06	-8,10E+05	-2,06E+07	1,77E+05	4,08E+05	-1,46E+08	7,23E+05	8,45E+06
DLC 6.4	-3,87E+06	-3,34E+04	-2,05E+07	5,99E+03	-5,44E+06	-1,13E+08	-1,73E+05	2,51E+06
DLC 6.5	-4,34E+06	-6,17E+04	-2,05E+07	1,15E+04	-8,00E+06	-1,23E+08	-2,56E+05	1,07E+06
DLC 7.1	-2,08E+06	-1,61E+04	-2,04E+07	2,69E+03	-7,37E+05	-4,15E+07	1,81E+05	5,91E+05
DLC 7.2	-2,04E+06	-3,34E+04	-2,05E+07	1,54E+03	-5,44E+06	-5,40E+07	-1,73E+05	4,44E+05
DLC 8.2	2,33E+07	-2,87E+05	-2,33E+07	2,33E+07	-4,84E+06	6,21E+07	-4,96E+07	6,21E+07
DLC 8.3	-4,53E+06	-3,37E+04	-2,05E+07	5,51E+03	-5,43E+06	-1,46E+08	-1,70E+05	3,24E+05
DLC 8.4	-4,53E+06	-3,37E+04	-2,05E+07	5,51E+03	-5,43E+06	-1,46E+08	-1,70E+05	3,24E+05
MIN	-5,47E+06	-5,14E+06	-2,33E+07	7,49E+02	-1,19E+08	-2,27E+08	-4,96E+07	1,42E+05

Tabla 116. Resultados: Cargas Mínimas DLC

Finalmente, se resumen los resultados obtenidos en los distintos DLCs en la Tabla 117. El formato que sigue la tabla es el determinado por GL.

Resultados de la evaluación de cargas en la Torre											
	Caso de Carga (DLC)		γ _F	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]	Fxy [N]	Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Mxy [Nm]
Fx [N]	Máx	DLC 8.2	1,10	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 2.2	1,10	-4,75E+06	-2,93E+05	-2,10E+07	7,49E+02	-2,35E+07	-2,27E+08	-9,37E+06	2,72E+05
Fy [N]	Máx	DLC 1.10	1,20	8,11E+05	5,14E+06	2,07E+07	5,15E+06	1,75E+08	1,05E+08	8,89E+06	1,80E+08
	Mín	DLC 1.10	1,20	3,72E+04	-5,14E+06	-2,07E+07	3,94E+04	-1,19E+08	-1,21E+07	-8,89E+06	7,18E+05
Fz [N]	Máx	DLC 8.2	1,10	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 8.2	1,10	2,33E+07	-2,87E+05	-2,33E+07	2,33E+07	-4,84E+06	6,21E+07	-4,96E+07	6,21E+07
Fxy [N]	Máx	DLC 8.2	1,10	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 2.2	1,10	-4,75E+06	-2,93E+05	-2,10E+07	7,49E+02	-2,35E+07	-2,27E+08	-9,37E+06	2,72E+05
Mx [Nm]	Máx	DLC 3.1	1,20	1,29E+07	2,01E+06	2,19E+07	1,30E+07	1,77E+09	1,77E+09	1,77E+07	1,77E+09
	Mín	DLC 1.10	1,10	3,72E+04	-5,14E+06	-2,07E+07	3,94E+04	-1,19E+08	-1,21E+07	-8,89E+06	7,18E+05
My [Nm]	Máx	DLC 8.2	1,10	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 2.2	1,10	-4,75E+06	-2,93E+05	-2,10E+07	7,49E+02	-2,35E+07	-2,27E+08	-9,37E+06	2,72E+05
Mz [Nm]	Máx	DLC 8.2	1,10	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 8.2	1,10	2,33E+07	-2,87E+05	-2,33E+07	2,33E+07	-4,84E+06	6,21E+07	-4,96E+07	6,21E+07
Mxy [Nm]	Máx	DLC 8.2	1,10	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 3.1	1,20	2,50E+04	-4,05E+05	-1,56E+07	2,54E+04	-1,26E+06	-8,01E+06	-1,46E+07	1,42E+05

Tabla 117. Resultado final DLC

Una vez se obtienen los casos más desfavorables, se pasará a estudiar cómo afectan dichos escenarios a la estructura de la torre. Esto se lleva a cabo en la sección 4.

Antes de realizar el análisis se necesita localizar el estado de cargas. Es decir, en qué punto de la torre está actuando cada fuerza o momento. Los tres puntos de la torre en los que se han analizado los estados de cargas son:

- -45m
- 0m
- 88m

Estos puntos quedan representados en la **Figura 46** a continuación.

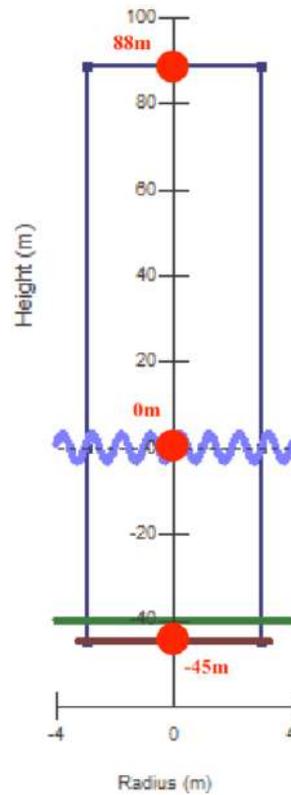


Figura 46. Puntos de análisis en la torre

Se localizan a continuación los estados de carga más desfavorables en la torre.

Variable	DLC	Valor	Punto de localización
Fx	DLC 8.2	3,01E+07 N	-45 m
Fy	DLC 1.10	5,14E+06 N	-45 m
Fz	DLC 8.2	2,33E+07 N	-45 m
Fxy	DLC 8.2	3,01E+07 N	-45 m
Mx	DLC 3.1	1,77E+09 Nm	-45 m
My	DLC 8.2	3,84E+09 Nm	-45 m
Mz	DLC 8.2	5,01E+07 Nm	-45 m
Mxy	DLC 8.2	3,84E+09 Nm	-45 m

Tabla 118. Localización valores de carga Máximos

Variable	DLC	Valor	Punto de localización
Fx	DLC 2.2	-4,75E+06 N	-45 m
Fy	DLC 1.10	-5,14E+06 N	-45 m
Fz	DLC 8.2	-2,33E+07 N	-45 m
Fxy	DLC 2.2	7,49E+02 N	-45 m
Mx	DLC 1.10	-1,19E+08 Nm	-45 m
My	DLC 2.2	-2,27E+08 Nm	-45 m
Mz	DLC 8.2	-4,96E+07 Nm	-45 m
Mxy	DLC 3.1	1,42E+05 Nm	-45 m

Tabla 119. Localización valores de carga Mínimos

4. ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA SEGÚN ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS

En este apartado se hará un análisis del efecto de los estados de carga más desfavorables en la estructura. Se analizará la torre del aerogenerador con una simplificación de viga empotrada.

La sección de la torre es circular hueca.

Se analizarán los esfuerzos más determinantes de la estructura. Para ello, se consideran como esfuerzos determinantes los siguientes:

- Axil soportado por la torre (creado por F_z)
- Momento flector compuesto soportado por la torre (creado por M_{xy})

Para asegurar que el material soporta las tensiones a las que está sometido se tiene que cumplir la siguiente relación:

$$f_{y,d} \geq \frac{N}{A} + \frac{M}{W} \quad (\text{Ec.62})$$

Donde

- N : Axil soportado (tracción/compresión)
- A : Área transversal de la torre
- M : Momento flector soportado (M_{xy})
- W : Módulo resistente de la torre (W_{xy})

El módulo resistente (W), se calcula en función de la forma de la estructura:

$$W_x = W_y = W_z = W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{ext}^4 - D_{int}^4}{D_{ext}} \quad (\text{Ec.63})$$

Los momentos y fuerzas actuantes sobre la torre se han obtenido a partir de los resultados de cargas de Bladed. Por ello, hay que tener en cuenta lo siguiente en el análisis estructural:

- El cortante producido por el viento y el mar viene incluido en el momento flector resultante
- Bladed ya considera el peso propio del acero S-275 usado (no hay que incluirlo en el cálculo de axil)

Por otro lado, se considerarán los dos escenarios: **cargas máximas y mínimas** (módulo máximo de sentido opuesto). En la **Tabla 120** se muestran las dimensiones de la torre. Se comprobará si la sección de diseño de la torre es capaz de soportar los esfuerzos a los que está sometida. En caso de no soportar los esfuerzos, se dimensionará la sección acorde.

Para ello se comparará el resultado de los esfuerzos de momento flector y axil con el límite elástico del Acero S-275.

Magnitud Torre	Valor
D_{int}	5,7 m
H_{torre}	133 m
D_{ext}	5,9 m
Sección Transversal	2,26 m ²

Tabla 120. Dimensiones iniciales de la Torre

A continuación se muestra el análisis estructural llevado a cabo para el dimensionado de la estructura. Los cálculos detallados se especifican en el **ANEXO 2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS.**

Cargas Máximas

En este apartado se consideran los esfuerzos creados por las cargas en sentido positivo de los ejes de coordenadas. Conociendo el punto más desfavorable de la estructura (base empotrada), se estudian los esfuerzos máximos soportados en dicha sección. El esquema de cargas se muestra en la **Figura 47.**

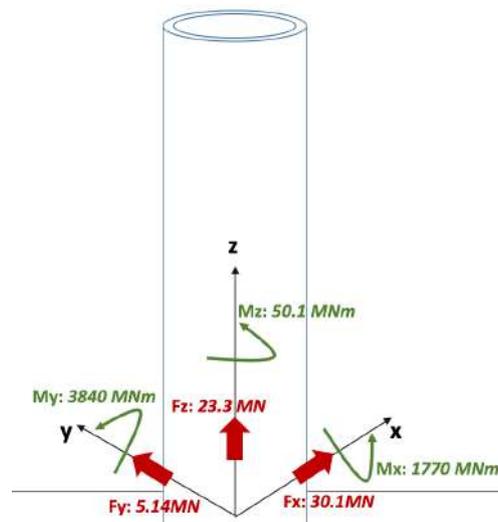


Figura 47. Estado máximo de cargas en la torre

Se calcula el límite elástico mayorado del Acero S-275 ($f_{y,d}$), parámetro que será calculado con los resultados de las tensiones a las que está sometido el material.

Acero S-275	
$f_{y,k}$	2,75E+02 N/mm ²
Coef. Seg	1,1
$f_{y,d}$	2,50E+02 N/mm ²

Tabla 121. Coeficiente de Seguridad Mayorado, 1

Una vez calculado el límite elástico mayorado, se procede a calcular las tensiones a las que está sometida la sección. El valor resultante se compara con el límite elástico mayorado.

Mxy/Wxy	1,201E+09 N/m ²
Nz/A	1,030E+07 N/m ²
Resultante	1,211E+09 N/m ²
f _{y,d}	2,500E+08 N/m ²

Tabla 122. Resultados análisis de tensiones (Máximas)

Como se puede observar, el límite elástico mayorado es menor que la tensión resultante. Por tanto, habría que modificar las dimensiones de la torre para asegurar que esta cumple. Haciendo los cálculos determinados en el **ANEXO 2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS**, se obtiene un diámetro exterior final de 6,8m, comparado con un inicial de 5,9m.

Habiendo modificado el diámetro exterior de la torre, se obtiene:

Mxy/Wxy	2,459E+08 N/m ²
Nz/A	2,159E+06 N/m ²
Resultante	2,480E+08 N/m ²
f _{y,d}	2,500E+08 N/m ²

Tabla 123. Resultados final análisis de tensiones (Máximas)

El límite elástico del Acero es mayor que la resultante de las tensiones. Esto supone que la estructura soporta las tensiones en el punto más desfavorable de cargas. Existe, además, un pequeño margen de maniobra que permite disminuir la sección para incurrir en menos costes. Esto puede considerarse siempre y cuando no se supere la tensión elástica límite.

Cargas Mínimas

A diferencia del apartado anterior, en este apartado se considera el estado de cargas mínimo. Este estado corresponde con aquellas cargas de valor absoluto máximo en sentido opuesto al del sistema de coordenadas de referencia (ver **Figura 48**).

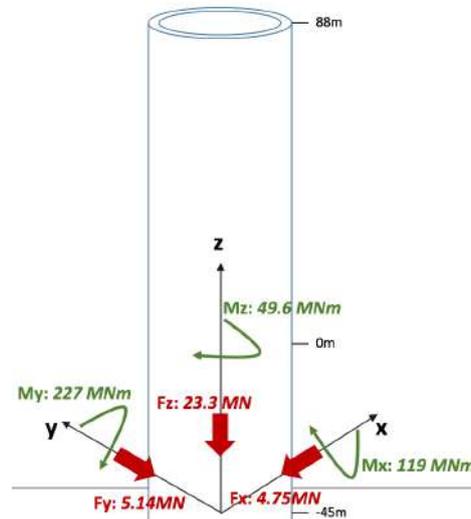


Figura 48. Estado mínimo de cargas en la torre

Se calcula el límite elástico mayorado del Acero S-275 ($f_{y,d}$), parámetro que será calculado con los resultados de las tensiones a las que está sometido el material. En este caso difiere del caso en el que se analizan las cargas máximas positivas, ya que el coeficiente de seguridad varía (el coeficiente de seguridad lo determina el DLC 3.1)

Acero S-275	
$f_{y,k}$	2,75E+02 N/mm ²
Coef. Seg	1,2
$f_{y,d}$	2,29E+02 N/mm ²

Tabla 124. Coeficiente de Seguridad Mayorado, 2

Una vez calculado el límite elástico mayorado, se procede a calcular las tensiones a las que está sometida la sección. El valor resultante se compara con el límite elástico mayorado. En este caso se utilizan las dimensiones iniciales de la torre del aerogenerador, para ver si el modelo cumple inicialmente.

M_x/W_x	3,716E+07 N/m ²
$N_z/X-A$	2,576E+07 N/m ²
Resultante	6,292E+07 N/m ²
$f_{y,d}$	2,292E+08 N/m ²

Tabla 125. Resultados análisis de tensiones (Mínimas)

Se observa que el límite elástico mayorado es mayor que la resultante de las tensiones. Esto supone que la estructura soporta las tensiones en el punto más desfavorable de cargas. Existe, además, un pequeño margen de maniobra que permite disminuir la

sección para incurrir en menos costes. Esto puede considerarse siempre y cuando no se supere la tensión elástica límite.

Considerando la modificación llevada a cabo en el análisis último de cargas del caso de cargas máximas, se obtiene el siguiente resultado:

Mx/Wx	7,608E+06 N/m ²
Nz/X-A	3,948E+06 N/m ²
Resultante	1,156E+07 N/m ²
f _{y,d}	2,292E+08 N/m ²

Tabla 126. Resultados finales análisis de tensiones (Mínimas)

Como puede observarse, la tensión resultante ha disminuido notablemente. La estructura sigue cumpliendo, pero ahora con un margen de maniobra mayor.

Dimensionado Final

Por tanto, el dimensionado final de la torre según el análisis último de cargas es el siguiente:

Magnitud Torre	Valor
D_{int}	5,7 m
H_{torre}	133 m
D_{ext}	6,8 m
Sección Transversal	10,80 m ²
Masa Final	7.600.000,0 kg

Tabla 127. Dimensiones finales de la torre sin optimizar

Es importante destacar que el diseño final tiene un espesor notablemente superior al inicial (0,55m comparado con 0,1m iniciales). Esto se debe al criterio conservador elegido en el diseño que considera que toda la torre ha de mantener dicho espesor para soportar el caso más desfavorable de tensiones. La masa final es, por tanto, 4 veces superior a la inicial e igual a 7.600.000 kg. Por ello, se llevará a cabo una optimización de las dimensiones de la torre para disminuir la cantidad de material necesaria.

5. ANÁLISIS DE CARGAS DE FATIGA

5.1. Introducción

La fatiga de materiales es un fenómeno en el que las estructuras fallan cuando se someten a una carga cíclica. Este tipo de daño estructural ocurre incluso cuando el rango de tensión experimentado está muy por debajo de la resistencia del material estático. La fatiga es la fuente más común detrás de los fallos de las estructuras mecánicas. El proceso hasta que un componente finalmente falla bajo carga repetida se puede dividir en tres etapas:

1. Durante una gran cantidad de ciclos, el daño se desarrolla en el nivel microscópico y crece hasta que se forma una grieta macroscópica.
2. La grieta macroscópica crece en cada ciclo hasta que alcanza una longitud crítica.
3. El componente agrietado se rompe debido a que ya no puede soportar la carga máxima.

En este proyecto es necesario analizar cómo responde la estructura de la torre del aerogenerador frente a fatiga, ya que será un elemento importante del fallo estructural. Los principales agentes de fatiga son el viento y el mar. Esto se debe a que son cargas que actúan cíclicamente de manera constante y limitan la vida del aerogenerador. Por tanto, el aerogenerador ha de tener una torre que esté diseñada para resistir los esfuerzos de fatiga.

Han de analizarse las cargas cíclicas, que presentan máximos y mínimos (fluctúan en el tiempo de forma aproximadamente sinusoidal). Atendiendo a la norma IEC 61400, cada máximo local del historial de tiempo de carga se enlaza con el mínimo local que completa un ciclo completo. Cada uno de estos ciclos se caracteriza por los valores extremos emparejados.

En este proyecto se realizará el estudio de la resistencia a fatiga de la torre del aerogenerador mediante la Regla de Miner (según la norma IEC 61400).

5.2. Regla de Miner

La Regla de Miner especifica un método a partir del cual se puede estimar la vida de una estructura sometida a fatiga. Es un método aproximado que se utiliza cuando hay una distribución cíclica de cargas irregular. La Regla de Miner determina que cada periodo de carga con amplitud de fuerzas constantes provoca un daño sobre el material, independiente de cuál sea el orden en que se sucedan los distintos periodos estudiados. Este análisis determina la vida de una estructura a partir de un número de ciclos. Es decir, el número de ciclos que la estructura aguanta una carga cíclica proporciona la vida de la estructura en cuanto a esfuerzos de fatiga.

Realmente, lo que la Regla de Miner propone es un método para calcular el daño acumulado que se produce en una estructura por influencia de esfuerzos de fatiga (de ahí el sumatorio). Mediante este análisis se ha de estudiar el rango de carga a la que está sometida la estructura (máximos y mínimos emparejados). Atendiendo a la Regla de Miner (*Palmgren, 1924, y Miner, 1945*), si el daño se acumula linealmente e independientemente para cada ciclo, el daño total producido en el material viene dado por la relación:

$$D = \sum_i \frac{1}{N(S_i)} \quad (\text{Ec.64})$$

Donde:

- S_i : Rango de carga para el ciclo i
- $N(\cdot)$: Es el número de ciclos hasta el fallo de un carga de amplitud constante con el rango dado por el argumento

Por tanto, el daño acumulado según la Regla de Miner se calcula de la siguiente forma

$$D = \frac{n_1}{N_{T1}} + \frac{n_2}{N_{T2}} + \frac{n_3}{N_{T3}} \dots \frac{n_n}{N_{Tn}} \quad (\text{Ec.65})$$

En el caso de aerogeneradores, existen cargas cíclicas de valores muy distintos debidos a distintas condiciones marinas y de viento. Por ello, es necesario estimar un espectro de carga. Los ciclos mayores dentro del espectro se estimarán a partir de un ajuste de los datos obtenidos de simulaciones con duración significativamente menor que la vida útil de la turbina. Atendiendo a la norma IEC 61400, para cada condición de viento, puede suponerse que la carga es modelada mediante un proceso estacionario aleatorio.

Por lo tanto, para un daño esperado para una velocidad de viento determinada (V) y un periodo específico (T), se obtiene la siguiente relación:

$$E(D|V, T) = \int_0^{\infty} \frac{n_{ST}(S|V, T)}{N(S)} dS \quad (\text{Ec.66})$$

Siendo $n_{ST}(S|V, T)$ el espectro de carga en un corto periodo de tiempo definido como la función de densidad para el número de ciclos.

El número de ciclos de vida que aguanta la estructura en un intervalo de carga S_A, S_B durante un periodo de tiempo (T) viene determinado por la siguiente ecuación:

$$\int_{S_A}^{S_B} n_{ST}(S|V, T) dS \quad (\text{Ec.67})$$

Definiendo el espectro de carga a largo plazo, se obtiene:

$$E(D) \approx \sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(S_k)} \quad (\text{Ec.68})$$

Donde:

- n_{jk} : Es el número esperado de ciclos de carga totales en el periodo j de viento y k de contención de cargas.

- S_k : Valor central del periodo k de contención de cargas.

Finalmente, considerando elementos discretos se obtiene la siguiente ecuación:

$$\sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(\gamma \cdot S_k)} \leq 1 \quad (\text{Ec.69})$$

Siendo γ el coeficiente de seguridad global ($\gamma = \gamma_f \cdot \gamma_m \cdot \gamma_n$). Producto de los tres coeficientes de seguridad parciales generales para la carga, los materiales y las consecuencias de la grieta, respectivamente

Para diseño de aerogeneradores, la norma IEC 61400 determina un método para realizar el análisis a fatiga. El procedimiento es el siguiente:

1. Seleccionar un punto de referencia como el nivel de carga medio considerando los distintos modelos/estados de viento
2. De los datos de la simulación para un modelo/estado de viento determinado, obtener la secuencia máxima y mínima.
3. Usar el Método 'Rain Flow' para identificar el punto medio y rango para cada ciclo de cargas a simular
4. Determinar el rango equivalente para cada ciclo de carga en relación con el punto medio de referencia seleccionado.
5. Obtener un ajuste analítico para la distribución de probabilidad a corto plazo de los ciclos de carga equivalentes.
6. Determinar el número de ciclos en cada grupo de datos considerando las situaciones en las que los datos están por debajo del umbral y cuando los datos están por encima del umbral

Es importante destacar que en el algoritmo de Rain Flow, Bladed proporciona valores de ciclos para fuerzas, en vez de tensiones. Por ello, será necesario transformar las fuerzas en tensiones. Dependiendo de si se estudia el momento o las fuerzas, se considerará el módulo resistente (W_x) o el área (A).

5.3. Método Rain Flow

El método de Rain Flow es un algoritmo de conteo que permite obtener el número de ciclos de una amplitud similar para funciones con amplitudes variables. Es decir, es parecido a la descomposición de armónicos de Fourier para una onda no sinusoidal.

Este método permite estudiar distintas ventanas en una onda oscilante no uniforme en las cuales la amplitud de tensiones es similar. El algoritmo devuelve el número de ciclos para una amplitud determinada.

Este método es de especial importancia en el estudio de estructuras a fatiga, sobre todo en aerogeneradores. Esto se debe a que el viento y el oleaje dan lugar a fuerzas y momentos oscilantes de amplitudes no uniformes.

Para obtener el número de ciclos al que se ve sometida la estructura es necesario saber qué es un ciclo, y estos dependen de la amplitud. Por otro lado, no tiene el mismo efecto un ciclo de una amplitud 10MPa que un ciclo de 100MPa. Por tanto, este método permite identificar dichas diferencias. Esto se resume en las siguientes figuras.

