



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

AERODINAMICA DE TURBINAS EOLICAS MARINAS

Autor: Erika Escolar Eguia
Director: Juan Antonio Talavera

Madrid
Julio 2016

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

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

El autor D. Erika Escolar Eguía

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: AERODINÁMICA DE TURBINAS EOLICAS MARINAS, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. 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.

3º. 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*).

4º. 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

podieran 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.

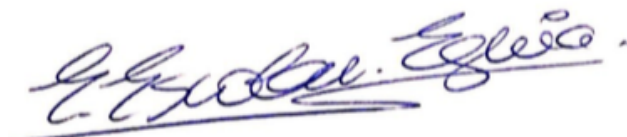
6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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, a18..... deJulio..... de2016....

ACEPTA



Fdo.: Erika Escolar Eguia

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

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

... Aerodinámica de Turbinas Eólicas

... Marinas

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico ... 2015/2016 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.

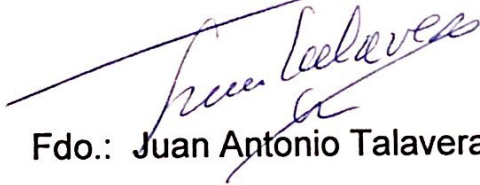


Fdo.: Erika Escolar Eguía

Fecha: 14 / 7 / 2016

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Juan Antonio Talavera

Fecha: 14 / 7 / 2016

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.: José Ignacio Linares

Fecha: / /

AERODINÁMICA DE TURBINA EÓLICA MARINA

Autor: Escolar Eguia, Erika.

Director: Talavera Martín, Juan Antonio.

Entidad colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. INTRODUCCIÓN.

Según las previsiones actuales, se estima un crecimiento global de la demanda energética de alrededor del 1% anual a partir de 2015. Esto implica un crecimiento acumulado de alrededor del 25% para el año 2040 (IEA16). Mientras que en los países desarrollados, los valores de consumo energético se estabilizan; estos se disparan en países en los que se está dando un súper-crecimiento poblacional a la par que económico-industrial, como es el caso de China o India. Pese a la utilización de nuevas tecnologías para la explotación de dichos combustibles, como el *fracking* en la extracción de petróleo, éstos siguen presentando altos niveles de volatilidad que pueden desestabilizar la economía completa de un país, especialmente de los energéticamente dependientes, como es el caso de España, al carecer de recursos propios de este tipo.

Este incremento energético, unido al uso de tecnologías poco eficientes por parte de los países en desarrollo puede llegar a tener un impacto catastrófico. Pese a los diferentes esfuerzos internacionales como la directiva europea conocida como “20 20 20” o el acuerdo de París de la COP 21, se espera un aumento de emisiones de CO₂, el cual supere el simbólico umbral de 400 ppm en 2015 o 2016 (WMO16).

Un incremento en la producción de energía de carácter renovable permitirá obtener un descenso de las emisiones de CO₂ (una de las causas del cambio climático), contribuyendo al desarrollo sostenible. Dentro de los portfolios de producción de energía renovable, destacan los parques eólicos off-shore. Estos contribuirán además al desarrollo de la generación distribuida, permitiendo la llegada de electricidad a zonas complicadas como las islas. A nivel de consumidor se producirá un abaratamiento en el coste de la energía, puesto que el viento es un recurso natural y gratuito.

Otras ventajas se encuentran en la posibilidad de creación y desarrollo de una industria especializada en la producción, gestión y operación de los parques eólicos offshore (fabricación de aspas, barcos para el transporte y mantenimiento...) o incluso la transformación y evolución de sectores tradicionales como el naviero; o la posibilidad de combinar esta tecnología con otras en fase de investigación, como la energía de las olas, que aumentaría su potencial debido a las sinergias existentes (IIOf16).

Las previsiones de crecimiento de eólica offshore en Europa se pueden ver en la Figura 1. Remarcar que para 2020 se espera que los costes de instalación y de inversión anual sean del mismo orden que con las eólicas on-shore (IIOf15) y que en 2030 se espera que solamente la eólica offshore suministre cerca del 20% de las necesidades energéticas europeas.

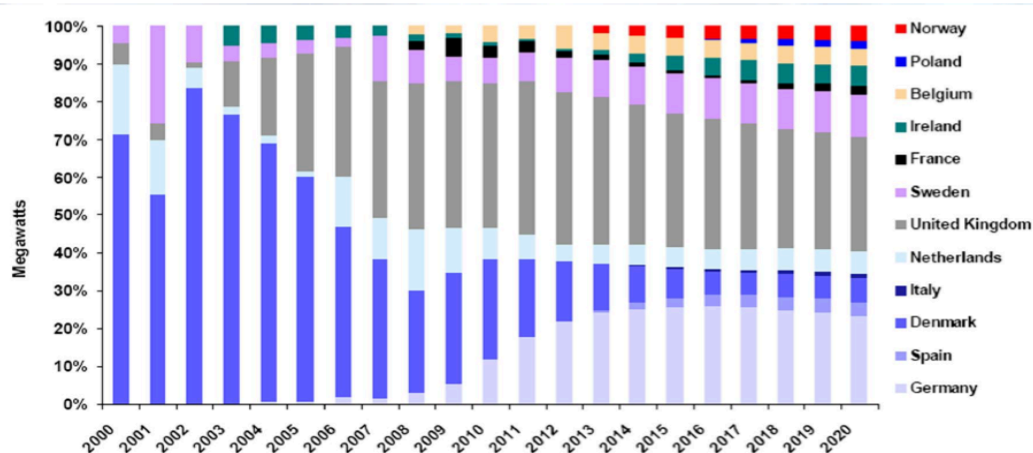


Figura 1: Previsión de porcentajes de los diferentes países hasta 2020. Fuente: Emerging energy reserve (Herr09).

Este proyecto busca la realización de un estudio multidisciplinar acerca de esta tecnología con el fin de conocer las ventajas y oportunidades que pueden presentar y que pueden contribuir a su desarrollo.

En concreto, se busca el desarrollo de un modelo aerodinámico de la turbina eólica marina, profundizando en el análisis de sus diferentes componentes. Un estudio de los diferentes parámetros permitirá la optimización del modelo desarrollado. Una vez diseñado el modelo del aerogenerador, será necesario definir una serie de estados de cargas para analizar el comportamiento del mismo al ser sometido a dichas cargas y así proceder a la evaluación de su comportamiento en vida operativa. Las cargas resultantes sobre el aerogenerador constituirán la base para el diseño posterior de las diferentes partes del mismo. Finalmente, se buscará determinar la rentabilidad de la turbina.

Previo a realizar el modelo del aerogenerador, se ha realizado un estudio bibliográfico con el fin de conocer y evaluar las tecnologías de los aerogeneradores offshore existentes, sus fortalezas y flaquezas, para así realizar un modelo lo mejor posible. A saber:

- Características generales: eje de la turbina (horizontal vs. vertical); posicionamiento respecto al viento (barlovento vs. sotavento).
- Palas: características generales, número, materiales (metálicos como el aluminio y el acero, vs. compuestos como la fibra de vidrio y carbono).
- Transmisión: directa vs. con caja multiplicadora.
- Generador: de velocidad fijo (50 Hz) vs. de velocidad variable.
- Torre: material (acero vs. hormigón armado); anclajes (fijado al lecho marino vs. flotante).
- Sistema de control: control por pérdida aerodinámica vs. control por variación de ángulo de paso.

2. METODOLOGÍA

Las principales características del aerogenerador son: de eje horizontal, con potencia eléctrica nominal de 5 MW y un generador de velocidad variable síncrono de imanes permanentes con transmisión directa. Dimensionalmente, posee un diámetro del rotor de 126 m, siendo la altura del buje sobre el nivel del mar de 92 m, y teniendo una

torre de hormigón armado anclada al suelo marino a 40 m de profundidad. Opera en un rango de vientos de entre 3,5 m/s y 30 m/s, siendo 11,7 m/s su velocidad nominal. El control de potencia se realiza por medio de control de ángulo de paso.

La parte mecánica del aerogenerador se modelará determinando las dimensiones, materiales y momentos de inercia de los diferentes componentes. Así se podrá obtener parámetros característicos del aerogenerador como su coeficiente de potencia máximo ($C_p=0,47$), que serán fundamentales para la valoración del aerogenerador.

A continuación, se entrará en el modelado de la parte eléctrica, generador, pérdidas, conexión del aerogenerador a la red.

Finalmente se realizará el diseño del sistema electrónico de control. Se diseñará el control de potencia, que será en lazo cerrado y de tipo PI. Existirá un control PI para velocidades inferiores a la nominal (donde la variable de control será el par del generador y el ángulo de paso constante e igual a cero), y otro para las velocidades superiores a la nominal (donde la variable de control será el ángulo de paso). Este último precisará de un ajuste más fino por lo que se empleará el método Ziegler Nichols para ello (Nich42). Además, como al modificar el ángulo de paso de la pala, se modifica su comportamiento, se precisará de un control adaptativo para cada estado. Se utilizará para ello Programación de la Ganancia (Rodr14).

Posteriormente se simulará el comportamiento del aerogenerador bajo diferentes escenarios con el fin de determinar las cargas que actúan sobre él. Dichos escenarios los fija GL (GL12a) en función de:

- Las condiciones de operación: producción de potencia, parada, arranque, fallos, transporte y otros (por ejemplo terremotos).
- Condiciones ambientales: configuradas a través de las condiciones de viento y estado de mar.

Todas las simulaciones se han llevado a cabo para velocidad media del viento a la altura del buje de arranque (3,5 m/s), de corte (30 m/s) y nominal (11,7 m/s). Teniendo esto en cuenta se observa el comportamiento del aerogenerador tanto a estado límite último (ULS) como a fatiga (FLS).

En el caso ULS, se determinan las cargas máxima y mínima de entre los diferentes escenarios, en una serie de puntos del aerogenerador. En este proyecto, los puntos en los que se han determinado estas cargas extremas son: la raíz de la pala, el buje, tanto en ejes rotacionales como fijos, en el sistema de orientación de la torre con ejes también rotatorios, en la parte superior y base de la torre con ejes fijos y en los cimientos de la misma.

En el caso FLS, se ha realizado el estudio a fatiga en la raíz de las palas, por tratarse un elemento crítico del aerogenerador, sometido a cargas de fatiga por el simple hecho de estar en funcionamiento. Para ello, se ha comenzado por la creación de un fichero de cargas para un año, siguiendo las pautas de GL para el número de ciclos, y utilizando la distribución anual de vientos de Weibull para calcular la proporción del número de repeticiones debida a una u otra velocidad de viento bajo las que se ha simulado. Una vez generado el fichero de cargas anual, se convierte en un fichero de tensión equivalente de Von-Mises anual. Utilizando el método Rainflow (Gil), se

obtendrán los diferentes rangos para los distintos número de ciclos. A partir de aquí, el diseñador solo tendrá que compararlo con la curva S/N del material a través del Método de Miner-Palgram (IEC05).

Finalmente se analizará la viabilidad económica del proyecto, enfatizando las conclusiones que se pueden obtener de este proyecto.

Para ello, en primer lugar se obtiene la inversión económica inicial a realizar, teniendo en cuenta los costes del propio aerogenerador y los relacionados (transporte, instalación etc.) utilizando el método propuesto por NREL (Fing06). A continuación se ha calculado los ingresos de la venta de energía anuales utilizando la distribución de Weibull de viento, la curva de potencia del aerogenerador y el precio de la energía en 2015, según OMIE. Se han tomado como costes anuales de operación y mantenimiento los propuestos por NREL para turbinas offshore. Tomando como hipótesis de caso base que ambos costes son constantes a lo largo de los 25 años de vida útil del aerogenerador, se ha obtenido una tasa de rentabilidad del proyecto de un 7,2%.

3. CONCLUSIONES

El modelo utilizado es una versión simplificada de la realidad. Esto resulta coherente con el objetivo de utilizarlo para obtener las cargas en los diferentes casos. Sin embargo, existen puntos de posible mejora, entre los que se encuentran:

- Definición más afinada de las palas mediante la introducción de un mayor número de perfiles aerodinámicos de esta.
- Definición y aplicación del freno mecánico sobre el eje.
- Modelización de elementos como flexibles en vez de rígidos (palas, torre, eje de transmisión).
- Definición de la dinámica de los sistemas eléctricos (protecciones, convertidor etc.)
- Definición más precisa de los actuadores del control electrónico.
- Definición del sistema de seguridad del aerogenerador.

Además, también habría que estudiar la conexión de la turbina a un parque eólico, puesto que el modo en el que el viento incidiría sobre los molinos variaría y por lo tanto las cargas sobre este también.

En el área de las simulaciones, posibles mejoras son:

- Simulaciones de mas de 60 s, en todo el rango de vientos y con las tres componentes de turbulencia (utilizar la versión no educacional de BLADED).
- Simulaciones utilizando diferentes semillas en cada una de ellas.
- Simulaciones en situaciones de terremoto.

De los resultados de estado último se observa que los mayores esfuerzos se dan en las situaciones anormales, lo cual resulta coherente, porque hacen referencia a escenarios que la turbina no sufriría habitualmente pero que en caso de ocurrir debería soportar.

Los resultados a fatiga son algo mayores de los esperados, especialmente en cuanto a los rangos de tensión. El motivo principal más probable es la necesidad de un control más fino. Además, el actuador del control se ha modelado como un sistema pasivo de primer orden por lo que difícilmente el control esté actuando de forma óptima.

La energía anual producida por el aerogenerador estudiado, con un factor de carga del 70% es de $6,191E+13$ J, que son un total 3440 horas equivalentes.

La rentabilidad para el caso base definido es de un 7,2%.

REFERENCIAS

II Offshore Conference. (2015). Vigo, Spain.

Fingersh. L, Hand. M, Laxzon. A (2006) “Wind Turbine Design Cost and Scaling Model” NREL Technical Report NREL/TP-500-40566.

Gil. Soto. JJ. “Tema 5: Fatiga Estructural” Universidad de Navarra. Disponible en: http://www.imem.unavarra.es/EMyV/pdfdoc/elemaq/em-transparencias_fatiga.pdf

GL (Germanischer Lloyd). (2012a). “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”. GL Renewables Certification, Hamburg. 01 December 2012.

IEA. (2014). “World Energy Outlook 2014”. Disponible en: <http://www.iea.org/textbase/npsum/weo2014sum.pdf>

IEC International Electromechanical Commission. (2005) “Wind turbine generator systems – Part 1: Design

Herrera Sierra. A (2009). “Energía Eólica Marina”. EDP Renováveis, Noviembre 2009.

Nichols. B, Ziegler. J.G (1942) “Optimum Settings for Automatic Controllers” Rochester, New York. Disponible en: [http://staff.guilan.ac.ir/staff/users/chaibakhsh/fckeditor_repo/file/documents/Optimum%20Settings%20for%20Automatic%20Controllers%20\(Ziegler%20and%20Nichols,%201942\).pdf](http://staff.guilan.ac.ir/staff/users/chaibakhsh/fckeditor_repo/file/documents/Optimum%20Settings%20for%20Automatic%20Controllers%20(Ziegler%20and%20Nichols,%201942).pdf)

Rodríguez Pecharroman. R (2014). “Control Adaptativo” Asignatura de Automatización y Control Avanzado. Universidad ICAI, Madrid. Disponible en: <http://sifo.comillas.edu/course/view.php?id=5439>

WMO (World Meteorological Organization). (2016). Disponible en: https://www.wmo.int/pages/mediacentre/press_releases/pr_1002_es.html

AERODYNAMIC OF OFFSHORE WIND TURBINES.

1. INTRODUCTION.

According to current forecasts, a growth in global demand of around 1% is estimated from year 2015 on. This implies a global growth of 25% by year 2040 (IEA16). On the one hand on developed countries these energetic consumption values stabilize. On the other, in developing countries such as China or India, where there is happening a population super-growth together with the economic and industrial, this growth soars. Despite the use of new technologies for the exploitation of the different combustibles, such as the fracking for oil extraction, these fuels still present high levels of volatility that can destabilize the entire economy of a country, such as the Spanish one.

This energetic increase, together with the use of low efficiency technologies of the developing countries can debouch in catastrophic impact. Notwithstanding the different international efforts such as the European directive known as “20 20 20” or the Paris agreement of the COP 21, an increase of the CO₂ emissions is expected, that will outrun the symbolic threshold of 400 ppm in 2015 or 2016 (WMO 16).

An increase of the renewable energies will allow a decrease in the CO₂ emissions (one of the main causes of the global warming), contributing to a sustainable development. In the portfolio of these renewable energy production sources, the offshore wind farms outstand. This offshore wind farms will contribute in the development of distributed generation, allowing the arrival of electricity to difficult access zones, such as the islands. At consumer level, a decrease in the cost of energy will occur, as the wind is a natural and free resource.

Other strengths of this energy resource are the possibility of the creation and development of an industry specialized in the production, management and operation of the marine wind farms (manufacturing of the blades, boats for transport and maintenance...) or even the transformation and evolution of traditional sectors such as the naval sector; or the chance to combine this technology with others in on going investigation, such as the waves energy, which could increase its potential due to the existing synergies (IIOf16).

The growth provisions for the offshore wind energy in Europe can be found in Figure 1. Emphasise that it is expected for 2020 that installation and annual investment costs level with the onshore wind energy's (IIOf15) and that for 2030 it is expected that offshore wind farms supply nearly 20% of the European energetic needs.

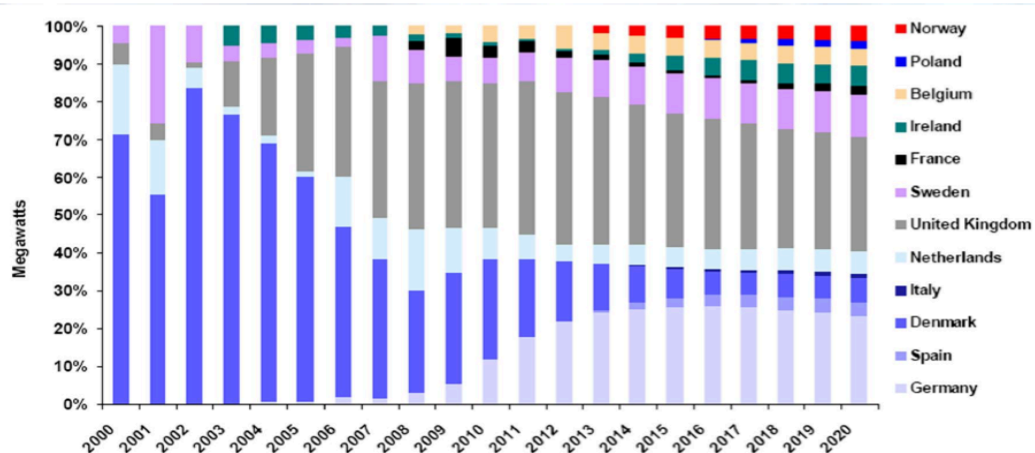


Figure 1: Porcentual forecast for the different countries up to 2020.. Fuente: Emerging energy reserve (Herr09).

This project aims to perform a multidisciplinary study of the offshore wind energy, in order to get to know its advantages and the opportunities it may offer and contribute to its development.

Particularly, we search the development of an aerodynamic model of the turbine deepening in the analysis of the different components. A study of the different parameters will allow the optimization of the development model. Once the model is complete, it will be necessary to define a series of load cases as means to analyse the behaviour of the machine during its operative life. The resultant loads the wind turbine suffers will constitute the base for the posterior design of its different components. Finally, we will seek to determine the profitability of the turbine.

Previous to carrying out the model of the wind turbine, a bibliographic research has been done in order to get to know and evaluate the offshore windmill existing technologies, its strengths and weaknesses, as means to create the best possible model.

- General features: turbine axis (horizontal vs. vertical); positioning regarding the wind (upwind vs. downwind).
- Blades: general characteristics, number, materials (metallic such as Steel and aluminium, vs. composites such as fiberglass and carbon fiber).
- Drive: direct vs. gearbox.
- Generator: fixed speed (50 Hz) vs. variable speed.
- Tower: material (Steel vs. reinforced concrete); anchoring (fixed to the marine soil vs. floating structure).
- Control system: stall control vs. variable pitch angle control.

2. METHODOLOGY.

The main technical characteristics of the wind turbine are: horizontal axis, nominal power of 5MW and a permanent magnet synchronous generator with variable speed and direct drive train. Dimensionally, it has a rotor diameter of 126 m, being the height of the hub above sea level 92 m and with a reinforced concrete tower fixed to the marine soil, at 40 m of depth. It operates in the wind range between 3,5 m/s and 30 m/s, being 11,7 m/s its nominal or rated wind speed. The control system is variable pitch angle control type.

The mechanical part of the wind turbine will be modelled by determining the dimensions, materials and moments of inertia of the different elements. This will permit to obtain different characteristic parameters of the turbine such as its maximum power coefficient ($C_p=0,47$), which will be fundamental when evaluating the wind turbine.

Then the electrical part of the machine will be modelled, generator, losses and the connexion to the electrical network.

Finally, the design of the electronic control system will be done. The power control system will be in closed loop and PI type. There will exist two different PI controllers: one for the area below rated speed (where the control variable will be the generator torque and the pitch angle constant and 0°); and another one for the above rated wind speeds (where the control variable will be the pitch angle). This last will need of a more accurate adjustment, for which the Ziegler-Nichols method will be used (Nich42). What is more, the fact of modifying the pitch angle of the turbine modifies its entire aerodynamic behaviour, so an adaptive control system will be needed too for each state. Gain Scheduling will be the implemented solution (Rodr14).

After the model is finished, the simulations of the turbine's behaviour will be performed under different scenarios in order to determine the loads that it suffers. Those scenarios are set in GL (GL12a) as a function of:

- Operational conditions: power production, stop, start, failures, transport and others (for example earthquakes).
- Environmental conditions: configured through the wind and sea conditions.

All the simulations have been carried out for the average wind speed at hub high for cut-in speed (3,5 m/s), cut-out speed (30 m/s) and rated speed (11,7 m/s). Taking this into account, the behaviour of the turbine is observed both for ultimate limit state (ULS) as for fatigue limit state (FLS).

In the ULS case, the maximum and minimum loads are determined between the different scenarios, in a series of different points of the mill. In this project, the points where this extreme loads have been determined are: blade root, the hub, both in fixed and rotational axis, in the yaw bearing system, in the tower top and bottom and in the foundations of the turbine.

In the FLS case, a fatigue study has been performed in the blade root, as it is a critical element of the turbine, and it stands fatigue loading just by being in operation. To aim this, a file with the annual loads has been created, following GL's guideline to determine the number of cycles for each event and using the annual Weibull wind distribution to determine the proportion of the number of repetitions due to one or another wind speed for which the simulations have been performed. Once the file has been created, it will be converted into the annual Von-Mises equivalent stress in the section of the root of the blade. Using the Rainflow Method (Gil), the stress ranges for the different number of cycles will be obtained. After this, the designer will only have to compare it with the S/N curve of the material through the Miner-Palgram Method (IEC05).

Finally, the economical viability of the project will be analysed, emphasising the conclusions that can be extracted from this project.

On the first place, the initial inversion cost is obtained, taking into account the properly speaking generator costs and also the related ones (transport, installation etc.) using the NREL's proposed method (Fing06). Then the income from the annual sale of energy is calculated by using the annual Weibull's wind distribution, the power curve of the turbine and the energy prices in 2015, according to OMIE. The yearly operation and maintenance costs considered are the ones proposed by NREL for the offshore wind turbines. It has been considered the base case where both costs are expected to remain constant for the 25 years of the operating life of the turbine, an interest rate of return of 7,2% has been obtained for the project.

3. CONCLUSIONS.

The used model is a simplified version of reality. This is coherent with the objective of using it in order to obtain the loads for the different simulation cases. Nevertheless, there are areas where to improve, namely:

- More precise definition of the blades through the introduction of a higher number of dynamic aerofoils.
- Definition and application of the mechanic brake on the shaft.
- Modelization of the elements as flexible, rather than as rigid (blades, tower, drive train).
- Definition of the dynamics of the electrical systems (protections, converter etc.)
- More accurate definition of the electronic control actuators.
- Definition of the safety system of the windmill.

What is more, the connexion of the wind turbine to a wind farm shall be studied, as the way the wind impinges on the mills will vary and consequently the loads over it too.

In the simulations area, possible improvements are:

- Simulations for longer than 60 s, and for all the wind range with the three turbulence components (non-educational version of BLADED).
- Simulations using different seeds on each one of them.
- Simulations on earthquake cases.