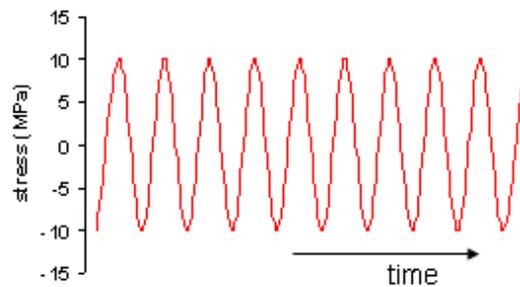


Figura 49. Ciclos de tensión de fatiga ideal

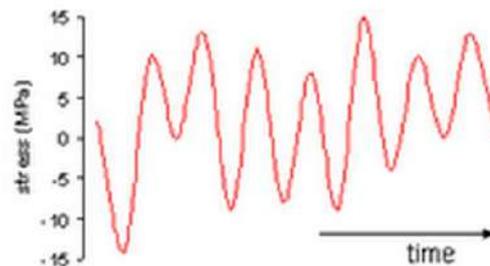


Figura 50. Ciclos de tensión de fatiga en aerogenerador marino

Como se puede observar, en la **Figura 49**, es muy sencillo contar el número de ciclos ya que la amplitud de tensión es constante. Sin embargo, no es constante para el caso de la **Figura 50**, en la cual la amplitud varía notablemente. Por tanto, utilizando el método de Rain Flow se consigue lo siguiente:

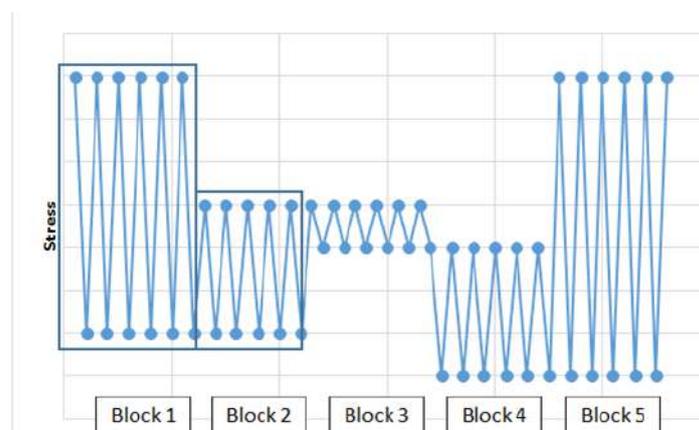


Figura 51. Iteraciones método Rain Flow

Cada bloque permite calcular el número de ciclos. Mediante la curva SN se puede comparar el número de ciclos que un material soporta hasta la rotura con el número de ciclos del ensayo (para cada amplitud de tensión). Aplicando la Regla de Miner, es posible verificar si la estructura cumple a fatiga.

5.4. Curva S/N

La curva SN es una función característica de cada material que determina el número de ciclos que un material soporta a una amplitud de tensión de fatiga determinada. La amplitud de tensiones corresponde con la diferencia entre los máximos y mínimos de la función a estudiar. Esta se obtiene mediante ensayos analíticos para cada material, aunque puede haber varias curvas SN para un mismo material dependiendo de la dispersión de los datos, la categoría de unión de soldadura en caso de los aceros, etc.

En el caso de este proyecto, se usa el Acero S-275. Es decir, para el análisis es necesario analizar una curva SN de ese acero específico. Por tanto, las curvas que se usarán para el estudio de fatiga son las que se muestran en la **Figura 52**.

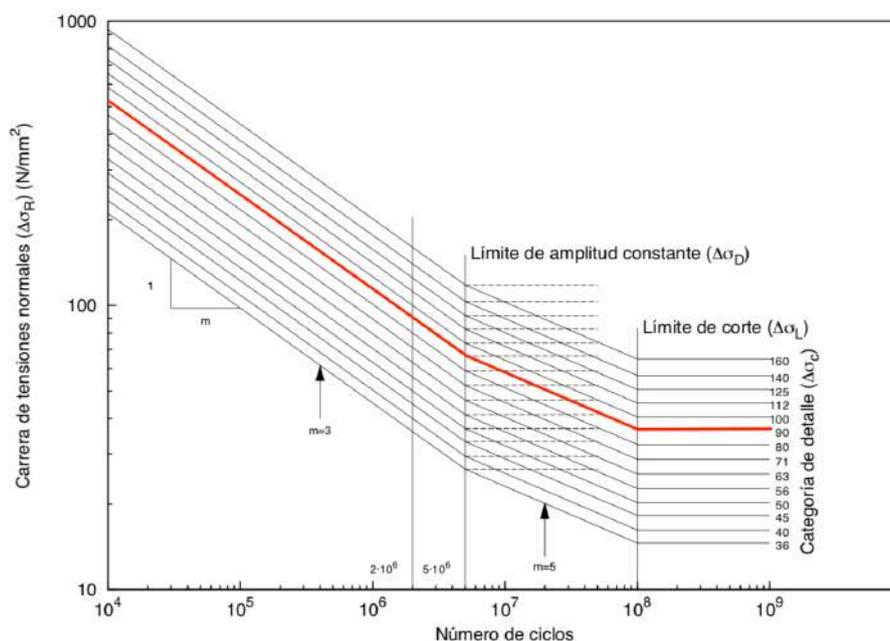


Figura 52. Curvas SN Acero (Fuente: CTE-SE-A)

Se escoge la categoría de detalle 90 según la normativa del Código Técnico de la Edificación. Se considera una unión soldada del tubo de la torre como se muestra en la **Tabla 128**. Se considera la categoría de detalle 90 porque se ha supuesto una soldadura con posiciones de arranque, parada debido al espesor de la torre.

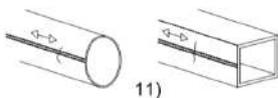
Categoría del detalle	Detalle constructivo	Descripción	Requisitos
140		11) Costura longitudinal con soldadura automática sin interrupciones en secciones huecas	11) Libre de defectos fuera de las tolerancias de EN_{yyy}^2 Espesor de pared $t \leq 12,5$ mm
125		11) Costura longitudinal con soldadura automática sin interrupciones en secciones huecas	11) Espesor de pared $t > 12,5$ mm
90		11) Con posiciones de arranque/parada	

Tabla 128. Categorías de detalle (Fuente: CTE-SE-A)

5.5. Análisis de fatiga y simulaciones

Los distintos estados de carga que han de analizarse a fatiga según la normativa GL son los que se muestran en la **Tabla 129**.

DLC	
DLC 1.1	DLC 4.1
DLC 1.4	DLC 6.4
DLC 1.8	DLC 7.2
DLC 1.9	DLC 8.3
DLC 2.1	DLC 8.4
DLC 3.1	

Tabla 129. DLCs a estudiar a fatiga

Para el análisis a fatiga se usarán las dimensiones de la torre obtenidas en el dimensionado del análisis último de cargas. Estas dimensiones son las siguientes:

- *Diámetro interior: 5,7m*
- *Diámetro exterior: 6,8m*
- *Área: 10,8m²*
- *Módulo resistente: 15,6m³*

Estos datos de dimensiones son muy importantes ya que sirven para pasar de fuerzas (datos proporcionados por Bladed) a tensiones.

Por otro lado, se analizará la sección más desfavorable para el caso de análisis último de cargas. Esta sección corresponde con la base de la torre (-45m). Además se sabe que las cargas de mayor impacto en la estructura son el momento flector compuesto M_{xy} y el axial N_z . Por lo tanto, se estudiará el efecto a fatiga de las tensiones producidas por M_{xy} y N_z en la sección de la base de la torre.

Por otro lado, se estudiará exclusivamente la velocidad nominal del viento en aquellos casos en los que haya que evaluar una velocidad mayor de V_{in} y menor que V_{out} como uno de los estados más desfavorables.

Antes de realizar el análisis a fatiga es necesario distribuir los 25 años de vida del aerogenerador (vida que se desea que aguante el aerogenerador) entre los distintos estados de diseño de cargas. A mayor frecuencia de aparición, más tiempo le corresponde a cada DLC. Esto explica que DLC 1.1, DLC 1.4, DLC 3.1 y DLC 6.4 tengan una duración acumulada cada uno de 5 años. Por otro lado, momentos transitorios como puede ser el DLC 8.3 tienen una duración menor. La asignación de duraciones se muestra en la **Tabla 130**.

DLC	Años	Segundos
DLC 1.1	5,0 años	164.250.000 s
DLC 1.4	5,0 años	164.250.000 s
DLC 2.1	0,7 años	22.995.000 s
DLC 3.1	5,0 años	164.250.000 s
DLC 4.1	3,0 años	98.550.000 s
DLC 6.4	5,0 años	164.250.000 s
DLC 7.2	0,9 años	29.565.000 s
DLC 8.3	0,2 años	6.570.000 s
DLC 8.4	0,2 años	6.570.000 s
TOT	25,0 años	821.250.000 s

Tabla 130. Distribución de tiempos de actuación de fatiga

Cabe a destacar que no se han incluido los DLC 1.8 y 1.9. Esto se debe a que la única diferencia radica en que en el DLC 1.8 se considera hielo formado en las palas y en el DLC 1.9 se considera también en la estructura. Sin embargo, el emplazamiento estudiado no plantea la posibilidad de la existencia de hielo marino debido a que se considera que las temperaturas son lo suficientemente altas. El modelo de mar y de viento es el mismo, por lo que el análisis es el mismo que para el DLC 1.4.

DLC 1.1

Se simula el caso DLC 1.1 atendiendo a las especificaciones de GL. Como se ha demostrado en el análisis de estado último de cargas, el caso más desfavorable es aquel en el cual el viento y el mar están alineados a 0° con respecto del Norte.

Simulando el escenario DLC 1.1 según las especificaciones de la normativa GL se obtienen el momento flector compuesto (M_{xy}) y el axil (F_z) mostrados en las siguientes figuras:

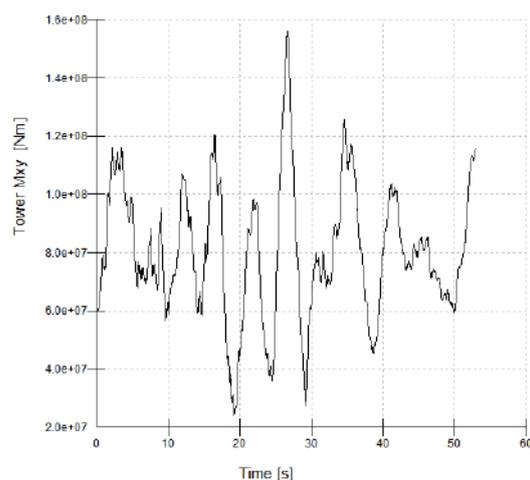


Figura 53. Mxy en DLC 1.1

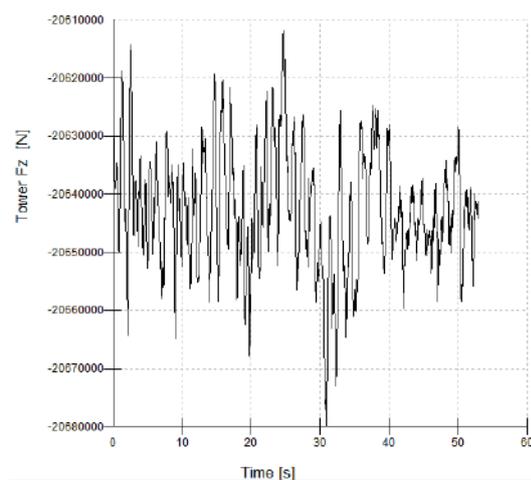


Figura 54. Fz en DLC 1.1

Como se puede observar, tanto el momento flector como el axil fluctúan notablemente. Es muy difícil contar el número de ciclos a simple vista, por lo que se utiliza el modelo Rain Flow de Bladed para el análisis de datos.

Cycle range Mxy [Nm-]	Stress (N/mm2)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
5,00E+06	0,32	83	2,27E+08
1,50E+07	0,96	19	5,20E+07
2,50E+07	1,60	5	1,37E+07
3,50E+07	2,24	3	8,21E+06
4,50E+07	2,88	3	8,21E+06
8,50E+07	5,45	1	2,74E+06
1,15E+08	7,37	1	2,74E+06
1,75E+08	11,22	1	2,74E+06
1,95E+08	12,50	1	2,74E+06
2,25E+08	14,42	1	2,74E+06
2,35E+08	15,06	1	2,74E+06
2,45E+08	15,71	1	2,74E+06
3,05E+08	19,55	1	2,74E+06
3,95E+08	25,32	1	2,74E+06
5,25E+08	36,20	1	2,74E+06

Tabla 131. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 1.1 (Mxy)

Cycle range Fz [N]	Stress (N/mm2)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
2400	0,000	57	1,56E+08
7200	0,001	31	8,49E+07
12000	0,001	24	6,57E+07
16800	0,002	12	3,29E+07
21600	0,002	4	1,10E+07
26400	0,002	7	1,92E+07
31200	0,003	1	2,74E+06
36000	0,003	4	1,10E+07
40800	0,004	1	2,74E+06
50400	0,005	3	8,21E+06
55200	0,005	1	2,74E+06
60000	0,006	2	5,48E+06
64800	0,006	2	5,48E+06
69600	0,006	5	1,37E+07
79200	0,007	1	2,74E+06
84000	0,008	3	8,21E+06
88800	0,008	1	2,74E+06
93600	0,009	3	8,21E+06
103200	0,010	1	2,74E+06
108000	0,010	2	5,48E+06
112800	0,010	2	5,48E+06
117600	0,011	1	2,74E+06
122400	0,011	4	1,10E+07
141600	0,013	1	2,74E+06
151200	0,014	1	2,74E+06
156000	0,014	1	2,74E+06
180000	0,017	1	2,74E+06
184800	0,017	1	2,74E+06
213600	0,020	1	2,74E+06
271200	0,025	1	2,74E+06

Tabla 132. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 1.1 (Fz)

Una vez agrupados los ciclos en función del rango de tensiones puede comenzar a estudiarse el daño a fatiga. Como muestra la **Tabla 132**, el efecto de fatiga que realiza en el axil es despreciable. Llevando los datos de tensiones a axil (F_z) a la curva SN de la **Figura 52**, resulta insignificante su efecto a fatiga.

Sin embargo, ha de estudiarse el efecto del momento flector (M_{xy}). En este caso, el efecto no es despreciable. De hecho, el resultado de la tensión producida por el momento flector es la que más afecta a la estructura. Es necesario destacar que el dimensionado en estado último de cargas es un tanto conservador. Esto es así ya que se obtiene un espesor de 0,55m para toda la torre y esto hace que la estructura aguante mucho mejor

a fatiga. Debido a este hecho, en la **Tabla 131** solo la tensión de $36,2 \text{ N/mm}^2$ produce un efecto apreciable de fatiga, por lo que será el único rango a considerar en este estado de cargas. El resto de rangos de tensiones están por debajo del límite de la curva SN de 90, por lo que su efecto a fatiga será despreciable.

DLC 1.4

En este caso de diseño de cargas se tiene un modelo de viento sin turbulencia (NWP). Esto se refleja notablemente en el axil F_z . Además, se produce una pérdida de la conexión a la red. El momento flector y el axil obtenidos en esta simulación se muestran a continuación.

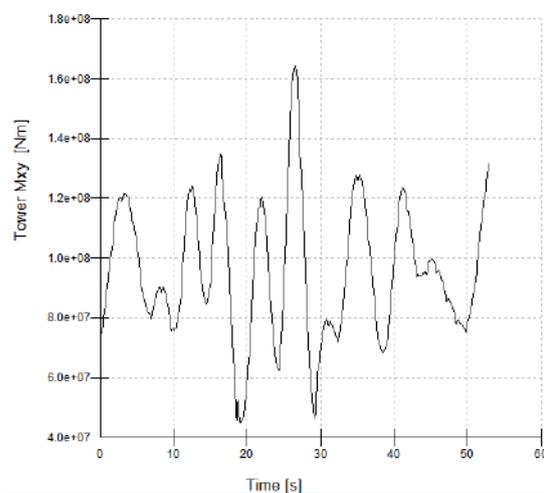


Figura 55. Mxy en DLC 1.4

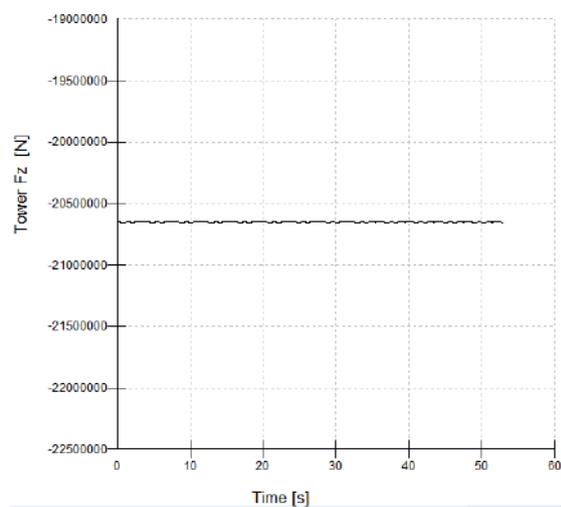


Figura 56. Fz en DLC 1.1

Llevando a cabo el algoritmo de Rain Flow, se agrupan los ciclos para su posterior análisis. Al igual que en el caso DLC 1.1, el efecto del axil en fatiga es despreciable. Por tanto, solo se muestra el conteo llevado a cabo en el momento flector M_{xy} .

Cycle range Mxy [Nm-]	Stress (N/mm2)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
5,00E+06	0,32	83	2,27E+09
1,50E+07	0,96	19	5,20E+08
2,50E+07	1,60	5	1,37E+08
3,50E+07	2,24	3	8,22E+07
4,50E+07	2,88	3	8,22E+07
8,50E+07	5,45	1	2,74E+07
1,15E+08	7,37	1	2,74E+07
1,75E+08	11,22	1	2,74E+07
1,95E+08	12,50	1	2,74E+07
2,25E+08	14,42	1	2,74E+07
2,35E+08	15,06	1	2,74E+07
2,45E+08	15,71	1	2,74E+07
3,05E+08	19,55	1	2,74E+07
3,95E+08	25,32	1	2,74E+07
5,25E+08	34,60	1	2,74E+07

Tabla 133. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 1.4 (Mxy)

El único rango que produce efecto de fatiga sobre la estructura es el de una tensión de 34,6 N/mm². Se analizará en el **ANEXO 3. CÁLCULO DE LA VIDA A FATIGA** el efecto del daño acumulado.

DLC 1.8 y DLC 1.9

Estos dos casos de diseño de cargas son similares como se ha explicado anteriormente. Por lo tanto, no se consideran en el análisis de fatiga.

DLC 2.1

En este escenario se produce un fallo en el sistema de control. Al igual que en el análisis último de cargas, se ha considerado un fallo en el sistema de control de paso con el sistema bloqueado permanentemente a 0°. Los resultados de la simulación de cargas se muestra en las siguientes figuras.

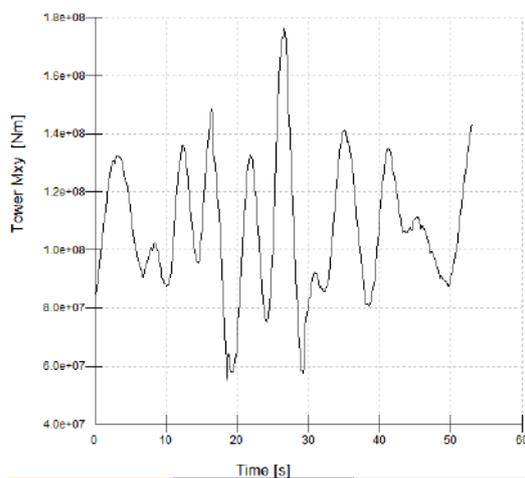


Figura 57. Mxy en DLC 2.1

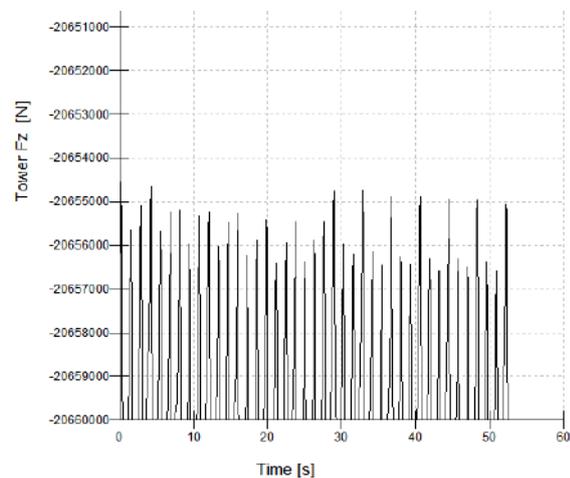


Figura 58. Fz en DLC 2.1

Tanto el momento como el axil fluctúan notablemente. Al igual que en el resto de casos, no se muestra el conteo de ciclos del axil debido a que su efecto a fatiga es despreciable. Por otro lado, si que se muestra el conteo de Rain Flow para el momento flector ya que su efecto es importante.

Cycle range Mxy [Nm-]	Stress (N/mm ²)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
6,00E+06	0,38	16	6,13E+06
1,80E+07	1,15	1	3,83E+05
4,20E+07	2,69	1	3,83E+05
6,60E+07	4,23	1	3,83E+05
1,02E+08	6,54	1	3,83E+05
2,34E+08	15,00	1	3,83E+05
2,70E+08	17,31	2	7,67E+05
3,18E+08	20,38	1	3,83E+05
3,54E+08	22,69	1	3,83E+05
3,66E+08	23,46	1	3,83E+05
4,50E+08	28,85	1	3,83E+05
6,66E+08	42,69	1	3,83E+05

Tabla 134. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 2.1 (Mxy)

El rango que produce efecto de fatiga sobre la estructura es el de una tensión de 42,69 N/mm². Sin embargo, el resto no producen efecto o es despreciable debido a que se encuentra por debajo del umbral de la curva estudiada. Se analizará en el **ANEXO 3. CÁLCULO DE LA VIDA A FATIGA** el efecto del daño acumulado.

DLC 3.1

En este escenario se considera un modelo de viento igual que en el DLC 1.4. Sin embargo, en este caso se considera el efecto del viento y mar sobre la estructura teniendo en cuenta una situación de arranque. Los resultados de las simulaciones para el momento flector y axil se muestran a continuación.

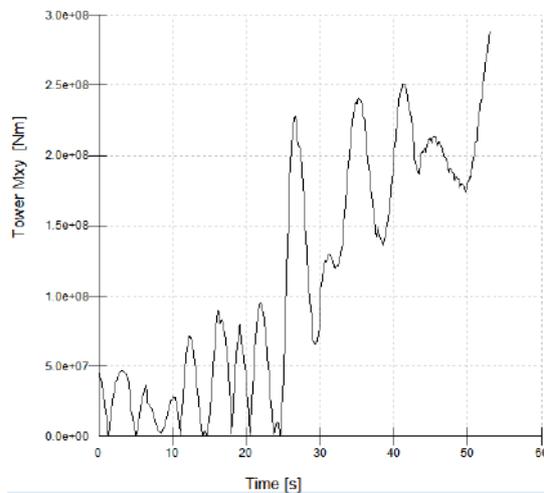


Figura 59. Mxy en DLC 3.1

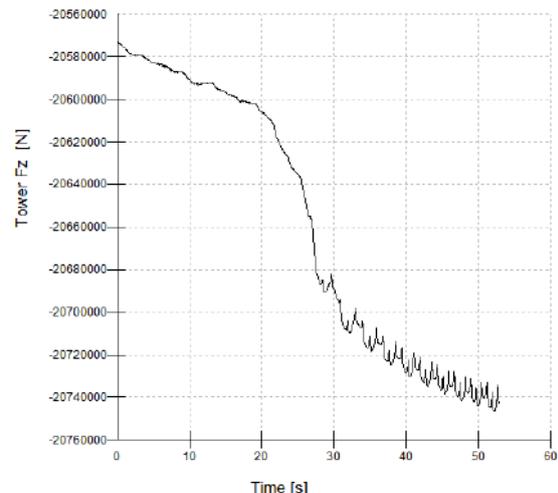


Figura 60. Fz en DLC 3.1

Atendiendo a los resultados es necesario realizar el algoritmo de Rain Flow para obtener los ciclos agrupados en distintos rangos de tensiones. Este resultado se muestra en la **Tabla 135**. Por otro lado, ha de destacarse que no se ha considerado el efecto del axil en cuanto a fatiga debido a su baja influencia una vez se han analizado los resultados (el máximo rango de tensiones es de 0.34 N/mm²).

Cycle range Mxy [Nm-]	Stress (N/mm2)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
5,00E+06	0,32	21	5,75E+07
1,50E+07	0,96	3	8,21E+06
5,50E+07	3,53	2	5,48E+06
7,50E+07	4,81	1	2,74E+06
9,50E+07	6,09	1	2,74E+06
1,45E+08	9,29	1	2,74E+06
1,55E+08	9,94	2	5,48E+06
1,75E+08	11,22	1	2,74E+06
1,85E+08	11,86	1	2,74E+06
2,15E+08	13,78	1	2,74E+06
3,25E+08	20,83	1	2,74E+06
5,75E+08	36,86	1	2,74E+06

Tabla 135. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 3.1 (Mxy)

De nuevo, solo se considerará en los cálculos de daño a fatiga la tensión máxima ($36,86 \text{ N/mm}^2$).

DLC 4.1

Se analiza el efecto de fatiga de un apagado normal del aerogenerador con un modelo de viento sin turbulencia (NWP). Los resultados del momento flector y el axil en la simulación se muestran a continuación.

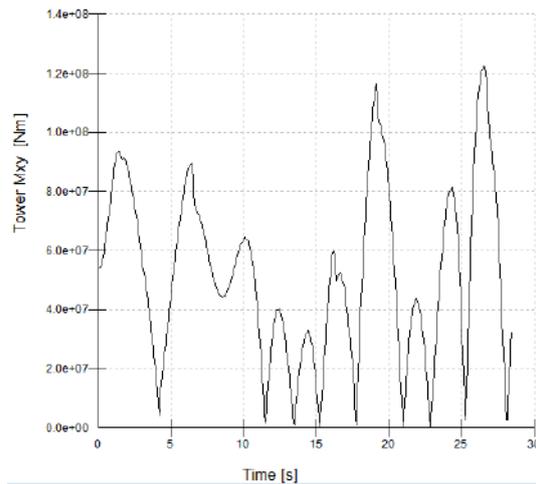


Figura 61. Mxy en DLC 4.1

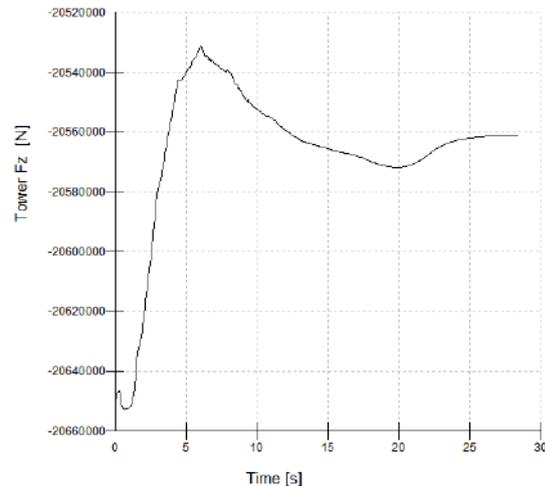


Figura 62. Fz en DLC 4.1

Hay una notable fluctuación del momento flector M_{xy} , sin embargo, el axil fluctúa en menor medida. Se realiza el algoritmo de Rain Flow como se ha mostrado anteriormente.

Cycle range Mxy [Nm-]	Stress (N/mm2)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
3,75E+06	0,24	4	6,57E+06
5,63E+07	3,61	1	1,64E+06
9,38E+07	6,01	1	1,64E+06
1,16E+08	7,45	1	1,64E+06
1,31E+08	8,41	1	1,64E+06
1,76E+08	11,30	1	1,64E+06
2,36E+08	15,14	1	1,64E+06
2,59E+08	16,59	1	1,64E+06
2,74E+08	17,55	1	1,64E+06
3,49E+08	22,37	1	1,64E+06
3,64E+08	23,33	1	1,64E+06

Tabla 136. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 4.1 (Mxy)

Atendiendo a estos resultados y a la curva SN de la tabla **Figura 52**, se puede observar que este DLC no produce gran efecto de fatiga sobre la estructura. Este hecho se percibe porque el rango de tensión máxima es de 23.3 N/mm^2 y esta se encuentra por debajo del umbral de la curva SN.

DLC 6.4

En este caso se tiene en cuenta una velocidad de viento igual a la de corte (V_{out}) con un modelo de viento de turbulencia normal.

Se considera la velocidad de viento V_{out} ya que este escenario es similar al DLC 7.2, en el cual se estudiará la velocidad de 40m/s que es más determinante que V_{out} . Los resultados del momento flector compuesto y el axil se muestran a continuación.

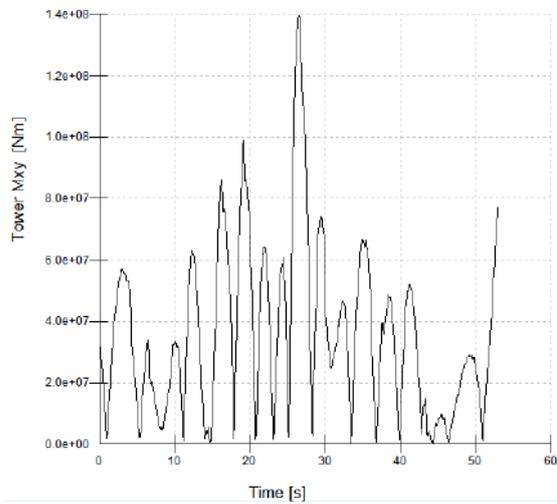


Figura 63. Mxy en DLC 6.4

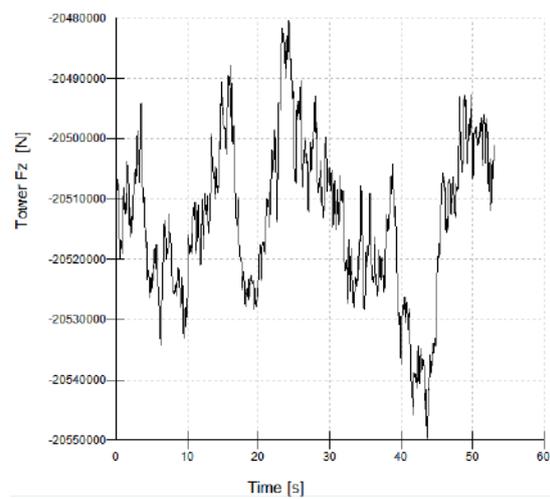


Figura 64. Fz en DLC 6.4

Se produce gran fluctuación tanto en el momento flector como en el axil en la torre. A continuación, se recogen en la **Tabla 137** los resultados del conteo de Rain Flow para este escenario.

Cycle range Mxy [Nm-]	Stress (N/mm2)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
3,75E+06	0,240	44	1,20E+08
1,13E+07	0,721	2	5,48E+06
2,63E+07	1,683	1	2,74E+06
3,38E+07	2,163	1	2,74E+06
6,38E+07	4,087	1	2,74E+06
8,63E+07	5,529	2	5,48E+06
9,38E+07	6,010	1	2,74E+06
1,39E+08	8,894	1	2,74E+06
1,54E+08	9,856	1	2,74E+06
1,61E+08	10,337	1	2,74E+06
1,76E+08	11,298	1	2,74E+06
1,84E+08	11,779	1	2,74E+06
1,91E+08	12,260	1	2,74E+06
1,99E+08	12,740	1	2,74E+06
2,14E+08	13,702	1	2,74E+06
2,29E+08	14,663	1	2,74E+06
2,51E+08	16,106	1	2,74E+06
2,89E+08	18,510	1	2,74E+06
4,16E+08	26,692	1	2,74E+06

Tabla 137. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 6.4 (Mxy)

De la misma forma que en el apartado anterior, no se observa un efecto notable del momento en cuanto a la vida a fatiga del aerogenerador en este estado de cargas. Esto se debe a que el rango máximo de tensiones de fatiga está por debajo del umbral de la curva SN de Acero S-275 según una unión 90.

DLC 7.2

A diferencia del DLC 6.4, en este caso se considera una velocidad de viento de 40m/s ($V_{wind} = 0,8V_{ref}$). Por tanto, se tendrá una mayor influencia del viento en los resultados. El momento flector y axil resultantes de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

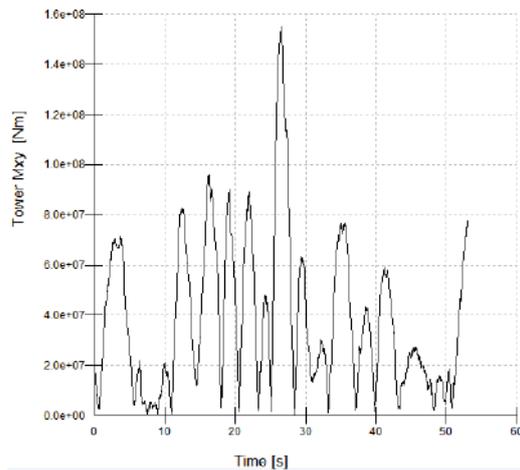


Figura 65. Mxy en DLC 7.2

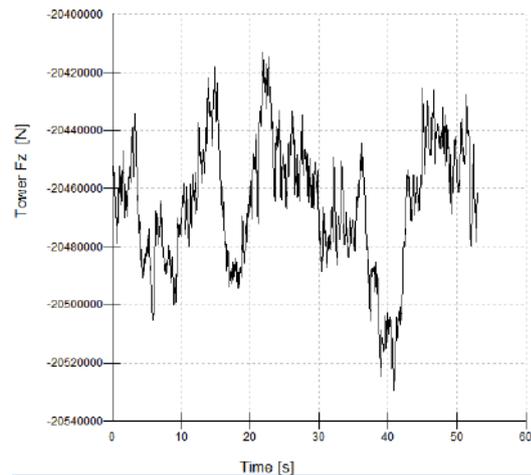


Figura 66. Fz en DLC 7.2

Se produce gran fluctuación tanto en el momento flector como en el axil en la torre. A continuación, se recogen en la **Tabla 138** los resultados del conteo de Rain Flow para este escenario.

Cycle range Mxy [Nm-]	Stress (N/mm2)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
6,00E+06	0,385	110	5,42E+07
1,80E+07	1,154	7	3,45E+06
4,20E+07	2,692	1	4,93E+05
6,60E+07	4,231	3	1,48E+06
7,80E+07	5,000	1	4,93E+05
1,02E+08	6,538	1	4,93E+05
1,62E+08	10,385	1	4,93E+05
1,86E+08	11,923	1	4,93E+05
2,22E+08	14,231	1	4,93E+05
2,46E+08	15,769	1	4,93E+05
2,70E+08	17,308	1	4,93E+05
2,82E+08	18,077	1	4,93E+05
3,06E+08	19,615	2	9,86E+05
3,42E+08	21,923	1	4,93E+05
3,54E+08	22,692	1	4,93E+05
3,78E+08	24,231	1	4,93E+05
6,18E+08	39,615	1	4,93E+05

Tabla 138. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 7.2 (Mxy)

Al haber aumentado la velocidad del viento, se tienen unos esfuerzos mayores. Como puede observarse en la tabla superior, habrá influencia de este escenario en la vida a fatiga de la estructura del aerogenerador. Los resultados se muestran, como se ha comentado anteriormente, en el **ANEXO 3. CÁLCULO DE LA VIDA A FATIGA**.

DLC 8.3

En este caso se considerará que el aerogenerador está en estado 'Idling', como se ha explicado en el *Análisis Último de Cargas*. Las condiciones de viento y mar son las mismas que las consideradas en el análisis último de cargas. Los resultados de las simulaciones para el momento flector y el axil se muestran en las siguientes figuras.

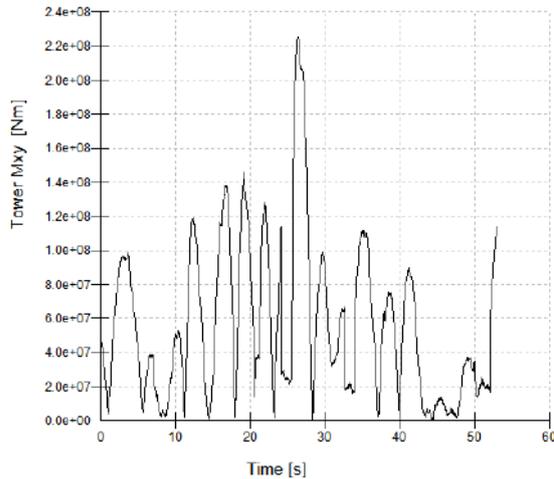


Figura 67. Mxy en DLC 8.3

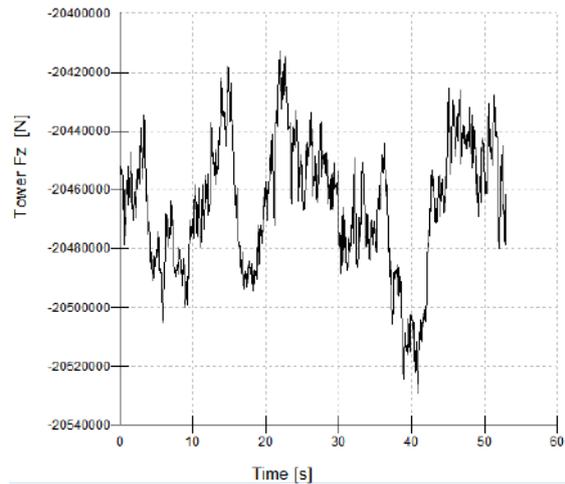


Figura 68. Fz en DLC 8.3

Se realiza el conteo de Rain Flow de nuevo (Tabla 139).

Cycle range Mxy [Nm-]	Stress (N/mm ²)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
6,00E+06	0,385	100	2,19E+07
1,80E+07	1,154	5	1,10E+06
3,00E+07	1,923	1	2,19E+05
4,20E+07	2,692	1	2,19E+05
6,60E+07	4,231	1	2,19E+05
1,02E+08	6,538	2	4,38E+05
1,50E+08	9,615	1	2,19E+05
2,22E+08	14,231	1	2,19E+05
2,46E+08	15,769	1	2,19E+05
2,58E+08	16,538	1	2,19E+05
2,82E+08	18,077	2	4,38E+05
3,30E+08	21,154	1	2,19E+05
3,42E+08	21,923	2	4,38E+05
3,54E+08	22,692	1	2,19E+05
4,14E+08	26,538	1	2,19E+05
4,38E+08	28,077	1	2,19E+05
6,78E+08	43,462	1	2,19E+05

Tabla 139. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 8.3 (Mxy)

Se produce influencia en la vida a fatiga de la estructura en rangos altos de tensión. Esta influencia se analizará mediante la Regla de Miner en el **ANEXO 3. CÁLCULO DE LA VIDA A FATIGA**.

DLC 8.4

Este es el último estado de cargas a analizar a fatiga. Se considera un modelo de turbulencia normal (NTM) con velocidad igual a 40 m/s (estado límite de velocidad del viento). El momento y axil de la simulación de muestran en las siguientes figuras:

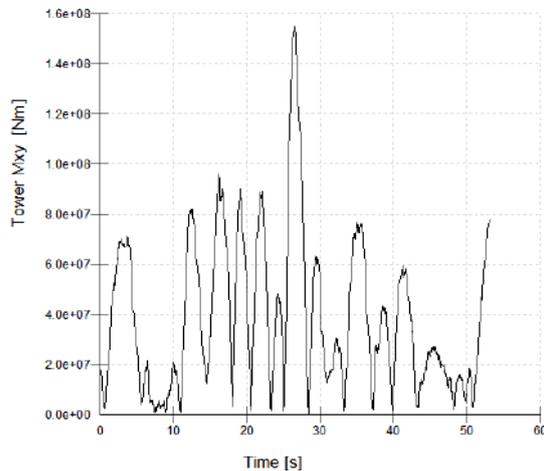


Figura 69. Mxy en DLC 8.4

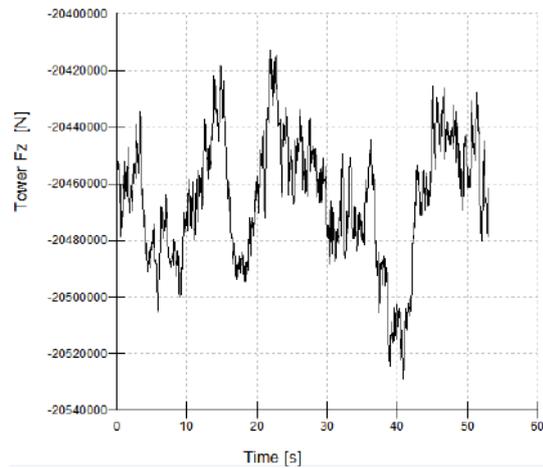


Figura 70. Fz en DLC 8.4

Realizando el conteo de Rain Flow se obtienen los siguientes rangos de tensiones:

Cycle range Mxy [Nm-]	Stress (N/mm2)	Cycle count (60 seg)	Cycle Equivalent (25 años)
1,50E+06	0,096	112	2,45E+07
4,50E+06	0,288	6	1,31E+06
1,05E+07	0,673	1	2,19E+05
1,65E+07	1,058	3	6,57E+05
1,95E+07	1,250	1	2,19E+05
2,55E+07	1,635	1	2,19E+05
4,05E+07	2,596	1	2,19E+05
4,65E+07	2,981	1	2,19E+05
5,55E+07	3,558	1	2,19E+05
6,15E+07	3,942	1	2,19E+05
6,75E+07	4,327	1	2,19E+05
7,05E+07	4,519	1	2,19E+05
7,65E+07	4,904	2	4,38E+05
8,55E+07	5,481	1	2,19E+05
8,85E+07	5,673	1	2,19E+05
9,45E+07	6,058	1	2,19E+05
1,55E+08	9,904	1	2,19E+05

Tabla 140. Agrupación de ciclos con Rain Flow DLC 8.4 (Mxy)

Como se puede observar, no se produce gran influencia del momento en la vida a fatiga de la torre del aerogenerador.

Una vez han sido simulados y estudiados los distintos casos se pasa a analizar si la torre del aerogenerador es capaz de aguantar 25 años sometida a fatiga. Este cálculo se lleva a cabo mediante la Regla de Miner en el **ANEXO 3. CÁLCULO DE LA VIDA A FATIGA**.

La comprobación de que la estructura de la torre es capaz de aguantar los 25 años a fatiga se resume en la **Tabla 141**.

DLC	Tensión	n_{ciclos}	N_{ciclos}	Daño
DLC 1.1	36,2 N/mm ²	2,74E+06	9,64E+07	2,8%
DLC 2.1	42,7 N/mm ²	3,83E+05	7,72E+07	0,5%
DLC 3.1	36,9 N/mm ²	2,74E+06	9,45E+07	2,9%
DLC 7.2	39,6 N/mm ²	4,93E+05	8,63E+07	0,6%
DLC 8.3	43,5 N/mm ²	2,19E+05	7,49E+07	0,3%
Daño Acumulado Total				7,1%

Tabla 141. Cálculo Daño Acumulado a Fatiga

Como se comprueba en la tabla superior, hay un margen del 92.1% hasta que se produzca rotura a fatiga según la Regla de Miner.

6. OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA TORRE SEGÚN ANÁLISIS ÚLTIMO DE CARGAS

En esta sección se analizará la posibilidad de optimización de la sección de la torre del aerogenerador. Como se ha visto, el criterio que más limita el dimensionado de la torre es el análisis de cargas últimas. Por ello, se hará un análisis en los distintos puntos de la estructura de la torre (-45m, 0m y 88m) para estudiar si la sección de la torre puede disminuirse conforme aumenta la altura de la torre. Llevando a cabo esta optimización es posible un ahorro notable de material.

Para ello, se obtendrán los estados de carga más desfavorables en cada punto de la torre y se calculará la sección de la torre que soporta las tensiones en el escenario más desfavorable según el criterio de tensiones estudiado anteriormente.

Anteriormente se ha obtenido la sección que soporta el estado de tensiones más desfavorable en la base de la torre, por lo que han de dimensionarse las secciones de los otros dos puntos (0m y 88m). Es importante destacar que se hará una aproximación lineal de la sección de la torre en los puntos comprendidos entre -45m-0m y 0m-88m. De esta forma, se obtendrá una torre cuya sección disminuye con la altura (en caso de que sea posible disminuir la sección en dichos puntos).

Previo al análisis, se obtienen los estados de carga más desfavorables en los puntos de 0m y 88m respectivamente.