Regarding the ULS results, it can be observed that the greatest efforts occur during abnormal situations, which is coherent, as they make reference to scenarios that the turbine would not usually suffer, but that it case of happening should bare.

Regarding the FLS results, they are higher than expected, specially regarding stress ranges. The most probable cause is the need of a more accurate control system. What is more the actuator of this system has been modelled as a first order passive model for which it is difficult that it will be functioning in an optimal way.

The annual produced energy by the generator, with a charge factor of 70 % is 6,191E+13 J, which translate into a total 3440 equivalent hours.

The profitability (IRR) for the define case is 7,2%.

REFERENCES

- II Offshore Conference. (2015). Vigo, Spain.
- Fingersh. L, Hand. M, Laxzon. A (2006) “Wind Turbine Design Cost and Scaling Model” NREL Technical Report NREL/TP-500-40566.
- Gil. Soto. JJ. “Tema 5: Fatiga Estructural” Universidad de Navarra. Disponible en: http://www.imem.unavarra.es/EMyV/pdfdoc/elemaq/em-transparencias_fatiga.pdf
- GL (Germanischer Lloyd). (2012a). “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”. GL Renewables Certification, Hamburg. 01 December 2012.
- IEA. (2014). “World Energy Outlook 2014”. Disponible en: <http://www.iea.org/textbase/npsum/weo2014sum.pdf>
- IEC International Electromechanical Commission. (2005) “Wind turbine generator systems – Part 1: Design
- Herrera Sierra. A (2009). “Energía Eólica Marina”. EDP Renováveis, Noviembre 2009.
- Nichols. B, Ziegler. J.G (1942) “Optimum Settings for Automatic Controllers” Rochester, New York. Disponible en: [http://staff.guilan.ac.ir/staff/users/chaibakhsh/fckeditor_repo/file/documents/Optimum%20Settings%20for%20Automatic%20Controllers%20\(Ziegler%20and%20Nichols,%201942\).pdf](http://staff.guilan.ac.ir/staff/users/chaibakhsh/fckeditor_repo/file/documents/Optimum%20Settings%20for%20Automatic%20Controllers%20(Ziegler%20and%20Nichols,%201942).pdf)
- Rodriguez Pecharroman. R (2014). “Control Adaptativo” Asignatura de Automatización y Control Avanzado. Universidad ICAI, Madrid. Disponible en: <http://sifo.comillas.edu/course/view.php?id=5439>
- WMO (World Meteorological Organization). (2016). Disponible en: https://www.wmo.int/pages/mediacentre/press_releases/pr_1002_es.html



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

AERODINAMICA DE TURBINAS EOLICAS MARINAS

Autor: Erika Escolar Eguia
Director: Juan Antonio Talavera

Madrid
Julio 2016



AGRADECIMIENTOS

En primero lugar, agradecer a Juan Antonio Talavera por su tiempo y dedicación en transmitirnos sus conocimientos de tan apasionante campo, de manera entretenida y dinámica; permitiéndonos enriquecernos no sólo de nuestro trabajo, sino de los conocimientos de los demás.

También quiero agradecer de manera especial a mi buen amigo Rafael Espejo, que me ha dado su apoyo y ayuda a lo largo de todo este año. Ha sido un placer para mí compartir mi tiempo en ICAI con él.

Finalmente, quiero agradecer a mis padres, Miguel y Rosario, por su esfuerzo y dedicación para poder realizar mis estudios. Han sido un gran apoyo para mí y por ello quería dedicarles este trabajo.



Índice de la memoria

PARTE I	MEMORIA	1
1	INTRODUCCIÓN	3
1.1	OBJETIVOS	9
2	ESTADO DEL ARTE	11
2.1	CARACTERÍSTICAS GENERALES.	11
2.2	PALAS.	13
2.3	TRANSMISIÓN DE POTENCIA.	15
2.4	GENERADOR.	16
2.5	TORRE.	17
2.6	CONTROL.	18
3	MODELO DEL AEROGENERADOR	21
3.1	CONSIDERACIONES PREVIAS	21
3.2	ELEMENTOS MECÁNICOS.	23
3.3	DISEÑO DEL TREN DE TRANSMISIÓN	35
3.4	DISEÑO DEL CONTROL	38
4	DETERMINACIÓN DE CARGAS.	60
4.1	CONSIDERACIONES PREVIAS.	60
4.2	ESTADO ÚLTIMO DE CARGA.	62
4.3	ANÁLISIS DE FATIGA.	98
5	VIABILIDAD ECONÓMICA	105
5.1	DETERMINACIÓN DE LA INVERSIÓN INICIAL.	105
5.2	DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS FUTUROS.	111
5.3	RENTABILIDAD DEL PROYECTO.	112
6	CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS.	113
	BIBLIOGRAFÍA	115
PARTE II	ANEXOS	119
	ANEXO I: ESPECIFICACIONES.	121
	ANEXO II: CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS MATERIALES EMPLEADOS.	123



6.1	HORMIGÓN ARMADO.	123
6.2	ACERO S275.	123
ANEXO III: PRINCIPIOS AERODINÁMICOS EMPLEADOS.		124
ANEXO IV: CONDICIONES AMBIENTALES.		132
1.	VIENTO.	132
2.	MAR.	144
3.	OTROS: HIELO, TERREMOTOS Y VARIACIONES DE TEMPERATURA.	147



Índice de figuras

Figura 1-1: Oferta energética según distintas fuentes en 2015 a nivel mundial. Fuente: (Esc15). .4	
Figura 1-2: Izq. Requerimientos y disponibilidad energética. Dcha. porcentajes de uso de los diferentes tipos de energía renovable. (Fuente: Glob09).....6	
Figura 1-3: Previsión de porcentajes de los diferentes países hasta 2020. Fuente: Emerging energy research, (Herr09).9	
Figura 2-1: Derecha: Aerogenerador tipo Savonius. Izquierda: aerogenerador tipo Darrenius. ...12	
Figura 2-2: Inclinación del eje principal en un aerogenerador. Fuente: Gonz07.13	
Figura 2-3: Perfil aerodinámico.....13	
Figura 2-4: Aerogenerador E-44, de ENERCON. Fuente: Gonz07.15	
Figura 2-5: Esquema de un aerogenerador de velocidad variable. Fuente: Math16.16	
Figura 2-6: Estructuras de soporte para molinos de viento eólicos. (Fuente: Musk12).18	
Figura 2-7: Curvas de potencia en estado estacionario para los diferentes tipos de control considerados.19	
Figura 3-1: Sistema de Coordenadas de Orientación. Fuente: GL12a.22	
Figura 3-2: Perfiles aerodinámicos a diferentes alturas de la longitud axial de la pala. Fuente: BLADED.24	
Figura 3-3: Representación gráfica de los diferentes parámetros que definen la geometría del rotor. Fuente: BLADED.25	
Figura 3-4: Variación del coeficiente de arrastre sobre un cilindro con el flujo incidiendo de forma transversal. Fuente: Weis07.26	
Figura 3-5: Representación gráfica del buje. Fuente: BLADED.....27	
Figura 3-6: Paraboloide hiperbólico.28	
Figura 3-7: Posicionamiento de los ejes de referencia en el aerogenerador. Fuente: elaboración propia.32	



Figura 3-8: Posicionamiento del freno (rojo) en el eje del aerogenerador. Fuente: BLADED.	35
Figura 3-9: Generador del aerogenerador. Fuente: BLADED.	36
Figura 3-10: Diagrama de bloques del lazo de control paso en una turbina de velocidad variable. Fuente GL2012b.	39
Figura 3-11: Curva T-S ratio - coeficiente de potencia del aerogenerador. Fuente: elaboración propia.	40
<i>Figura 3-12: Curva velocidad-par del generador. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>43</i>
Figura 3-13: Recta de regresión polinómica de grado 2, sobre zona de operación 1. Fuente: elaboración propia.	43
Figura 3-14: Generación de potencia eléctrica para las diferentes velocidades de viento. Fuente: elaboración propia.	44
Figura 3-15: Lazo de control para el diseño del control. Fuente: elaboración propia.	44
Figura 3-16: Diagrama de bloques del funcionamiento del control del lazo cerrado de aerogenerador de velocidad variable con control por de paso. Fuente: GL2012b.	45
Figura 3-17: Curva de variación de la derivada del par con respecto del ángulo de paso (azul), y curva polinómica de regresión lineal (negro). Fuente: elaboración propia.	50
Figura 3-18: Respuesta del sistema ante una ráfaga con N=50, con el control preliminar. Fuente: elaboración propia.	52
Figura 3-19: Respuesta con ganancia proporcional crítica. Fuente: elaboración propia.	52
Figura 3-20: Respuesta del sistema a una ráfaga de N=50 años, tras aplicar Ziegler-Nichols. Fuente: elaboración propia.	53
Figura 3-21: Control de orientación de un aerogenerador. Fuente: Nordex.	56
Figura 4-1: Sección de la raíz de la pala. Fuente: elaboración propia.	98
Figura 4-2: Cargas que actúan sobre la raíz de la pala. Fuente: elaboración propia.	99
Figura 4-3: Izquierda: Conjunto de tensiones equivalentes de Von-Mises para un año. Derecha: ampliación de un tramo de la tensión anual. Fuente: elaboración propia.	101
Figura 4-4: Resultado de conteo Rainflow. Fuente: elaboración propia.	101
Figura 5-1: Evolución de la generación eólica promedio diaria y precio medio diario en (€/MWh y MWh). Fuente: Asociación Española de Energía Eólica.	110



Figura A3-0-1: Fuerzas aerodinámicas ejercidas por un fluido sobre un perfil aerodinámico de un cuerpo inmerso en este. (Fuente:).....	121
Figura A3-0-2: Flujo atravesando un perfil aerodinámico con pequeño ángulo de incidencia α . (Fuente: Burt et al 01).....	122
Figura A3-0-3: Tubo de masa de aire afectada al atravesar la turbina. (Fuente: Burt et al. 01). ..	123
Figura A3-0-4: Extracción de energía realizado por el disco actuador dentro del tubo de corriente. (Fuente: Burt et al. 01). ..	124
Figura A3-0-5: Trayectoria del aire que atraviesa el disco y crecimiento de la velocidad tangencial a lo largo del perfil. (Fuente: Burt et al. 01).....	126
Figura A3-0-6: Desglose de las componentes de la velocidad en un perfil aerodinámico de una pala de aerogenerador. (Fuente: Burt et al. 01). ..	127
Figura A3-0-7: Modificación de la fuerza aerodinámica de arrastre debido a la ruptura de la capa límite. (Fuente: Burt et al. 01). ..	128
Figura A4-0-1: Representación gráfica de la distribución estadística de viento a lo largo de un año. Fuente: elaboración propia.....	131
Figura A4-0-2: Esquema de campo turbulento generado. Fuente: BLADED.....	132
Figura A4-0-3: Simulación del modelo NWP. Fuente: elaboración propia.	133
Figura A4-0-4: Simulación del modelo NTM. Fuente: elaboración propia.	134
Figura A4-0-5: Simulación del modelo ETM. Fuente: elaboración propia.....	135
Figura A4-0-6: Simulación del modelo EOG ₁ . Fuente: elaboración propia.....	136
Figura A4-0-7: Simulación del modelo EOG ₅₀ . Fuente: elaboración propia.	137
Figura A4-0-8: Simulación del modelo ECD. Fuente: elaboración propia.	138
Figura A4-0-9: Simulación del modelo EWS. Fuente: elaboración propia.....	139
Figura A4-0-10: Simulación del modelo turbulento EWM. Fuente: elaboración propia.....	140
Figura A4-0-11: Simulación del modelo estacionario EWM. Fuente: elaboración propia.	141
Figura A4-0-12: Ejemplo de generación de oleaje. Fuente: Fuente: elaboración propia.	143



Índice de tablas

Tabla 1-1: Comparativa de las diferentes fuentes de energía renovables (Eoli16)(Carp16).....	5
Tabla 1-2: Comparativa ventajas eólica onshore vs offshore (Eoli16, IIOF 16 Carp12).....	7
Tabla 1-3: Escenarios eólica marina en Europa (Fuente EWEA15)	8
Tabla 2-1: Comparativa de los diferentes materiales para la construcción de la torre.....	17
Tabla 3-1: Valores de los parámetros geométricos que definen el rotor.....	24
Tabla 3-2: Características geométricas del buje.....	26
Tabla 3-3: Características másicas del buje.....	27
Tabla 3-4: Características másicas del generador.....	28
Tabla 3-5: Parámetros geométricos de definición de la góndola del aerogenerador.....	30
Tabla 3-6: Masa global de la góndola.	30
Tabla 3-7: Posicionamiento del COM de la góndola, respecto a sistema de ejes de orientación de GL.....	31
Tabla 3-8: Momentos de inercia de la góndola.	31
Tabla 3-9: Propiedades geométricas de la torre del aerogenerador.....	33
Tabla 3-10: Propiedades mecánicas de la torre del aerogenerador.	33
Tabla 3-12: Parámetros de diseño del motor eléctrico del aerogenerador.	36
Tabla 3-13: Pérdidas nominales y de arranque para el generador, según especificaciones.	36
Tabla 3-14: Pérdidas eléctricas para diferentes estados del rotor.....	37
Tabla 3-15: Parámetros que modelan la conexión a red del aerogenerador.....	38
Tabla 3-16: Derivadas parciales.	46
Tabla 3-17: Parámetros del control de potencia.....	51



Tabla 4-1: Coeficientes de seguridad parciales para las diferentes situaciones en ULS. Fuente: GL12a.....	59
Tabla 4-2: Resumen de los DLC para aerogeneradores marinos. Fuente: GL12a.....	60
Tabla 4-3: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.1.	61
Tabla 4-4: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.1.	62
Tabla 4-5: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.1.	62
Tabla 4-6: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.2.	63
Tabla 4-7: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.2.	63
Tabla 4-8: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.2.	64
Tabla 4-9: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.3.	65
Tabla 4-10: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.3.	65
Tabla 4-11: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.4.	66
Tabla 4-12: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.4.	66
Tabla 4-13: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.4.	67
Tabla 4-14: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.5.	68
Tabla 4-15: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.5.	68
Tabla 4-16: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.5.	68



Tabla 4-17: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.6.	69
Tabla 4-18: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.6.	70
Tabla 4-19: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.6.	70
Tabla 4-20: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.7.	71
Tabla 4-21: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.7.	71
Tabla 4-22: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.7.	72
Tabla 4-23: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.10.	73
Tabla 4-24: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.10.	73
Tabla 4-25: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.10.	73
Tabla 4-26: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 2.1 con fallo tipo i.	74
Tabla 4-27: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 2.1 con fallo tipo i.	75
Tabla 4-28: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 2.1, con fallo tipo i.	75
Tabla 4-29: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 2.1 con fallo tipo ii.	76
Tabla 4-30: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 2.1 con fallo tipo ii.	76
Tabla 4-31: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 2.1, con fallo tipo ii.	77
Tabla 4-32: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 2.2.	77



Tabla 4-33: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 2.2.	78
Tabla 4-34: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 2.2.	78
Tabla 4-35: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 3.2.	79
Tabla 4-36: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 3.2.	79
Tabla 4-37: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 3.2.	80
Tabla 4-38: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 4.1.	81
Tabla 4-39: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 4.1.	81
Tabla 4-40: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 4.1.	81
Tabla 4-41: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 5.1.	82
Tabla 4-42: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 5.1.	83
Tabla 4-43: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 5.1.	83
Tabla 4-44: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 50 m/s, según DCL 6.1.	84
Tabla 4-45: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 50 m/s, según DCL 6.2.	85
Tabla 4-46: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 50 m/s, según DCL 6.3.	85
Tabla 4-47: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 6.4.	86
Tabla 4-48: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 6.4.	87



Tabla 4-49: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 40 m/s, según DCL 6.4.	87
Tabla 4-50: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 7.1.	88
Tabla 4-51: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 7.2.	89
Tabla 4-52: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 7.2.	89
Tabla 4-53: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 40 m/s, según DCL 7.2.	90
Tabla 4-54: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 8.2.	90
Tabla 4-55: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 8.4.	91
Tabla 4-56: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 8.4.	92
Tabla 4-57: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 40 m/s, según DCL 8.4.	92
Tabla 4-58: Presentación de cargas máxima y mínima, para raíz de palas.	93
Tabla 4-59: Presentación de cargas máxima y mínima, para hub rotativo.	93
Tabla 4-60: Presentación de cargas máxima y mínima, para hub estacionario.	94
Tabla 4-61: Presentación de cargas máxima y mínima, para yaw.	94
Tabla 4-62: Presentación de cargas máxima y mínima, para torre top.	95
Tabla 4-63: Presentación de cargas máxima y mínima, para base de la torre.	95
Tabla 4-64: Presentación de cargas máxima y mínima, para cimientos.	96
Tabla 4-65: Condiciones de fatiga para los DLC a estudiar.	97
Tabla 5-1: Resumen de los costes incurridos.	108
Tabla 5-2: Determinación de los ingresos futuros.	110



Tabla A4-0-1: Parámetros básicos para la definición de aerogeneradores de forma genérica, según GL.....	129
Tabla A4-0-2: Velocidades medias de viento a la altura del buje bajo las que se realizarán las simulaciones.	133
Tabla A4-0-3: Parámetros de definición del perfil de viento NTM.	133
Tabla A4-0-4: Parámetros de definición del perfil ETM.	134
Tabla A4-0-5: Parámetros para el modelo de viento ETM.	135
Tabla A4-0-6: Parámetros para el modelo de viento EOG, para un tiempo de recurrencia de 1 año.	136
Tabla A4-0-7: Parámetros para el modelo de viento EOG, para un tiempo de recurrencia de 50 años.	136
Tabla A4-0-8: Parámetros para el modelo de viento ECD.	138
Tabla A4-0-9: Parámetros para el modelo de viento EWS, para transitorio vertical.	139
Tabla A4-0-10: Parámetros para el modelo de viento EWS, para transitorio horizontal.	139
Tabla A4-0-11: Parámetros para el modelo de viento EWM turbulento.	140
Tabla A4-0-12: Parámetros para definir el oleaje, siguiendo el modelo P-M.	142
Tabla A4-0-13: Valores de altura de ola significativa y de diseño de ola, para N=1 y N=50.	143



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

Introducción

Parte I MEMORIA



1 INTRODUCCIÓN

Desde el siglo VII d.C. el ser humano ha aprovechado la energía cinética del viento mediante su conversión en otras formas de energía a través de los molinos de viento. Los primeros molinos aparecieron en Afganistán estando destinados a moler trigo o extraer agua.

En la actualidad, esos rústicos primeros molinos de viento han evolucionado hasta convertirse en uno de los inventos del hombre más sofisticados y avanzados desde el punto de vista de la ingeniería. Conocidos como aerogeneradores, estos dispositivos permiten transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Constituyendo una de las primeras fuentes de producción de energía eléctrica a nivel mundial, que se caracteriza por ser una fuente de bajo coste y no contaminante.

Dentro de los parques de generación eólica podemos establecer una primera gran clasificación:

Instalaciones continentales (on-shore)

Instalaciones marítimas (off-shore)

Las instalaciones on-shore disponen de un estudio más detallado que las instalaciones off-shore. La investigación y el desarrollo de la energía eólica offshore puede ser fuente de numerosas ventajas.

Un incremento en la producción de energía de carácter renovable permitirá obtener un descenso de las emisiones de CO₂ (una de las causas del cambio climático), contribuyendo al desarrollo sostenible. Además, los parques eólicos offshore contribuirán al desarrollo de la generación distribuida, permitiendo la llegada de electricidad a zonas complicadas como las islas. A nivel de consumidor se producirá un abaratamiento en el coste de la energía, puesto que el viento es un recurso natural y gratuito.

Otras ventajas se encuentran en la posibilidad de creación y desarrollo de una industria especializada en la producción, gestión y operación de los parques eólicos offshore (fabricación de aspas, barcos para el transporte y mantenimiento...) o incluso la transformación y evolución de sectores tradicionales como el naviero; o la posibilidad de combinar esta tecnología con otras en fase de investigación, como la energía de las olas, que aumentaría su potencial debido a las sinergias existentes (IIOf16).

Se señala además, que gracias al desarrollo de las *Smart Grids*, el vehículo eléctrico y las baterías que se está llevando a cabo actualmente, se incrementará la penetración eólica, puesto que se observa que las mayores horas de producción eólica son de noche, cuando el consumo eléctrico es menos, y estas tecnologías permiten la estabilización de la curva de demanda.



Según previsiones actuales, se estima un crecimiento de la demanda energética de alrededor del 1% anual a partir de 2015. Esto implica un crecimiento global de alrededor del 35% para el año 2040 (IEA16). Mientras que en los países desarrollados, los valores de consumo energético se estabilizan; estos se disparan en países en los que se está dando un súper-crecimiento poblacional a la par que económico-industrial, como es el caso de China o India.

Para cubrir este aumento de la demanda, la capacidad de generación según las diferentes fuentes en 2015 se presenta en la Figura 1-1. Se puede observar como el mayor crecimiento global ha sido el de los combustibles fósiles.

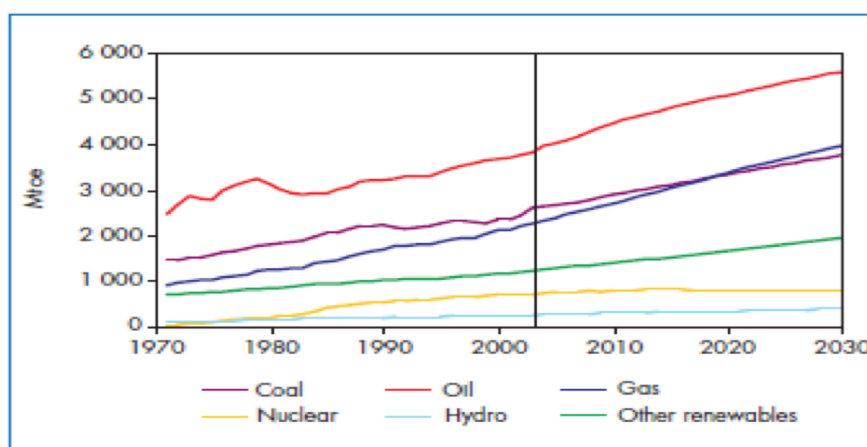


Figura 1-1: Oferta energética según distintas fuentes en 2015 a nivel mundial. Fuente: (Esc15).

Pese a la utilización de nuevas tecnologías para la explotación de dichos combustibles, como el fracking en la extracción de petróleo (Esc15), éstos siguen presentando altos niveles de volatilidad que pueden desestabilizar la economía completa de un país, especialmente de los energéticamente dependientes, como es el caso de España, al carecer de recursos propios de este tipo.

Al deberse el crecimiento en el consumo de energías no renovables mayormente a los países en desarrollo, carentes de las últimas tecnologías existentes en el mercado o sin medios para su desarrollo y uso, se realiza una conversión ineficiente de la energía con repercusiones graves como un aumento de emisiones de CO₂, el cual se espera que supere el simbólico umbral de 400 ppm en 2015 o 2016 (WMO16).

Un ejemplo alarmante es el de China, se prevé que para 2030 consumirá un 55% más de carbón (la fuente que más CO₂ emite). China se convertirá en el primer consumidor mundial de esta fuente (IEA14).

Por todo esto y pese a tecnologías en desarrollo como las de captura y almacenamiento de CO₂ (Mora15), parece un tema ya no solo económico o de soberanía, sino una responsabilidad social para con las generaciones futuras, especialmente por parte de los países desarrollados, invertir en I+D de energías alternativas, limpias y sostenibles, buscando su integración en la red eléctrica.



Como es sabido, existen un gran número de tecnologías renovables de generación disponibles, como la solar o la biomasa. A continuación se exponen algunos de los motivos que hacen pensar en la supremacía de la tecnología eólica, en concreto de la offshore, sobre las demás.

Tabla 1-1: Comparativa de las diferentes fuentes de energía renovables (Eoli16)(Carp16).