	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Fxy [N]	Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Mxy [Nm]
DLC 1.1	1,47E+06	4,70E+05	1,44E+07	8,25E+05	2,00E+07	5,56E+07	8,89E+06	6,89E+07
DLC 1.2	7,22E+05	6,39E+05	1,44E+07	8,37E+05	1,82E+07	5,80E+07	8,01E+06	7,07E+07
DLC 1.3	9,12E+05	5,20E+05	1,44E+07	9,18E+05	2,76E+07	7,16E+07	2,56E+06	7,18E+07
DLC 1.4	1,17E+06	6,88E+05	1,44E+07	1,33E+06	1,08E+07	1,02E+08	3,61E+06	1,03E+08
DLC 1.5	8,58E+05	4,45E+05	1,43E+07	8,67E+05	1,24E+07	7,09E+07	3,31E+06	7,11E+07
DLC 1.6	8,56E+05	4,70E+05	1,43E+07	2,22E+06	1,26E+07	7,08E+07	3,31E+06	1,18E+08
DLC 1.7	6,39E+06	5,43E+06	1,11E+07	1,11E+07	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	3,51E+05
DLC 1.10	8,11E+05	1,53E+06	1,44E+07	1,56E+06	1,99E+07	6,86E+07	8,89E+06	6,89E+07
DLC 2.1	9,41E+06	6,84E+05	1,52E+07	9,43E+06	1,28E+07	8,77E+08	1,71E+07	8,77E+08
DLC 2.2	2,04E+06	2,93E+05	1,47E+07	2,04E+06	2,85E+07	1,82E+08	9,37E+06	1,82E+08
DLC 3.1	1,29E+07	4,05E+05	1,56E+07	1,29E+07	1,25E+07	1,19E+09	1,77E+07	1,19E+09
DLC 3.2	1,37E+07	4,06E+05	1,57E+07	1,37E+07	1,58E+07	1,27E+09	1,88E+07	1,27E+09
DLC 4.1	7,66E+05	4,41E+05	1,43E+07	8,73E+05	1,03E+07	6,28E+07	2,58E+06	6,30E+07
DLC 5.1	7,66E+05	2,92E+05	1,43E+07	8,20E+05	1,03E+07	6,67E+07	2,02E+06	6,70E+07
DLC 6.1	3,02E+06	6,23E+04	1,42E+07	3,02E+06	5,57E+06	4,18E+07	5,48E+05	4,18E+07
DLC 6.2	3,02E+06	6,23E+04	1,42E+07	3,02E+06	5,57E+06	4,18E+07	5,48E+05	4,18E+07
DLC 6.3	1,45E+06	8,10E+05	1,43E+07	1,53E+06	6,14E+07	1,53E+07	2,18E+06	6,25E+07
DLC 6.4	1,74E+06	3,84E+04	1,42E+07	1,74E+06	3,71E+06	2,39E+07	3,49E+05	2,39E+07
DLC 6.5	2,25E+06	6,17E+04	1,42E+07	2,25E+06	5,51E+06	4,18E+07	5,49E+05	4,18E+07
DLC 7.1	1,17E+06	1,61E+04	1,41E+07	1,17E+06	1,31E+06	2,53E+07	1,83E+05	2,53E+07
DLC 7.2	9,09E+05	3,84E+04	1,42E+07	9,09E+05	3,71E+06	2,39E+07	3,49E+05	2,39E+07
DLC 8.2	2,76E+07	2,87E+05	1,70E+07	2,76E+07	2,91E+07	2,53E+09	5,01E+07	2,53E+09
DLC 8.3	1,97E+06	3,85E+04	1,42E+07	1,97E+06	3,70E+06	2,39E+07	3,51E+05	2,39E+07
DLC 8.4	1,97E+06	3,85E+04	1,42E+07	1,97E+06	3,70E+06	2,39E+07	3,51E+05	2,39E+07
MAX	2,76E+07	5,43E+06	1,70E+07	2,76E+07	6,14E+07	2,53E+09	5,01E+07	2,53E+09

Tabla 142. Resultados: Cargas Máximas DLC (0m)

	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Fxy [N]	Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Mxy [Nm]
DLC 1.1	-6,73E+05	-4,45E+05	-1,43E+07	3,39E+04	-6,73E+05	-1,52E+06	-1,52E+06	1,09E+04
DLC 1.2	2,12E+04	-6,39E+05	-1,44E+07	2,87E+04	-1,92E+06	-3,26E+06	-8,01E+06	2,15E+04
DLC 1.3	-2,30E+05	-5,20E+05	-1,44E+07	4,72E+04	-3,24E+05	-2,47E+07	-2,45E+06	4,32E+05
DLC 1.4	1,87E+04	-6,88E+05	-1,44E+07	6,15E+05	-2,72E+06	-5,82E+05	-3,61E+06	1,24E+06
DLC 1.5	5,14E+04	-4,45E+05	-1,43E+07	5,47E+04	-5,69E+05	8,58E+05	-3,31E+06	9,28E+05
DLC 1.6	4,89E+04	-4,70E+05	-1,43E+07	5,22E+04	-5,31E+05	7,62E+05	-3,31E+06	9,05E+05
DLC 1.7	7,83E+04	-5,33E+04	-6,21E+06	2,23E+06	4,64E+04	-3,53E+05	-1,43E+07	-3,31E+06
DLC 1.10	3,72E+04	-5,56E+05	-1,43E+07	3,94E+04	-8,28E+05	6,29E+05	-2,93E+04	7,18E+05
DLC 2.1	1,77E+04	-6,84E+05	-1,52E+07	6,14E+05	-9,57E+05	-6,80E+05	-1,45E+07	1,17E+06
DLC 2.2	-1,41E+06	-2,93E+05	-1,47E+07	7,49E+02	-1,52E+07	-8,92E+07	-9,37E+06	2,72E+05
DLC 3.1	3,24E+03	-4,05E+05	-1,56E+07	4,89E+03	-5,27E+05	-7,91E+06	-1,46E+07	2,38E+05
DLC 3.2	3,24E+03	-4,06E+05	-1,57E+07	4,89E+03	-5,13E+05	-7,91E+06	-1,61E+07	2,38E+05
DLC 4.1	-3,09E+05	-4,41E+05	-1,43E+07	2,73E+05	-1,24E+06	-3,64E+07	-2,58E+06	1,52E+07
DLC 5.1	-6,43E+05	-2,92E+05	-1,43E+07	2,73E+05	-2,11E+06	-6,67E+07	-2,02E+06	1,75E+07
DLC 6.1	-1,23E+06	-6,23E+04	-1,42E+07	7,67E+03	-5,41E+06	4,61E+06	-2,54E+05	4,91E+06
DLC 6.2	-1,23E+06	-6,23E+04	-1,42E+07	7,67E+03	-5,41E+06	4,61E+06	-2,54E+05	4,91E+06
DLC 6.3	-1,01E+06	-8,10E+05	-1,43E+07	2,46E+05	2,03E+07	-1,53E+07	7,23E+05	2,22E+07
DLC 6.4	-7,67E+05	-3,34E+04	-1,42E+07	5,99E+03	-3,71E+06	8,48E+04	-1,73E+05	1,01E+06
DLC 6.5	-8,44E+05	-6,17E+04	-1,42E+07	1,29E+04	-5,43E+06	4,63E+06	-2,56E+05	4,92E+06
DLC 7.1	-7,76E+04	-1,61E+04	-1,41E+07	4,36E+03	-5,49E+05	1,97E+07	1,81E+05	1,97E+07
DLC 7.2	-2,48E+05	-3,34E+04	-1,42E+07	1,54E+03	-3,71E+06	8,15E+04	-1,73E+05	1,01E+06
DLC 8.2	2,51E+07	-2,87E+05	-1,70E+07	2,51E+07	1,17E+06	2,36E+09	-4,96E+07	2,36E+09
DLC 8.3	-1,21E+06	-3,37E+04	-1,42E+07	1,17E+04	-3,70E+06	8,48E+04	-1,70E+05	1,03E+06
DLC 8.4	-1,21E+06	-3,37E+04	-1,42E+07	1,17E+04	-3,70E+06	8,48E+04	-1,70E+05	1,03E+06
MIN	-1,41E+06	-8,10E+05	-1,70E+07	7,49E+02	-1,52E+07	-8,92E+07	-4,96E+07	-3,31E+06

Tabla 143. Resultados: Cargas Mínimas DLC (0m)

	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Fxy [N]	Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Mxy [Nm]
DLC 1.1	6,79E+05	1,74E+05	1,90E+06	7,97E+05	4,89E+06	1,21E+07	8,89E+06	1,28E+07
DLC 1.2	7,04E+05	1,55E+05	1,89E+06	8,37E+05	4,71E+06	1,15E+07	8,01E+06	7,07E+07
DLC 1.3	1,72E+05	8,51E+03	1,79E+06	1,72E+05	7,68E+05	5,36E+06	2,65E+06	7,00E+06
DLC 1.4	1,16E+06	8,37E+04	1,89E+06	1,16E+06	4,04E+06	7,90E+06	3,61E+06	7,91E+06
DLC 1.5	8,31E+05	9,40E+04	1,85E+06	8,31E+05	4,08E+06	7,91E+06	3,31E+06	7,91E+06
DLC 1.6	8,31E+05	9,40E+04	1,85E+06	2,22E+06	4,08E+06	7,91E+06	3,31E+06	1,18E+06
DLC 1.7	6,39E+05	5,43E+05	1,11E+06	1,11E+07	6,39E+05	3,85E+04	2,05E+07	3,51E+05
DLC 1.10	7,97E+05	1,74E+05	1,90E+06	7,97E+05	4,89E+06	1,21E+07	8,89E+06	1,28E+07
DLC 2.1	9,33E+06	1,21E+05	2,73E+06	9,33E+06	4,04E+06	5,78E+07	1,71E+07	5,78E+07
DLC 2.2	2,03E+06	2,93E+05	2,16E+06	2,03E+06	4,58E+06	1,77E+07	9,37E+06	1,82E+07
DLC 3.1	1,28E+07	1,19E+05	3,10E+06	1,29E+07	2,21E+06	6,33E+07	1,77E+07	1,19E+09
DLC 3.2	1,36E+07	1,66E+05	3,18E+06	1,36E+07	2,33E+06	6,46E+07	1,88E+07	6,46E+07
DLC 4.1	7,52E+05	7,24E+04	1,85E+06	7,52E+05	4,04E+06	8,80E+06	2,58E+06	9,68E+06
DLC 5.1	7,52E+05	7,24E+04	1,85E+06	7,52E+05	4,04E+06	1,00E+07	2,02E+06	1,08E+07
DLC 6.1	2,53E+05	6,23E+04	1,70E+06	2,53E+05	3,47E+05	7,31E+06	5,48E+05	7,32E+06
DLC 6.2	2,53E+05	6,23E+04	1,70E+06	2,53E+05	3,47E+05	7,31E+06	5,48E+05	7,32E+06
DLC 6.3	3,70E+04	5,05E+05	1,83E+06	5,05E+05	1,61E+06	9,36E+06	2,18E+06	9,45E+06
DLC 6.4	1,70E+05	3,84E+04	1,72E+06	1,70E+05	2,96E+05	7,61E+06	3,49E+05	7,61E+06
DLC 6.5	2,53E+05	6,17E+04	1,70E+06	2,53E+05	3,57E+05	7,32E+06	5,49E+05	7,32E+06
DLC 7.1	1,45E+05	1,61E+04	1,60E+06	1,46E+05	1,80E+05	6,29E+06	1,83E+05	6,30E+06
DLC 7.2	1,70E+05	3,84E+04	1,72E+06	1,70E+05	2,96E+05	7,61E+06	3,49E+05	7,61E+06
DLC 8.2	2,66E+07	2,87E+05	4,52E+06	2,66E+07	5,91E+06	1,81E+08	5,01E+07	1,81E+08
DLC 8.3	1,70E+05	3,85E+04	1,72E+06	1,70E+05	2,84E+05	7,61E+06	3,51E+05	7,61E+06
DLC 8.4	1,70E+05	3,85E+04	1,72E+06	1,70E+05	2,84E+05	7,61E+06	3,51E+05	7,61E+06
MAX	2,66E+07	5,43E+05	4,52E+06	2,66E+07	5,91E+06	1,81E+08	5,01E+07	1,19E+09

Tabla 144. Resultados: Cargas Máximas DLC (88m)

	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Fxy [N]	Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Mxy [Nm]
DLC 1.1	5,53E+04	-1,74E+05	-1,90E+06	7,20E+04	1,39E+05	-1,21E+07	-8,89E+06	3,33E+06
DLC 1.2	5,86E+04	-1,55E+05	-1,89E+06	5,87E+04	1,91E+05	-1,15E+07	-8,01E+06	3,34E+06
DLC 1.3	-1,72E+05	-2,12E+05	-1,88E+06	3,60E+03	1,92E+05	-1,09E+07	-2,45E+06	4,00E+06
DLC 1.4	-3,31E+04	-8,37E+04	-1,89E+06	9,00E+04	-2,39E+05	-7,90E+06	-3,61E+06	5,44E+06
DLC 1.5	4,64E+04	-9,40E+04	-1,85E+06	7,83E+04	-2,05E+04	-7,91E+06	-3,31E+06	2,23E+06
DLC 1.6	9,63E+04	-9,40E+04	-1,85E+06	9,63E+04	1,99E+05	-7,91E+06	-3,31E+06	4,21E+06
DLC 1.7	7,83E+04	-5,33E+04	-6,21E+05	2,23E+06	4,64E+04	-3,53E+05	-1,43E+07	3,31E+06
DLC 1.10	5,53E+04	-1,74E+05	-1,90E+06	8,66E+04	1,99E+05	-1,21E+07	-8,89E+06	3,33E+06
DLC 2.1	8,23E+04	-1,21E+05	-2,73E+06	8,23E+04	-6,72E+05	-7,93E+06	-1,45E+07	6,62E+06
DLC 2.2	-9,21E+05	-2,93E+05	-2,16E+06	7,60E+02	-8,99E+05	-1,77E+07	-9,37E+06	1,17E+06
DLC 3.1	2,11E+03	-1,19E+05	-3,10E+06	2,14E+03	-1,26E+06	-8,24E+06	-1,46E+07	1,42E+05
DLC 3.2	2,11E+03	-1,66E+05	-3,18E+06	2,14E+03	-1,41E+06	-8,24E+06	-1,61E+07	2,17E+05
DLC 4.1	-3,26E+05	-7,24E+04	-1,85E+06	1,03E+05	-1,31E+05	-8,80E+06	-2,58E+06	7,98E+06
DLC 5.1	-6,56E+05	-7,24E+04	-1,85E+06	1,03E+05	-1,80E+05	-1,00E+07	-2,02E+06	8,47E+06
DLC 6.1	6,39E+04	-6,23E+04	-1,70E+06	6,90E+04	-3,37E+05	-7,31E+06	-2,54E+05	5,25E+06
DLC 6.2	6,39E+04	-6,23E+04	-1,70E+06	6,90E+04	-3,37E+05	-7,31E+06	-2,54E+05	5,25E+06
DLC 6.3	-3,70E+04	-5,05E+05	-1,83E+06	1,77E+05	4,08E+05	-9,36E+06	7,23E+05	8,45E+06
DLC 6.4	4,03E+04	-3,34E+04	-1,72E+06	4,49E+04	-2,96E+05	-7,61E+06	-1,73E+05	6,31E+06
DLC 6.5	6,39E+04	-6,17E+04	-1,70E+06	6,90E+04	-3,50E+05	-7,32E+06	-2,56E+05	5,25E+06
DLC 7.1	1,45E+05	-1,61E+04	-1,60E+06	1,45E+05	-1,80E+05	-6,29E+06	1,81E+05	6,20E+06
DLC 7.2	4,03E+04	-3,34E+04	-1,72E+06	4,49E+04	-2,96E+05	-7,61E+06	-1,73E+05	6,31E+06
DLC 8.2	2,50E+07	-2,87E+05	-4,52E+06	2,50E+07	-4,84E+06	6,21E+07	-4,96E+07	6,21E+07
DLC 8.3	4,03E+04	-3,37E+04	-1,72E+06	4,49E+04	-2,84E+05	-7,61E+06	-1,70E+05	6,31E+06
DLC 8.4	4,03E+04	-3,37E+04	-1,72E+06	4,49E+04	-2,84E+05	-7,61E+06	-1,70E+05	6,31E+06
MIN	-9,21E+05	-5,05E+05	-4,52E+06	7,60E+02	-4,84E+06	-1,77E+07	-4,96E+07	1,42E+05

Tabla 145. Resultados: Cargas Mínimas DLC (88m)

Una vez obtenidos los estados de carga más desfavorables se procede a optimizar la estructura en caso de que sea posible. Los cálculos de optimización pueden verse detallados en el ANEXO 4. CÁLCULOS OPTIMIZACIÓN ESTRUCTURA TORRE.

A continuación se muestran los resultados de la optimización en los distintos puntos.

Optimización Sección 2

Cargas máximas

En este apartado se resume la optimización que se ha llevado a cabo en la Sección 2 del aerogenerador (0m respecto del nivel marino). Como se ha explicado anteriormente, los cálculos detallados se encuentran en el ANEXO 4. CÁLCULOS OPTIMIZACIÓN ESTRUCTURA TORRE.

Una vez se comprueba que el estado de tensiones producido en dicha sección considerando las dimensiones iniciales de la torre es soportado, se puede optimizar la estructura.

A continuación se muestra el estado de tensiones en la Sección 2 del aerogenerador considerando las dimensiones iniciales:

Mxy/Wxy	1,620E+08 N/m2
Nz/A	1,574E+06 N/m2
Resultante	1,636E+08 N/m2
fy,d	2,500E+08 N/m2

Tabla 146. Estado de tensiones Sección 2 sin optimización

Como puede observarse, hay un amplio rango de variación posible de las dimensiones de la torre. Esto se debe a que el momento flector máximo en dicho punto es menor que en la base ($2,53 \cdot 10^9$ Nm comparado con $3,84 \cdot 10^9$ Nm). Por ello, se disminuye el diámetro exterior de la torre hasta el estado límite en el cual la tensión resultante es inferior al módulo elástico. Se obtiene finalmente un diámetro exterior de 6,45m (inferior a los 6,8m anteriores). El estado tensional final se muestra en la **Tabla 147**.

Mxy/Wxy	2,464E+08 N/m ²
Nz/A	2,375E+06 N/m ²
Resultante	2,488E+08 N/m ²
fy,d	2,500E+08 N/m ²

Tabla 147. Estado de tensiones Sección 2 tras optimización

Cargas mínimas

El estado de cargas mínimas es menos restrictivo en módulo de tensiones que el estado de cargas máximas. Por tanto, no es posible optimizar la sección en mayor magnitud y no será necesario analizar este escenario.

Optimización Sección 3

Cargas máximas

Se lleva a cabo la optimización de la Sección 3 (a 88m del nivel marino) de la misma forma que se ha hecho en el caso de la Sección 2. El estado de tensiones que se obtiene en dicha sección considerando las dimensiones iniciales es el que se muestra en la **Tabla 148**. Se puede observar que la tensión resultante se encuentra muy por debajo del límite elástico. Por tanto, es posible disminuir la sección.

Mxy/Wxy	7,640E+07 N/m ²
Nz/A	4,182E+05 N/m ²
Resultante	7,681E+07 N/m ²
fy,d	2,500E+08 N/m ²

Tabla 148. Estado de tensiones Sección 3 sin optimización

Realizando diversas pruebas, se llega a una dimensión del diámetro exterior de la torre de 6,1m. La tensión resultante en dicha sección tras haber realizado la optimización es la siguiente:

Mxy/Wxy	2,255E+08 N/m ²
Nz/A	1,218E+06 N/m ²
Resultante	2,267E+08 N/m ²
fy,d	2,500E+08 N/m ²

Tabla 149. Estado de tensiones Sección 3 tras optimización

Cargas mínimas

Igualmente al caso anterior, el estado de cargas mínimas es menos restrictivo en módulo de tensiones que el estado de cargas máximas. Por tanto, no es posible optimizar la sección en mayor magnitud y no será necesario analizar este escenario.

Dimensionado final de las secciones de la torre

En conclusión, se ha llevado a cabo una disminución de las Secciones 2 y 3. Esto es posible hacerlo debido a que los estados tensionales en dichos puntos son menores. Es decir, el estado tensional máximo se encuentra en la base de la torre.

Las dimensiones de las tres secciones caracterizadas de la torre se muestran a continuación:

Sección 1 (-45m)		Sección 2 (0m)		Sección 3 (88m)	
D_{int}	5,7 m	D_{int}	5,7 m	D_{int}	5,7 m
D_{ext}	6,8 m	D_{ext}	6,5 m	D_{ext}	6,1 m
Área	10,80 m ²	Área	7,16 m ²	Área	3,71 m ²
W_{xy}	15,63 m ³	W_{xy}	10,28 m ³	W_{xy}	5,29 m ³

Tabla 150. Sección 1 Optimizada

Tabla 151. Sección 2 Optimizada

Tabla 152. Sección 3 Optimizada

La masa final de la torre queda reducida a **4.966.600kg**. Sería posible una optimización de mayor precisión considerando muchas secciones distintas, analizando el estado de tensiones en cada una de ellas. Así es como se hace en la práctica. Sin embargo, por temas de tiempo en este proyecto se ha considerado una simplificación que considera la evolución de secciones lineal entre las secciones 1-2 y secciones 2-3.

7. CONCLUSIONES

Mediante el desarrollo de este proyecto se han podido estudiar en profundidad las distintas cargas a las que se ve sometido un aerogenerador marino. Tanto las cargas últimas como las de fatiga son de gran importancia debido al efecto del viento y del mar. En cuanto a dimensionado de la estructura, se ha podido observar que el análisis último de cargas es más restrictivo y determinante que el análisis de cargas a fatiga. En particular, es el DLC 8.2 el caso de diseño de cargas más restrictivo. Como se explica en el desarrollo de la memoria y en los anexos, este caso se ha considerado en su peor escenario. En dicho escenario se produce un bloqueo del sistema de control de paso a 0°. Esto produce las cargas de mayor magnitud y determinan, por tanto, el diseño de la estructura. Es decir, el sistema de paso es un elemento importante del diseño del aerogenerador

Por otro lado, cabe a destacar que es la base de la torre (punto localizado a -45m respecto del nivel del mar) donde se generan las tensiones mayores. Estas son derivadas de los momentos flectores en dicha sección. En el diseño inicial se ha considerado un espesor constante del aerogenerador determinado a partir del cumplimiento del criterio de las tensiones máximas. Dicho diseño conlleva una inversión excesiva de capital. Por tanto, es posible diseñar una torre de espesor variable en la cual se estudien distintos puntos de la estructura de la torre donde se cumpla con un coeficiente de seguridad el criterio de tensiones. Este proceso es el que se ha llevado a cabo en el proyecto. No obstante, para obtener una optimización más precisa sería necesario el análisis de más puntos de la estructura.

En cuanto a rentabilidad de un proyecto de aerogeneradores marinos, se ha demostrado que un buen diseño estructural puede aumentar notablemente la rentabilidad. En este proyecto se obtiene un aumento de la rentabilidad del proyecto del 2,6% mediante una disminución del 38% de la masa de la torre del aerogenerador. En cuanto a los resultados, se puede determinar que el diseño particular de la torre tiene notables efectos en la rentabilidad del proyecto.

La vida a fatiga de un aerogenerador es un campo de la investigación muy amplio. Atendiendo a los resultados de este proyecto, un diseño excesivamente conservador de la torre resulta en una vida a fatiga muy larga. En el caso de este proyecto se ha calculado un daño acumulado tras 25 años del 7,1% (con un 92,9% restante). Por tanto, parece que el diseño de la estructura por medio del análisis último de cargas predomina sobre el criterio de Miner de fatiga.

Finalmente, se ha demostrado analíticamente la rentabilidad de un proyecto de 5 aerogeneradores marinos. Existen numerosos factores externos como política, impacto ambiental, restricciones climatológicas y otros que hacen que la construcción de parques eólicos marinos se complique. Sin embargo, la investigación sobre aerogeneradores offshore es un campo amplio y con grandes perspectivas de futuro.

PRESUPUESTO

1. DESCRIPCIÓN ELEMENTOS PRESUPUESTO

En este apartado se describen los distintos elementos a tener en cuenta en el cálculo del presupuesto. Las partidas de los presupuestos han sido obtenidas a partir de prontuarios específicos de la Base de Datos de la Construcción de Marid^[9] y de PREOC^[10]. Se considera un proyecto de 5 aerogeneradores offshore. En dicho presupuesto se tendrá en cuenta lo siguiente:

- **Materiales aerogenerador.** Se consideran cinco aerogeneradores de acero S-275 con revestimiento catódico. Cada elemento del cada aerogenerador tiene una masa determinada y se contabiliza el precio por masa. Las palas del aerogenerador son elementos fabricados en fibra de vidrio. En cuanto a la masa de la torre, se considera una masa mayor de la inicial (masa inicial de 1.900.000 kg) debido a la necesidad de aumentar la sección de la torre para soportar las tenciones más desfavorables. La masa del aerogenerador aumenta notablemente al tener que aumentar el espesor para poder soportar dichas tensiones. En concreto, la masa aumenta en 4 veces a un valor de 7.600.000kg. (Mirar Sección **ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA SEGÚN ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS**)
- **Instalación eléctrica.** Considera el precio de adquisición de los distintos elementos eléctricos: transformador, convertidor de frecuencia, generador, cajas generales de protección y medida, cableado, etc.
- **Obra Civil.** Coste de toda la obra del proyecto. Incluyendo montaje, cimentaciones (pilotes con la determinada excavación, carga y transporte), grúas y transporte en barco. Se ha considerado una cimentación de cada aerogenerador con un monopilote de dimensiones específicas.
- **Fabricación en tierra.** Mano de obra de la fabricación de algunos elementos del aerogenerador en tierra. Elementos como las palas, transmisión, controladores, electrónica, etc.

En el posterior apartado (Sección **PRESUPUESTO PROYECTO BASE**) se especifican los distintos elementos del presupuesto en mayor detalle.

2. PRESUPUESTO PROYECTO BASE

Materiales Aerogenerador		
Aerogenerador		
Número de aerogeneradores		5,0 ud
Masa Torre		7.600.000,0 kg
Masa Góndola		150.000,0 kg
Masa Buje		40.000,0 kg
Transmisión		27.850,0 kg
(PEAP.5bd) Coste Acero 275		0,4 €/kg
	Coste Elementos Acero S275	15.635.700,0 €
Masa Palas		3.000,0 kg
(PNTV.1) Coste Fibra de Vidrio		0,8 €/kg
	Coste Palas	12.000,0 €
COSTE TOTAL MATERIALES AEROGENERADOR		15.647.700,0 €

Fabricación elementos en tierra (Mano de obra)		
Mano de obra		
Número de Ingenieros Superiores		8,0 ud
(MOTT02a) Coste Ingenieros superiores		46,3 €/h
Número de Ingenieros Técnicos		5,0 ud
(MOTT03a) Coste Ingenieros técnicos		27,0 €/h
Número de oficiales de construcción		4,0 ud
(MOOA.8a) Coste oficiales de construcción		17,1 €/h
Horas de trabajo semanales		40,0 h/sem.
Semanas Proyecto		20,0 semanas
	Coste Total Mano de Obra	459.072,0 €

Sistema de Generación y Conexión Red		
Elementos eléctricos		
(PIET20\$) Transformador 6MVA		250.000,0 €
Número de Transformadores		5,0 ud
(PIET02\$) Caseta Transformador C.T.2		44.489,8 €
Número de Casetas Transformador		5,0 ud
(PIET03\$) Convertidor de frecuencia		220.000,0 €
Número de Convertidores Frecuencia		5,0 ud
(PIEA.2a) Caja General de Protección y Medida (CGPM)		400,0 €
Número de CGPM		5,0 ud
(PIEA.3a) Coste Generador Síncrono 5.5 MW		91.350,0 €
Número de generadores		5,0 ud
	Coste Elementos Eléctricos	3.031.199,1 €
Cableado eléctrico		
Metros de cable aerogenerador torre		132,0 m
Metros de cable internos aerogenerador		25,0 m
Metros de cable hasta la red (Distancia costa)		5.000,0 m
(PIEC) Precio cableado flexible 450/750V (S = 10 mm ²)		1,2 €/m
	Coste Cableado eléctrico	31.715,6 €
Coste Total Conexión Red		3.062.914,7 €

Todo el presupuesto especificado anteriormente no considera la obra civil. La obra civil se detalla a continuación. En ella se considera:

- **Cimentaciones (monopilotes).** Excavación, carga y transporte
- **Mano de obra.** Mano de obra de los trabajadores involucrados en el proyecto
- **Grúas.** Alquiler de grúas para la obra e instalación.
- **Transporte en barco.** Transporte desde la costa de cualquier tipo de elemento necesario en la obra.

Obra civil	
Cimentación Monopilote	
MOVIMIENTO DE TIERRAS	
Número de pilotes	5,0 ud
Alto	26,5 m
Ancho	5,6 m
Largo	2,5 m
Excavación pilotes	
Metros cúbicos excavados	1.855,0 m3
(E02CM3) Precio Excavación en fondos marinos	35,8 €/m3
Coste Excavación	66.446,1 €
Transporte excavación	
Metros cúbicos transportados	1.855,0 m3
(E02TR010) Coste Transporte tierra vertedero	7,5 €/m3
Coste Total Transporte	13.819,8 €
Instalación y desmontaje de elementos a ensamblar desde plataforma marina	
Número de pilotes	5,0 ud
Coste por unidad	8.315,8 €/ud
Coste Total Instalación y desmontaje elementos a ensamblar	41.579,1 €
CIMENTACIÓN	
Preparación, transporte, montaje y desmontaje de equipos	
Número de pilotes	5,0 ud
Coste por unidad	4.189,6 €/ud
Coste Total preparación, montaje y desmontaje de equipos	20.948,0 €
Hormigonado in situ pilote CPI-8	
Alto	26,5 m
Coste por profundidad	2.996,5 €/m
Coste Total hormigonado in situ pilote CPI-8	79.408,0 €
Descabezado cabeza de pilote	
Número de pilotes	5,0 ud
Alto	0,5 m
Ancho	6,3 m
Largo	3,1 m
Coste por volumen	291,4 €/m
Coste Total hormigonado in situ pilote CPI-8	14.306,4 €
GESTIÓN DE RESIDUOS	
Coste de gestión de residuos por unidad	1.850,0 €
Número de aerogeneradores	5,0 ud
Coste Total Gestión de Residuos	9.250,0 €
SEGURIDAD Y SALUD	
Presupuesto de Ejecución Material del Estudio de S.S. Cimentación	2.750,0 €
Número de aerogeneradores	5,0 ud
Coste Total Seguridad y Salud Cimentación	13.750,0 €
Coste Total Cimentación Monopilote	259.507,4 €

Mano de obra global		
Mano de obra		
Número de Ingenieros Superiores		6,0 ud
(MOTT02a) Coste Ingenieros superiores		46,3 €/h
Número de Ingenieros Técnicos		8,0 ud
(MOTT03a) Coste Ingenieros técnicos		27,0 €/h
Número de Ingenieros técnicos topógrafos		4,0 ud
(MOTT03a) Coste Ingenieros técnicos topógrafos		27,0 €/h
Número de encargados de construcción		3,0 ud
(MOOA.5a) Coste encargado de construcción		17,8 €/h
Número de oficiales de construcción		3,0 ud
(MOOA.8a) Coste oficiales de construcción		17,1 €/h
Número de peones de construcción		20,0 ud
(MOOA.12a) Coste peones de construcción		15,0 €/h
Horas de trabajo semanales		40,0 h/sem.
Semanas por año		52,0 h
	Coste Total Mano de Obra	2.093.582,4 €
Coste Total Mano de Obra Global		2.093.582,4 €
Equipo de Grúas y Transporte en barco		
Grúas		
Coste grúa		7.000,0 €/día
Número de grúas		8,0 ud
Duración instalación		25 días
	Coste Total Grúas	1.400.000,0 €
Transporte barco		
Coste por consumo		
Distancia proyecto a costa		5,0 km
Días proyecto		25 días
Distancia total proyecto		125,0 km
Consumo barco		5.500,0 l/h
Velocidad media barco		14,0 km/h
Número de barcos		5,0 ud
Precio Fueloil		0,4 €/l
Coste servicio de barco		
Coste transporte barco		5.000,0 €/día
	Coste Total Transporte barco	644.718,4 €
Coste Total Grúas y Transporte en barco		2.044.718,4 €
COSTE TOTAL OBRA CIVIL		23.108.422,9 €
Coste Total Inversión Inicial		42.278.109,5 €

3. AHORRO DE PRESUPUESTO TRAS OPTIMIZACIÓN

Analizando el presupuesto del proyecto se obtiene una inversión inicial de **42.278.109,5€**. Se considera una inversión de gran magnitud considerando que se trata de 5 aerogeneradores. La razón principal por la que se ha de considerar dicha inversión son las dimensiones del aerogenerador. Como se ha explicado anteriormente, el criterio de dimensionado llevado a cabo en el análisis último de cargas es muy conservador. Esto lleva a tener que aumentar el espesor notablemente, lo cual se traduce en una inversión inicial extremadamente alta.

Sin embargo, se puede considerar el impacto de la optimización en la inversión inicial. Dicho impacto se ve reflejado principalmente en una disminución del material en la torre y una disminución de las dimensiones de los pilotes de cimentación. Por un lado, se tiene una reducción del volumen del aerogenerador del 38% (ver **ANEXO 4. CÁLCULOS OPTIMIZACIÓN ESTRUCTURA TORRE**). Por otro lado, es posible disminuir la dimensión de los pilotes que soportan los aerogeneradores a las siguientes dimensiones:

- Alto: 17,3m
- Ancho: 3,7m
- Largo: 1,6m

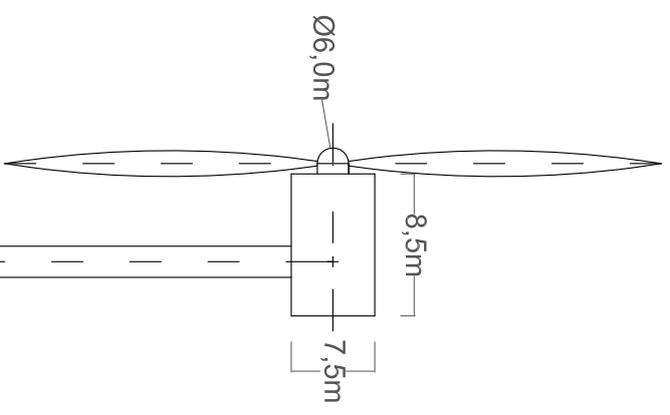
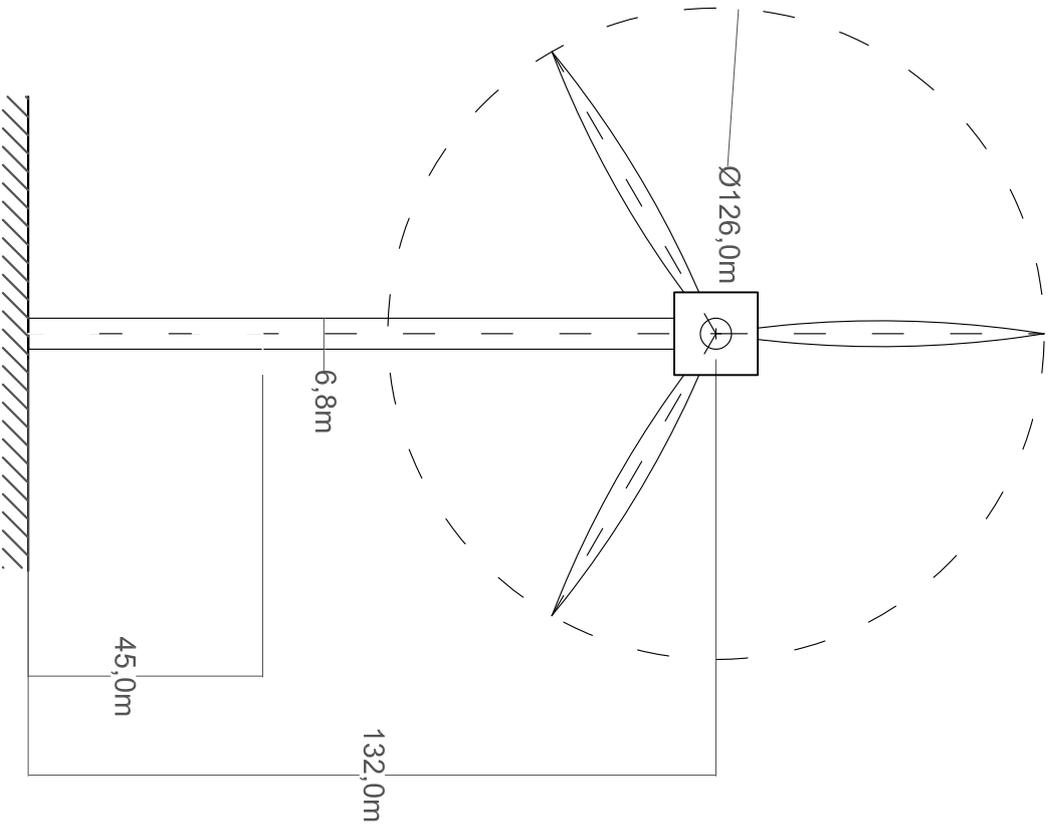
Las partidas de presupuesto afectadas principalmente por la optimización de la sección de la torre del aerogenerador se muestran a continuación. Se muestra finalmente la inversión necesaria una vez hecha la optimización de la estructura de la torre.

Materiales Aerogenerador	
Aerogenerador	
Número de aerogeneradores	5,0 ud
Masa Torre	4.966.600,0 kg
Masa Góndola	150.000,0 kg
Masa Buje	40.000,0 kg
Transmisión	27.850,0 kg
(PEAP.5bd) Coste Acero 275	0,4 €/kg
Coste Elementos Acero S275	10.368.900,0 €
Masa Palas	3.000,0 kg
(PNTV.1) Coste Fibra de Vidrio	0,8 €/kg
Coste Palas	12.000,0 €
COSTE TOTAL MATERIALES AEROGENERADOR	10.380.900,0 €

Obra civil	
Cimentación Monopilote	
MOVIMIENTO DE TIERRAS	
Número de pilotes	5,0 ud
Alto	17,3 m
Ancho	3,7 m
Largo	1,6 m
Excavación pilotes	
Metros cúbicos excavados	517,7 m3
(E02CM3) Precio Excavación en fondos marinos	35,8 €/m3
Coste Excavación	18.544,1 €
Transporte excavación	
Metros cúbicos transportados	517,7 m3
(E02TR010) Coste Transporte tierra vertedero	7,5 €/m3
Coste Total Transporte	3.856,9 €
Instalación y desmontaje de elementos a ensamblar desde plataforma marina	
Número de pilotes	5,0 ud
Coste por unidad	8.315,8 €/ud
Coste Total Instalación y desmontaje elementos a ensamblar	41.579,1 €
CIMENTACIÓN	
Preparación, transporte, montaje y desmontaje de equipos	
Número de pilotes	5,0 ud
Coste por unidad	4.189,6 €/ud
Coste Total preparación, montaje y desmontaje de equipos	20.948,0 €
Hormigonado in situ pilote CPI-8	
Alto	26,5 m
Coste por profundidad	2.996,5 €/m
Coste Total hormigonado in situ pilote CPI-8	79.408,0 €
Descabezado cabeza de pilote	
Número de pilotes	5,0 ud
Alto	0,5 m
Ancho	4,1 m
Largo	2,1 m
Coste por volumen	291,4 €/m
Coste Total hormigonado in situ pilote CPI-8	6.109,7 €
GESTIÓN DE RESIDUOS	
Coste de gestión de residuos por unidad	1.850,0 €
Número de aerogeneradores	5,0 ud
Coste Total Gestión de Residuos	9.250,0 €
SEGURIDAD Y SALUD	
Presupuesto de Ejecución Material del Estudio de S.S. Cimentación	2.750,0 €
Número de aerogeneradores	5,0 ud
Coste Total Seguridad y Salud Cimentación	13.750,0 €
Coste Total Cimentación Monopilote	193.445,9 €
Coste Total Inversión Optimizada	31.678.448,0 €

El resto de partidas permanecen constantes. La inversión se ve disminuida a un total de **31.678.448,0€**.

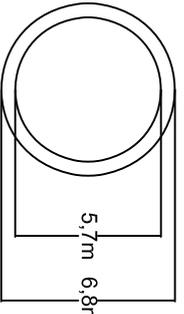
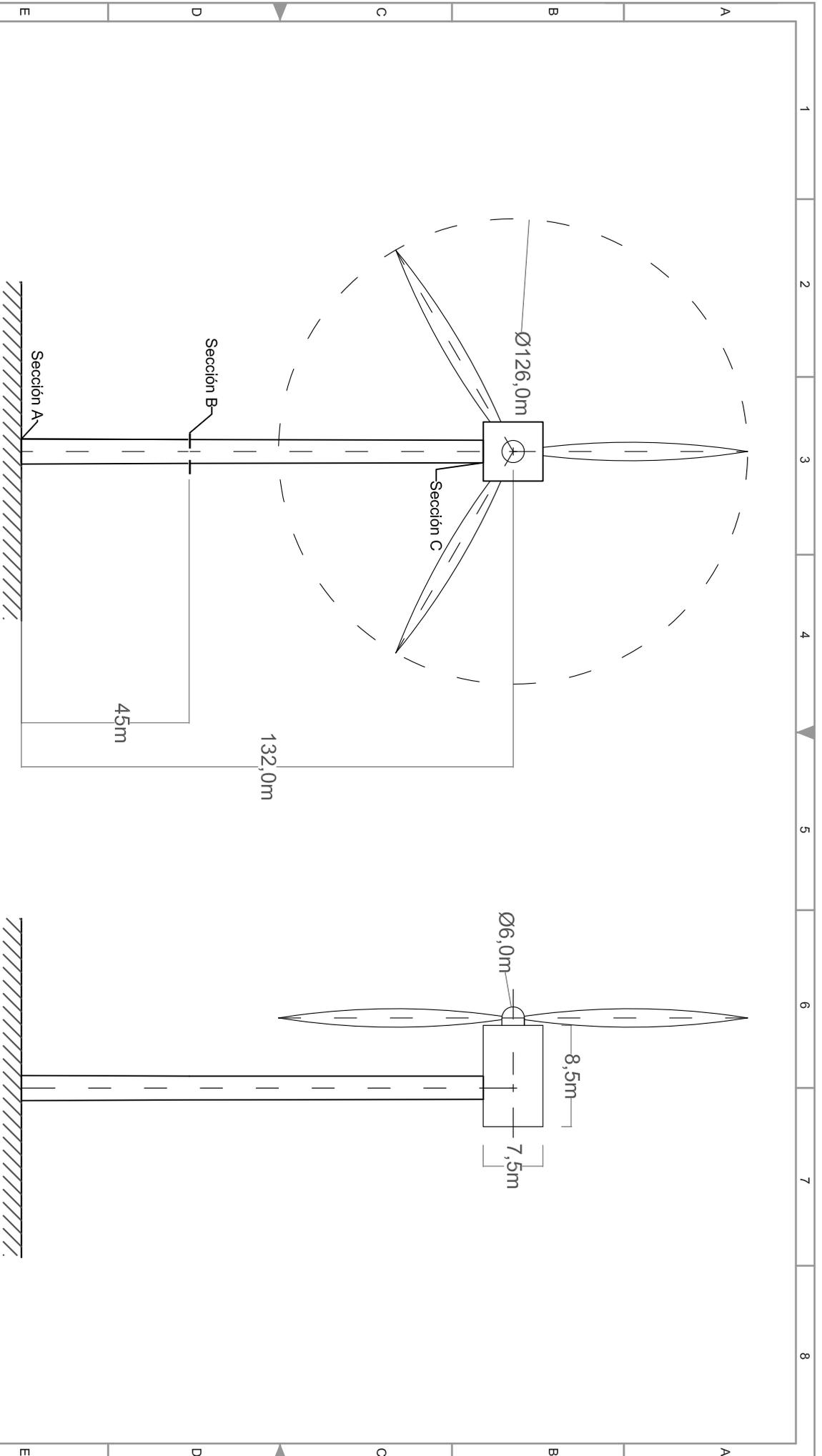
PLANOS



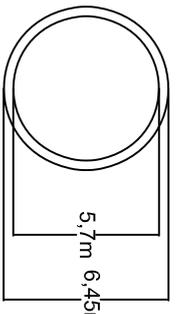
MATERIAL			ASIGNATURA	TRABAJO DE FIN DE MASTER
TOLERANCIA				
GRUPO	2º MASTER III	FECHA	PROYECTO	
ALUMNO	JAVIER UNCETA	29/05/18	ESTUDIO DE CARGAS SOBRE LA TORRE DE UN AEROGENERADOR MARINO	
ALUMNO				
ALUMNO				
ESCALA	1:880			

I.C.A.I.

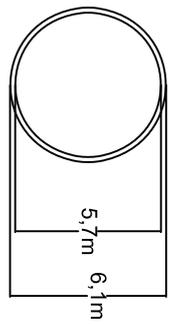
Nº DE PLANO:
1



Sección A



Sección B



Sección C

MATERIAL		ASIGNATURA	TRABAJO DE FIN DE MASTER
TOLERANCIA			
GRUPO	NOMBRE	FECHA	PROYECTO
ALUMNO	2º MASTER III	29/05/18	ESTUDIO DE CARGAS SOBRE LA TORRE DE UN AEROGENERADOR MARINO
ALUMNO	JAVIER UNCETA		
ALUMNO			
ALUMNO			
ESCALA	1:880		

I.C.A.I.

Nº DE PLANO:
2

BIBLIOGRAFÍA

- [1.] *Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). Wind Energy Handbook. Chichester, UK: John Wiley & Sons*
- [2.] *Lloyd, G. (2012). Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines (2012 ed.). Hamburg, Germany: GL Renewables Certification*
- [3.] *Energy, D. (2014). User Manual Bladed (Vol. 4.6, Rep.). Bristol, UK: Garrad Hassan & Partners*
- [4.] *Honrubia, A., Viguera-Rodríguez, A., & Gómez-Lázaro, E. (2012). The Influence of Turbulence and Vertical Wind Profile in Wind Turbine Power Curve (pp. 251-254, Tech.). Springer-Verlag Berlin Heidelberg*
- [5.] *IEC 61400. Wind turbines, 3 § 1 (2005)*
- [6.] *DB. (2006, March 01). Documento Básico SE-A. Seguridad estructural Acero [PDF]*
- [7.] *What is a wind class? (n.d.). Retrieved from <https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/learn-about-wind/what-is-a-wind-class>*
- [8.] *Base de Datos de la Construcción de Madrid (n.d.) Retrieved from <http://www.madrid.org/bdccm/>*
- [9.] *Precios de Construcción, PREOC (n.d.). Retrieved from <http://www.preoc.es/#!0>*
- [10.] *Abengoa. (12 de 2008). abengoa.com. (Abengoa, Productor) Retrieved from <http://www.abengoa.es/htmlsites/boletines/es/diciembre2007ext/eolica.htm>*
- [11.] *Domínguez, P. (2015). Asociación Empresarial Eólica. Obtenido de aeeolica: [https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/Domínguez, P. \(2015\)](https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/Domínguez, P. (2015))*
- [12.] *OMIE (2017). Informe Corporativo 2017(pp. 1-68, Tech.). España*

ANEXOS

ANEXO 1. CÁLCULOS DE INERCIAS

En este apartado se detallan los cálculos de las inercias de cada elemento. Los datos usados en las fórmulas pueden obtenerse a partir de las tablas de la *Sección 5.4.6* (Tabla 14, Tabla 16, Tabla 18, Tabla 20, Tabla 23, Tabla 25 y Tabla 27).