	VENTAJAS	INCONVENIENTES	IMP. AMBIENTAL
EÓLICA	-La menos costosa de producir.	-Intermitencia.	-Impacto visual.
	-La de menor diversidad geográfica.	-Coste molinos.	-Afecta fauna.
	-Cubre necesidad mundiales.		
	-Posibilidad de hibridación.		
SOLAR	-Elevada calidad energética.	-Dispersión y aleatoriedad.	-Impacto visual.
	-Cubre necesidad mundiales.	-Almacenaje y transformación.	- Gran ocupación de suelo.
GEOTÉRMICA	-Única renovable constante.	-De aplicación local.	-Actividad sísmica
	-Posible uso directo del calor (ej. industria)	-Accesible solo si corteza terrestre fina.	-Afecta acuíferos.
		-No cubre necesidades mundiales.	-Emisión gases.
HIDRÁULICA	-Tecnología en uso y desarrollada.	-Depende del hidrológico.	-Erosión suelo.

-Suministro punta.	demanda	-Grandes inversiones.	-Afecta caudales.
		-Necesidad de transporte	-Altera microclima
		-No cubre necesidades mundiales.	

La Figura 2 y la Tabla 1 permite contextualizar la energía eólica dentro de las fuentes de producción de energía renovable, justificando su elección como la energía alternativa del futuro.

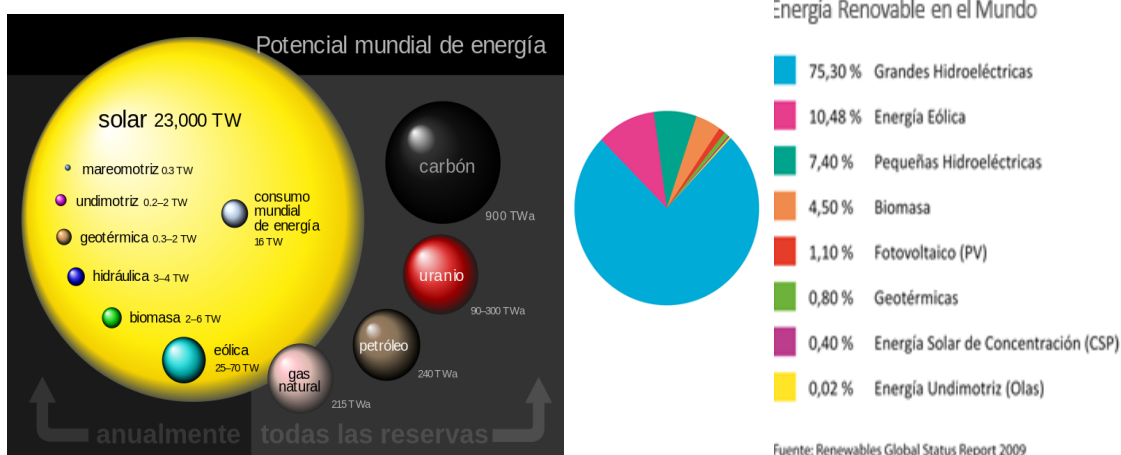


Figura 1-2: Izq. Requerimientos y disponibilidad energética. Dcha. porcentajes de uso de los diferentes tipos de energía renovable. (Fuente: Glob09).

Pese a su extendido uso y aparente importancia la energía de biomasa no ha sido incluida puesto que su quema contamina y además mina recursos. No se presenta como una solución a largo plazo.

Una vez que se ha demostrado por que la energía eólica es la que más ventajas presenta, se analiza ahora se demuestra por que la offshore parece la mejor opción. En la Tabla 1-2 se muestra una comparativa con las ventajas de cada una de las alternativas con el fin de justificar la elección.



Tabla 1-2: Comparativa ventajas eólica onshore vs offshore (Eoli16, IIOF 16 Carp12).

Onshore	Offshore
Menor coste	Viento +laminar, +velocidad (orden 1m/s), +constante
-De aerogeneradores (10-15%)	Turbinas de mayor tamaño
-De instalación (30-50%)	
-De la energía (20-30% tendencia decreciente)	↓
	+ Potencia (orden 20%)
Mantenimiento más sencillo y barato	Vida de turbinas mayor (15-25 años más)
	Menor impacto visual
	Mejora de la biodiversidad marina (ej Suecia)
	Hibridación de tecnologías por sinergias
	Posible aplicación en desaladoras marinas

De este modo, se puede afirmar que la eólica offshore es la que más ventajas presenta a largo plazo y mayor capacidad de mejora en todos los ámbitos (desarrollo tecnológico, rentabilidad económica) tiene, especialmente en el largo plazo. Se presentan a continuación datos sobre potencia instaladas, proyectos que se están llevando a cabo, normativa etc. con objetivo de mostrar el estado del arte de esta energía en concreto.

En 2015 se ha producido un incremento del 64% en la potencia eólica offshore instalada en Europa, desde los 2.343 MW a los 10.394 MW. El objetivo es llegar a los 12.000 MW para 2030 (Euro07). Esta potencia se distribuye actualmente en 11 países, entre los que destacan Dinamarca y Reino Unido, con un total de 83 parques.

Se espera que esta tendencia de crecimiento exponencial continúe en Europa, puesto que el desarrollo eólico marino será primordial para el cumplimiento del objetivo de obtener un 20% del mix energético de energías renovables para 2020 (Roca16)(DIRECTIVA202020). Además, a partir de este año se espera que los costes de instalación y de inversión anual sean del mismo orden que con las eólicas on-shore (IIOF15). La Tabla 1-3 muestra las previsiones de eólica



offshore en Europa. Remarcar que para 2030 se espera que solamente la eólica offshore suministre cerca del 20% de las necesidades energéticas europeas.

Tabla 1-3: Escenarios eólica marina en Europa (Fuente EWEA15)

Escenarios Eólica Marina en Europa	2020	2030
Capacidad total instalada	40.000 MW	150.000 MW
Potencia instalada actualmente	6.900 MW	13.690 MW
Producción anual de electricidad	148 TWh	563 TWh
Cobertura de la demanda eléctrica de EU	3,6% y 4,3%	12,8% y 16,7%
CO2 evitado anualmente	85 Ton	292 Ton
Inversión anual en aerogeneradores	8,8 billones de €	16 billones de €

A título nacional, en España, en Julio de 2007 se publica el RD 1028/2007 que define las condiciones, criterios y procedimientos para la instalación de plantas eólicas marinas. (BOE07)

Pese a que esta tecnología aun no esta actualmente funcionando en España, existe un proyecto de investigación llevado a cabo por GAMESA en Gran Canaria donde se instalará un parque eólico experimental llamado Mar de Canarias con dos aerogeneradores de 5 MW cada uno. Cada generador contará con sistemas de palas diferentes, con el objetivo de comparar los diferentes diseños desde el punto de vista de eficiencia y estabilidad (REVE15a).

Reino Unido es el país con mayor de potencia eólica offshore instalada. Cuenta además con el mayor parque eólico en el mundo llamado London Array. Este parque cuenta con 400 aerogeneradores, suministrando energía para dos millones de familias (IIOF15).

Dinamarca, es el principal propulsor de esta tipo de energía renovable, sigue apostando por este tipo de plantas con futuros proyectos de parques como: Nearshore 3 que pasará de 350 a 1350 MW para 2020, o el Kriegers Flak con 600 MW para esta misma fecha (IIOF15). (A través de subastas donde en Dinamarca? En España? La eólica tiene preferencia en el caso de España (básicamente tiene precio cero) . Los parques grandes hacen previsión y comunican cuando van a producir, sin embargo creo que hay un mínimo de potencia por debajo del cual no hace falta que envíen esta predicción y todos los parques estaban ahí, xq aunque hubiera mas molinos juntos, ponían diferentes empresas que los gestionara y tenían otro tipo de beneficios.)

La Figura 1-3 muestra la previsión de la porción de offshore generada por los diferentes países europeos hasta 2020.

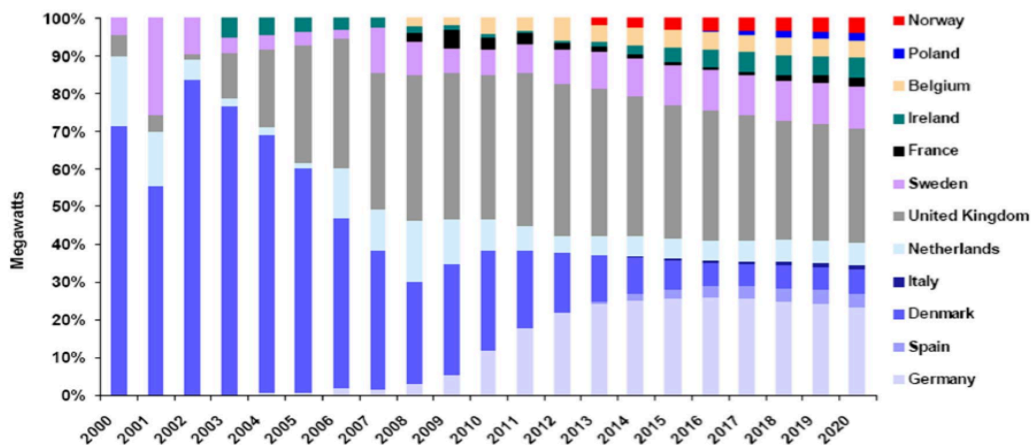


Figura 1-3: Previsión de porcentajes de los diferentes países hasta 2020. Fuente: Emerging energy research, (Herr09).

Pese a que la mayor potencia mundial está y continuará instalada en el norte de Europa, en Estados Unidos (EEUU), el congreso de los Estados Unidos ha creado una nueva ley de energías renovables en la cual se decreta un descenso del 32% en las emisiones de CO₂ y un incremento del 30% en renovables, lo cual se traduce en 22 GW de energía. Esta nueva ley impulsora de las renovables podría comprometer el futuro del fracking (Roca14).

Un estudio realizado por el profesor Jacobson de la universidad de Stanford afirma que el total paso a las energías renovables para 2050 es posible y que un 10% de dicha energía sería eólica offshore (Jaco10). Además, la Federación Nacional de Vida Salvaje estadounidense ha establecido que la costa Atlántica estadounidense tiene capacidad para generar 16 GW de eólica offshore anual.

Asia (en concreto ASEAM asociación de países que incluye a India, Vietnam etc.) también será un mercado a explotar en el futuro, aunque una vez que la tecnología haya sido desarrollada y este generando beneficios en el resto de lugares. Por ejemplo, “Se estima que China tenga un 94 por ciento de su capacidad instalada de energía eólica fuera del periodo de garantía sin problemas de calidad para el año 2020, gracias a la constante mejora de las tecnologías y la calidad de las turbinas eólicas, según un pronóstico emitido por la consultoría danesa MAKE.”(REVE15b)

1.1 OBJETIVOS

Destacada la importancia de las plantas de producción eléctrica en el paradigma del mercado eléctrico actual. Con este proyecto se persigue profundizar en el estudio de las turbinas eólicas marinas, desde su funcionamiento y comportamiento en diferentes escenarios hasta la búsqueda de soluciones innovadoras para superar los inconvenientes que puede presentar, en concreto el tema del mantenimiento.



Dirigido, por el Ingeniero Juan Antonio Talavera, el proyecto se engloba en un estudio global de los aerogeneradores utilizados en la generación eólica off-shore. Se busca la realización de un estudio multidisciplinar acerca de esta tecnología con el fin de conocer las ventajas y oportunidades que pueden presentar y que pueden contribuir a su desarrollo. Por ello, se han realizado un conjunto de proyectos en paralelo, en los que se ha estudiado el aerogenerador desde un punto de vista global, como en el presente proyecto, a proyectos más específicos del tipo diseño de un componente determinado. A saber:

- “Comportamiento de un aerogenerador en el mar” Xosé María Núñez.
- “Transmisión rotor-estator en una turbina eólica marina” Pablo Azpeitia.
- “Sistema de orientación de un aerogenerador marino” Pedro Pérez de Ayala.
- “Zona emergente de estructura soporte de aerogenerador marino flotante” Laura Estévez.

En concreto, este trabajo busca el desarrollo un modelo aerodinámico de la turbina eólica marina, profundizando en el análisis de sus diferentes componentes. Un estudio de los diferentes parámetros permitirá la optimización del modelo desarrollado.

Una vez diseñado el modelo del aerogenerador, será necesario definir una serie de estados de cargas para analizar el comportamiento del mismo al ser sometido a dichas cargas.

En el diseño de la turbina, será necesario estudiar el tipo de material a usar en las zonas críticas de carga, como por ejemplo el uso de materiales compuestos.

Para alcanzar los objetivos descritos, se realizará una revisión de la literatura existente (Capítulo 2). En el capítulo tres se presenta el modelo aerodinámico del aerogenerador, que se realizará con el software BLADED. Posteriormente, en el capítulo cuatro se simulará el comportamiento del aerogenerador bajo diferentes tipos de cargas. Finalmente se analizará la viabilidad económica del proyecto, enfatizando las conclusiones que se pueden obtener de este proyecto.



2 ESTADO DEL ARTE

2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.

2.1.1 EJE DE LA TURBINA.

I. Eje horizontal

Son los aerogeneradores más comunes y los que más madura tienen su tecnología. Están formados por una serie de palas que se colocan de forma perpendicular al eje y deben orientarse en la dirección del viento para maximizar la energía cinética que recogen del viento y transforman en eólica. Esto hace que sea necesario un sistema de orientación.

Se tratan de máquinas de gran tamaño, que deben situarse a elevadas alturas, puesto que las turbulencias que el viento sufre a menores alturas dificultan la recogida de energía. Precisan de mayores vientos para moverse y por ello generan mayor ruido. Por ello, aunque presentan mayores rendimientos, también sufren mayor desgaste mecánico (Pri12).

II. Eje vertical

Tal y como indica su nombre, en este tipo de aerogenerador, el eje se sitúa de forma vertical. Fueron concebidos principalmente para superar el inconveniente de los horizontales de precisar vientos laminares. Además, no precisan de sistema de orientación puesto que por su diseño pueden captar el viento procedente de cualquier parte.

Esto hace que sean máquinas de menor tamaño y por lo tanto más fácil acceso por lo que la generación de electricidad de estos aerogeneradores es menor. Sin embargo, teniendo en cuenta estas características mecánicas, así como el bajo ruido que generan, estas máquinas resultan ideales para zonas de consumo bajo o individualizado (Pri12). Los principales tipos son :

- Savonius: Figura 2-1 izquierda.
- Darrenius: Figura 2-1 derecha.



Figura 2-1: Derecha: Aerogenerador tipo Savonius. Izquierda: aerogenerador tipo Darrenius.

En el campo del offshore, estas turbinas no están implementadas. Sin embargo, se están realizando diferentes proyectos, como el DeepWind y el VertiWind, aunque los expertos afirman que al menos distan 10 años para su comercialización (Long14).

El aerogenerador estudiado en este proyecto es de eje horizontal, y el resto del estado del arte se realizará enfocado hacia este tipo de aerogenerador.

2.1.2 POSICIONAMIENTO RESPECTO AL VIENTO.

Se consideran aerogeneradores a barlovento o corriente arriba aquellos en los que las aspas se encuentran enfrentadas al viento (Opex16). El aerogenerador modelado en este proyecto se ha diseñado con dicha configuración.

La principal ventaja de esta configuración es la disminución del efecto aerodinámico “efecto sombra”. Dicho efecto tiene lugar en agrupaciones de aerogeneradores, cuando la estela provocada por un aerogenerador al absorber la energía del viento influye en la turbina situada en la parte trasera de dicho aerogenerador, al ser la velocidad de este menor. Además, los aerogeneradores a barlovento se ven obligados a soportar menores esfuerzos dinámicos y generan menores efectos de ruido rítmico (Opex16)(More16).

La principal desventaja de estos aerogeneradores reside en el peligro que existe de que la pala flecte y choque con la torre en presencia de elevadas velocidades de viento. Existen dos soluciones para evitar que esto ocurra. Por un lado, se puede inclinar el eje principal un ángulo de entre 5° y 6° como se puede observar en la Figura 2-2; por otro lado, se puede aumentar el “overhang,” es decir la distancia que existe entre el eje axial de la torre y el Centro de Gravedad (COG) el buje, quedando la turbina más “colgada”. (Burt et al. 01, pg 373)

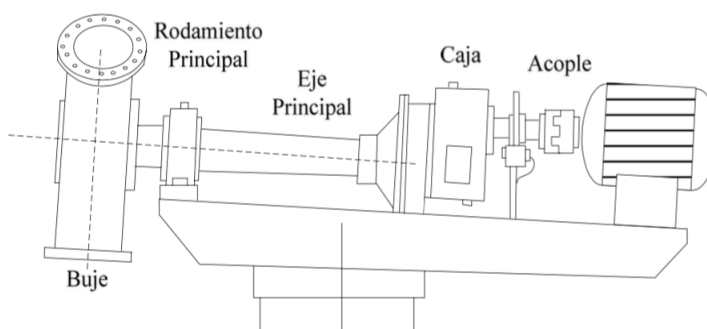


Figura 2-2: Inclinación del eje principal en un aerogenerador. Fuente: Gonz07.

En el presente caso se ha optado por la primera solución, puesto que aumentar el “overhang” generará mayores momentos flectores tanto sobre la góndola como sobre el eje del rotor, mientras que inclinar el eje del rotor tiene como único coste una reducción mínima de la potencia (Burt et al. 01, pg 373).

Un último apunte, las turbulencias dependen especialmente de la configuración topográfica cuando se trata de estas configuraciones, por lo que no afectan de especial manera en condiciones marinas al no haber prácticamente accidentes que provoquen turbulencias.

2.2 PALAS.

Históricamente, las palas de los aerogeneradores se diseñaban como simples elementos planos. Sin embargo, en los años 20 empezaron a utilizarse los perfiles aerodinámicos como los utilizados para construir las alas de los aviones y las hélices de los helicópteros. Este diseño aerodinámico permitió la maximización de la fuerza de sustentación lo cual supuso un aumento de la velocidad de punta de la pala de entre 5 y 6 veces respecto al anterior y por lo tanto un incremento en la potencia generada (Figura 2-3).



Figura 2-3: Perfil aerodinámico.

Se deduce por lo tanto que se trata de uno de los elementos más críticos del aerogenerador, puesto que de ellas dependen el buen funcionamiento del aerogenerador y su rendimiento. Se destaca que:

- La potencia no depende del número de palas sino de la superficie barrida con estas.



- Cuando mayores son las palas, mayor es el par de arranque necesario para arrancarlas, y por lo tanto mayor velocidad del viento es necesaria. Además, también resulta más complicado parar los aerogeneradores en condiciones de peligro puesto que la inercia rotacional de estas es mucho mayor.
- Existe un límite teórico de la proporción de viento que puede obtenerse del viento llamado **límite de Beltz** (ver Anexo III para mayor detalle), que se sitúa en un 59,3%.

2.2.1 NUMERO DE PALAS

La primera premisa es que el número de palas del aerogenerador sea impar. Esto tiene como motivo la estabilidad del molino. La pala situada en frente de la torre del aerogenerador crearía una turbulencia que afectaría a esta cada vez que pasa por delante del aerogenerador. Estas cargas cíclicas acortarían la vida útil del aerogenerador y por ello los aerogeneradores modernos siempre se construyen con un número impar de palas.

Ahora se explica por que 3 es el número óptimo de palas. Con una pala el molino siempre estaría desbalanceado, mientras que con 5,7,9 etc. se le añade gran complejidad y coste al diseño e instalación en referencia al aumento de rendimiento producido (la curva de potencia prácticamente no varía, además el límite de Beltz no depende del número de palas). El ruido del aerogenerador también se vería incrementado (Game16)(Ecov10).

2.2.2 MATERIALES

Las palas están formadas por una estructura central resistente y cubierto mediante una vaina que forma el perfil aerodinámico, alabeado y con anchura decreciente en dirección axial. Los principales materiales de las que se fabrica son (OPEX16):

- Aleaciones de acero y de aluminio, que tienen problemas de peso y de fatiga del metal, respectivamente, sólo para aerogeneradores muy pequeños.
- Fibra de vidrio reforzada con resina poliéster, para la mayoría de las palas de rotor de grandes aerogeneradores modernos.
- Fibra de vidrio reforzada con resina epoxy ("GRP"), en forma de láminas pre impregnadas. Excelentes propiedades mecánicas: palas más ligeras, de mayor flexibilidad, menor deformación bajo temperaturas extremas y resistencia a la absorción de agua.
- Fibra de carbono o aramidas (Kevlar 29 o Kevlar 49). Alta resistencia específica y palas muy ligeras. Antieconómicas para grandes aerogeneradores. Normalmente se utiliza más como material de refuerzo en tiras por sus buenas propiedades mecánicas
- Mixtos fibra de vidrio-fibra de carbono.



El aerogenerador objeto de estudio tendrá las palas hechas de fibra de vidrio reforzada con resina poliéster.

2.3 TRANSMISIÓN DE POTENCIA.

Existen aerogeneradores de transmisión directa y con caja multiplicadora.

Los aerogeneradores de transmisión directa son aquellos que no precisan de caja multiplicadora, sino que el generador multipolar se encuentra directamente acoplado al rotor, por lo que sólo tienen un eje lento. Sin embargo, el hecho de tener múltiples pares de polos aumenta el tamaño del generador, por lo que este carecerá de imanes permanentes.

Los primeros diseños de este tipo los realizó el fabricante alemán ENERCON, con los modelos E-33 y E-44. El segundo de los citados se puede ver en la Figura 2-4. (Gonz07)



Figura 2-4: Aerogenerador E-44, de ENERCON. Fuente: Gonz07.

El resultado es una máquina de elevado peso y diseño poco convencional, pero sin multiplicadora. Esto resulta positivo puesto que la multiplicadora precisa de un elevado mantenimiento (por ejemplo: cambios de aceite) y además genera pérdidas en la transmisión por los engranajes, rodamientos etc. Teniendo en cuenta que el mantenimiento es el coste más crítico en las condiciones marinas, una transmisión directa parece la solución más óptima y es la que se ha adoptado para el aerogenerador objeto de estudio en este proyecto.

2.4 GENERADOR.

Los aerogeneradores utilizan exclusivamente generadores de corriente alterna, tanto síncronos como asíncronos. Los de corriente continua se descartan puesto que en igualdad de potencia producida, presentan tamaños y por lo tanto pesos mucho mayores.

Otra división que se hace es entre generadores de velocidad variable y generadores de velocidad fija.

El generador estudiado es de velocidad variable. Esto significa que el eje del rotor no gira de manera constante a la frecuencia de la red a la que el aerogenerador se encuentra acoplado (50-60 Hz).

Por medio de electrónica de potencia Figura 2-5 se transforma la frecuencia de giro del rotor a la de la red. De esta manera, el aerogenerador podrá funcionar en el punto óptimo de generación de potencia en una amplia variedad de velocidades del viento, a diferencia de las clásicas turbinas de velocidad fija que sólo alcanzan el punto óptimo a una única velocidad del viento. De este modo, la captura de energía se maximiza.

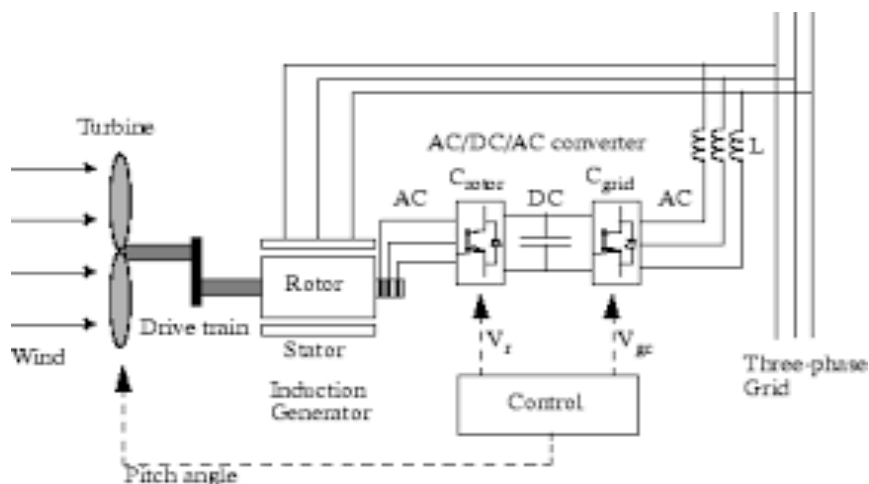


Figura 2-5: Esquema de un aerogenerador de velocidad variable. Fuente: Math16.

Otro beneficio clave en las turbinas de velocidad variable es la posibilidad de emplear una transmisión directa, y por lo tanto eliminar la multiplicadora, cuyos beneficios se han explicado en la sección anterior.

BLADED permite los siguientes modelos de generador, en caso de que el lector desee ahondar en su estudio y tipología.