Inercia Torre

- Inercia Longitudinal

$$I_{l,torre} = \frac{1}{2} \cdot 1,9e5kg \cdot (2,85^2 + 2,95^2) = \mathbf{15.982.358,6 \text{ kgm}^2}$$

- Inercia Transversal

$$I_{t,torre} = \frac{1}{2} \cdot 1,9e5kg \cdot (2,85^2 + 2,95^2) + 1,9e5kg \cdot 133^2 \cdot \frac{1}{12}$$

$$I_{t,torre} = \mathbf{2.808.749.512,6 \text{ kgm}^2}$$

Inercia del Buje

- Inercia Longitudinal

$$I_{l,buje} = \frac{1}{2} \cdot 40e3kg \cdot (1,4^2 + 1,5^2) = \mathbf{81.900,5 \text{ kgm}^2}$$

- Inercia Transversal

$$I_{t,buje} = \frac{1}{2} \cdot 40e3kg \cdot (1,4^2 + 1,5^2) + 40e3kg \cdot 4^2 \cdot \frac{1}{12}$$

$$I_{t,buje} = \mathbf{94.283,6 \text{ kgm}^2}$$

Inercia de la Nacelle (sin rotor aerodinámico)

- Inercia Longitudinal

$$I_{l,nacelle1} = \frac{1}{2} \cdot 200e3kg \cdot (4,1^2 + 4,3^2) = \mathbf{3.511.256,4 \text{ kgm}^2}$$

- Inercia Transversal

$$I_{t,nacelle1} = \frac{1}{2} \cdot 200e3kg \cdot (4,1^2 + 4,3^2) + 200e3kg \cdot 8^2 \cdot \frac{1}{12}$$

$$I_{t,nacelle1} = \mathbf{2.822.294,9 \text{ kgm}^2}$$

Inercia de la Nacelle (sin rotor aerodinámico ni generador)

- Inercia Longitudinal

$$I_{l,nacelle} = \frac{1}{2} \cdot 1503kg \cdot (4,1^2 + 4,3^2) = \mathbf{2.652.425,5 \text{ kgm}^2}$$

- Inercia Transversal

$$I_{t,nacelle} = \frac{1}{2} \cdot 150e3kg \cdot (4,1^2 + 4,3^2) + 150e3kg \cdot 8^2 \cdot \frac{1}{12}$$

$$I_{t,nacelle} = \mathbf{2.392.879,4 \text{ kgm}^2}$$

- Desplazamiento del centro de masas

$$X_{CM} = \frac{(X_{CM,Gón} \cdot M_{Gón} + X_{CM,T+G} \cdot M_{T+G})}{M_{Gón,final}}$$

$$\frac{(-1m \cdot 2 \cdot 10^5kg) + (-1,34m) \cdot (50 \cdot 10^3kg)}{150.000 \text{ kg}} = \mathbf{-0,89m}$$

$$Y_{CM} = \frac{(Y_{CM,Gón} \cdot M_{Gón} + Y_{CM,T+G} \cdot M_{T+G})}{M_{Gón,final}}$$

$$\frac{(3m \cdot 2 \cdot 10^5kg) + (2,71m) \cdot (50 \cdot 10^3kg)}{150.000 \text{ kg}} = \mathbf{-3,1m}$$

Siendo:

- $X_{CM,Gón}$. Centro de masas inicial de la góndola en x. (-1m)
- $M_{Gón}$. Masa de la góndola considerando transmisión y generador. (200.000 kg)
- $X_{CM,T+G}$. Centro de masas inicial de la transmisión y generador en x. (-1,34m)
- M_{T+G} . Masa de la transmisión y generador. (50.000 kg)
- $M_{Gón,final}$. Masa de la góndola por separado. (150.000 kg)
- $Y_{CM,Gón}$. Centro de masas inicial de la góndola en y. (3m)
- $Y_{CM,T+G}$. Centro de masas inicial de la transmisión y generador en y. (2,71m)

Inercia de la Transmisión

- Inercia Longitudinal

$$I_{l,trans} = \frac{1}{2} \cdot 27.850kg \cdot (3,36^2 + 3,4^2) = \mathbf{318.164 \text{ kgm}^2}$$

- Inercia Transversal

$$I_{t,trans} = \frac{1}{2} \cdot 27.850kg \cdot (3,36^2 + 3,4^2) + 27.850kg \cdot 4,15^2 \cdot \frac{1}{12}$$

$$I_{t,trans} = \mathbf{212.109,3 \text{ kgm}^2}$$

Inercia Rotor

- Inercia Longitudinal

$$I_{l,rotor} = \frac{1}{2} \cdot 22.150kg \cdot (3,4^2 + 3,5^2) = \mathbf{263.690,3 \text{ kgm}^2}$$

- Inercia Transversal

$$I_{t,rotor} = \frac{1}{2} \cdot 22.150kg \cdot (3,4^2 + 3,5^2) + 22.150kg \cdot 1,3^2 \cdot \frac{1}{12}$$

$$I_{t,rotor} = \mathbf{134.964,5 \text{ kgm}^2}$$

Inercia Estator

- Inercia Longitudinal

$$I_{l,estator} = \frac{1}{2} \cdot 22.792kg \cdot (3,5^2 + 3,6^2) = \mathbf{287.287,6 \text{ kgm}^2}$$

- Inercia Transversal

$$I_{t,estator} = \frac{1}{2} \cdot 22.792kg \cdot (3,5^2 + 3,6^2) + 22.792kg \cdot 1,3^2 \cdot \frac{1}{12}$$

$$I_{t,estator} = \mathbf{146.853,6 \text{ kgm}^2}$$

ANEXO 2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS

Cargas Máximas

El estado de cargas se muestra en las siguientes tablas:

Fuerzas	Valor (N)
F _x	3,01E+07
F _y	5,14E+06
F _z	2,33E+07
F _{xy}	3,01E+07

Tabla 153. Fuerzas máximas I

Momento	Valor (N·m)
M _x	1,77E+09
M _y	3,84E+09
M _z	5,01E+07
M _{xy}	3,84E+09

Tabla 154. Momentos máximos I

Antes de analizar el estado de tensiones, es necesario obtener el límite elástico del Acero S-275 mayorado.

Para ello hay que considerar un coeficiente de seguridad. Según el estado máximo de cargas más desfavorable, hay que considerar un coeficiente de seguridad de 1,1 (determinado por el momento M_{xy} DLC 8.2, según GL).

Se calcula el límite elástico mayorado

$$f_{y,k} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$\text{Coeficiente de Seg. (CS)} = 1,1$$

$$f_{y,d} = \frac{f_{y,k}}{CS} = \frac{\left(275 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}\right)}{1,1} = 2,5 \cdot 10^8 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

Por otro lado, es necesario calcular el módulo resistente de la sección (W).

$$W_x = W_y = W_z = W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{ext}^4 - D_{int}^4}{D_{ext}}$$

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(5,9^4 - 5,7^4)}{5,9} = 3,2 \text{ m}^3$$

Módulos resistentes	Magnitud
W _x	3,20 m ³
W _y	3,20 m ³
W _z	3,20 m ³
W _{xy}	3,20 m ³

Tabla 155. Módulo resistente sección torre

Una vez se ha obtenido $f_{y,d}$, se calculan los esfuerzos a los que está sometida la sección. Se ha de comprobar lo siguiente:

$$f_{y,d} \geq \frac{N}{A} + \frac{M}{W}$$

Donde

- $\frac{N}{A}$: Esfuerzo de tracción

- $\frac{M}{W}$: Esfuerzo del flector

Axil (Tracción, F_z)

El estado de fuerzas máximo se muestra en la siguiente tabla.

Fuerzas	Valor (N)
F_x	3,01E+07
F_y	5,14E+06
F_z	2,33E+07
F_{xy}	3,01E+07

Tabla 156. Estado de fuerza más desfavorable en axil

Momento flector (M_{xy})

El estado de momentos máximo se muestra en la siguiente tabla.

Momento	Valor (N·m)
M_x	1,77E+09
M_y	3,84E+09
M_z	5,01E+07
M_{xy}	3,84E+09

Tabla 157. Estado de momento más desfavorable

Atendiendo al estado de cargas, se tiene:

$$f_{y,d} \geq \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

$$f_{y,d} \geq \frac{2,33e7 \text{ N}}{2,26 \text{ m}^2} + \frac{3,84e9 \text{ N} \cdot \text{m}}{3,2 \text{ m}^3} = 1,21 \cdot 10^9 \text{ N/m}^2$$

$$1,21 \cdot 10^9 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \geq 2,5 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2 \rightarrow \text{La sección no cumple}$$

Es necesario modificar el módulo resistente y la sección. Se aumenta, por tanto, el diámetro exterior de la torre.

Realizando los cálculos se obtienen las siguientes dimensiones de la torre del aerogenerador:

- Diámetro interior: 5,7m
- Diámetro exterior: 6,8m

Comprobación:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(6,8^4 - 5,7^4)}{5,7} = 15,6 \text{ m}^3$$

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (6,8^2 - 5,7^2) = 10,8 \text{ m}^2$$

$$f_{y,d} \geq \frac{2,33 \cdot 10^7 \text{ N}}{10,8 \text{ m}^2} + \frac{3,84 \cdot 10^9 \text{ N} \cdot \text{m}}{15,6 \text{ m}^3} = 2,48 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$$

$$2,5 \cdot 10^8 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \geq 2,48 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2 \rightarrow \text{La sección cumple}$$

Cargas Mínimas

El estado de cargas se muestra en las siguientes tablas:

Fuerzas	Valor (N)
Fx	-4,75E+06
Fy	-5,14E+06
Fz	-2,33E+07
Fxy	7,49E+02

Tabla 158. Fuerzas mínimas 2

Momento	Valor (N·m)
Mx	-1,19E+08
My	-2,27E+08
Mz	-4,96E+07
Mxy	1,42E+05

Tabla 159. Momentos mínimos 2

Es necesario calcular el límite elástico del Acero S-275 mayorado. Para ello hay que considerar un coeficiente de seguridad. Según el estado máximo de cargas más desfavorable, hay que considerar un coeficiente de seguridad de 1,2 (determinado por el momento M_{xy} DLC 3.1, según GL).

Se calcula el límite elástico mayorado

$$f_{y,k} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$\text{Coeficiente de Seg. (CS)} = 1,2$$

$$f_{y,d} = \frac{f_{y,k}}{\text{CS}} = \frac{\left(275 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}\right)}{1,2} = 2,29 \cdot 10^8 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

El módulo resistente de la sección (W) no varía con respecto al caso anterior.

Axil (Compresión, F_z)

El estado de fuerzas mínimo (máximo módulo) se muestra en la siguiente tabla. Debido a que no se puede obtener un perfil a partir de un prontuario, se considera un coeficiente de pandeo conservador de 0,4.

Fuerzas	Valor (N)
F_x	-4,75E+06
F_y	-5,14E+06
F_z	-2,33E+07
F_{xy}	7,49E+02

Tabla 160. Estado de fuerza más desfavorable en axil, 2

Momento flector (M_{xy})

El estado de momentos mínimo (máximo módulo) se muestra en la siguiente tabla.

Momento	Valor (N·m)
M_x	-1,19E+08
M_y	-2,27E+08
M_z	-4,96E+07
M_{xy}	1,42E+05

Tabla 161. Estado de momento más desfavorable, 2

Atendiendo al estado de cargas, se tiene:

$$f_{y,d} \geq \frac{F_z}{\chi A} + \frac{M_x}{W_x}$$

$$f_{y,d} \geq \frac{-(-2,33 \cdot 10^7 N)}{2,26 m^2} + \frac{-(-1,19 \cdot 10^8 N \cdot m)}{3,2 m^3} = 3,21 \cdot 10^7 N/m^2$$

$$2,193 \cdot 10^8 \frac{N}{m^2} \geq 3,21 \cdot 10^7 N/m^2 \rightarrow \text{La sección cumple}$$

Debido a que la sección cumple en el diseño inicial, no es necesario calcular la tensión final.

ANEXO 3. CÁLCULO DE LA VIDA A FATIGA

En este apartado se realizan los cálculos numéricos del análisis a fatiga de la estructura. Para estudiar si la estructura aguanta a fatiga se utilizará la Regla de Miner como se ha explicado anteriormente. Para que la estructura aguante a fatiga durante 25 años se ha de cumplir la siguiente relación:

$$\sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(\gamma \cdot S_k)} \leq 1$$

Lo cual se resume en:

$$D = \frac{n_1}{N_{T1}} + \frac{n_2}{N_{T2}} + \frac{n_3}{N_{T3}} \dots \frac{n_n}{N_{Tn}} \leq 1$$

Cada fracción aporta un porcentaje de daño por fatiga. Si la suma de los porcentajes acumulados de daño llega a la unidad, se considerará que la estructura no aguanta los 25 años necesarios. Si, en cambio, la suma se encuentra por debajo se tiene que la estructura aguanta durante dicho periodo temporal. Cada DLC actúa durante un periodo de tiempo como se ha mostrado en la *Sección 5.5, Tabla 130*.

Por otro lado, para realizar los cálculos necesarios hay que conocer la curva SN del material. Dicha curva es la que se ha representado en la **Figura 52**. Los ciclos para cada rango de tensiones pueden calcularse de forma gráfica o analítica. Ya que el rango de variación de las tensiones se encuentra (según los resultados de la *Sección 5.5*) dentro de una recta de pendiente constante, se obtendrá el número de ciclos exacto de forma analítica.

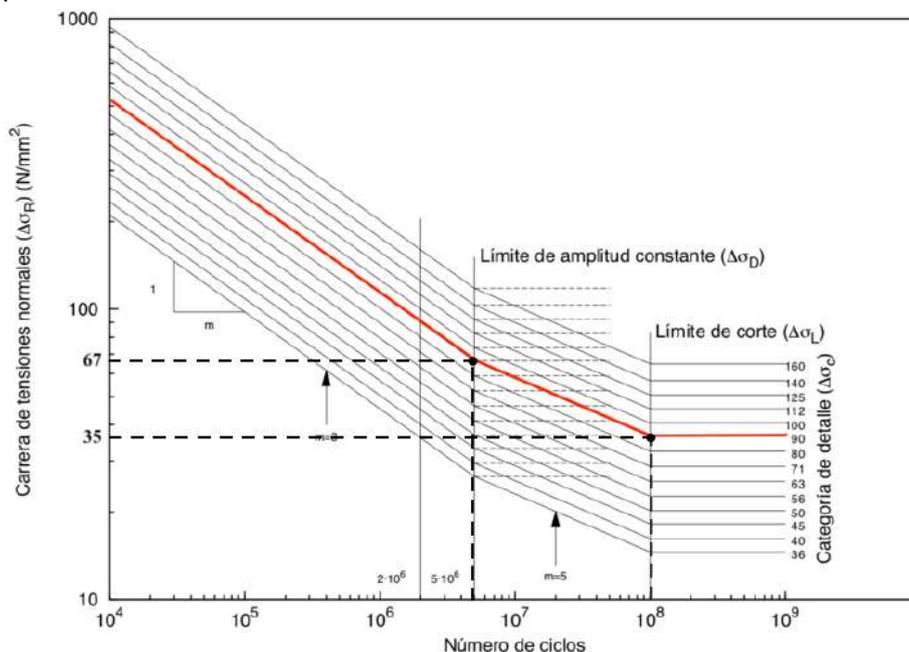


Figura 71. Cálculo analítico Curva SN

Conociendo los dos puntos de la recta se calcula la pendiente:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} = \frac{(35 - 67) N/mm^2}{(10^8 - 5 \cdot 10^6) \text{ciclos}} = -3,368 \cdot 10^{-7}$$

$$y(\sigma_{fatiga}) = -3,368 \cdot 10^{-7} \cdot x + n$$

Cogiendo el punto (10^8 ciclos, $35 N/mm^2$) se obtiene:

$$y(\sigma_{fatiga}) = -3,368 \cdot 10^{-7} \cdot N_{ciclos} + 68,68$$

$$N_{ciclos} = \frac{y(\sigma_{fatiga}) - 68,68}{-3,368 \cdot 10^{-7}}$$

Se analizará para cada rango de tensiones dentro de cada DLC el porcentaje de daño a acumular. Lo que la ecuación de la recta permite obtener es el número de ciclos a partir del cual rompe por fatiga una determinada estructura. Conociendo el rango de tensión σ_{fatiga} , el número de ciclos a dicho rango que aparecen durante los 25 años y el número máximo de ciclos que soporta la estructura puede calcularse el daño. Como ejemplo, se muestra el cálculo gráfico del daño en el DLC 1.1 de rango de tensión de $36,2 N/mm^2$ (Figura 72).

DLC 1.1

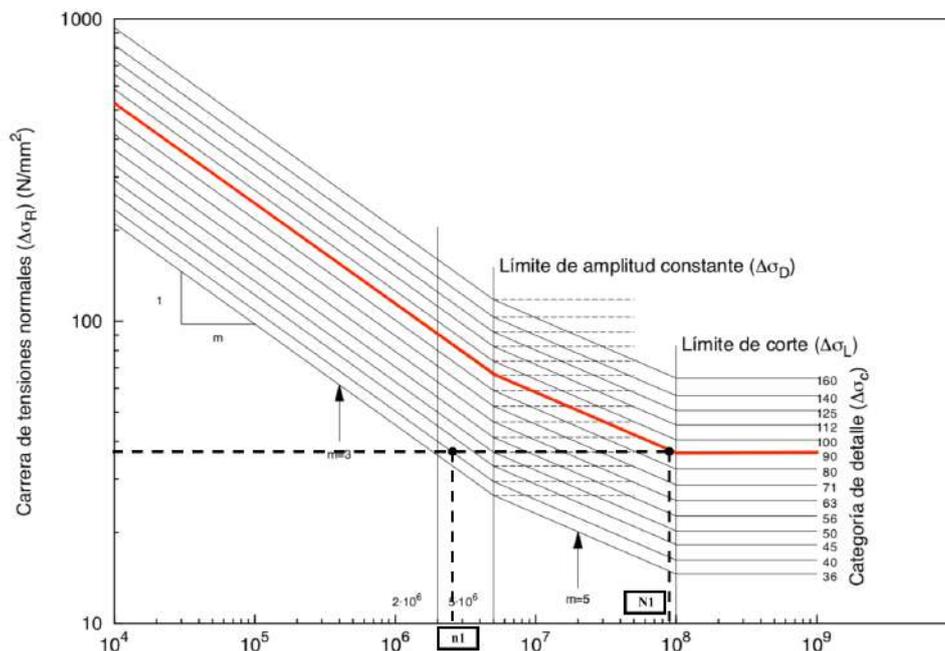


Figura 72. Análisis gráfico de daño a fatiga DLC 1.1

Como se observa en la Figura 72, para un rango de tensiones de $36,2 N/mm^2$, se obtiene un número de ciclos de $9 \cdot 10^7$ aproximadamente (N1). Realizando el cálculo de forma analítica se obtiene lo siguiente:

$$N_{\text{ciclos},1.1} = \frac{(36,2 - 68,68)N/mm^2}{-3,368 \cdot 10^{-7} \left(\frac{N}{mm^2}/\text{ciclos}\right)} = 9,64 \cdot 10^7 \text{ciclos}$$

Para aumentar la precisión de los cálculos, se obtendrá el valor analítico de cada número de ciclos para un rango de tensiones determinado. Como se ha comentado anteriormente, el resto de amplitudes de tensión quedan por debajo del umbral que afecta a la vida a fatiga. Por tanto, solo se considerará la amplitud de 36,2 N/mm² para el cálculo del daño.

Una vez se ha obtenido el número total de ciclos, se puede calcular el daño producido por dicha amplitud de tensiones:

$$D_{1,1} = \frac{n_1}{N_1} = \frac{2,74 \cdot 10^6 \text{ciclos}}{9,64 \cdot 10^7 \text{ciclos}} = 0,028 = 2,8\%$$

Como muestra la curva SN, solo se considerarán efectivos aquellos rangos de tensión por encima de 35 N/mm². Es decir, en cada DLC, se ha de considerar solo el rango de tensiones que se encuentre por encima de dicha cifra. Debido al dimensionado conservador que se ha llevado a cabo en el dimensionado por *Análisis Último de Cargas* muchos DLC no experimentan rangos de tensiones superiores a 35 N/mm². Este es el caso de los siguientes DLC:

- DLC 1.4. Rango máximo de tensiones de 34,6 N/mm² (**Tabla 133**).
- DLC 4.1. Rango máximo de tensiones de 23,3 N/mm² (**Tabla 136**).
- DLC 6.4. Rango máximo de tensiones de 26,7 N/mm² (**Tabla 137**).
- DLC 8.4. Rango máximo de tensiones de 9,9 N/mm² (**Tabla 140**).

El resto de escenarios de carga sobre los cuales hay que analizar fatiga si que se experimentan tensiones superiores a 35 N/mm². El análisis de cada caso, así como el cálculo del daño total se realiza a continuación:

DLC 2.1

En este escenario de cargas se tiene, atendiendo a la **Tabla 134**, una amplitud de tensiones máxima de 42,7 N/mm² y una repetición de dicha amplitud de 3,83·10⁵ ciclos. A partir de estos valores, se puede obtener el número de ciclos para la rotura.

$$N_{\text{ciclos},2.1} = \frac{(42,7 - 68,68)N/mm^2}{-3,368 \cdot 10^{-7} \left(\frac{N}{mm^2}/\text{ciclos}\right)} = 7,27 \cdot 10^7 \text{ciclos}$$

Una vez se ha obtenido el número total de ciclos, se puede calcular el daño producido por dicha amplitud de tensiones:

$$D_{2,1} = \frac{n_2}{N_2} = \frac{3,83 \cdot 10^5 \text{ ciclos}}{7,27 \cdot 10^7 \text{ ciclos}} = 0,005 = 0,5\%$$

DLC 3.1

En este escenario de cargas se tiene, atendiendo a la **Tabla 135**, una amplitud de tensiones máxima de $36,9 \text{ N/mm}^2$ y una repetición de dicha amplitud de $2,74 \cdot 10^6$ ciclos. A partir de estos valores, se puede obtener el número de ciclos para la rotura.

$$N_{\text{ciclos},3.1} = \frac{(36,9 - 68,68) \text{ N/mm}^2}{-3,368 \cdot 10^{-7} \left(\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} / \text{ciclos} \right)} = 9,45 \cdot 10^7 \text{ ciclos}$$

Una vez se ha obtenido el número total de ciclos, se puede calcular el daño producido por dicha amplitud de tensiones:

$$D_{3,1} = \frac{n_3}{N_3} = \frac{2,74 \cdot 10^6 \text{ ciclos}}{9,45 \cdot 10^7 \text{ ciclos}} = 0,029 = 2,9\%$$

DLC 7.2

En este escenario de cargas se tiene, atendiendo a la **Tabla 138**, una amplitud de tensiones máxima de $39,6 \text{ N/mm}^2$ y una repetición de dicha amplitud de $4,93 \cdot 10^5$ ciclos. A partir de estos valores, se puede obtener el número de ciclos para la rotura.

$$N_{\text{ciclos},7.2} = \frac{(39,6 - 68,68) \text{ N/mm}^2}{-3,368 \cdot 10^{-7} \left(\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} / \text{ciclo} \right)} = 8,63 \cdot 10^7 \text{ ciclos}$$

Una vez se ha obtenido el número total de ciclos, se puede calcular el daño producido por dicha amplitud de tensiones:

$$D_{7,2} = \frac{n_4}{N_4} = \frac{4,93 \cdot 10^5 \text{ ciclos}}{8,63 \cdot 10^7 \text{ ciclos}} = 0,006 = 0,6\%$$

DLC 8.3

En este escenario de cargas se tiene, atendiendo a la **Tabla 139**, una amplitud de tensiones máxima de $43,46 \text{ N/mm}^2$ y una repetición de dicha amplitud de $2,19 \cdot 10^5$ ciclos. A partir de estos valores, se puede obtener el número de ciclos para la rotura.

$$N_{\text{ciclos},8.3} = \frac{(43,46 - 68,68) \text{ N/mm}^2}{-3,368 \cdot 10^{-7} \left(\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} / \text{ciclo} \right)} = 7,49 \cdot 10^7 \text{ ciclos}$$

Una vez se ha obtenido el número total de ciclos, se puede calcular el daño producido por dicha amplitud de tensiones:

$$D_{8,3} = \frac{n_5}{N_5} = \frac{2,19 \cdot 10^5 \text{ ciclos}}{7,49 \cdot 10^7 \text{ ciclos}} = 0,003 = 0,3\%$$

Daño Total

Se ha de calcular el daño total sobre la torre del aerogenerador. Para ello se aplica el sumatorio a todos los cálculos de daño obtenidos. Se tiene, por tanto, la siguiente ecuación:

$$D = \frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \frac{n_3}{N_3} + \frac{n_4}{N_4} + \frac{n_5}{N_5}$$

$$D = 0,028 + 0,005 + 0,029 + 0,006 + 0,003 = \mathbf{0,071} \leq 1$$

Por tanto, se tiene un daño acumulado del 7.1% y la estructura aguantará los 25 años a fatiga con un margen del 92,9%.