- Velocidad fija: generadores de inducción.
- Velocidad variable: generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) y generador síncrono con convertidor (Synchronous IGBT-IGBT).



- Slip variable: generador de slip variable.

El aerogenerador estudiado posee un generador de velocidad variable de tipo IGBT.

2.5 TORRE.

2.5.1 MATERIAL.

Históricamente, la torre de los aerogeneradores se ha construido en acero inoxidable. sin embargo, estos últimos años ha surgido la tendencia de construir los molinos en hormigón armado. En la Tabla 2-1, se presentan las principales ventajas para cada material:

Tabla 2-1: Comparativa de los diferentes materiales para la construcción de la torre.

Acero Inoxidable	Hormigón Armado
No precisa de refuerzo para que el agua marina no entre por las fisuras.	No necesita protección activa contra la corrosión (galvánica).
Menor coste. Aunque el material es más caro, mucho más ligero.	Fabricación más sencilla.
	Trabaja mejor a compresión.

La conclusión principal extraíble es que pese a que ambas tecnologías presentan pros y contras, el hormigón armado tiene mayor potencial de futuro. Por ello, el aerogenerador estudiado tendrá la torre de dicho material.

2.5.2 ANCLAJE.

Una de los grandes problemas que se ha tenido que superar en el desarrollo de la energía offshore ha sido el de la sujeción en el lecho marino.

En función de la profundidad (y por lo tanto de la distancia a la costa), se encuentran dos posibles vertientes con diferentes opciones que se resumen en la Figura 2-6. Los valores frontera aproximados son de 35 m de profundidad y 60 km de distancia a la costa (Musk12).

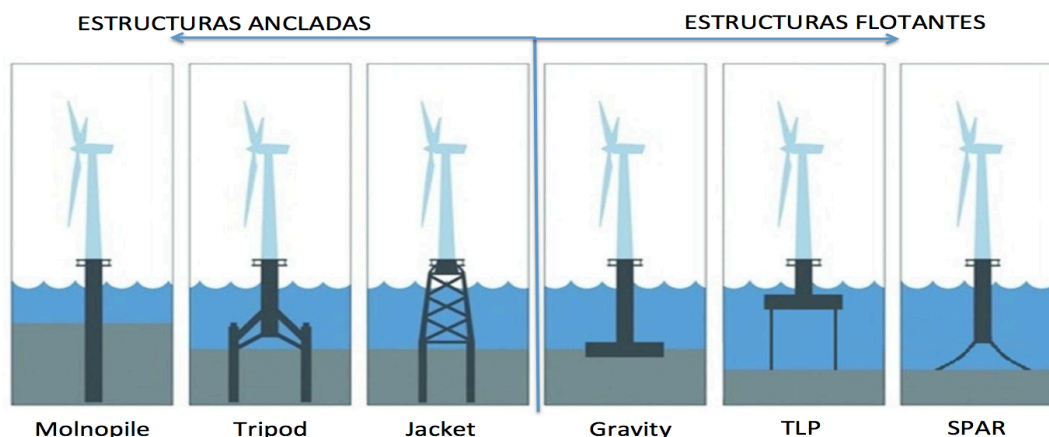


Figura 2-6: Estructuras de soporte para molinos de viento eólicos. (Fuente: Musk12).

Tradicionalmente, las estructuras han sido de tipo anclado, empleando como base la tecnología existente para la sujeción de plantas petrolíferas en alta mar. Dichos anclajes se han realizado usando Jack-Ups, barcos especialmente diseñados y construidos para este cometido

Sin embargo, se están llevando a cabo estudios con el fin de desarrollar la tecnología flotante, lo que por ejemplo permitiría situar las torres a mayor profundidad. Esto tendría como consecuencia una mayor potencia de generación, puesto que los vientos son más elevados, pero también dificultaría las tareas de mantenimiento y la conexión a la red, produciéndose además mayores pérdidas en el transporte.

Un proyecto ejemplificador sobre la nueva tecnología de aerogeneradores flotantes es el HYWIND SCOTLAND llevado a cabo por Navantia-Windar. Inicialmente se espera construir 5 turbinas de 6 MW cada una, aunque en un futuro espera ampliarse este número a 40, 50 60 unidades. Se espera que dichas turbinas puedan operar un mínimo de 20 años sin mantenimiento (IIOf15). Esto superaría una de las principales desventajas de las estructuras flotantes definidas anteriormente.

2.6 CONTROL.

El objetivo del control principal del control es el de maximizar la potencia generada por el rotor teniendo en consideración las cargas aerodinámicas generadas por el dicho elemento y las limitaciones que ello impondrá.

Existen dos formas fundamentales de control de potencia en lazo cerrado: de paso fijo, pérdida aerodinámica o “stall control”; y de paso variable o “pitch control” (Dani03).

- Turbinas de control de pérdida aerodinámica: la pala se encuentra unida al buje y ha sido diseñada de tal manera que a velocidades del viento suficientemente elevadas, la energía absorbida de este disminuya. Esto se logra mediante la torsión de la pala a lo largo de su



eje longitudinal, que provoca que a velocidades de viento elevadas, el ángulo de ataque del flujo se incremente, creándose una turbulencia en la parte posterior de la pala que entra en pérdida de sustentación y la frena al aumentar la fuerza de arrastre sobre esta.

- Turbinas controladas por variación de ángulo: permite el giro de las palas en su eje longitudinal. Estos tipo de control busca el mismo efecto de frenado aerodinámico modificando el ángulo de las palas respecto a su eje longitudinal (ángulo de paso). Aerodinámicamente hablando el efecto es el mismo, la reducción de la sustentación y el aumento del arrastre, traduciéndose en que el incremento de par queda detenido.

Como se puede observar en la Figura 2-7, la diferencia entre utilizar un modo u otro de control queda únicamente patente a elevadas velocidades de viento. Los aerogeneradores controlados por sistemas de control de paso son capaces de generar una potencia constante (rojo), mientras que los regulados por pérdida aerodinámica pierden potencia (azul).

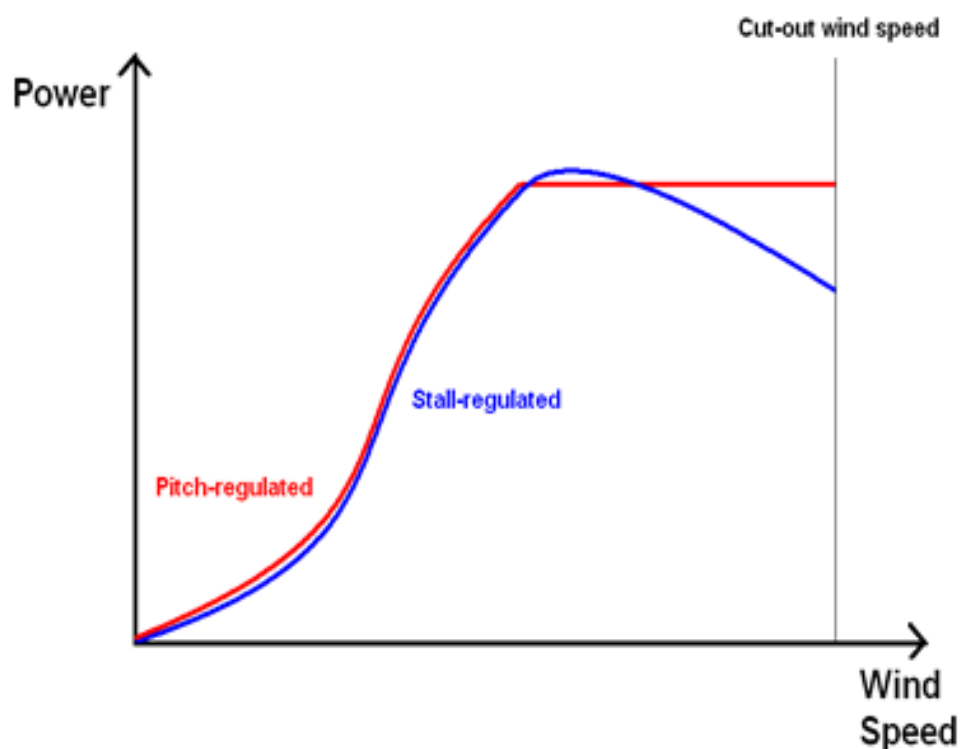


Figura 2-7: Curvas de potencia en estado estacionario para los diferentes tipos de control considerados.

En conclusión, el control de paso permite generar potencia constante, se puede utilizar como freno aerodinámico generando mejores condiciones de seguridad, en especial en condiciones de peligro y no precisa de un diseño de palas tan aerodinámicamente sofisticado. Por otro lado, tiene en contra el hecho de que posee más partes móviles, lo cual podrá ser foco de mayores problemas mecánicos y un complejo sistema de control (Dani03).



Teniendo todo esto en cuenta, el aerogenerador estudiado en este proyecto poseerá un control de paso.

El mayor reto actual se encuentra en el mantenimiento de los aerogeneradores. Las malas condiciones atmosféricas pueden impedir el acceso a los parques en caso de necesidad, siendo más crítico el acceso cuanto a mayor distancia costera se encuentre; al igual que en el caso de las plataformas petrolíferas, existe la posibilidad de tener personal permanente en los parques. El software Condition Monitoring se presenta como alternativa viable para el control del funcionamiento y el estado de los aerogeneradores y la mejora de las intervenciones (IIOf15).

Para que todo esto se de es necesario el desarrollo de nuevas tecnologías complementarias, lo cual generará el desarrollo o la evolución de diferentes industrias, como puede ser la de los astilleros, para la construcción de los barcos de transporte y el botado de los molinos; el recubrimiento (coating) de estos, de especial importancia por la gran corrosión que se da en el mar etc.



3 MODELO DEL AEROGENERADOR

En este capítulo se explica como se ha generado un modelo simplificado del aerogenerador con el fin de realizar las simulaciones sobre este y obtener los ficheros de cargas necesarios para el posterior diseño afinado de cada parte del generador.

Se parte de una serie de especificaciones (Anexo I) sobre las que se ahonda para obtener el modelo.

3.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

Antes de analizar las diferentes partes que conforman el aerogenerador, se definen las siguientes características: características generales, velocidades de arranque y corte y el sistema de coordenadas general empleado.

3.1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.

En cuanto a las características generales que se han tratado en el 1, el aerogenerador será:

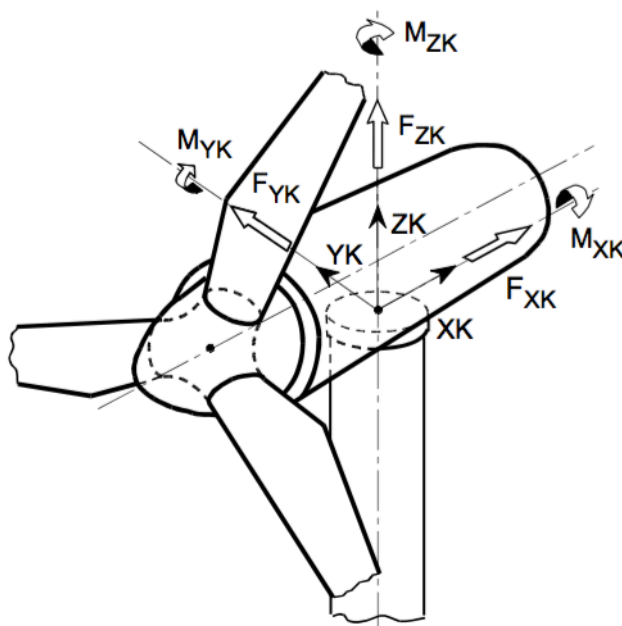
- Posicionamiento respecto al viento: aerogenerador a barlovento.
- Tipo de turbina: velocidad variable.
- Tipo de transmisión: directa.
- Sentido de rotación: horario.

3.1.2 RANGO DE OPERACIÓN: VELOCIDAD DE ARRANQUE Y VELOCIDAD DE CORTE.

- Velocidad de arranque: por debajo de esta velocidad del viento, el aerogenerador no es capaz de superar los esfuerzos de fricción y comenzar a rotar (WPP16). **Se fija en 3.5 m/s.**
- Velocidad de corte: Los aerogeneradores están diseñados para soportar condiciones climáticas extremas, pero de forma estática, es decir, cuando no están generando potencia, puesto que sino los esfuerzos aerodinámicos ejercidos sobre ellos son excesivamente elevados y corren peligro de rotura en alguna de sus partes. Por ello, a partir de esta velocidad el aerogenerador se detiene (WPP16). **Se fija en 30 m/s**

3.1.3 SISTEMA DE COORDENADAS: COORDENADAS DE ORIENTACIÓN.

El sistema de coordenadas empleado como sistema de referencias es el **Yaw Bearing Coordinate System** (GL12a, pg.4-66) o **Coordenadas de Orientación**. Este sistema tiene su origen de coordenadas en la intersección del eje de la torre y la parte superior del cojinete que soporta la guiñada (rotación alrededor del eje de la torre), y rota con el giro de la góndola. En el caso concreto del aerogenerador estudiado, la intersección tiene lugar a 200 mm sobre la torre con el eje de la torre, con un plano horizontal.



- XK horizontal in direction of the rotor axis, fixed to nacelle
- ZK vertically upwards
- YK horizontally sideways, so that XK, YK, ZK rotate clockwise

Figura 3-1: Sistema de Coordenadas de Orientación. Fuente: GL12a.



3.2 ELEMENTOS MECÁNICOS.

3.2.1 LAS PALAS

Al se el diseño de las palas es largo y complejo, y alejarse del alcance del proyecto, las características de las palas vienen determinadas por un fabricante externo, *Wind Novation Engineering Solutions BmbH*. Así, los diferentes valores y características necesarias para la modelización en BLADED se han obtenido de dichas especificaciones. Estas especificaciones no se adjuntan en el presente documento puesto que son de carácter confidencial.

El aerogenerador estará compuesto por tres palas, cada una de ellas con una longitud de 62 m y una masa de 23.450 kg.

A continuación se detalla los parámetros fundamentales definidos para la generación del modelo de las palas.

I. Características aerodinámicas.

El primer paso consiste en introducir los datos de los diferentes perfiles aerodinámicos o *aerofoils*. Estos determinarán el comportamiento aerodinámico de la pala, en cada punto del eje longitudinal de la pala en el que se determinen, a partir de:

- Espesor relativo del perfil: relación entre espesor y cuerda del perfil.
- Número de Reynolds: flujo turbulento, $Re = 3 \cdot 10^6$.
- Centro del momento de inercia: definido como porcentaje de la cuerda, retrasado respecto al eje principal.
- Ángulo de ataque: ángulo con el que el viento incide sobre el perfil.
- Coeficientes aerodinámicos: de sustentación, de arrastre y de inercia.

II. Geometría de las palas.

La geometría de las palas se determinará en diferentes puntos a lo largo de esta a partir de:

- Cuerda: distancia recta entre borde de ataque y borde de salida del perfil.
- Ángulo twist: ángulo de torsión de la sección.
- Espesor relativo: espesor/cuerda.
- Posición del punto de referencia del perfil aerodinámico.

En la Figura 3-2, se observa una disminución del área de los perfiles, así como de su espesor relativo a medida que aumenta la distancia a lo largo de esta. El motivo de esta variación es la optimización el comportamiento aerodinámico de la pala, con el objetivo de aprovechar al máximo la energía del viento.

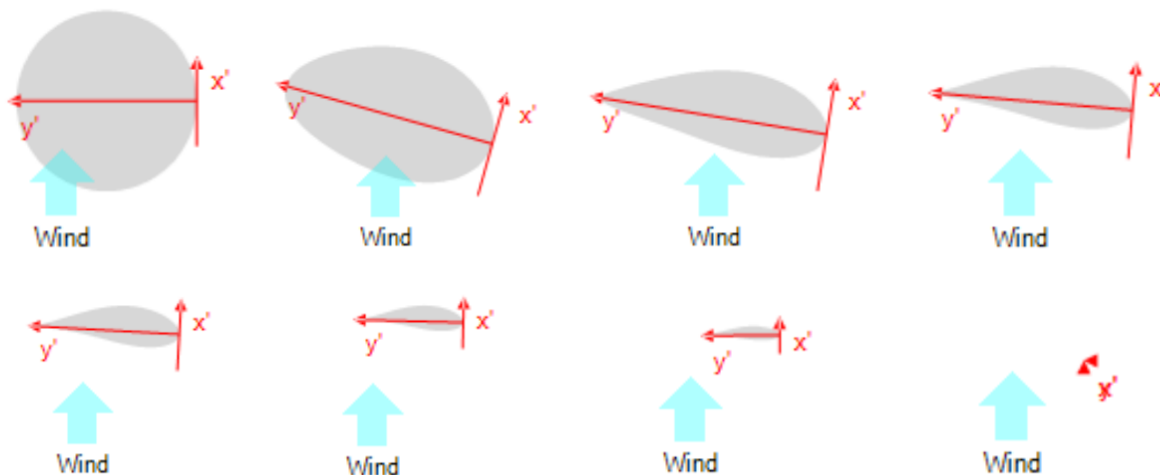


Figura 3-2: Perfiles aerodinámicos a diferentes alturas de la longitud axial de la pala. Fuente: BLADED.

III. Masa y rigidez de las palas.

Del modo análogo a la geometría, para determinar las características dinámicas de la pala, se fijan para los diferentes puntos a lo largo del eje axial de la pala:

- Centro de masa.
- Masa por unidad de longitud.
- Momento polar de inercia por unidad de longitud.
- Centro de cortadura.

3.2.2 EL ROTOR.

I. Parámetros generales.

Los parámetros que definen la estructura del rotor se presentan en la Tabla 3-1. Dichos valores se han obtenido a partir de especificaciones (Anexo I), y se pueden ver de forma gráfica en la Figura 3-3.

Tabla 3-1: Valores de los parámetros geométricos que definen el rotor.

Símbolo	Parámetro	Valor
ϕ	Diámetro nominal del rotor (m)	126
N	Número de palas (-)	3
Ht	Altura de la torre (m)	88.827
ht	Offset vertical del buje (m)	3.148
Ht+ht	Altura del buje (m)	92
C	Ángulo de conicidad (°)	-3
T	Ángulo de inclinación del eje	6

	principal (°)	
O	Saliente (m)	5.213
L	Offset lateral (m)	0

A continuación se explica la elección de una serie de características.

Ángulo de conicidad, C: Para tratar de mitigar los esfuerzos sobre la pala todo lo posible, estas están caladas con un ángulo de conicidad que corresponde al existente en condiciones en las que la pala trabajará casi exclusivamente a tracción. Además, protege de la colisión de la pala con la torre en situación de elevado viento (Barc08).

Ángulo de inclinación del eje principal (“tilt angle”), T: Como ya se ha explicado previamente, este ángulo se le aplica al eje del rotor como medida para evitar la colisión de la pala con la torre del aerogenerador en caso de condiciones meteorológicas extremas.

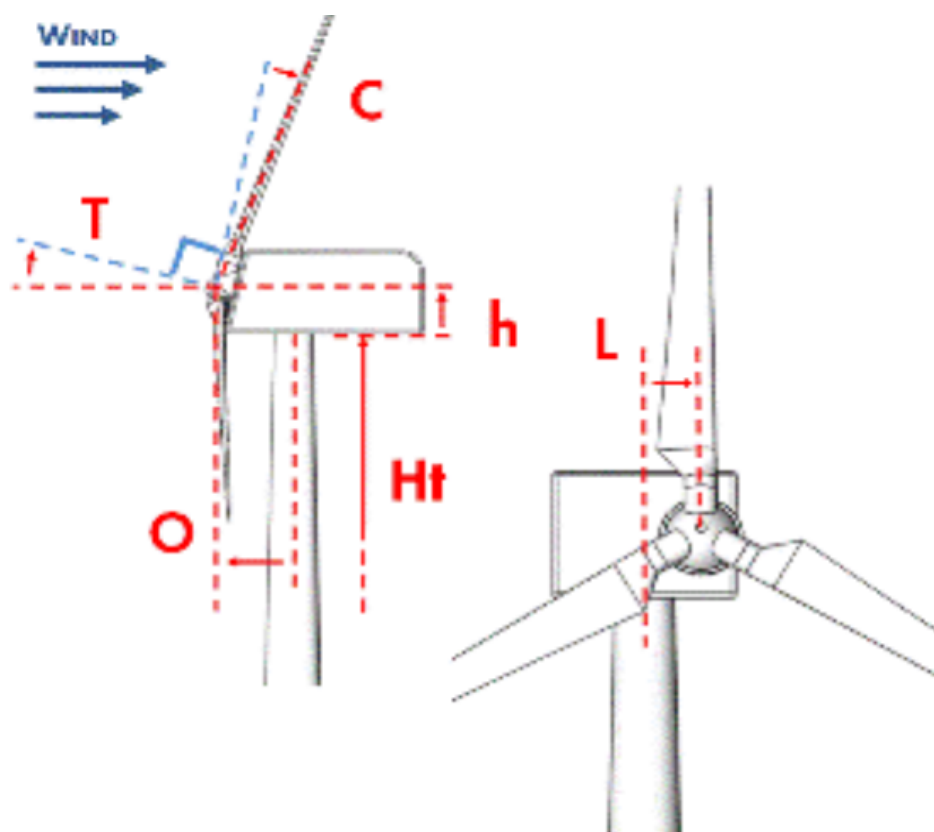


Figura 3-3: Representación gráfica de los diferentes parámetros que definen la geometría del rotor. Fuente: BLADED.



I. El buje.

El buje es el elemento de unión entre las palas y el eje de la transmisión del aerogenerador. Por ello, para su caracterización es preciso modelar junto con el elemento en sí, la unión de las palas con este.

i. Geometría: unión y buje.

Tabla 3-2: Características geométricas del buje.

Símbolo	Parámetro	Valor
L	Longitud de raíz (m)	1
D	Diámetro unión (m)	3,2
Ht	Diámetro del buje (m)	3,2

Los diámetros de unión y del buje se obtienen a partir de especificaciones. El cálculo de la longitud de la raíz se realiza a partir del diámetro nominal del rotor y de la longitud de las palas como:

$$L = \phi - 2 \cdot L_{pala} = 126 - 2 \cdot 62 = 1 \text{ m}$$

Además, con el fin de calcular los esfuerzos aerodinámicos, se introduce el coeficiente de arrastre de la raíz de pala. Se modela como un cilindro con el viento incidiendo en él de forma transversal y en régimen turbulento ($Re = 3 \cdot 10^6$). A partir del gráfico de la Figura 3-4, se fija dicho coeficiente como: $C_D=1$ (Weis07).

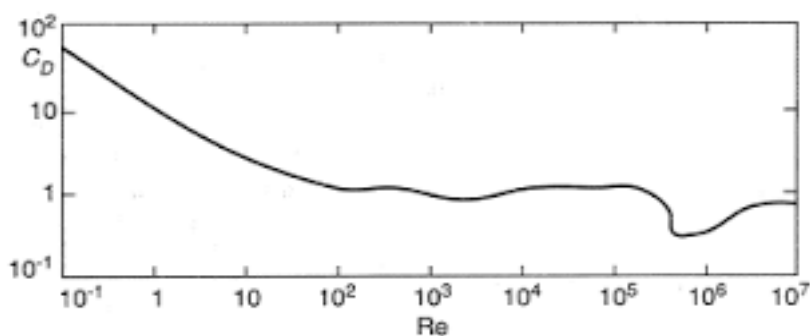


Figura 3-4: Variación del coeficiente de arrastre sobre un cilindro con el flujo incidiendo de forma transversal. Fuente: Weis07.

En la Figura 3-5 se puede ver de forma gráfica los diferentes parámetros nombrados.

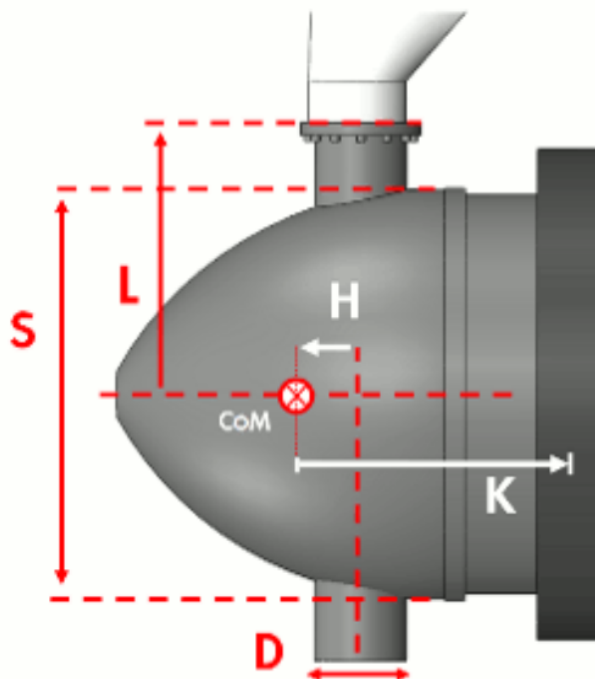


Figura 3-5: Representación gráfica del buje. Fuente: BLADED.

ii. Propiedades másicas del buje.

Para llevar a cabo el estudio dinámico del buje es preciso determinar sus características másicas. Dichas características se resumen en la Tabla 3-3 .

Tabla 3-3: Características másicas del buje.

Parámetro	Valor
Masa buje (kg)	40.000
Distancia de COM a eje longitudinal de pala (m) (H en Figura 3-5)	0
Inercia sobre eje (kgm²)	34.133,3
Inercia perpendicular al eje (kgm²)	49.324,67

La masa del buje se ha determinado a partir de especificaciones. A partir de dicho valor, se toma la hipótesis de que el buje tiene la forma geométrica de un paraboloide hiperbólico para realizar los cálculos, Figura 3-6. El material del que está hecho es ACERO S275 (ver Anexo II para obtener el listado completo de sus características mecánicas) ($\rho=7.850 \text{ kg/m}^3$).

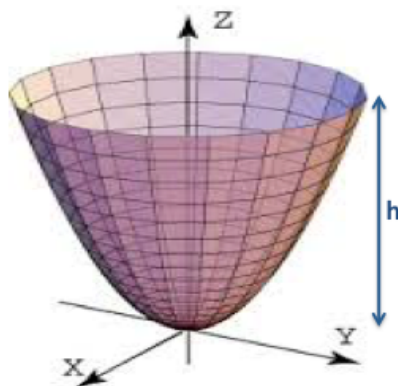


Figura 3-6: Paraboloide hiperbólico.

En primer lugar se determina la altura h del paraboloide:

$$V_{buje} = \frac{M_{buje}}{\rho} = \frac{40.000}{7.850} = 5,1 \text{ m}^3$$

$$V_{buje} = \frac{\pi \cdot R^2 \cdot h}{2} \rightarrow h = \frac{2 \cdot V}{\pi \cdot R^2} = \frac{2 \cdot 5,1}{\pi \cdot 1,6^2} = 1,27 \text{ m}$$

Así, sus momentos de inercia quedan fijados como (Díaz13):

$$I_z = \frac{1}{3} \cdot M_{buje} \cdot R^2 = \frac{1}{3} \cdot 40000 \cdot 1,6^2 = 34.133,33 \text{ kg/m}^2$$

$$I_x = I_y = \frac{1}{2} \cdot M_{buje} \left[\frac{1}{3} \cdot R^2 + H^2 \right] = \frac{1}{2} \cdot M_{buje} \left[\frac{1}{3} \cdot 1,6^2 + 1,27^2 \right] = 49.324,67 \text{ kg/m}^2$$

Se considera $I_x = I_y$ puesto que la sección es circular y por lo tanto simétrica en ambas direcciones.

II. Generador de transmisión directa.

Finalmente, se determinan las características dinámicas de binomio estator-rotor de la transmisión. Se recuerda que al tratarse de un aerogenerador de transmisión directa, el rotor del generador está directamente unido al buje. En la Tabla 3-4 se despliegan los valores obtenidos.

Tabla 3-4: Características másicas del generador.

Parámetro	Valor
Masa total, estator y rotor [kg]	17.439,7
Distancia de COM de generador a COM de buje [m] (K en Figura 3-5)	5,213
Inercia sobre eje, rotor [kgm²]	70.685,1
Inercia sobre el eje, estator [kgm²]	144.593,15
Inercia perpendicular al eje, estator + rotor [kgm²]	110.938,14



Tanto el rotor como el estator del generador se modelan como cilindros huecos, de Acero S275. El cálculo de los momentos de inercia se presenta a continuación.

En el caso del rotor, se trata de un cilindro hueco de masa del cual se conoce su longitud $l = 1,3 \text{ m}$, diámetro exterior $d_{ext} = 7 \text{ m}$ y espesor $e = 6 \text{ mm}$ y cuyo centro de masa (COM) se encuentra en línea con el eje axial de la torre. A partir de dichas especificaciones se calcula la masa total del rotor del generador con el fin de determinar los momentos de inercia de este posteriormente (Nave16).

$$m_{rotor} = \rho \cdot V = \rho \cdot \pi \cdot l \cdot (R_{ext}^2 - R_{int}^2) = 7850 \cdot \pi \cdot 1,3 \cdot (3,5^2 - (3,5 - 2 \cdot 0,006)^2) \\ = 5813,24 \text{ kg}$$

$$I_{eje} = \frac{1}{2} M \cdot (R_{ext}^2 + R_{int}^2) = \frac{1}{2} M \cdot (3,5^2 - 3,474^2) = 70.685,14 \text{ kgm}^2$$

$$I_{\phi} = \frac{1}{4} M \cdot (R_{ext}^2 + R_{int}^2) + \frac{1}{12} M \cdot l^2 = 0,5 \cdot I_{eje} + \frac{1}{12} 5.813,24 \cdot 1,3^2 = 36.161,27 \text{ kgm}^2$$

Una vez determinadas las características másicas del rotor del generador, se pasa a las del estator de este.

Su COM es coincidente con el COM del rotor y por lo tanto está alineado con el eje axial de la torre. Esto contribuye a la estabilidad del aerogenerador de manera importante. Se conoce además la longitud del estator $L = 1,6 \text{ m}$ y el espesor del entrehierro (eh) del generador $eh = 6 \text{ mm}$ (especificaciones Anexo), por lo que su diámetro interior (D_{int}) queda fijado $D_{ext} = 7,012 \text{ m}$. Además, la masa del estator se determina tomando como aproximación que es el doble de la masa del rotor. Así:

$$m_{estator} = 2 \cdot m_{rotor} = 11.262,4 \text{ kg}$$

$$V = \frac{m}{\rho} = \pi \cdot l \cdot (R_{ext}^2 - R_{int}^2) \rightarrow \frac{11.262,4}{7.850} = \pi \cdot 1,6 \cdot (R_{ext}^2 - 3,006^2) \rightarrow R_{ext} = 3,547 \text{ m}$$

Y de forma análoga a los momentos calculados para el rotor, los del estator resultan:

$$I_{eje} = 144.593,15 \text{ kgm}^2$$

$$I_{\phi} = 74.776,87 \text{ kgm}^2$$

Nota: en las especificaciones, la masa total del generador se fija como 50.000 kg. Sin embargo, la suma de rotor más estator da un total de 17.439,72 kg. Esto se debe a que en la masa total se incluyen otros elementos como los rodamientos, soportes etc. que suman esta diferencia. Dichas masas y sus efectos en la dinámica de la turbina se asimilarán con las de la góndola.



3.2.3 LA GÓNDOLA

La góndola es la envoltura que alberga el eje que une palas y generador, el propio generador eléctrico, el variador de velocidad, además de otros elementos como los rodamientos, soportes y transformador. Su definición se realizará en dos fases: geometría y características másicas.

I. Geometría.

A través de la definición de la geometría de la góndola, BLADED es capaz de calcular los diferentes esfuerzos debidos al viento utilizando el Modelo de Arrastre. Dicho modelo se basa en el cálculo de la fuerza de arrastre basándose en el área proyectada por la góndola, situándose esta siempre de forma perpendicular al viento (GL12b).

La góndola del aerogenerador se considera un cilindro hueco, con el fin de simplificar los cálculos del coeficiente de arrastre en este apartado, y de los diferentes momentos de inercia posteriormente. A continuación en la Tabla 3-5 se muestran las dimensiones y parámetros asignados.

Tabla 3-5: Parámetros geométricos de definición de la góndola del aerogenerador.

Parámetro	Valor
Longitud de la góndola, l [m]	8
Altura de la góndola, h [m]	8,5
Anchura de la góndola, a [m]	8,5
Coefficiente de arrastre [-]	1,15

El coeficiente de arrastre es el generado sobre un cilindro con el viento incidiendo de forma paralela a su eje, e inmerso en un fluido en estado turbulento. Dicho cilindro se considera “corto” (Princ16).

II. Características másicas.

Las características másicas de la góndola se utilizan para definir su comportamiento dinámico. La explicación de las diferentes características másicas se realiza en tres niveles, con el fin de ir explicando paulatinamente las hipótesis tomadas y los cálculos realizados.

i. Masa global de la góndola.

Tabla 3-6: Masa global de la góndola.

Parámetro	Valor
Masa, M [kg]	182.560

La asignación de masa excluirá el rotor, el buje y el generador, este último debido a que el aerogenerador en cuestión tiene transmisión directa y ya ha quedado previamente definido.

ii. Posicionamiento del centro de masa (COM).

El posicionamiento del COM de la góndola se realiza a partir de los ejes de referencia previamente definidos en la Figura 3-1(GL12a).

Tabla 3-7: Posicionamiento del COM de la góndola, respecto a sistema de ejes de orientación de GL.

Parámetro	Valor
Posición del COM en x, delante del eje de la torre [m]	-1
Posición del COM en y, hacia el lado en el eje de la torre [m]	0
Posición del COM en z, relativa a la parte superior de la torre [m]	3

iii. Cálculo de los momentos de inercia.

Tabla 3-8: Momentos de inercia de la góndola.

Parámetro	Valor
Inercia de guiñada, alrededor del eje vertical de la torre, I_{yaw} [kgm²]	3,022E+6
Inercia de cabeceo, alrededor del COM de la góndola, I_{nod} [kgm²]	3,511E+6
Inercia de alabeo, alrededor del COM de la góndola, I_{roll} [kgm²]	2,822E+6

- La determinación de los momentos de inercia se realiza a partir de los tres ejes de rotación principales de cualquier aeronave: alabeo, cabeceo y guiñada.
- El material del que está hecho la góndola es Acero S275 (Anexo II): densidad $\rho = 7.850 \text{ kg/m}^3$.
- Los cálculos de momentos de inercia se realizan bajo la hipótesis de que la góndola es un cilindro hueco, con toda la masa global considerada distribuida por esta superficie. Primeramente los momentos se calcularán en referencia al propio COM del cilindro, para a continuación aplicar el Teorema de Steiner o Ejes Paralelos (Scie16) y trasladar los momentos al COM de la góndola (Tabla 3-7).
 - A partir de la masa, el diámetro exterior y la densidad del acero se determinan los radios interior y exterior del cilindro.

$$\rho = \frac{M}{V} \rightarrow V = \frac{200000}{7850} = 25,48 \text{ m}^3$$

$$V = (A_1 - A_2) \cdot l = (R_1^2 - R_2^2) \cdot \pi \cdot l \rightarrow R_2 = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot h} - R_1^2} = 4,129 \text{ m}$$

Por lo tanto, $R_1=4,25\text{m}$ y $R_2=4,129\text{m}$.

- Cálculo de los momentos de inercia del cilindro hueco respecto a su eje longitudinal (I_z) y a sus ejes transversales (I_x, I_y) (Nave16).

$$I_z = \frac{1}{2} \cdot M \cdot (R_1^2 + R_2^2) = 3.511.114,1 \text{ kgm}^2$$

$$I_x = \frac{1}{4} \cdot M \cdot (R_1^2 + R_2^2) + \frac{1}{12} \cdot M \cdot l^2 = 2.822.223,717 \text{ kgm}^2$$

Por lo tanto, $I_z=3.511.114,1\text{kgm}^2$ y $I_x=I_y=I_\emptyset=2.822.223,717 \text{ kgm}^2$ debido a la simetría de la superficie.

- Traslación de los ejes del COM del cilindro a los ejes de referencia del aerogenerador. La Figura 3-7 muestra dichos ejes en el cuerpo del aerogenerador, con el fin de que resulte más sencilla la comprensión de lo explicado.

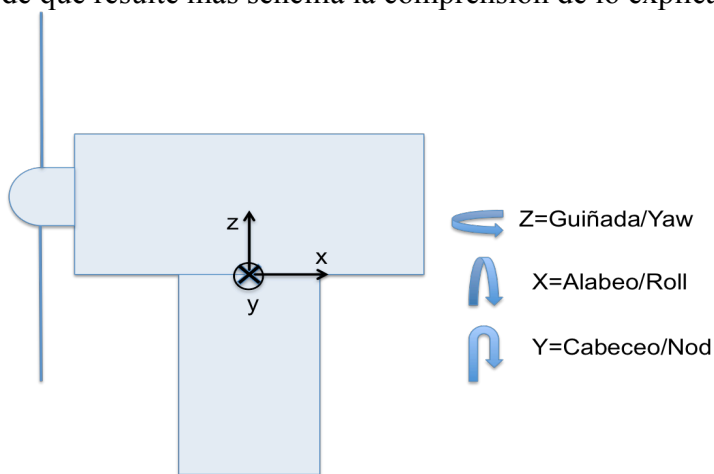


Figura 3-7: Posicionamiento de los ejes de referencia en el aerogenerador. Fuente: elaboración propia.

$$I_{yaw} = I_\emptyset + M \cdot d^2 = I_\emptyset + M \cdot 1^2 = 3.022.223,717 \text{ kgm}^2$$

$$I_{nod} = I_z = 3.511.114,1 \text{ kgm}^2$$

$$I_{roll} = I_\emptyset = 2.822.223,717 \text{ kgm}^2$$



3.2.4 LA TORRE

La torre del aerogeneradores el soporte de aerogenerador completo. En este caso se encuentra anclada al suelo marino. Se define a partir de tres características generales: geometría, propiedades mecánicas y ambiente.

I. Geometría.

La torre se diseña como tubular axi-simétrica, es decir, posee sección circular y constante. A continuación se muestran los valores asignados.

Tabla 3-9: Propiedades geométricas de la torre del aerogenerador

Parámetro	Estación 1	Estación 2
Altura sobre el nivel del mar (m)	-40	88,852
Grosor de la pared (mm)	500	500
Diámetro exterior (m)	6.2	6.2

Nota: BLADED asume que los cimientos de la torre están enterrados, y que no actúan fuerzas externas sobre dicha porción. Además, dichos cimientos se fijan como rígidos en el diseño preliminar.

II. Propiedades mecánicas.

Las propiedades de la torre dependen de la geometría, ya definida, y del material de la misma.

El material escogido es el hormigón armado HA-25. Este se considera isótropo, es decir, que sus propiedades mecánicas y térmicas son iguales en todas las direcciones. Dichas propiedades se pueden encontrar en el Anexo II.

A partir de estas características, BLADED determina una serie de parámetros necesarios para las simulaciones, cálculos de esfuerzos y vibraciones de la torre, como se observa en la Tabla 3-10.

Tabla 3-10: Propiedades mecánicas de la torre del aerogenerador.

Parámetro	Modelado de BLADED	Valor
Masa por ud. de longitud	$m/l = \rho \cdot A = \rho \pi (R_{ext}^2 - R_{int}^2)$	22383.8 kg/m
Rigidez a flexión	$K_{flexión} = E \cdot I/L$	9893E+11 Nm²
Rigidez a la cizalladura	$K_{cort} = G \cdot 0.5 \cdot \pi (R_{ext}^2 - R_{int}^2)$	5.036E+10 N
Rigidez a la torsión	$K_{torsión} = G \cdot J/L$	8.245E+11 Nm²



Donde:

- I es el segundo momento de área de un arco de circunferencia en el eje axial.
- J es el momento polar del mismo, que en el caso de un arco de circunferencia es la suma de los momentos de inercia en las direcciones perpendiculares al eje.

III. Ambiente.

Existen dos áreas de ambiente diferenciadas en cuanto a la torre, la parte al aire y la parte sumergida de la torre. En cada caso, el fluido incidente sobre la torre y su interacción con esta varían. A saber:

i. Sobre la superficie marina.

Esta zona únicamente se ve afectada por el fluido aire, por lo que para su caracterización basta con definir el coeficiente de arrastre que genera sobre un cilindro en el que incide de forma transversal. Se recuerda que dicho coeficiente se trata de coeficiente adimensional obtenido de forma experimental, cuantifica la resistencia que opone un cuerpo sumergido en un fluido.

- Como $Re = 3 \cdot 10^6$ (sección 3.2.1) y utilizando Figura 3-4, $C_D = 1$.

ii. Bajo la superficie marina.

Para modelar el efecto del mar sobre la torre, se utiliza la Ecuación de Morison. Se trata de una ecuación semi-empírica de la fuerza sobre un cuerpo en línea en el flujo oscilatorio que utiliza para estimar las cargas de oleaje en el diseño de las plataformas petroleras y otras estructuras relacionadas.

La Ecuación de Morrison queda fijada por medio de dos parámetros, considerando la torre un cilindro rugoso y cerrado herméticamente (GL12a):

- Coeficiente de arrastre hidrodinámico: $C_D = 1, 1$.
- Coeficiente de inercia hidrodinámico: $C_D = 1, 6$.

3.3 DISEÑO DEL TREN DE TRANSMISIÓN

3.3.1 TRANSMISIÓN

Tabla 3-11: Parámetros que definen la transmisión del aerogenerador.

Parámetro	Valor
Inercia del generador [kgm²]	70.685,1
Posicionamiento del freno	LSS

El cálculo de la inercia del generador se ha explicado previamente en la sección 3.2.2.

En cuanto al posicionamiento del freno, al no existir caja multiplicadora, todo el eje gira a la velocidad angular de las palas, y este se considera el eje lento, “Low Shaft Speed” (LSS). En la Figura 3-8 se puede ver esto.

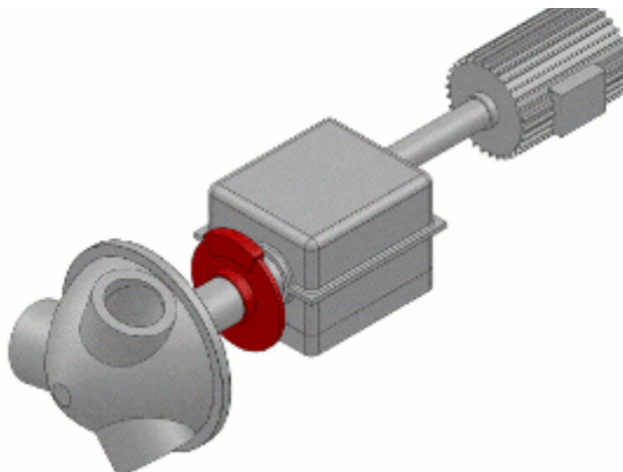


Figura 3-8: Posicionamiento del freno (rojo) en el eje del aerogenerador. Fuente: BLADED.

3.3.2 GENERADOR ELÉCTRICO.

Como ya se ha explicado previamente, se trata de un aerogenerador de velocidad variable. En concreto se trata de un Generador Síncrono IGBT, un generador síncrono de imanes permanentes, como el que se puede observar en la Figura 3-9. Los parámetros que lo definen se presentan a continuación en la Tabla 3-12.

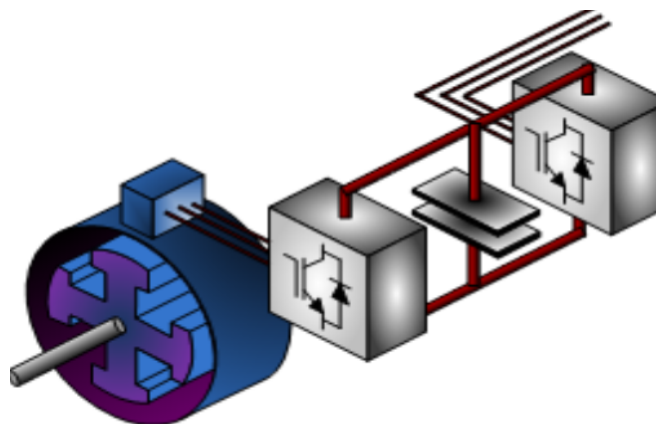


Figura 3-9: Generador del aerogenerador. Fuente: BLADED.

Tabla 3-12: Parámetros de diseño del motor eléctrico del aerogenerador.

Parámetro	Valor
Constante de tiempo de la electrónica de potencia [s]	0
Par mínimo demandado [Nm]	49.815,49
Par máximo demandado [Nm]	4,76·E+06
Ángulo de fase [°]	0

Se modela por medio del “Modelo Mecánico” (única opción para la versión educacional de BLADED), en el cual el generador se modela como un sistema de primer orden con retardo desde el par demandado al par del generador, de forma independiente a la velocidad rotacional. Esto se especifica a través de la constante de potencia electrónica, la cual se fija a 0 para así acelerar las simulaciones sin apenas modificar el resultado.

El par mínimo representa el par para superar las pérdidas mínimas del generador (tanto mecánicas como eléctricas). Dichas pérdidas mínimas tienen lugar en el arranque, por lo que la velocidad considerada será la mínima del generador. Las pérdidas mínimas del generador, basadas en especificaciones, se presentan en la Tabla 3-13.

Tabla 3-13: Pérdidas nominales y de arranque para el generador, según especificaciones.

	Potencia nominal [MW]	% perdidas nominales	Pérdidas nominales [MW]	% Pérdidas arranque	Pérdidas arranque [MW]
Mecánico	6	0,8%	0,048	60% de perd nominales	0,0288
Eléctrico	5	$\varepsilon = 95\%$	0,25	1% de perd nominales	2,5 E-3
Total	-	-	0,298	-	0,0313



De esta manera, el par mínimo queda:

$$M_{min} = \frac{P}{w} = \frac{3,13 \cdot 10^4}{0,63} = 49.815,49 \text{ Nm}$$

En cuanto al par máximo, se trata del par nominal del generador, es decir, el par generado a potencia y velocidad nominales. Por lo tanto:

$$M_{max} = \frac{P}{w} = \frac{6 \cdot 10^6}{1,26} = 4,76 \cdot 10^6 \text{ Nm}$$

Finalmente, el ángulo de fase determina la relación entre la intensidad y la tensión de la red en el lado del convertidor de frecuencia, y por lo tanto determina el factor de potencia. Se fija como 0 también.

3.3.3 PÉRDIDAS

Se modelan por un lado las pérdidas mecánicas y por el otro las eléctricas.

i. Pérdidas mecánicas.

Se fijarán como par, puesto que si se fijan como potencias, el modelo no resulta válido para revoluciones bajas del rotor.

Así, las pérdidas mecánicas se fijan como $M_{perd-mec} = 28,647 \text{ kNm}$.

ii. Pérdidas eléctricas.

Según especificaciones, el motor presenta una eficiencia $\varepsilon = 95\%$. La pérdida de potencia se especifica a través de una tabla que relaciona la entrada de potencia en el eje, con las pérdidas presentes. Los puntos intermedios son interpolados. Se conocen los valores de la Tabla 3-14.

Tabla 3-14: Pérdidas eléctricas para diferentes estados del rotor.

Potencia en el eje [kW]	Pérdida de potencia [kW]
28	2,5
6000	1000

3.3.4 RED

Este proyecto estudia el comportamiento de una única turbina conectada a la red. Dicha conexión se considera como si la red a la que se conecta se tratara de un bus infinito, y queda



modelada por medio de los parámetros desplegados a continuación en la Tabla 3-15, a partir de especificaciones.

Tabla 3-15: Parámetros que modelan la conexión a red del aerogenerador.

Parámetro	Valor
Voltaje de la red [V]	20.000
Resistencia de la red [ohmios/fase]	1,28
Inductancia de la red [ohmios/fase]	0,332

3.4 DISEÑO DEL CONTROL

El sistema de control de un aerogenerador se compone básicamente de sensores (anemómetro, de vibración, temperatura etc.), actuadores (para variar el ángulo de paso, interruptores, motores para el giro de la torre etc.) y un software que interpreta la información de entrada de los sensores, y la transforma en órdenes de salida por medio de los actuadores, para que todas las partes del aerogenerador funcionen como deben y lo hagan de forma segura. Tres funciones fundamentales:

- Control en lazo cerrado: sistema que ajusta el funcionamiento operacional de la turbina a una curva de funcionamiento predeterminada. Ejemplo, control del ángulo de paso.
- Control de supervisión: sistema a través del cual el aerogenerador pasa de un estado operacional a otro. Ejemplo, de stand-by a producción de potencia.
- Sistema de seguridad: sistema encargado de llevar la turbina a parada en condiciones seguras a la vista de un evento potencialmente peligroso. Ejemplo, exceso de velocidad del rotor.