El margen de vida a fatiga es muy amplio. Esto se debe, como se ha comentado anteriormente, al dimensionado llevado a cabo en el *Análisis del Estado Último de Cargas*. En dicho análisis se ha considerado una sección constante para la torre que cumple el caso de tensión más desfavorable. Dicha sección de la torre puede ser optimizada para conseguir el ahorro de material.

ANEXO 4. CÁLCULOS OPTIMIZACIÓN ESTRUCTURA TORRE

Optimización Sección 2

Cargas máximas

En este apartado se analizan las tensiones máximas más desfavorables actuantes sobre la torre del aerogenerador. Se analizará si las dimensiones constantes de la torre calculadas en el

ANEXO 2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS soportan las tensiones en la Sección 2 (0m respecto del mar). En caso de que soporte las tensiones, se optimizará esta en la medida de lo posible.

Se resumen las fuerzas máximas y momentos máximos actuantes sobre la torre.

Fuerzas	Valor (N)
Fx	2,76E+07
Fy	5,43E+06
Fz	1,70E+07
Fxy	2,76E+07

Tabla 162. Estado de fuerzas máx. más desfavorable en axil (0m)

Momento	Valor (N·m)
Mx	6,14E+07
My	2,53E+09
Mz	5,01E+07
Mxy	2,53E+09

Tabla 163. Estado de momentos más desfavorable (0m)

$$f_{y,k} = 275 \frac{N}{mm^2}$$

$$\text{Coeficiente de Seg. (CS)} = 1,1$$

$$f_{y,d} = \frac{f_{y,k}}{CS} = \frac{\left(275 \frac{N}{mm^2}\right)}{1,1} = 2,5 \cdot 10^8 \frac{N}{m^2}$$

Se comprueba si las dimensiones de la torre calculadas anteriormente permiten soportar las tensiones en este punto:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(6,8^4 - 5,7^4)}{5,7} = 15,6 m^3$$

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (6,8^2 - 5,7^2) = 10,8 m^2$$

$$f_{y,d} \geq \frac{1,7 \cdot 10^7 N}{10,8 m^2} + \frac{2,53 \cdot 10^9 N \cdot m}{15,6 m^3} = 1,64 \cdot 10^8 N/m^2$$

$$2,5 \cdot 10^8 \frac{N}{m^2} \geq 1,64 \cdot 10^8 \frac{N}{m^2} \rightarrow \text{La sección cumple}$$

Por tanto, es posible optimizar la estructura. Se varía el diámetro exterior hasta que la sección cumple al límite. Se obtiene un diámetro exterior de 6,45m (5,14% menor). A continuación se muestran los cálculos llevados a cabo:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(6,45^4 - 5,7^4)}{5,7} = 10,28 m^3$$

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (6,45^2 - 5,7^2) = 7,16 m^2$$

$$f_{y,d} \geq \frac{1,7 \cdot 10^7 N}{7,16 m^2} + \frac{2,53 \cdot 10^9 N \cdot m}{10,28 m^3} = 2,488 \cdot 10^8 N/m^2$$

$$2,5 \cdot 10^8 \frac{N}{m^2} \geq 2,488 \cdot 10^8 N/m^2 \rightarrow \text{La sección cumple}$$

Se ha reducido la sección en un 33,7%.

Cargas mínimas

En este apartado se analizan las tensiones mínimas más desfavorables actuantes sobre la torre del aerogenerador. Se analizará si las dimensiones constantes de la torre calculadas en el

ANEXO 2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS soportan las tensiones en la Sección 2 (0m respecto del mar). En caso de que soporte las tensiones, se optimizará esta en la medida de lo posible.

Fuerzas	Valor (N)
Fx	-1,41E+06
Fy	-8,10E+05
Fz	-1,70E+07
Fxy	7,49E+02

Tabla 164. Estado de fuerzas mín. más desfavorable en axil (0m)

Momento	Valor (N·m)
Mx	-1,52E+07
My	-8,92E+07
Mz	-4,96E+07
Mxy	-3,31E+06

Tabla 165. Estado de momentos mín más desfavorable (0m)

Se observa que el momento flector es varias magnitudes inferior al caso de cargas máximas. Por tanto, está claro que soportará las tensiones teniendo en cuenta las dimensiones calculadas en el

ANEXO 2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS. Por otro lado, cabe a destacar que no es posible optimizar la sección más de lo que se ha optimizado. Esto se debe a que el módulo de tensiones resultantes de este caso es menor que en el caso de cargas máximas. **Por tanto, las dimensiones de la Sección 2 optimizada serán:**

- D_{ext} : 6,45m
- D_{int} : 5,7m
- W_{xy} : 10,28m³
- A : 7,16m²

Optimización Sección 3

Cargas máximas

En este apartado se analizan las tensiones máximas más desfavorables actuantes sobre la torre del aerogenerador en la Sección 3 (88m respecto del mar). Se analizará si las dimensiones constantes de la torre calculadas en el **ANEXO 4. CÁLCULOS OPTIMIZACIÓN ESTRUCTURA TORRE** soportan las tensiones en dicha sección. En caso de que soporte las tensiones, se optimizará esta en la medida de lo posible.

Fuerzas	Valor (N)
F _x	2,66E+07
F _y	5,43E+05
F _z	4,52E+06
F _{xy}	2,66E+07

Tabla 166. Estado de fuerzas máx. más desfavorable en axil (88m)

Momento	Valor (N·m)
M _x	5,91E+06
M _y	1,81E+08
M _z	5,01E+07
M _{xy}	1,19E+09

Tabla 167. Estado de momentos máx. más desfavorable (88m)

$$f_{y,k} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$\text{Coeficiente de Seg. (CS)} = 1,1$$

$$f_{y,d} = \frac{f_{y,k}}{CS} = \frac{\left(275 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}\right)}{1,1} = 2,5 \cdot 10^8 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

Se comprueba si las dimensiones de la torre calculadas anteriormente permiten soportar las tensiones en este punto:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(6,8^4 - 5,7^4)}{5,7} = 15,6 \text{ m}^3$$

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (6,8^2 - 5,7^2) = 10,8 \text{ m}^2$$

$$f_{y,d} \geq \frac{4,52 \cdot 10^6 \text{ N}}{10,8 \text{ m}^2} + \frac{1,19 \cdot 10^9 \text{ N} \cdot \text{m}}{15,6 \text{ m}^3} = 7,68 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$$

$$2,5 \cdot 10^8 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \geq 7,68 \cdot 10^7 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \rightarrow \text{La sección cumple}$$

Por tanto, es posible optimizar la estructura. Se varía el diámetro exterior hasta que la sección cumple al límite. Se obtiene un diámetro exterior de 6,1m (10,3% menor respecto a la sección de la base del aerogenerador). A continuación se muestran los cálculos llevados a cabo:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(6,1^4 - 5,7^4)}{5,7} = 5,3 \text{ m}^3$$

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (6,1^2 - 5,7^2) = 3,71 \text{ m}^2$$

$$f_{y,d} \geq \frac{1,7 \cdot 10^7 \text{ N}}{3,71 \text{ m}^2} + \frac{2,53 \cdot 10^9 \text{ N} \cdot \text{m}}{5,3 \text{ m}^3} = 2,3 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$$

$$2,5 \cdot 10^8 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \geq 2,3 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2 \rightarrow \text{La sección cumple}$$

Se ha reducido la sección en un 65,7% respecto a la sección mayor del aerogenerador (base a -45m).

Cargas mínimas

En este apartado se analizan las tensiones mínimas más desfavorables actuantes sobre la torre del aerogenerador en la Sección 3 (88m respecto del mar). Se analizará si las dimensiones constantes de la torre calculadas en el

ANEXO 2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS soportan las tensiones en dicha sección. En caso de que soporte las tensiones, se optimizará esta en la medida de lo posible.

Fuerzas	Valor (N)
F _x	-9,21E+05
F _y	-5,05E+05
F _z	-4,52E+06
F _{xy}	7,60E+02

Tabla 168. Estado de fuerzas mín. más desfavorable en axil (88m)

Momento	Valor (N·m)
M _x	-4,84E+06
M _y	-1,77E+07
M _z	-4,96E+07
M _{xy}	1,42E+05

Tabla 169. Estado de momentos mín. más desfavorable (88m)

Al igual que en el caso anterior, se observa que el momento flector es varias magnitudes inferior al caso de cargas máximas. Por tanto, está claro que soportará las tensiones teniendo en cuenta las dimensiones calculadas en el

ANEXO 2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS. Por otro lado, cabe a destacar que no es posible optimizar la sección más de lo que se ha optimizado. Esto se debe a que el módulo de tensiones resultantes de este caso es menor que en el caso de cargas máximas. Por tanto, las dimensiones de la Sección 3 optimizada serán:

- D_{ext}: 6,1m
- D_{int}: 5,7m
- W_{xy}: 5,3m³
- A: 3,7m²

Teniendo en cuenta los diámetros de las secciones obtenidas, se puede obtener un diámetro exterior medio de la torre, para calcular el volumen de material ahorrado.

- D_{ext} Sección 1 = 6,8m
- D_{ext} Sección 1-2, Mitad = 6,64m
- D_{ext} Sección 2 = 6,45m
- D_{ext} Sección 2-3, Mitad = 6,27m
- D_{ext} Sección 3 = 6,1m

$$\text{Diámetro medio} = \frac{6,8m + 6,64m + 6,45m + 6,27m + 6,1m}{4} = 6,4m$$

$$\text{Área Optimizada} = \frac{\pi}{4} \cdot (6,4^2 - 5,7^2) = 6,7 m^2$$

$$\text{Área Inicial} = \frac{\pi}{4} \cdot (6,8^2 - 5,7^2) = 10,8 m^2$$

Al tener la misma altura, se calcula el porcentaje de volumen de material ahorrado como:

$$\% \text{ Vol. Ahorrado} = \frac{10,8m^2 - 6,7m^2}{10,8m^2} = 35\%$$

Masa final torre: (1-0,35)·7.900.000kg = 4.966.600kg

ANEXO 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este apartado se realizará un análisis económico del proyecto de 5 aerogeneradores marinos desde el punto de vista de la rentabilidad. El análisis de rentabilidad incluye los siguientes parámetros:

- *VAN (Valora Actual Neto)*. Valor presente de los flujos de caja generados por el proyecto descontados a una tasa de rentabilidad teniendo en cuenta la inversión inicial.
- *TIR (Tasa Interna de Rentabilidad)*. Rentabilidad del proyecto que hace que el VAN del proyecto sea nulo. Se suele describir como la rentabilidad esperada del proyecto.
- *PR (Periodo de Retorno)*. Número de años que tarda en recuperarse la inversión inicial sin tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

Se diferenciarán dos análisis. Por un lado se analizará la rentabilidad del proyecto base y por otro se analizará la rentabilidad del proyecto una vez se ha introducido la optimización de la torre. Se analizarán los tres parámetros (VAN, TIR y PR) para ambos casos.

Por otro lado, cabe a destacar la diferencia del análisis que se hace de los flujos de caja del proyecto y de los flujos de caja de los inversores. Los flujos de caja del proyecto consideran solo los generados por el propio proyecto. Sin embargo, los flujos de caja de inversores consideran también los efectos del repago de la deuda. Es decir, analizan los flujos de caja que les llegan a los inversores del proyecto. Se considera que el proyecto es financiado con 40% de deuda y 60% de fondos propios. En las siguientes tablas se muestra la estructura de capital de cada proyecto:

Inversión (M€)		
42,3 €		
Deuda	40%	16,9 €
Equity	60%	25,4 €

Tabla 170. Estructura de capital proyecto base

Inversión (M€)		
31,7 €		
Deuda	40%	12,7 €
Equity	60%	19,0 €

Tabla 171. Estructura de capital proyecto optimizado

A continuación se muestra detalladamente los distintos elementos que componen los ingresos y gastos operativos de los aerogeneradores.

Ingresos

Se considera un factor de capacidad del 40%. Este factor determina el número de horas al año que cada aerogenerador se encuentra generando potencia nominal. En los aerogeneradores offshore, el factor de capacidad es mayor que en los generadores terrestres debido a que hay mayor continuidad de actividad del viento. En aerogeneradores terrestres se llegan a obtener factores de capacidad de un 30%, mientras que en offshore pueden obtenerse factores del 40%.

En cuanto al precio de venta de la energía a la red se ha obtenido la media del precio de de la energía eléctrica en España del año 2005 al 2017 según datos de OMIE [12]. El valor del precio de la energía según los datos de OMIE es de 0,468€/kWh.

Cabe a destacar que los ingresos son los mismos tanto para el proyecto base como para el proyecto optimizado (ver **Tabla 172**)

Ingresos	
Potencia nominal	5,5 MW
Horas por año	8.760,0 h
Factor de capacidad	40%
Horas a potencia nominal	3.504,0 h
Número de aerogeneradores	5,0 ud
Energía Anual	96.360,0 MWh
Tarifa (€/kWh)	0,0468 €/Kwh
Ingresos	4.509.648,0 €/año

Tabla 172. Ingresos anuales proyecto aerogeneradores

Costes y amortización

Tanto los costes operativos como la amortización del proyecto es distinta para el proyecto base y para el optimizado. Esto se debe a que el precio de los aerogeneradores es menor tras haber realizado la optimización. De ello depende directamente:

- Precio del material del aerogenerador (el cual afecta directamente a la amortización)
- Precio del seguro. El precio del seguro se ha considerado de un 2 por mil del coste de los aerogeneradores.

Proyecto base

Costes Anuales	
Operación y Mantenimiento	255.265,2 €
Conservación Mensual	13.211,0 €
Limpieza Mensual	6.368,9 €
Formación y Seguimiento de Seguridad Mensual	1.351,4 €
Coste inspección y control seguridad Mensual	340,8 €
Coste anual seguro	31.295,4 €
Barco mantenimiento	619.516,4 €
Número barcos mantenimiento	3 ud
Distancia proyecto a costa	5,0 km
Viajes por día	8 ud
Consumo barco	6.000,0 l/h
Velocidad media barco	14,0 km/h
Precio Fueloil	0,4 €/l
Días de mantenimiento al año	30,0 días
Costes anuales totales	906.077,0 €

Tabla 173. Costes anuales operativos aerogenerador proyecto base

Depreciación y amortización	
Años a amortizar	25,0 años
Aerogeneradores	15.647.700,0 €
Elementos Eléctricos	3.031.199,1 €
Elementos Red	31.715,6 €
Amortización total anual	748.424,6 €

Tabla 174. Amortización anual proyecto base

Proyecto Optimizado

Costes Anuales	
Operación y Mantenimiento	255.265,2 €
Conservación Mensual	13.211,0 €
Limpieza Mensual	6.368,9 €
Formación y Seguimiento de Seguridad Mensual	1.351,4 €
Coste inspección y control seguridad Mensual	340,8 €
Coste anual seguro	20.761,8 €
Barco mantenimiento	619.516,4 €
Número barcos mantenimiento	3 ud
Distancia proyecto a costa	5,0 km
Viajes por día	8 ud
Consumo barco	6.000,0 l/h
Velocidad media barco	14,0 km/h
Precio Fueloil	0,4 €/l
Días de mantenimiento al año	30,0 días
Costes anuales totales	895.543,4 €

Tabla 175. Costes anuales operativos aerogenerador proyecto optimizado

Depreciación y amortización	
Años a amortizar	25,0 años
Aerogeneradores	10.380.900,0 €
Elementos Eléctricos	3.031.199,1 €
Elementos Red	31.715,6 €
Amortización total anual	537.752,6 €

Tabla 176. Amortización anual proyecto optimizado

Proyecto Base

Proyecciones P&L																									
Valores en mil EUR																									
Periodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Inversión	(42.278,11)																								
Ingresos	4.509,65	4.523,18	4.532,22	4.536,76	4.545,83	4.554,92	4.559,48	4.559,48	4.559,48	4.568,59	4.568,59	4.568,59	4.577,73	4.577,73	4.586,89	4.586,89	4.600,65	4.600,65	4.600,65	4.600,65	4.600,65	4.600,65	4.605,25	4.605,25	4.605,25
Inflación	0,0%	0,3%	0,5%	0,6%	0,8%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,3%	1,3%	1,3%	1,5%	1,5%	1,7%	1,7%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%
Gastos Op.	(906,08)	(908,80)	(910,61)	(911,52)	(913,35)	(915,17)	(916,09)	(916,09)	(916,09)	(917,92)	(917,92)	(917,92)	(919,76)	(919,76)	(921,60)	(921,60)	(924,36)	(924,36)	(924,36)	(924,36)	(924,36)	(924,36)	(925,28)	(925,28)	(925,28)
EBITDA	3.603,57	3.614,38	3.621,61	3.625,23	3.632,48	3.639,75	3.643,39	3.643,39	3.643,39	3.650,67	3.650,67	3.650,67	3.657,98	3.657,98	3.665,29	3.665,29	3.676,29	3.676,29	3.676,29	3.676,29	3.676,29	3.676,29	3.679,96	3.679,96	3.679,96
D&A	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)	(748,42)
EBIT	2.855,1465	2.865,9572	2.873,1859	2.876,8075	2.884,0580	2.891,3230	2.894,9627	2.894,9627	2.894,9627	2.902,2495	2.902,2495	2.902,2495	2.909,5508	2.909,5508	2.916,8668	2.916,8668	2.927,8627	2.927,8627	2.927,8627	2.927,8627	2.927,8627	2.927,8627	2.931,5390	2.931,5390	2.931,5390
NOPAT	1.855,85	1.862,87	1.867,57	1.869,92	1.874,64	1.879,36	1.881,73	1.881,73	1.881,73	1.886,46	1.886,46	1.886,46	1.891,21	1.891,21	1.895,96	1.895,96	1.903,11	1.903,11	1.903,11	1.903,11	1.903,11	1.903,11	1.905,50	1.905,50	1.905,50
D&A	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42	748,42
FC Operativo	2.604,27	2.611,30	2.616,00	2.618,35	2.623,06	2.627,78	2.630,15	2.630,15	2.630,15	2.634,89	2.634,89	2.634,89	2.639,63	2.639,63	2.644,39	2.644,39	2.651,54	2.651,54	2.651,54	2.651,54	2.651,54	2.651,54	2.653,92	2.653,92	2.653,92
CAPEX	(42.278,11)																								
Inversión NWC	(450,96)	(452,32)	(453,22)	(453,68)	(454,58)	(455,49)	(455,95)	(455,95)	(455,95)	(456,86)	(456,86)	(456,86)	(457,77)	(457,77)	(458,69)	(458,69)	(460,06)	(460,06)	(460,06)	(460,06)	(460,06)	(460,06)	(460,52)	(460,52)	(460,52)
FC Proyecto	(40.124,80)	2.158,98	2.162,77	2.164,67	2.168,48	2.172,29	2.174,20	2.174,20	2.174,20	2.178,03	2.178,03	2.178,03	2.181,86	2.181,86	2.185,70	2.185,70	2.191,47	2.191,47	2.191,47	2.191,47	2.191,47	2.191,47	2.193,40	2.193,40	2.193,40
Deuda																									
Repago Deuda		(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)	(704,64)
Principal Deuda	16.911,24	16.206,61	15.501,97	14.797,34	14.092,70	13.388,07	12.683,43	11.978,80	11.274,16	10.569,53	9.864,89	9.160,26	8.455,62	7.750,99	7.046,35	6.341,72	5.637,08	4.932,45	4.227,81	3.523,18	2.818,54	2.113,91	1.409,27	704,64	(0,00)
Pago de Interés	(591,89)	(567,23)	(542,57)	(517,91)	(493,24)	(468,58)	(443,92)	(419,26)	(394,60)	(369,93)	(345,27)	(320,61)	(295,95)	(271,28)	(246,62)	(221,96)	(197,30)	(172,64)	(147,97)	(123,31)	(98,65)	(73,99)	(49,32)	(24,66)	0,00
Interés (1-Tc)	207,16	198,53	189,90	181,27	172,64	164,00	155,37	146,74	138,11	129,48	120,84	112,21	103,58	94,95	86,32	77,69	69,05	60,42	51,79	43,16	34,53	25,90	17,26	8,63	(0,00)
FC Inversores	(23.598,29)	1.085,64	1.105,47	1.123,40	1.143,24	1.163,08	1.181,02	1.197,05	1.213,08	1.232,94	1.248,97	1.265,00	1.284,86	1.300,89	1.320,76	1.336,79	1.358,59	1.374,62	1.390,65	1.406,68	1.422,71	1.438,74	1.456,70	1.472,73	1.488,76