3.4.1 CONTROL EN LAZO CERRADO.

El método de control en lazo cerrado empleado en aerogenerador estudiado será del tipo **Control del Ángulo de Paso**. El esquema del lazo de control en forma de diagrama de bloques se presenta a continuación en la Figura 3-10.

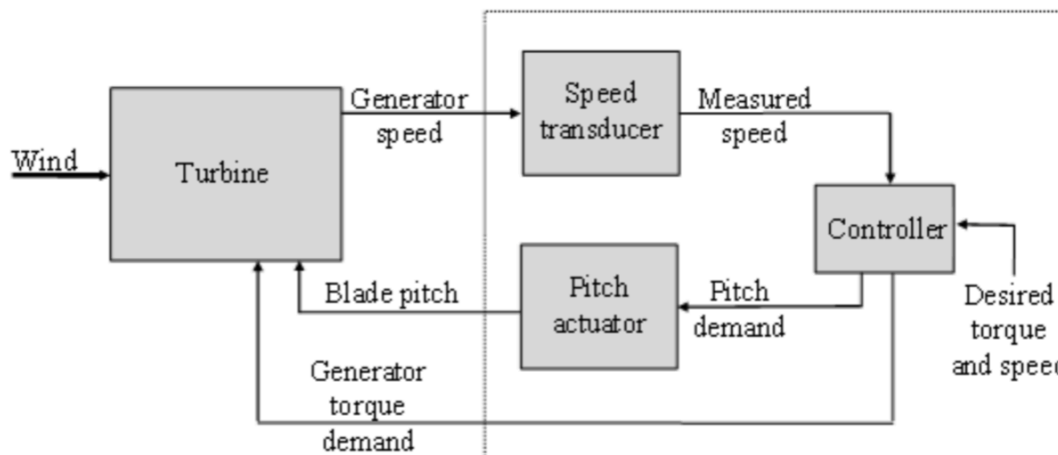


Figura 3-10: Diagrama de bloques del lazo de control paso en una turbina de velocidad variable. Fuente GL2012b.

Existen dos zonas diferentes de operación delimitadas por la velocidad que se denominará velocidad nominal. A saber:

- i. Zona I: velocidades inferiores a la velocidad de viento nominal.

Por debajo de la velocidad frontera, la velocidad de giro del aerogenerador no genera esfuerzos peligrosos para la turbina, por lo que el ángulo de paso permanece constante. El objetivo del control será el de producir la máxima potencia posible a las diferentes velocidades del viento.

Al tratarse de una turbina de velocidad variable esta maximización de la potencia se logra funcionando en el punto óptimo, es decir, imponiendo al aerogenerador funcionar manteniendo su coeficiente de potencia máximo. En este caso, $C_p \text{ máximo} = 0,47$.

Esto se consigue ajustando la velocidad del rotor según la velocidad del viento. Físicamente, en el estado estacionario, este ajuste se logra fijando un par (de carga, peso) en el generador que pueda contrarrestar el par aerodinámico.

- ii. Zona II: velocidades superiores a velocidad de viento nominal.

Una vez se ha alcanzado la velocidad de viento nominal, el par de carga no es suficiente para frenar la turbina y esta comienza a acelerarse (alcance del par máximo). Entra entonces en juego la variación del ángulo de paso. Debido al giro de las palas sobre su propio eje, estas dejan de estar en posición óptima de captación del viento, habiendo menor sustentación y mayor arrastre, e incrementando la separación del flujo de aire a lo largo de la pala. Así, la velocidad angular del rotor se reduce, para que el par transmitido al eje se mantenga constante. A medida que la velocidad del viento aumenta, también lo hace el ángulo de paso de las palas para que el par y por lo tanto la potencia generada continúen siendo constantes. En otras palabras, las propias palas actúan como freno aerodinámico.



A la hora de diseñar los controles PI, se tiene especial cuidado con el hecho de que aumentar el ángulo de paso provoca que la fuerza de empuje sobre el rotor se magnifique, afectando a las vibraciones de la torre. Ejemplos como el anterior muestran que finalmente el proceso del diseño del control precisa de soluciones de compromiso y optimizaciones (GL2012b).

Los pasos seguidos en el diseño e implementación del control de potencia se detallan a continuación.

I. Estado estacionario

El primer paso para el diseño del control consiste en determinar la curva de operación en estado estacionario, análoga a la mostrada en la Figura 2-7 (en color rojo). Para ello, las dos zonas de operación explicadas previamente se diseñan por separado.

i. Determinación de velocidades del arranque y de corte.

Como se ha explicado en la sección 3.1.2, se ha fijado una velocidad de arranque de 3,5 m/s y una velocidad de corte de 30 m/s.

ii. Determinación de la velocidad del viento nominal.

El primer paso consiste en determinar el máximo coeficiente de potencia C_p que el aerogenerador es capaz de obtener, ligado a un Tip-Speed Ratio (TS ratio: ratio entre la velocidad lineal en la punta de la pala y la velocidad del viento) óptimo. Este punto será el que se mantenga en la zona I de funcionamiento. En la Figura 3-11 se observa dicho punto.

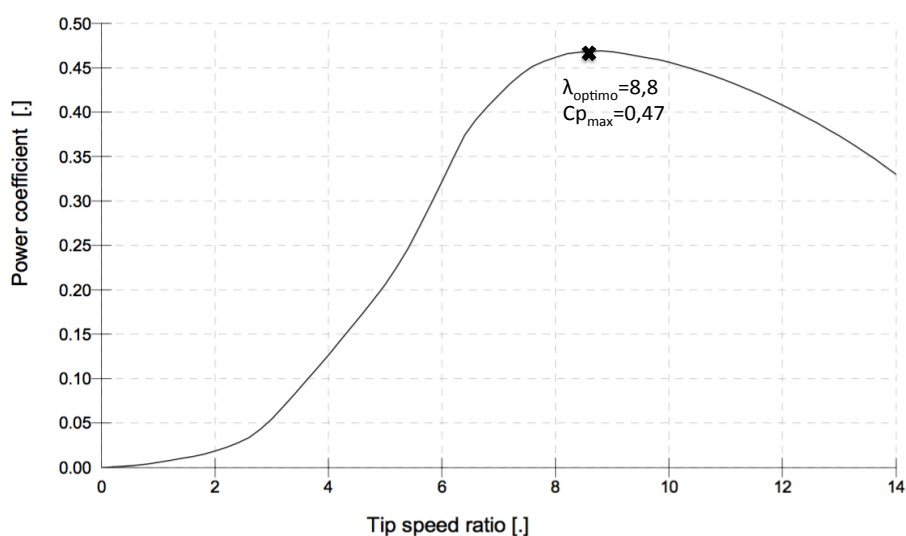


Figura 3-11: Curva T-S ratio - coeficiente de potencia del aerogenerador. Fuente: elaboración propia.



En el punto de velocidad nominal, al ser la frontera entre las dos zonas de operación, se mantiene la optimización aerodinámica de la turbina y además se alcanza la potencia eléctrica máxima suministrada. Así, C_p en el punto de velocidad nominal queda como (Burt et. al 01):

$$C_p = \frac{P_E}{0.5 \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot U_\infty^3}$$
$$U_\infty = \sqrt[3]{\frac{5 \cdot 10^6}{0.5 \cdot 1,225 \cdot \pi \cdot 63^2 \cdot 0,47}} = \mathbf{11,17 \text{ m/s}}$$

Donde:

- C_p = coeficiente de potencia en λ óptimo [-].
- P_E = Potencia eléctrica generada máxima [W].
- ρ = Densidad del aire [kg/m³].
- R = radio del rotor [m].
- U_∞ = Velocidad nominal del viento [m/s].

iii. Curva Par-velocidad en zona I (por debajo de velocidad nominal del viento).

La maximización de potencia aerodinámica absorbida se realiza manteniendo el TS ratio en su valor óptimo (8,8), variando la velocidad angular del rotor, de forma proporcional al viento. El TS se mantiene en dicho punto fijando un par de carga en el generador que pueda contrarrestar el par aerodinámico.

Se modela el par de carga del generador mediante el Modo de Ganancia Óptima (GL12b) como:

$$Q_g = K_{opt} \cdot \Omega^2$$

Con K_{opt} calculado a partir de:

$$K_{opt} = \frac{\pi \cdot \rho \cdot R^5 \cdot C_p}{2 \cdot \lambda^3 \cdot G^3} = \frac{\pi \cdot 1,225 \cdot 63^5 \cdot 0,47}{2 \cdot 8,8^3 \cdot 1^3} = \mathbf{1,331E + 06 \text{ kg} \cdot \text{m}^2}$$

- Donde:
- K_{opt} = Modo óptimo de ganancia [kg·m²].
- ρ = Densidad del aire [kg/m³].
- R = radio del rotor [m].
- C_p = coeficiente de potencia en λ óptimo [-].
- λ = TS ratio óptimo [-].
- G = ratio de caja de engranajes [-].



Nota: En la realidad, la maximización de potencia puede darse en un punto óptimo ligeramente diferente debido a las pérdidas energéticas. En este caso se considera que no.

Además, se fija la velocidad mínima de rotación del rotor en 6 rpm, y la velocidad óptima en 12 rpm, según especificaciones.

- iv. Zona II: por encima de la velocidad nominal. Regulación con ángulo de paso.

Se precisan los siguientes requerimientos técnicos para determinar esta parte de la curva.

- Dirección de “pitching”: *feathering*. Esto significa que el ángulo de paso se incrementará girando el borde principal del alerón hacia el viento, por lo que el par se reduce disminuyendo el ángulo de ataque y por lo tanto la sustentación. Este tipo de giro precisa de mayor actividad dinámica. Sin embargo, presenta menores esfuerzos de empuje .
- Ángulo de paso mínimo: ángulo de paso de las palas durante su operación normal $\rightarrow 0^\circ$.
- Ángulo de paso máximo: debido a la dirección de giro, el crecimiento es positivo $\rightarrow 90^\circ$.
- Velocidad de rotación demandada en zona II: Esta velocidad se calcula con la velocidad nominal del viento, en el punto frontera y por lo tanto con TS ratio óptimo, puesto que se mantendrá constante en toda esta zona de operación:

$$\lambda_{opt} = \frac{R \cdot \Omega}{U_\infty} \rightarrow \Omega = \frac{8,8 \cdot 11,17}{63} = 1,56 \frac{rad}{s} \rightarrow \mathbf{14,89 rpm}$$

Nota: es habitual que esta velocidad sea ligeramente superior a la óptima de rotación, puesto que al comienzo de esta zona el rotor ha sufrido aceleración, coherente con el hecho de que el control del ángulo de paso no entra en juego de forma instantánea.

- Par nominal del generador: A partir de la velocidad de rotación determinada previamente y de la potencia mecánica nominal en el eje (entrada al generador), se obtiene el par nominal:

$$M = \frac{P_M}{\Omega} = \frac{6 \cdot 10^6}{1,56} = \mathbf{3,87E + 6 Nm}$$

El paso siguiente consiste en la validación de los valores a partir de la curva de velocidad-par del generador. Según (GL2012b) dicha curva debe presentar las siguientes características:

- Velocidad angular mínima $\rightarrow 6 rpm$.
- Velocidad angular nominal $\rightarrow 12 rpm$.
- Crecimiento cuadrático entre ambas velocidades.
- Crecimiento de par a velocidad constante hasta par nominal $\rightarrow \mathbf{3,87 MNm}$.
- Crecimiento de velocidad angular a par constante hasta entrada de control de paso $\rightarrow 14,89 rpm$.



La Figura 3-12 es la curva obtenida, y se comprueba que es coherente con todos los puntos mencionados y que por lo tanto será la curva de seguimiento del aerogenerador estudiado. La Figura 3-13 a continuación, demuestra que el crecimiento en la zona I es realmente cuadrático.

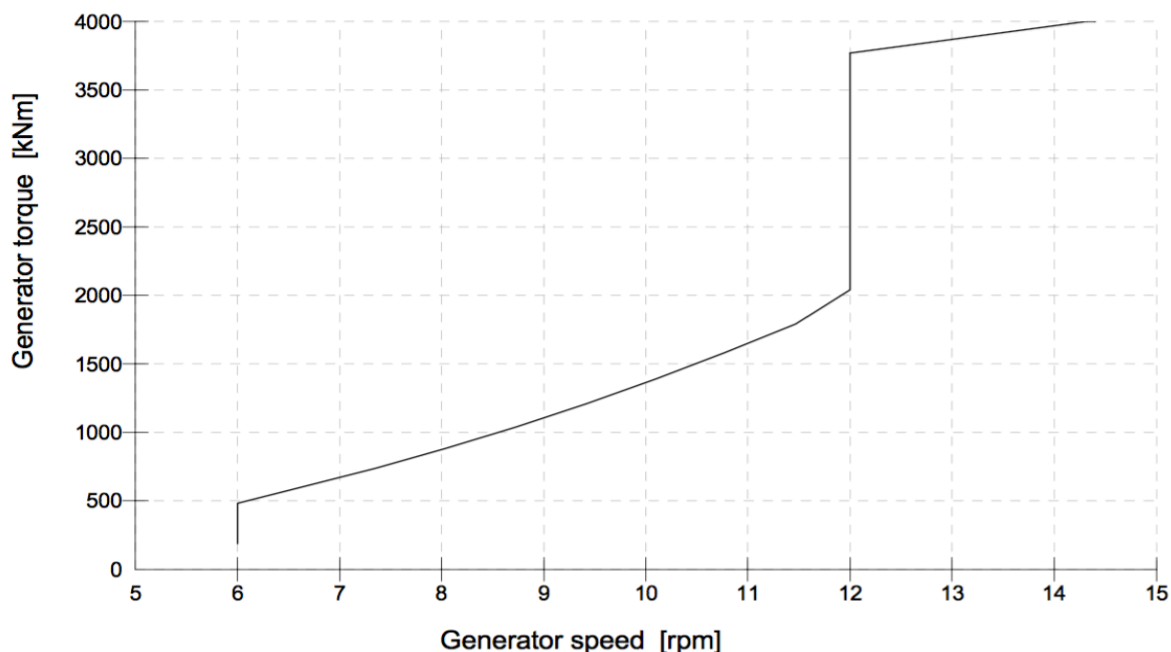


Figura 3-12: Curva velocidad-par del generador. Fuente: elaboración propia.

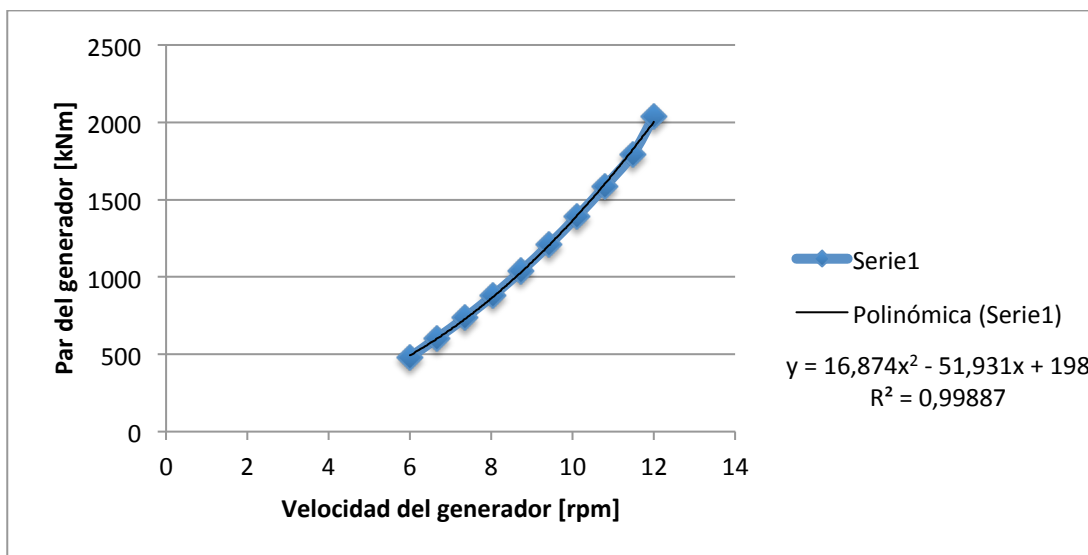


Figura 3-13: Recta de regresión polinómica de grado 2, sobre zona de operación I. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, se presenta la curva de potencia en función de la velocidad del viento, que de nuevo será la curva de seguimiento del aerogenerador estudiado, pero en términos de potencia. Se comprueba que es coherente con la curva teórica de un aerogenerador de velocidad variable con control por ángulo de paso presentado en la Figura 2-7 (en rojo).

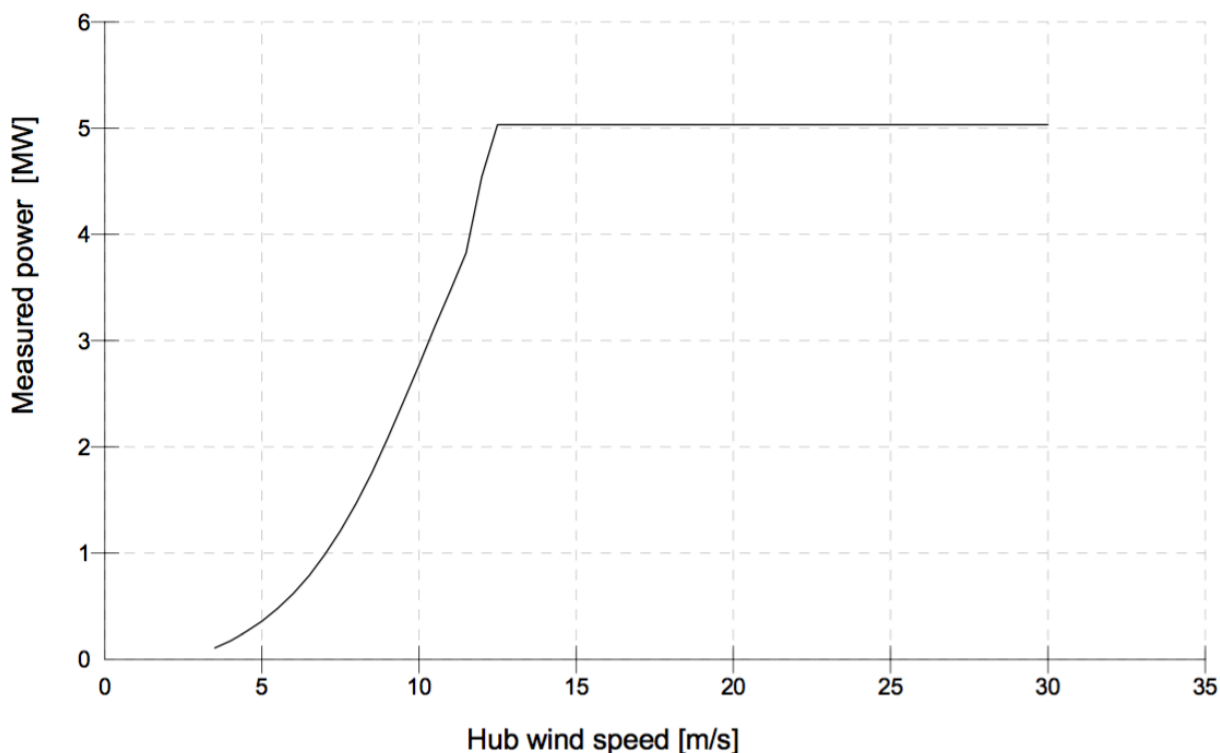


Figura 3-14: Generación de potencia eléctrica para las diferentes velocidades de viento. Fuente: elaboración propia.

II. Control dinámico

El objetivo del control dinámico es el de mantener el comportamiento del aerogenerador lo más próximo posible al la curva de estado estacionario determinada previamente. La Figura 3-15 muestra en forma de diagrama de bloques la configuración del lazo de control a diseñar.

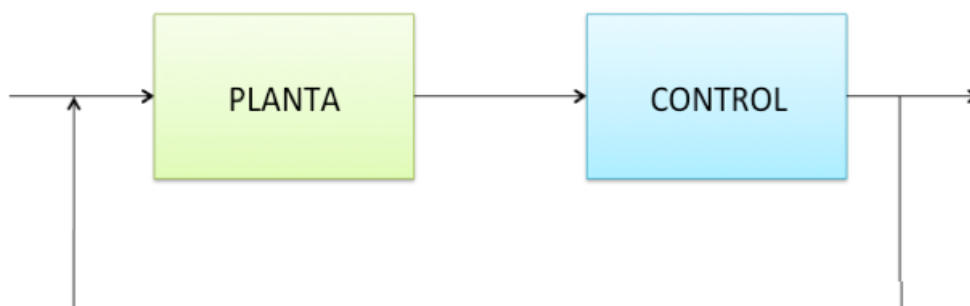


Figura 3-15: Lazo de control para el diseño del control. Fuente: elaboración propia.



Se establecen dos controles PI diferentes, para las dos zonas de operación existentes y previamente definidas.

En la zona I, la variable de control utilizada será el par demandado del generados. En la zona II, al pasar la velocidad del viento el valor frontera de 11,7 m/s, pasa a activarse el segundo lazo, donde la variable de control es el ángulo de paso demandado. La Figura 3-16 representa esto mediante un diagrama de bloques.

Nota final: El cambio de modo se realiza con un escalón de tiempo discreto con valor estándar de 0,1 segundos (GL2012b).

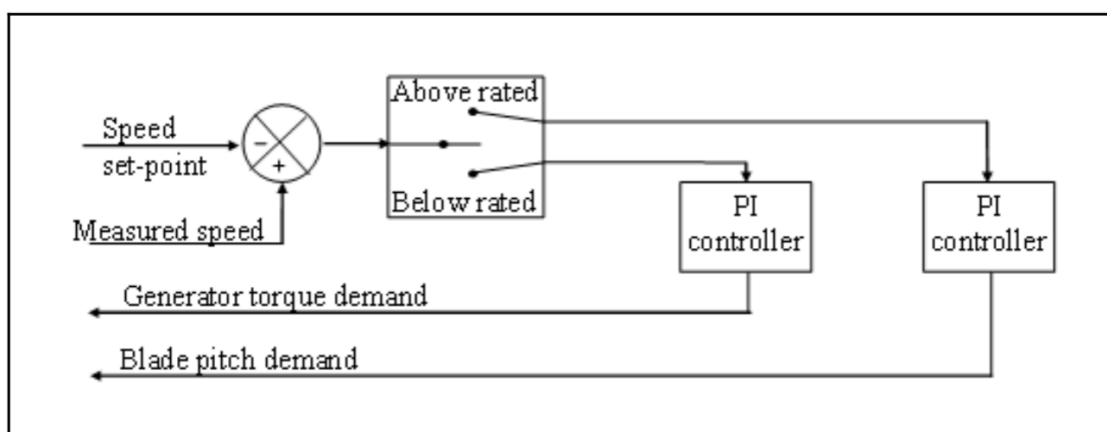


Figura 3-16: Diagrama de bloques del funcionamiento del control del lazo cerrado de aerogenerador de velocidad variable con control por de paso. Fuente: GL2012b.

A continuación se explica en detalle el diseño de ambos controles.

Las hipótesis tomadas para el diseño de estos controles son:

- Turbina rígida
- Flujo axial uniforme.
- No se considera la dinámica ni del actuador ni del sensor.

La ecuación que gobierna la dinámica rotacional del aerogenerador es (GL2b):

$$J \cdot \dot{\Omega} = Q_a - Q_g + \frac{dQ}{d\Omega} \Omega + \frac{dQ}{d\theta} \theta + \frac{dQ}{dv} v$$

Donde:

- J Inercia total del rotor.
- Q_a Par aerodinámico (valor estacionario).
- Q_g Par del generador.



- Ω Velocidad angular del rotor (desviación de estado estacionario).
- θ Ángulo de paso.
- v Velocidad del viento.
- $\frac{dQ}{d\Omega}$ Derivada parcial del par respecto a la velocidad angular del rotor.
- $\frac{dQ}{d\theta}$ Derivada parcial del par respecto al ángulo de paso.
- $\frac{dQ}{dv}$ Derivada parcial del par respecto a la velocidad del viento.

El cálculo “Steady Loads” en BLADED genera el conjunto de las derivadas parciales. Estas se presentan a continuación en la Tabla 3-16.

Tabla 3-16: Derivadas parciales.

VELOCIDAD DEL VIENTO [m/s]	DERIVADAS PARCIALES		
	Par- velocidad viento [(Nm)/(m/s)]	Par-velocidad rotor [Nms/rad]	Par-ángulo de paso [Nm/rad]
3,5	2,40E+05	-5,83E+05	3,11E+05
4	3,04E+05	-7,36E+05	3,22E+04
4,5	3,46E+05	-7,92E+05	-6,41E+05
5	3,73E+05	-8,14E+05	-9,58E+05
5,5	3,89E+05	-9,94E+05	-1,26E+06
6	4,47E+05	-9,07E+05	-1,42E+06
6,5	4,97E+05	-9,05E+05	-1,68E+06
7	5,15E+05	-1,04E+06	-2,12E+06
7,5	5,42E+05	-1,11E+06	-2,62E+06
8	5,68E+05	-1,15E+06	-3,19E+06
8,5	6,04E+05	-1,16E+06	-3,82E+06
9	6,38E+05	-1,26E+06	-4,56E+06
9,5	6,68E+05	-1,32E+06	-5,44E+06
10	7,00E+05	-1,29E+06	-6,29E+06
10,5	6,61E+05	-1,11E+06	-6,84E+06
11	6,81E+05	-6,52E+05	-6,84E+06
11,5	6,81E+05	-4,87E+05	-7,18E+06
12	7,39E+05	-9,02E+05	-8,81E+06
12,5	8,33E+05	-1,51E+06	-1,36E+07
13	8,09E+05	-1,68E+06	-1,81E+07
13,5	8,19E+05	-1,99E+06	-2,11E+07
14	8,16E+05	-2,23E+06	-2,41E+07
14,5	8,16E+05	-2,63E+06	-2,68E+07
15	8,32E+05	-2,97E+06	-2,89E+07
15,5	8,36E+05	-3,29E+06	-3,11E+07
16	8,48E+05	-3,70E+06	-3,32E+07



16,5	8,65E+05	-4,08E+06	-3,49E+07
17	8,91E+05	-4,50E+06	-3,67E+07
17,5	8,91E+05	-4,87E+06	-3,86E+07
18	8,86E+05	-5,27E+06	-4,06E+07
18,5	9,14E+05	-5,80E+06	-4,29E+07
19	9,48E+05	-6,17E+06	-4,49E+07
19,5	9,20E+05	-6,70E+06	-4,68E+07
20	9,57E+05	-7,27E+06	-4,85E+07
20,5	9,71E+05	-7,81E+06	-5,00E+07
21	9,51E+05	-8,11E+06	-5,14E+07
21,5	9,49E+05	-8,33E+06	-5,28E+07
22	9,57E+05	-8,70E+06	-5,45E+07
22,5	9,83E+05	-9,02E+06	-5,61E+07
23	9,83E+05	-9,51E+06	-5,77E+07
23,5	1,01E+06	-1,01E+07	-5,93E+07
24	1,01E+06	-1,08E+07	-6,09E+07
24,5	1,04E+06	-1,14E+07	-6,23E+07
25	1,06E+06	-1,20E+07	-6,38E+07
25,5	1,08E+06	-1,25E+07	-6,54E+07
26	1,09E+06	-1,31E+07	-6,69E+07
26,5	1,10E+06	-1,37E+07	-6,84E+07
27	1,13E+06	-1,43E+07	-6,99E+07
27,5	1,14E+06	-1,49E+07	-7,16E+07
28	1,16E+06	-1,56E+07	-7,33E+07
28,5	1,17E+06	-1,62E+07	-7,50E+07
29	1,19E+06	-1,67E+07	-7,66E+07
29,5	1,19E+06	-1,73E+07	-7,85E+07
30	1,20E+06	-1,80E+07	-8,04E+07

i. Control del par

Planta: Función de transferencia entre el par del generador y la velocidad angular del rotor. Así la planta para el control de par queda representada, a partir de la ecuación general del aerogenerador.

$$P(s) = \frac{1}{\frac{dQ}{d\Omega} - Js}$$

Control: Control de tipo PI donde se deberán determinar la ganancia proporcional e integral.



$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s}$$

Tras determinar la planta y el control, se obtiene el sistema en lazo abierto:

$$H(s) = P(s) \cdot C(s)$$

Siendo el sistema en lazo cerrado, coherente con la Figura 3-16:

$$\frac{H(s)}{1 + H(s)}$$

Obteniendo los polos del sistema como solución a $1+PC = 0$.

$$Js^2 + \left(K_p - \frac{dQ}{d\Omega}\right)s + K_i = 0$$

El resultante es un sistema de orden 2, cuya frecuencia fundamental es $w_o=1$ rad/s y cuyo amortiguamiento será $\zeta = 1/\sqrt{2}$ (GL2012b) por lo que los parámetros del control se fijan como:

$$w_o = \sqrt{\frac{K_i}{J}} = 1 \rightarrow K_i = J \cdot w_o^2$$

$$\zeta = \frac{(K_p - \frac{dQ}{d\Omega})}{2Jw_o} \rightarrow K_p = 2\zeta Jw_o + \frac{dQ}{d\Omega}$$

Planta: La planta queda representada, como la función de transferencia entre ángulo de paso y velocidad angular del rotor, o lo que es lo mismo, $\frac{dQ}{d\theta}$ veces la planta del lazo de la planta del par.

$$P(s) = \frac{-\frac{dQ}{d\theta}}{\frac{dQ}{d\Omega} - Js}$$

ii. Control de ángulo de paso.

Control: Control de tipo PI.

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s}$$

Siguiendo la misma estrategia que para el control de par, los parámetros del control quedan fijados como:



$$K_i = \frac{-J \cdot \omega_o^2}{\frac{dQ}{d\theta}}$$

$$K_p = -\frac{2\zeta J \omega_o + \frac{dQ}{d\Omega}}{\frac{dQ}{d\theta}}$$

III. Programación de la ganancia (PG).

Los parámetros de los controles PI en lazo cerrado están diseñados para proporcionar un buen control en un punto de operación particular, como por ejemplo a una velocidad de viento concreta. Sin embargo, las características aerodinámicas de la turbina no son constantes, sino que varían de forma continua según la velocidad del viento, el ángulo de paso etc. y por lo tanto es necesario ajustar las ganancias del controlador en función del punto de operación. Esto se hará por medio de la técnica de Programación de la Ganancia o Gain Scheduling (PG) (Rodr14).

BLADED permite modelar esta Programación de la Ganancia por medio de la aplicación del factor $1/F(V)$ a los parámetros del control PI, donde V representa la variable de control que se utilizará para diferenciar los distintos puntos de operación.

El ángulo de paso θ se utiliza como variable de control, puesto que es la magnitud que controla el par aerodinámico y que permite mantener constante la potencia; es el factor que más influye en los cambios de la aerodinámica y por lo tanto en los esfuerzos del aerogenerador.. Este enfoque se considera apropiado aunque conservador(GL2012b).

Para la zona I, no es preciso instaurar la PG puesto que el ángulo de paso permanece constante, pese a que el parámetro proporcional del control depende de la derivada parcial del par respecto a la velocidad angular y esta varía con las diferentes velocidades de viento. De esta manera, dicho parámetro queda fijado a partir de la derivada parcial en el punto de frontera de 11,7 m/s para toda la zona I.

En la zona II (por encima de la velocidad frontera) el par es muy sensible al ángulo de paso. Aquí si es necesario aplicar la PG.

La función $F(\theta)$ que modeliza los diferentes puntos de operación. Como se puede observar en la Figura 3-17, la variación de $\frac{dQ}{d\theta}$ con respecto al ángulo de paso es una curva polinómica de grado 2. Como se ha demostrado previamente, los parámetros K_p y K_i del control PI del ángulo de paso varían inversamente con $\frac{dQ}{d\theta}$ y al aplicarse el factor de PG como $1/F(\theta)$, se define:

$$F(\theta) = \frac{dQ}{d\theta}$$

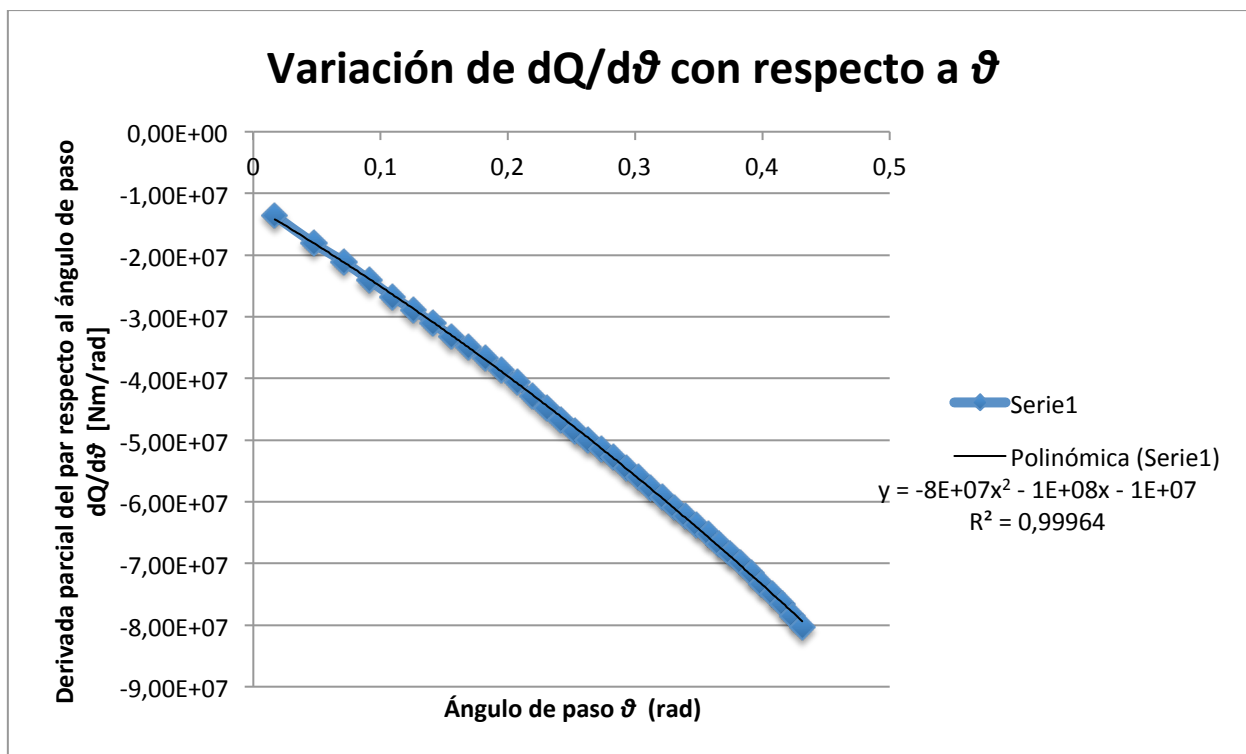


Figura 3-17: Curva de variación de la derivada del par con respecto del ángulo de paso (azul), y curva polinómica de regresión lineal (negro). Fuente: elaboración propia.

Se demuestra por el valor del residuo, que representa el cuadrado del coeficiente de Pearson, y que al ser prácticamente 1, valida el modelo de regresión.

$$R^2 = \frac{\sigma_{XY}^2}{\sigma_X^2 \cdot \sigma_Y^2} = 0.99964$$

Donde σ_{XY} es la covarianza de (X,Y), σ_X es la desviación típica de la variable X y σ_Y es la desviación típica de la variable Y.

<http://www.gestiondeoperaciones.net/estadistica/como-se-relaciona-el-coeficiente-de-correlacion-de-pearson-r-y-el-coeficiente-de-determinacion-r-cuadrado-r2/>

De este modo, $F(\theta)$ quedará determinada como una función polinómica de grado 2:

$$F(\theta) = \frac{dQ}{d\theta} = (-8E08\theta^2 - 1E08\theta - 1E07)$$

Y los parámetros del control del PI para la zona II quedarán fijados como:



$$K_p = -\frac{2\zeta J w_o + \frac{dQ}{d\Omega}}{1}$$

$$K_i = \frac{-J \cdot w_o^2}{1}$$

Por lo tanto, el conjunto de los controles queda definido como:

Tabla 3-17: Parámetros del control de potencia.

	K_p	K_i	GS
Control de par	5.638E+07	4.196E+07	-
Control por ángulo de paso	-5.638E+07	-4.196E+07	$F(\theta)$

Donde los valores constantes utilizados son:

- $J = 41.964.710 \text{ kgm}^2$.
- $w_o = 1 \text{ rad/s}$.
- $\frac{dQ}{d\Omega} = -9,02E+05 \text{ (Nm)/(rad/s)}$.
- $\zeta = 1/\sqrt{2}$.

IV. Ajuste por el método de Ziegler-Nichols (ZN).

Al tratarse el modelo de la planta de un modelo simplificado, el resultado del control por ángulo de paso no resulta satisfactorio, puesto que en condiciones extremas el aerogenerador se desestabiliza y no responde como debe, como se puede observar por las oscilaciones de la Figura 3-18, al someter a la máquina a una ráfaga de viento (modelo EOG50, Anexo IV).

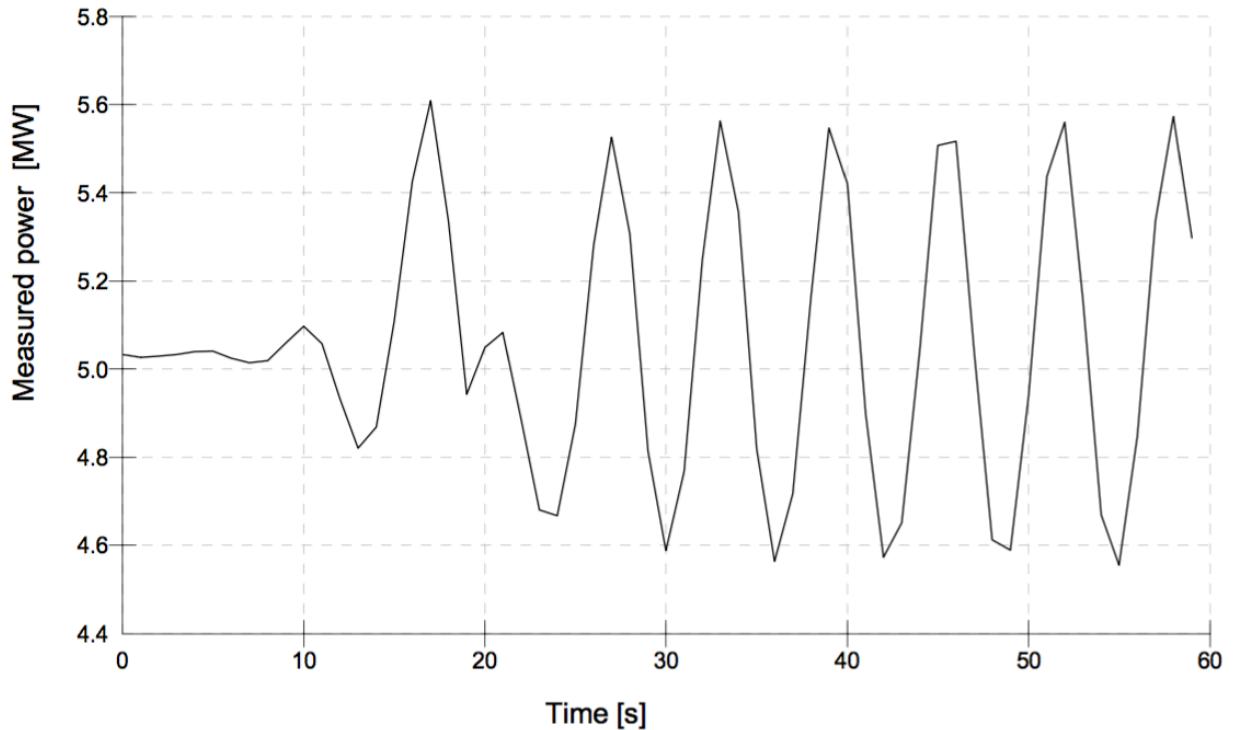


Figura 3-18: Respuesta del sistema ante una ráfaga con $N=50$, con el control preliminar. Fuente: elaboración propia.

Con el fin de solventar esto, se ha realizado el ajuste por el Método II de Ziegler-Nichols (ZN) (Nich42). Se trata de un método heurístico que consiste en poner la ganancia integral a 0, aumentando la ganancia proporcional hasta alcanzar la ganancia última, a la cual el sistema oscila de manera sostenida. A partir de la ganancia última K_u y del periodo de dichas oscilación T_u se pueden calcular los demás parámetros. Así, los parámetros para los cuales la curva oscila como se observa en la Figura 3-19 son:

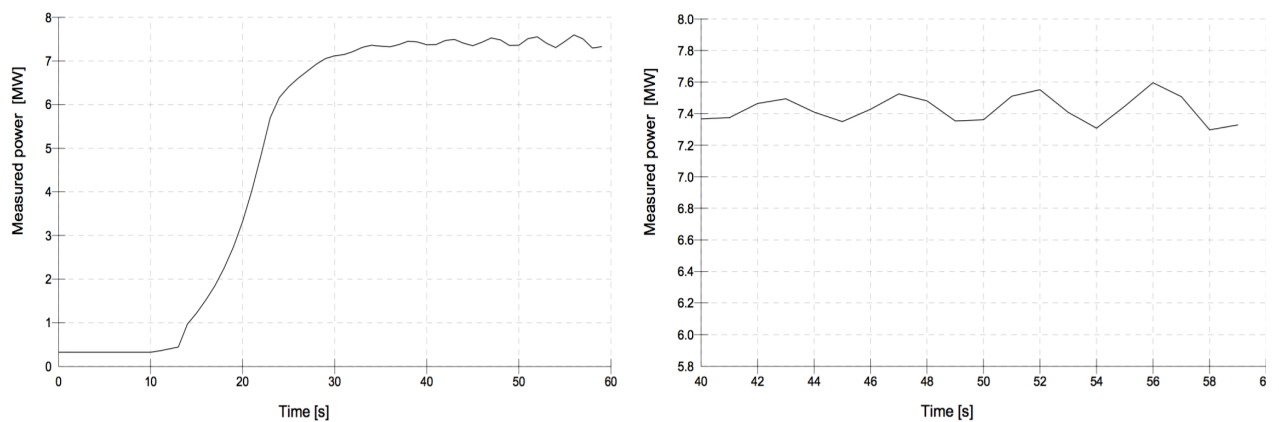


Figura 3-19: Respuesta con ganancia proporcional crítica. Fuente: elaboración propia.



$$K_u = -4E06$$

$$T_u = 4,5 \text{ s}$$

De esta manera, según ZN:

$$K_p = 0,45 \cdot K_u = -1,8E06$$

$$T_i = \frac{T_u}{1,2} = 3,75 \text{ s} \rightarrow K_i = \frac{K_p}{T_i} = -4,8E5$$

Aplicando estos valores para el control PI de la zona II, junto con el control PI de la zona I y la PG previamente determinados, el resultado es el que se muestra en la Figura 3-20, demostrándose que con el nuevo control diseñado el sistema funciona correctamente.

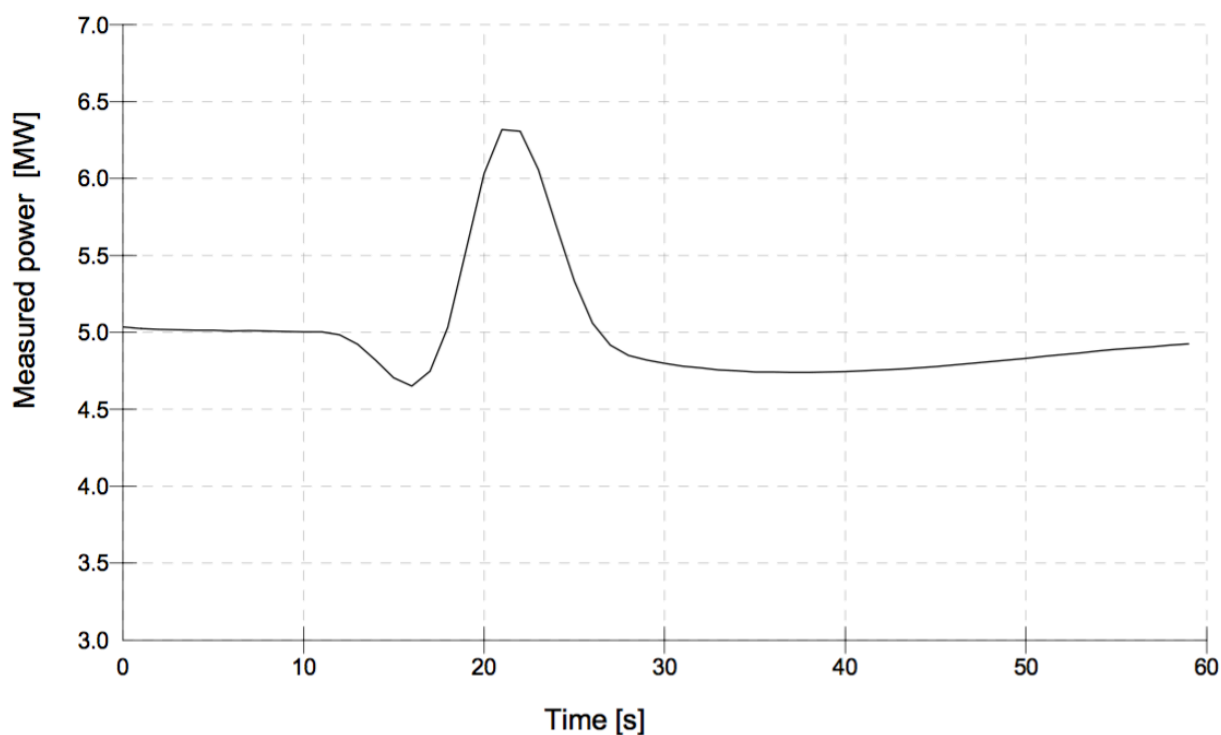


Figura 3-20: Respuesta del sistema a una ráfaga de $N=50$ años, tras aplicar Ziegler-Nichols. Fuente: elaboración propia.



3.4.2 CONTROL DE SUPERVISIÓN.

Se modelan los diferentes estados operacionales, cuya lógica es la empleada en la determinación de cargas de la sección 3.

I. Arranque

El aerogenerador se encuentra a una determinada velocidad del rotor (típicamente 0, y es con lo que se simulará, pero no tiene por que ej. idling). Se anula la acción del freno electromagnético y el rotor comienza a girar, hasta alcanzar un determinado valor, al que el generador se conecta. Al mismo tiempo, los alerones de las palas van girando hasta llegar a la posición deseada de ángulo de paso o hasta que el control en lazo cerrado entre en juego. Así:

- Velocidad inicial del rotor: 0 rpm.
- Ángulo de paso inicial: 90°.
- Variación de ángulo de paso durante arranque: -8 °/s.
- Velocidad de rotor a la que se conecta generador: 6 rpm.
- Ángulo de paso final en modo de arranque: 0°.

II. Operación del freno del eje

Se trata de un freno electromagnético que actúa mediante un corto en el estator. La principal ventaja de este sistema de frenado es que al no tener rozamiento entre partes mecánicas, el desgaste y el mantenimiento son mínimos.

Cuando el freno se aplica sobre el eje, su efecto no es instantáneo. El par de frenado se modela como si fuera una rampa:

- Par máximo de frenada: $M_{\text{frenada}} = 1,2 \cdot M_{\text{nom}} = 1,2 \cdot \frac{5 \cdot 10^6}{1,26} = 5,72 \text{ MNm}$.
- Tiempo de rampa: 40 s.

De forma adicional, en los aerogeneradores también existe un freno de disco situado sobre el eje que se utiliza para que este no se embale, como ya se ha explicado en la sección 3.3.1. Sin embargo en el presente proyecto no se ahonda en su diseño.

III. Parada.

La lógica de las diferentes paradas se relata a continuación.

i. Parada en situación normal.

El aerogenerador se encuentra funcionando en condiciones normales. El ángulo de paso de las palas comienza a aumentar, ralentizando la velocidad angular del rotor cuando se aplica el freno. Se busca que el par de frenada se aplique cuando menos cargas genera, y puesto que el propio



“pitching” de las palas, actúa como freno aerodinámico y es suficiente para detener completamente el aerogenerador. Por lo que el freno se aplicará a 0 rpm. Así:

- Velocidad final del rotor: 0 rpm.
- Ángulo de paso final: 90°.
- Variación de ángulo de paso durante parada: 8 °/s.

ii. Parada de emergencia.