Proyecto Optimizado

Proyecciones P&L																									
Valores en mil EUR																									
Periodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Inversión	(31.678,45)																								
Ingresos	4.509,65	4.523,18	4.532,22	4.536,76	4.545,83	4.554,92	4.559,48	4.559,48	4.559,48	4.568,59	4.568,59	4.568,59	4.577,73	4.577,73	4.586,89	4.586,89	4.600,65	4.600,65	4.600,65	4.600,65	4.600,65	4.600,65	4.605,25	4.605,25	4.605,25
Inflación	0,0%	0,3%	0,5%	0,6%	0,8%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,3%	1,3%	1,3%	1,5%	1,5%	1,7%	1,7%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%
Gastos Op.	(895,54)	(898,23)	(900,03)	(900,93)	(902,73)	(904,53)	(905,44)	(905,44)	(905,44)	(907,25)	(907,25)	(907,25)	(909,06)	(909,06)	(910,88)	(910,88)	(913,61)	(913,61)	(913,61)	(913,61)	(913,61)	(913,61)	(914,53)	(914,53)	(914,53)
EBITDA	3.614,10	3.624,95	3.632,20	3.635,83	3.643,10	3.650,39	3.654,04	3.654,04	3.654,04	3.661,35	3.661,35	3.661,35	3.668,67	3.668,67	3.676,01	3.676,01	3.687,03	3.687,03	3.687,03	3.687,03	3.687,03	3.687,03	3.690,72	3.690,72	3.690,72
D&A	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)	(537,75)
EBIT	3.076,3521	3.087,1944	3.094,4443	3.098,0765	3.105,3481	3.112,6343	3.116,2847	3.116,2847	3.116,2847	3.123,5928	3.123,5928	3.123,5928	3.130,9155	3.130,9155	3.138,2528	3.138,2528	3.149,2808	3.149,2808	3.149,2808	3.149,2808	3.149,2808	3.149,2808	3.152,9679	3.152,9679	3.152,9679
NOPAT	1.999,63	2.006,68	2.011,39	2.013,75	2.018,48	2.023,21	2.025,59	2.025,59	2.025,59	2.030,34	2.030,34	2.030,34	2.035,10	2.035,10	2.039,86	2.039,86	2.047,03	2.047,03	2.047,03	2.047,03	2.047,03	2.047,03	2.049,43	2.049,43	2.049,43
D&A	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75	537,75
FC Operativo	2.537,38	2.544,43	2.549,14	2.551,50	2.556,23	2.560,96	2.563,34	2.563,34	2.563,34	2.568,09	2.568,09	2.568,09	2.572,85	2.572,85	2.577,62	2.577,62	2.584,79	2.584,79	2.584,79	2.584,79	2.584,79	2.584,79	2.587,18	2.587,18	2.587,18
CAPEX	(31.678,45)																								
Inversión NWC	(450,96)	(452,32)	(453,22)	(453,68)	(454,58)	(455,49)	(455,95)	(455,95)	(455,95)	(456,86)	(456,86)	(456,86)	(457,77)	(457,77)	(458,69)	(458,69)	(460,06)	(460,06)	(460,06)	(460,06)	(460,06)	(460,06)	(460,52)	(460,52)	(460,52)
FC Proyecto	(29.592,03)	2.092,11	2.095,92	2.097,83	2.101,65	2.105,47	2.107,39	2.107,39	2.107,39	2.111,23	2.111,23	2.111,23	2.115,07	2.115,07	2.118,93	2.118,93	2.124,72	2.124,72	2.124,72	2.124,72	2.124,72	2.124,72	2.126,66	2.126,66	2.126,66
Deuda																									
Repago Deuda		(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)	(527,97)
Principal Deuda	12.671,38	12.143,41	11.615,43	11.087,46	10.559,48	10.031,51	9.503,53	8.975,56	8.447,59	7.919,61	7.391,64	6.863,66	6.335,69	5.807,72	5.279,74	4.751,77	4.223,79	3.695,82	3.167,84	2.639,87	2.111,90	1.583,92	1.055,95	527,97	(0,00)
Pago de Interés	(443,50)	(425,02)	(406,54)	(388,06)	(369,58)	(351,10)	(332,62)	(314,14)	(295,67)	(277,19)	(258,71)	(240,23)	(221,75)	(203,27)	(184,79)	(166,31)	(147,83)	(129,35)	(110,87)	(92,40)	(73,92)	(55,44)	(36,96)	(18,48)	0,00
Interés:(1-Tc)	155,22	148,76	142,29	135,82	129,35	122,89	116,42	109,95	103,48	97,02	90,55	84,08	77,61	71,14	64,68	58,21	51,74	45,27	38,81	32,34	25,87	19,40	12,94	6,47	(0,00)
FC Inversores	(17.208,93)	1.287,87	1.303,69	1.317,61	1.333,44	1.349,28	1.363,21	1.375,22	1.387,23	1.403,08	1.415,09	1.427,11	1.442,96	1.454,97	1.470,84	1.482,85	1.500,65	1.512,67	1.524,68	1.536,69	1.548,70	1.560,71	1.574,66	1.586,67	1.598,68

En las siguientes tablas se resumen los parámetros de rentabilidad de cada proyecto:

Proyecto Base	
FC Proyecto	
TIR	2,2%
VAN (4%)	-6.911.154,7 €
PR	18,3 años
FC Inversores	
TIR	2,2%
VAN (4%)	-4.391.650,3 €
PR	18,1 años

Tabla 177. Rentabilidad Proyecto Base

Proyecto Optimizado	
FC Proyecto	
TIR	4,8%
VAN (4%)	2.603.158,0 €
PR	13,0 años
FC Inversores	
TIR	6,3%
VAN (4%)	4.490.990,5 €
PR	12,4 años

Tabla 178. Rentabilidad Proyecto Optimizado

Como puede observarse, el modelo optimizado es mucho más rentable que el proyecto base. Además, se observa un aumento de rentabilidad para los inversores en comparación con el proyecto. La principal razón de este hecho es el repago de deuda. El repago de deuda del proyecto obliga a pagar intereses anuales, que actúan como escudo fiscal. Por otro lado, el hecho de usar un 40% de deuda, permite una inversión mucho menor.

El optimizado del aerogenerador aumenta notablemente la rentabilidad del proyecto. Por tanto, sería necesario optimizar la estructura según se ha descrito en la *Sección 6*. Además, cualquier tipo de optimización adicional produciría un mayor aumento de la rentabilidad.

ANEXO 6. IMPACTO AMBIENTAL AEROGENERADOR OFFSHORE

Los esfuerzos para reducir las emisiones de carbono y aumentar la producción de fuentes de energía renovables han llevado a un rápido crecimiento en la generación de energía eólica marina, particularmente en las aguas del norte de Europa.

Con los avances tecnológicos en el futuro es probable que haya un aumento continuo de proyectos eólicos marinos, pero todavía hay incertidumbres sobre los efectos sobre el medio ambiente. La novedad de los procesos de tecnología y construcción hace que sea difícil identificar todos los factores de estrés en las especies marinas y estimar el efecto de estas actividades.

Sin embargo, el hecho de que los aerogeneradores marinos producen un impacto ambiental importante es un factor a considerar en cualquier proyecto de aerogeneradores marinos y al cual hay que dar un destacado énfasis. La generación de energía limpia es un avance tecnológico con grandes beneficios para la sociedad. Por ello, problemas derivados de este tipo de tecnologías han de considerarse y evitarse.

Las principales preocupaciones ambientales relacionadas con los desarrollos de parques eólicos marinos son las siguientes:

1. Impacto visual
2. Interferencias en ondas de radio y radar
3. Altos niveles de ruido
4. Riesgo de colisiones de barcos
5. Impacto en los peces, mamíferos marinos y pájaros
6. Campos electromagnéticos y organismos marinos
7. Contaminación por el aumento del tráfico de embarcaciones o la liberación de contaminantes desde los sedimentos del fondo marino

1. Impacto visual

Los parques eólicos marinos generalmente tienen turbinas de mayor tamaño que los parques onshore. No obstante, el impacto visual es menor debido a la mayor distancia de la costa. Sin embargo, el paisaje costero a menudo es único y ofrece algunos de los paisajes más valorados, por lo que podría requerirse una atención especial.

El impacto visual principal de los parques marinos afecta a:

- Un área marina
- Una longitud de costa
- Un área de tierra

2. Interferencias en ondas de radio y radar

Los aerogeneradores pueden afectar la actividad de la aviación, tanto civil como militar, debido a la interferencia con los radares que gestionan las operaciones de las aeronaves. El radar es un sistema para detectar la presencia o posición o movimiento de objetos mediante la transmisión de ondas de radio, que se reflejan de nuevo en un receptor. La onda de radio transmitida por radar puede ser interrumpida por un objeto (también llamado objetivo), luego parte de la energía se refleja hacia atrás (llamada eco o retorno) a un receptor de radio ubicado cerca del transmisor.

Debido a su altura, los aerogeneradores marinos son potenciales obstáculos para este tipo de señales. Además, las estructuras móviles como las palas giratorias pueden generar más interferencia en los radares que las estructuras estacionarias. Los efectos dependen del tipo de radar, las características específicas de las turbinas eólicas y la distribución de las turbinas eólicas.

3. Altos niveles de ruido

A diferencia de los parques eólicos terrestres, los parques eólicos marinos están ubicados lejos de las poblaciones humanas, que no se ven afectadas por el ruido generado por las turbinas eólicas. Sin embargo, los animales marinos podrían verse afectados por el ruido submarino generado durante la construcción y operación de las turbinas eólicas.

El ruido generado por los aerogeneradores se divide en el ruido operativo (constante) y el ruido de obra (temporal), siendo de mayor importancia el primero. En la fase de operación, el ruido generado en la caja de engranajes y el generador se transmite por la pared de la torre, lo que resulta en la propagación del sonido bajo el agua.

Los procedimientos para medir el ruido acústico de las turbinas eólicas marinas deberían incluir los siguientes (Koeller et al, 2006):

- Parámetros de la turbina eólica: potencia nominal, diámetro del rotor, etc
- Tipo de cimentación, material, profundidad de pila, etc
- Eficaz conducción de pila y/o energía de vibración
- Periodo de fase de construcción y frecuencia de golpe o vibrador
- Profundidad de agua en el emplazamiento

El ruido antropogénico puede producir impactos conductuales y fisiológicos en la vida marina. Sin embargo, es importante destacar que cada especie marina se ve más o menos sensiblemente afectada por el ruido de los aerogeneradores. Por tanto, han de tenerse en cuenta distintos niveles de protección dependiendo del emplazamiento y, por tanto, la afluencia de animales marinos.

4. Riesgo de colisiones de barcos

Las colisiones de barcos con las turbinas son uno de los riesgos potenciales asociados con el desarrollo de la energía eólica marina. Chocar con una base de turbina eólica podría dañar o posiblemente destruir un barco. El peligro potencial para el medio ambiente es el derrame de petróleo o productos químicos desde el barco hacia el agua (además del impacto en las vidas humanas).



Figura 73. Influencia ambiental de barcos

Sin embargo, se están desarrollando numerosos sistemas de seguridad para disminuir potenciales riesgos (Koeller et al, 2006). Ejemplos de estos sistemas se resumen a continuación:

- Sistemas redundantes de navegación y control tales como radar y barcos optimizados para soportar colisiones
- Prohibición de navegar en el área del parque eólico para cierto tipo de buques de seguridad inferior a la exigida
- Introducción de sistemas de gestión del tráfico
- Vigilancia de parques eólicos
- Disponibilidad de remolcadores para emergencias
- Entrenamiento de la tripulación

5. Impacto en los peces, mamíferos marinos y pájaros

Los posibles efectos de las instalaciones de energía eólica marina pueden dividirse en:

- Introducción de nuevo hábitat artificial
- Ruido
- Campos electromagnéticos

La fase de construcción probablemente perturbe a muchas de las especies de peces. Sin embargo, los movimientos submarinos, el ruido y la mayor turbidez del agua asociada con el período de obras desaparecen al final de esta etapa. En cambio, los ruidos operacionales y los campos electromagnéticos perturban a las especies marinas durante todo el periodo de vida del parque eólico (unos 20-25 años de media).

Todos estos impactos producen en los peces y especies marinas cambios de comportamiento, cambios en la percepción del entorno, migraciones, etc. La presencia física de las turbinas, el ruido durante la construcción, el ruido subacuático y el tráfico de embarcaciones y helicópteros pueden perturbar a los mamíferos y evitar parques eólicos.

Los mamíferos tienen alta dependencia en sus sistemas auditivos que se utilizan para varios propósitos: la comunicación entre otros individuos de la misma especie, la orientación, la búsqueda de presas y la ecolocación. La respuesta conductual de los mamíferos marinos al ruido incluye la modificación del comportamiento normal, el desplazamiento del área ruidosa, el enmascaramiento de otros ruidos y la imposibilidad de interpretar acústicamente el entorno.

La monitorización de los mamíferos marinos es muy difícil. Afortunadamente, las capturas visuales tradicionales de barcos y aeronaves están siendo complementadas o reemplazadas por tecnologías nuevas y más precisas, como monitoreo acústico mediante registradores de datos estacionarios, monitorización por medio de vídeo controlado remotamente y etiquetado de mamíferos con transmisores satelitales.

Por otro lado, el impacto de los aerogeneradores marinos en las distintas especies de pájaros es notable. Los principales riesgos/impactos se resumen a continuación:

- Riesgo de colisión
- Pérdida de hábitat a corto plazo durante la fase de construcción
- Pérdida de hábitat a largo plazo debido a la perturbación de los aerogeneradores instalados y del tráfico marítimo durante el mantenimiento
- Barreras al movimiento en las rutas de migración
- Desconexión de unidades ecológicas



Figura 74. Impacto ambiental de aerogeneradores en aves

Por otro lado, se prevén impactos positivos de la energía eólica marina con la prohibición de la pesca, especialmente la pesca de arrastre, en el área de los parques eólicos, lo que resulta en un aumento local de peces y una disminución de la pesca furtiva.

6. Campos electromagnéticos y organismos marinos

La electricidad producida por las turbinas eólicas marinas se transmite por cables a largas distancias. La corriente eléctrica generada produce campos magnéticos. Se han llevado a cabo estudios de posibles efectos de campos magnéticos estáticos artificiales en diversas especies bajo diversas condiciones experimentales. Los campos electromagnéticos artificiales podrían interactuar con organismos marinos para producir cambios detectables. Usualmente, sin embargo, solo se han registrado diferencias muy pequeñas en los grupos de control.

Estudios han determinado que el mayor efecto de los campos electromagnéticos se da en aquellas especies marinas que utilizan los campos magnéticos terrestres para orientarse (moluscos, crustáceos, peces y mamíferos marinos).

7. Contaminación por el aumento del tráfico de embarcaciones o la liberación de contaminantes desde los sedimentos del fondo marino

El mantenimiento de parques eólicos necesita más o menos actividad diaria, con barcos que se trasladan al área del parque eólico. Esto se resume en un notable aumento del tráfico de buques en las áreas de los parques eólicos marinos.

Este tráfico puede afectar tanto a la afluencia de especies marinas como al aumento de la contaminación del entorno. Por tanto, es un factor de

ANEXO 7. DETALLE ESPECIFICACIONES DLC (GL)

Design situation	DLC	Wind conditions ¹	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1. Power production	1.1	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/N
	1.2	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$		U	E
	1.3	ECD $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_r$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	MIS, MUL	U	E
	1.4	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	External electrical influence / grid loss	F/U	*/N
	1.5	EOG ₁ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Grid loss	U	N
	1.6	EOG ₅₀ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$		U	E
	1.7	EWS $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$		U	E
	1.8	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Ice formation on blades	F/U	*/E
	1.9	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Ice formation on structure based on icing events	F/U	*/E
	1.10	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_{s,t}$ and $H = H_{max,t}$	MIS	U	N
2. Power production plus occurrence of fault	2.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$	Fault in the control system	F/U	*/N
	2.2	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$	Fault in safety system or preceding internal electrical fault	U	A

Design situation	DLC	Wind conditions ¹	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
3. Start-up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		F/U	*/N
	3.2	EOG ₁ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		U	N
4. Normal shut-down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		F/U	*/N
5. Emergency shut-down	5.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		U	N
6. Parked (standstill or idling)	6.1	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with $H_{s,50}$	MIS, MUL	U	E
	6.2	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with $H_{s,50}$	Grid loss, MIS, MUL	U	A
	6.3	EWM $V_{hub} = V_I$	Irregular sea state with $H_{s,I}$	Extreme oblique inflow MIS, MUL	U	E
	6.4	NTM $V_{hub} \leq V_{in}$ and $V_{out} \leq V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/N
	6.5	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with $H_{s,I}$	Ice formation on structure based on icing events	U	E
7. Parked plus fault conditions	7.1	EWM $V_{hub} = V_{c,I}$ Steady wind model	$H = H_s(V)$	MUL	U	A
	7.2	NTM $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/A
8. Transport, installation, maintenance and repair	8.1	EOG ₁ $V_{hub} = V_T$ or NWP $V_{hub} = \max(EOG_I \text{ based on } V_T)$	$H = H_{s,T}$	To be specified by the manufacturer	U	T
	8.2	EWM $V_{hub} = V_{c,I}$ Steady wind model	$H = H_s(V)$	Locked state	U	A
	8.3	EWM $V_{hub} = V_I$ Turbulent wind model	Irregular sea state with $H_{s,I}$ and $U_{c,50}$	Vortex-induced transverse vibrations due to wind, waves or currents	F	*
	8.4	NTM $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	No grid during 3- month period	F/U	*/A
	8.5	NWM $V_{hub} = V_T$	$H = H_{s,T}$	Boat impact	U	A

Design situation	DLC	Wind conditions ¹	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
Power production	9.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Current	Dynamic sea ice load	F/U	*/E
	9.2	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Current	Extreme sea ice $H_{ice} = H_{50}$	U	E
Parked (standstill or idling)	9.3	NWP $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Current	Dynamic sea ice load	F/U	*/E
	9.4	NWP $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Current	Extreme sea ice $H_{ice} = H_{50}$	U	E
Power production	9.5	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	$H = wH_s(V)$	Temperature effects	F/U	*/N
Parked (standstill or idling)	9.6	NWP $V_{hub} = 0.8 V_{ref}$	$H = H_s(V)$	Temperature effects	U	N
Power production	9.7	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	$H = H_s(V)$	Earthquake	U	**
	9.8	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	$H = H_s(V)$	Earthquake plus grid loss and, if applicable, activation of the safety system by vibration sensor	U	**
Parked (standstill or idling)	9.9	NWP $V_{hub} = 0.8 V_{ref}$	$H = H_s(V)$	Earthquake and grid loss	U	**
* Partial safety factor for fatigue strength (see Section 4.4.9.2.2)						
** Partial safety factor for earthquakes (see Section 4.4.9.2.3)						
¹ If no cut-out wind speed V_{out} is defined, V_{ref} shall be used.						

Meaning of the abbreviations in Table 4.4.1 and 4.4.2:

DLC	design load case
ECD	extreme coherent gust with direction change (see Section 4.2.2.4.4)
EOG	extreme operating gust (see Section 4.2.2.4.3)
ETM	extreme turbulence model (see Section 4.2.2.4.1)
EWM	extreme wind speed model (see Section 4.2.2.4.2)
EWS	extreme wind shear (see Section 4.2.2.4.5)
NTM	normal turbulence model (see Section 4.2.2.3.4)
NWP	normal wind profile model (see Section 4.2.2.3.2)
MIS	wind, wave and current misalignment to be considered
MUL	multidirectionality of metocean conditions to be considered
$H_s(V)$	significant wave height corresponding to V_{hub} (see Section 4.4.3.2 and 4.2.3.1.3)

$H_{max}(V)$	maximum wave height corresponding to V_{hub} (see Section 4.4.2.3.1 and 4.4.3.2)
$H_{s,1}$	significant wave height with a recurrence period of 1 year (see Section 4.2.3.1.3)
$H_{s,50}$	significant wave height with a recurrence period of 50 years (see Section 4.2.3.1.3)
$H_{max,1}$	maximum wave height with a recurrence period of 1 year (see Section 4.4.2.3.1 and 4.2.3.1.4)
$H_{max,50}$	design wave height with a recurrence period of 50 years (see Section 4.4.2.3.1 and Section 4.2.3.1.4)
F	fatigue strength
U	ultimate strength
N	normal
E	extreme
A	abnormal
T	transport, installation and maintenance

ANEXO 8. ESPECIFICACIONES AEROGENERADOR MARINO

Condiciones de Viento

- Clase IEC: I
- Turbulencia: B (según GL)
- Condiciones de viento (emplazamiento A): 10,6 m/s de velocidad media, $K_{Weibull}$ 1,979
- Profundidad emplazamiento A: 40 m
- Rango de viento operativo: 3,5m/s-30m/s

Especificaciones Generales

- Potencia eléctrica generada: 5 MW+10%
- Diámetro rotor aerodinámico: 126 m
- Tipo generador: síncrono a imanes permanentes
- Tipo de transmisión: directa.
- Revoluciones mínimas/nominales: 6 rpm/12 rpm
- Ángulo de inclinación eje principal: +6 grados
- Angulo de conicidad de las palas: -3 grados
- Longitud de las palas: 61,5m
- Diámetro del buje: 3m
- Altura buje sobre el nivel medio del mar: 92m

Control de Paso

- Clase sistema de control: control de paso
- Velocidad máxima giro palas: 8 grados/segundo
- Tiempo de aceleración giro: 0,2 segundos

Dimensiones y Masas

- Coordenadas del centro geométrico del buje: X=-5213mm; Z=3148mm
- Masa del buje (sin incluir las palas): 4E4 kg
- Sistema de coordenadas: coordenadas de orientación
- Origen de coordenadas: cruce del plano horizontal 200 mm sobre la torre con el eje de la torre
- Amortiguamiento de los modos de resonancia de la pala (todos los modos): 0,477%
- Posición del cojinete anterior: XA= -3197; ZA= 2936mm
- Posición del cojinete posterior: XB= 950; ZB=2500mm
- Diámetro interno del rotor en el generador: 6800 mm
- Masas rotóricas de la transmisión más generador: 5 E4 kg

- Centro de masas rotóricas de la transmisión más generador: $X=-1340$,
 $Z=2710\text{mm}$
- Pérdidas mecánicas de la transmisión (incluido rotor generador): 4%
- Dimensiones de la góndola: cilindro con diámetro 8,5 m, longitud 8m
- Masa global de la góndola (no incluido rotor aerodinámico): 2E5 kg
- Centro de masas de la góndola: $X=-1000$; $Z=+3000\text{mm}$
- Diámetro interior torre: 5700 mm
- Altura sumergida flotante: 45 m
- Altura entrada acoplamiento cables: 55 m
- Altura total torre A: 133 m
- Masa total torre en espera del diseño: 1,9E6 kg

Sistema Eléctrico

- Diámetro entrehierro del generador: 7000 mm
- Entrehierro del generador: 6 mm
- Número de polos: 360
- Longitud axial de los polos y yugos: 1300 mm
- Altura/anchura de los polos (imanes): 18mm/42,5 mm
- Clase de los imanes: N3616
- Altura de yugos rotórico/estatórico : 15mm/13mm
- Altura y anchura de las ranuras estatóricas: 83mm/9,26 mm
- Número de ranuras por paso polar: 3
- Resistencia del estator: calcular $7,7E-2/30$ ohmios
- Impedancia síncrona: calcular $3,5E-2$ ohmios
- Pérdidas en el hierro: calcular $4,4E4$ W
- Rendimiento del generador: calcular 95%
- Tensión nominal: 690V
- Factor de potencia: 0,9
- Máxima corriente del convertidor: 4E3A
- Máxima tensión del convertidor: 800V
- Rendimiento del convertidor: 97%
- Potencia de cargas auxiliares: 1E4 W

Control de Orientación (Yaw)

- Diámetro primitivo de sistema de orientación: 5925 mm
- Módulo sistema de orientación: 24 mm
- Velocidad de orientación: 0,3grados/segundo
- Tiempo de aceleración giro: 6 segundos
- Par nominal de cada accionamiento: 49,0 kNm
- Par de pico de cada accionamiento: 98,1 kNm

- Relación engranajes: 1253,6
- Z piñón: 14
- Potencia nominal motor: 5,5 kW
- Velocidad motor: 940 rpm
- Rendimiento (motor+reductora): 70%

Condiciones marítimas

- Máxima altura significativa de ola (50 años): 5,08 m
- Periodo pico de ola: 11,01 segundos
- Densidad del agua: 1027 kg/m³
- Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m
- Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s