Se considera situación de emergencia cuando se pierde el par de carga del generador que contrarresta el par aerogenerador, debido a un fallo de la red o a un fallo mecánico o eléctrico de la propia turbina. Esto provoca la aceleración del rotor.

La lógica de parada es la misma que en situación normal, con la salvedad de que el incremento de ángulo de paso y la aplicación del par de frenada puede darse en paralelo en caso de ser necesario.

IV. Situaciones no operacionales.

i. Aparcado.

El estado aparcado, el aerogenerador no produce energía y el freno está aplicado sobre el eje, por lo que el rotor está fijo. Se considera que:

- El aerogenerador se encuentra en posición de bandera → ángulo de paso 90°.
- Con la primera pala apuntando verticalmente hacia arriba → azimut 0°.

Nota: se define “Posición de Bandera” de un aerogenerador cuando este tiene sus palas a un ángulo de paso de 90°, es decir, con la cuerda de estas de forma paralela a la dirección del viento. Es la posición en la que menos resistencia presenta y por lo tanto en la que menos cargas se generan.

ii. “Idling”

Se trata de una situación no operacional que se ha venido empleando los últimos años, en la cual el generador está desconectado, por lo que no se está generando energía, pero se deja que el rotor gire libremente, no se aplica par de frenada ni control de paso.

Tiene como ventaja principal la reducción de las cargas que soporta en condiciones adversas tipo tormenta, respecto a si se encontrara amarrado, puesto que el aerogenerador se orienta hacia zonas de menor resistencia, y el freno no tiene que estar aplicándose constantemente sobre el eje. En su contra tiene el hecho de que se generan mayores cargas de fatiga sobre los rodamientos. Así:

- Ángulo de paso durante idling: 90° → posición de bandera.



Nota: La determinación de cargas en BLADED por medio de las simulaciones para situaciones no operacionales se realizará para *idling* únicamente, puesto que es la situación que menores cargas generará y que por lo tanto se considera más óptima.

V. Control de orientación

Sistema que orienta la torre en la dirección del viento, con el fin de maximizar la energía capturada. Además, en condiciones de desalineación entre rotor y dirección del viento, se generan esfuerzos de fatiga puesto que el ángulo de ataque en cada pala está en continuo cambio, de forma cíclica. Se necesita por ello un control activo de la orientación.

El objetivo del control es el de orientar la máquina según la información recibida del sensor (generalmente una veleta). A diferencia del control de potencia, que es crítico para evitar fallos catastróficos en el aerogenerador, y puesto que el giro de la torre requiere una fuerza enorme para superar las inercias de la góndola y del rotor, el control es de carácter lento.

Típicamente se utiliza un control de banda muerta, por medio del cual, cuando el error medio de orientación supera cierto valor se enciende el motor de giro de la torre (Burt. et al 01).

El sistema funciona con una serie de servomotores y engranajes que permiten el giro de la góndola sobre el eje de la torre, según lo mande el control. Dicho sistema se puede apreciar en la Figura 3-21.

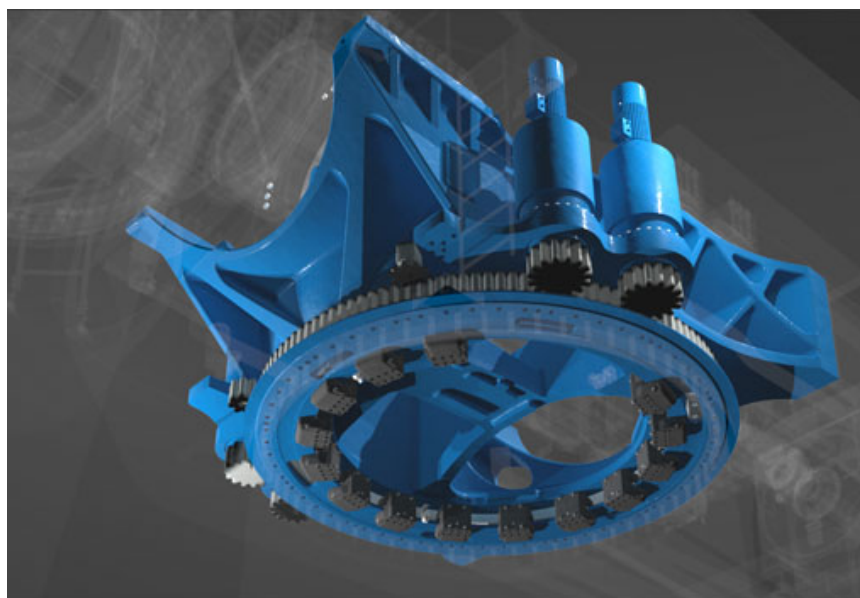


Figura 3-21: Control de orientación de un aerogenerador. Fuente: Nordex.

El sistema de orientación definido para el presente estudio tiene como características principales:



Modelo rígido: donde el ángulo de la góndola sigue de forma exacta el ángulo demandado, y queda definido por dicho ángulo y el rozamiento del sistema.

$$F_{rozam} = \mu \cdot N = \mu \cdot m \cdot g = 913.360,05 \text{ N}$$

Donde:

- μ : coeficiente de fricción del sistema. Se toma como 0,3.
- g : gravedad. Se toma como 9,81 m/s².
- m : masa total de los elementos que soporta el sistema.

$$m = m_{gondola} + 3 \cdot m_{pala} + m_{bujes} = 200.000 + 3 \cdot 23.450 + 40.000 = 310.350 \text{ kg}$$

Nota: se recuerda al lector que la masa global de la góndola incluye al propio envoltorio así como a todos los elementos en su interior como es el caso del generador, transmisión o transformador, como ya se ha establecido en la sección 3.2.

Sistema activo de maniobra prescrita: el comportamiento del sistema queda completamente definido por medio de los siguientes parámetros.

- Tiempo para comenzar maniobra: 6 s.
- Posición de cambio de guiñada requerido: 8°.
- Velocidad angular de guiñada: 0,3 °/s.

3.4.3 SISTEMA DE SEGURIDAD.

El sistema de seguridad del aerogenerador consiste en una serie de circuitos que actúan de forma independiente al control de la turbina, y que están destinados a llevar la turbina a parada de forma segura en caso de que surja un problema que el sistema de control normal no pueda manejar. Las acciones que realiza este sistema son:

- Acción del freno aerogenerador, por medio del ángulo de paso.
- Desconexión del generador.
- Desconexión del sistema de orientación.

Los motivos habituales por los que este sistema entra en juego son un exceso de velocidad, un exceso de potencia en el generador, vibraciones en la góndola o un cortocircuito en el generador.

En este proyecto no se ha profundizado en el diseño del sistema de seguridad del aerogenerador. Únicamente se tiene en cuenta en la sección 4.2.10 y como situación de fallo del sistema, por lo que su diseño no ha entrado dentro del alcance de este proyecto.



4 DETERMINACIÓN DE CARGAS.

Una vez se ha generado el modelo del aerogenerador (sección 3), se procede a determinar las cargas que sufre este, mediante simulaciones y siguiendo las directrices GL. El objetivo de estas simulaciones es el de generar las cargas en diferentes situaciones y puntos del aerogenerador, para el posterior diseño a mayor detalle de los diferentes elementos de este. Debida a dicha finalidad de diseño, se proveerán únicamente las cargas máxima y mínima en cada punto.

Se comenzará con las consideraciones previas y generalidades a tener en cuenta, para continuar con el estudio de los diferentes casos o *Design Load Cases* (DLC) de GL.

4.1 CONSIDERACIONES PREVIAS.

A continuación se enumeran y explican las diferentes consideraciones a tener en cuenta:

- Tiempo de simulación = 60 s. Máximo permitido por BLADED educacional.
- Los estados límite a considerar serán el Estado Límite Último (ULS) y el Estado Límite de Fatiga (FLS). ULS se estudiará en la sección 0 mientras que FLS en la sección 4.3.
- Dentro de los ULS, se considerarán cuatro situaciones diferentes, a saber: Normal (N) que recoge situaciones que ocurren frecuentemente, en las cuales el aerogenerador está en estado normal o ligero malfuncionamiento; Extremo (E), estado normal de la turbina pero en condiciones ambientales extremas; Anormal (A), situaciones poco corrientes, como malfuncionamiento severo; y Transporte y montaje (T). en función del estado en el que se encuentre, los factores parciales de seguridad variarán. Dichos parámetros se presentan a continuación en la Tabla 4-1:

Tabla 4-1: Coeficientes de seguridad parciales para las diferentes situaciones en ULS. Fuente: GL12a.

Fuente de carga	Tipo de situación.			
	Normal (N)	Extrema (E)	Anormal (A)	Transporte y montaje (T)
Ambiental	1,2	1,35	1,1	1,5
Operacional	1,2	1,35	1,1	1,5
Gravitatorio	1,35	1,35	1,1	1,25
Otras fuerzas inerciales	1,2	1,1	1,1	1,3
Térmica	-	1,35	-	-



- En cuanto a FLS, el coeficiente parcial de seguridad para todas las situaciones será $\gamma_F = 1$.
- Los esfuerzos resultantes se darán en diferentes puntos del aerogenerador (raíz de palas, buje con ejes rotando, buje con ejes fijos, unión de la torre con la góndola, base de la torre y cimientos). Esto es así puesto que en función del elemento concreto que se desee diseñar, se trasladará el conjunto de cargas que sea más fácil. Además, en el posterior diseño individual, se podrá añadir a estas cargas generales, las cargas concretas de cada elemento. Los sistemas de coordenadas van acorde con los de GL (GL12a, apéndice 4A).
- En cuanto a las condiciones ambientales, cada caso tiene determinadas las condiciones de viento, mar y su relación de direccionalidad a seguir. Los modelos para esto vienen desarrollados en el ANEXO IV. Señalar que en cuanto al viento, cada uno de los casos se estudiará en el rango de velocidades de operación normal. Por ello, se ha escogido simular cada caso para la velocidad de arranque (3,5 m/s), la velocidad de corte (30 m/s) y la velocidad nominal (11,7 m/s), al tratarse de los puntos más pertinentes.

A continuación se presenta la Tabla 4-2, que resume los diferentes DLC:

Tabla 4-2: Resumen de los DLC para aerogeneradores marinos. Fuente: GL12a.

Estado límite	Condición de diseño	DLC
ULS	Operación normal.	1.1, 1.4, 1.5, 1.10, 2.1, 3.1, 3.2, 4.1, 9.5
	Procedimiento de parada de emergencia.	5.1
	Operación normal + condiciones ambientales extremas (viento, olas, corrientes, hielo, terremotos, temperaturas).	1.2, 1.3, 1.6, 1.7, 1.8, 1.9, 9.1, 9.2, 9.7, 9.8
	Operación + fallo relevante del sistema de seguridad.	2.2, 10.1, 10.2, 10.3
	Parado + condiciones ambientales extremas (viento, olas, corrientes, hielo, terremotos, temperaturas).	6.1, 6.3, 6.5, 9.3, 9.4, 9.9
	Parado.	6.4, 9.6
	Parado + condiciones fallo.	6.2, 7.1, 7.2, 8.2, 8.4, 8.5, 10.4, 10.5, 10.6
	Transporte, instalación, mantenimiento, reparación.	8.1
FLS	Operación normal.	1.1, 9.1, 9.5
	Operación normal + hielo en palas y estructura.	1.8, 1.9
	Producción + fallo.	1.4, 2.1
	Procesos de arranque/parada normal.	3.1, 4.1
	Parado, parado debido a fallo.	6.4, 7.2, 9.2
	Transporte, instalación, mantenimiento, reparación.	8.3



Nota: Los siguientes DLC no serán estudiados por limitaciones de la licencia educacional de BLADED o por no ser pertinentes en la localización española del aerogenerador. A saber: 1.8, 1.9, 6.5, 8.5, y todos los 9.

4.2 ESTADO ÚLTIMO DE CARGA.

4.2.1 DLC 1.1

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia.
- Condiciones de viento: Modelo NTM, $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conectado a la red eléctrica.
Viento y mar desalineados.
Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 8^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Normal.

II. Resultados.

Tabla 4-3: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.1.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	4,51E+06	2,54E+06	2,76E+05	1,05E+05	2,02E+05	3,89E+05
	Min.	-3,68E+06	1,81E+06	-1,13E+05	7,32E+04	-2,54E+05	-5,54E+04
Buje móvil	Max.	2,99E+05	3,95E+05	4,85E+05	3,44E+05	1,05E+06	1,05E+06
	Min.	1,80E+05	-6,78E+05	-3,22E+05	3,08E+05	-1,06E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	2,99E+05	6,78E+05	5,94E+05	3,44E+05	6,91E+03	-1,05E+06
	Min.	1,80E+05	-4,81E+05	-4,85E+05	3,08E+05	-4,80E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	3,67E+06	8,68E+08	2,70E+08	4,84E+05	6,46E+04	-3,02E+06
	Min.	-6,35E+05	8,62E+08	-1,00E+05	4,42E+05	-3,98E+03	-3,04E+06
Torre top	Max.	7,43E+07	8,67E+08	2,68E+08	1,02E+05	6,20E+04	-3,06E+06
	Min.	9,01E+04	8,62E+08	-9,35E+04	6,07E+04	-3,81E+03	-3,07E+06
Torre base	Max.	7,68E+07	1,02E+09	2,68E+08	-1,32E+05	1,33E+05	-3,13E+07
	Min.	1,22E+05	1,01E+09	-1,06E+05	-3,92E+05	-2,98E+03	-3,13E+07
Cimientos	Max.	5,24E+07	9,60E+08	2,70E+08	5,35E+04	2,98E+05	-1,80E+07
	Min.	-5,79E+06	9,49E+08	9,75E+03	-2,91E+05	2,05E+05	-1,81E+07



Tabla 4-4: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.1.

$V_{hub}=11,7$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	7,17E+06	1,16E+07	3,12E+05	3,71E+05	9,42E+04	1,18E+06
	Min.	-2,26E+06	7,72E+06	-2,72E+04	2,82E+05	-4,09E+05	7,21E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	3,16E+06	3,29E+06	8,85E+05	1,02E+06	8,98E+05
	Min.	3,89E+06	-1,36E+06	-3,59E+06	8,01E+05	-1,12E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	3,70E+06	3,04E+06	8,85E+05	4,09E+04	-1,01E+06
	Min.	3,89E+06	-2,42E+06	-2,84E+06	8,01E+05	-6,60E+04	-1,11E+06
Yaw	Max.	8,25E+06	8,70E+08	2,71E+08	1,04E+06	8,83E+04	-3,04E+06
	Min.	3,62E+06	8,64E+08	-1,03E+06	9,58E+05	-1,22E+04	-3,14E+06
Torre top	Max.	7,71E+07	8,69E+08	2,68E+08	6,29E+05	8,32E+04	-3,14E+06
	Min.	3,83E+06	8,61E+08	-1,43E+06	5,54E+05	-3,87E+04	-3,25E+06
Torre base	Max.	7,68E+07	1,08E+09	2,69E+08	-3,35E+05	7,23E+05	-3,14E+07
	Min.	-1,01E+07	1,07E+09	-8,65E+05	-5,60E+05	4,06E+05	-3,15E+07
Cimientos	Max.	7,43E+07	1,04E+09	5,62E+05	6,29E+05	6,91E+05	-1,81E+07
	Min.	-1,03E+07	1,03E+09	3,30E+05	5,54E+05	3,47E+05	-1,82E+07

Tabla 4-5: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.1.

$V_{hub}=30$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,51E+06	8,35E+06	2,39E+05	4,45E+05	8,08E+04	1,57E+06
	Min.	-2,97E+06	1,17E+06	-1,69E+05	2,08E+05	-3,28E+05	8,27E+05
Buje móvil	Max.	3,91E+06	7,13E+06	6,49E+06	6,97E+05	1,04E+06	1,04E+06
	Min.	3,87E+06	-6,03E+06	-5,75E+06	3,87E+05	-8,80E+05	-1,07E+06
Buje fijo	Max.	3,91E+06	6,58E+06	2,20E+06	6,97E+05	4,88E+04	-8,67E+05
	Min.	3,87E+06	-8,14E+05	-8,35E+06	3,87E+05	-1,01E+05	-1,10E+06
Yaw	Max.	1,07E+07	8,90E+08	2,67E+08	8,16E+05	1,05E+05	-2,85E+06
	Min.	-2,33E+04	8,51E+08	-1,83E+06	5,52E+05	-8,14E+04	-3,12E+06
Torre top	Max.	7,90E+07	8,88E+08	2,64E+08	4,13E+05	9,20E+04	-2,91E+06
	Min.	1,77E+06	8,51E+08	-1,83E+06	1,60E+05	-7,87E+04	-3,20E+06
Torre base	Max.	7,90E+07	1,06E+09	2,66E+08	-4,99E+05	4,99E+05	-3,11E+07
	Min.	-7,16E+06	1,02E+09	-1,77E+06	-1,38E+06	1,52E+05	-3,14E+07
Cimientos	Max.	7,66E+07	1,02E+09	2,65E+08	3,82E+05	4,56E+05	-1,79E+07
	Min.	-7,12E+06	9,76E+08	-1,96E+06	-5,09E+05	1,11E+05	-1,82E+07



4.2.2 DLC 1.2

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia.
- Condiciones de viento: Modelo ETM, $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conectado a la red eléctrica.
 Viento y mar alineados.
 Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 8^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Extremo.

II. Resultados.

Tabla 4-6: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.2.

$V_{hub}=3,5 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,90E+06	2,77E+06	2,71E+05	1,23E+05	2,03E+05	3,84E+05
	Min.	-3,67E+06	1,61E+06	-1,02E+05	5,91E+04	-2,38E+05	-5,51E+04
Buje móvil	Max.	3,18E+05	1,20E+06	1,11E+06	3,53E+05	1,05E+06	1,02E+06
	Min.	3,15E+05	-9,75E+05	-1,80E+06	2,99E+05	-1,02E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,18E+05	1,24E+06	1,59E+06	3,53E+05	1,66E+04	-1,04E+06
	Min.	3,15E+05	-1,30E+06	-5,30E+05	2,99E+05	-1,11E+04	-1,07E+06
Yaw	Max.	3,52E+06	8,76E+08	2,71E+08	4,84E+05	6,36E+04	-3,01E+06
	Min.	-1,03E+05	8,61E+08	7,81E+05	4,10E+05	-7,06E+03	-3,05E+06
Torre top	Max.	6,24E+07	8,75E+08	2,68E+08	1,02E+05	6,13E+04	-3,05E+06
	Min.	-8,20E+04	8,60E+08	7,28E+05	2,91E+04	-7,03E+03	-3,08E+06
Torre base	Max.	6,30E+07	9,94E+08	2,69E+08	-1,05E+06	1,16E+05	-3,13E+07
	Min.	-2,86E+05	9,69E+08	7,20E+05	-1,57E+06	-5,02E+03	-3,13E+07
Cimientos	Max.	6,11E+07	9,56E+08	2,69E+08	-2,06E+05	7,65E+04	-1,80E+07
	Min.	-3,13E+05	9,31E+08	7,55E+05	-7,33E+05	-5,94E+03	-1,81E+07

Tabla 4-7: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.2.

$V_{hub}=11,7 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	5,28E+06	1,02E+07	2,28E+05	3,39E+05	5,87E+04	1,25E+06
	Min.	-2,45E+06	4,63E+06	-1,08E+05	1,92E+05	-3,19E+05	6,33E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	1,97E+06	2,79E+06	9,08E+05	8,27E+05	1,01E+06
	Min.	3,89E+06	-4,45E+06	-5,44E+04	5,86E+05	-7,90E+05	-1,07E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	4,63E+06	2,36E+06	9,08E+05	8,56E+03	-1,00E+06
	Min.	3,89E+06	-2,92E+06	-3,23E+06	5,86E+05	-5,78E+04	-1,11E+06
Yaw	Max.	7,22E+06	8,73E+08	2,68E+08	1,05E+06	4,68E+04	-3,04E+06
	Min.	2,22E+06	8,52E+08	4,48E+05	7,33E+05	-3,60E+04	-3,12E+06



Torre top	Max.	6,72E+07	8,73E+08	2,66E+08	6,52E+05	3,91E+04	-3,12E+06
	Min.	3,44E+06	8,50E+08	3,18E+05	3,35E+05	-3,47E+04	-3,21E+06
Torre base	Max.	7,42E+07	1,05E+09	2,66E+08	-6,84E+05	1,13E+05	-3,13E+07
	Min.	3,45E+06	1,04E+09	2,94E+05	-1,07E+06	-2,08E+03	-3,14E+07
Cimientos	Max.	7,20E+07	1,01E+09	2,66E+08	1,94E+05	7,25E+04	-1,81E+07
	Min.	3,35E+06	9,96E+08	3,14E+05	-1,84E+05	-2,26E+04	-1,82E+07

Tabla 4-8: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.2.

$V_{hub}=30$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	2,45E+06	8,47E+06	2,12E+05	3,65E+05	1,03E+05	1,10E+06
	Min.	-2,02E+06	-1,76E+05	-4,97E+04	1,04E+05	-2,16E+05	4,99E+05
Buje móvil	Max.	3,91E+06	5,35E+06	7,01E+06	5,84E+05	9,65E+05	1,02E+06
	Min.	3,86E+06	-4,46E+06	-7,63E+06	2,39E+05	-9,84E+05	-1,05E+06
Buje fijo	Max.	3,91E+06	4,90E+06	1,45E+06	5,84E+05	4,86E+04	-8,99E+05
	Min.	3,86E+06	-7,23E+06	-8,22E+06	2,39E+05	-7,84E+04	-1,06E+06
Yaw	Max.	6,19E+06	8,78E+08	2,69E+08	7,64E+05	9,05E+04	-2,88E+06
	Min.	1,45E+06	8,59E+08	-6,59E+06	4,72E+05	-5,79E+04	-3,05E+06
Torre top	Max.	6,63E+07	8,76E+08	2,66E+08	3,69E+05	9,18E+04	-2,93E+06
	Min.	1,49E+06	8,58E+08	-6,26E+06	9,70E+04	-5,58E+04	-3,12E+06
Torre base	Max.	7,49E+07	1,03E+09	2,67E+08	-7,63E+05	1,23E+05	-3,12E+07
	Min.	1,52E+06	9,99E+08	-6,68E+06	-1,27E+06	-4,40E+04	-3,13E+07
Cimientos	Max.	7,26E+07	9,94E+08	2,67E+08	1,08E+05	8,38E+04	-1,79E+07
	Min.	1,46E+06	9,61E+08	-6,69E+06	-4,08E+05	-5,15E+04	-1,81E+07

4.2.3 DLC 1.3

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia.
- Condiciones de viento: Modelo ECD, $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{nominal}$. No se contempla $V_{hub} = 30$ m/s.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conectado a la red eléctrica.
 Viento y mar desalineados.
 Rotor comienza en situación más desfavorable: 0° respecto viento.
- Situación de factor parcial de seguridad: Extremo.



II. Resultados.

Tabla 4-9: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.3.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,93E+06	2,54E+06	2,75E+05	1,04E+05	1,93E+05	3,58E+05
	Min.	-3,45E+06	-2,40E+06	-1,51E+05	-4,67E+04	-2,29E+05	-5,55E+04
Buje móvil	Max.	6,09E+05	9,74E+05	5,38E+05	3,80E+05	1,00E+06	8,68E+05
	Min.	1,83E+05	-6,93E+05	-1,28E+06	-3,98E+04	-9,96E+05	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	6,09E+05	1,52E+06	8,34E+05	3,80E+05	1,19E+04	-1,04E+06
	Min.	1,83E+05	-5,48E+05	8,45E+04	-3,98E+04	-8,71E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	5,15E+06	8,93E+08	2,72E+08	5,18E+05	7,08E+04	-2,99E+06
	Min.	-3,96E+05	8,61E+08	3,55E+05	7,32E+04	1,83E+02	-3,04E+06
Torre top	Max.	8,42E+07	8,91E+08	2,70E+08	1,35E+05	7,87E+04	-2,98E+06
	Min.	2,38E+05	8,61E+08	4,01E+04	-2,96E+05	-8,13E+02	-3,08E+06
Torre base	Max.	7,57E+07	9,99E+08	2,70E+08	-8,65E+05	7,62E+05	-3,12E+07
	Min.	-1,44E+07	9,48E+08	6,06E+05	-1,43E+06	4,28E+05	-3,13E+07
Cimientos	Max.	7,31E+07	9,61E+08	2,70E+08	-1,48E+04	7,04E+05	-1,80E+07
	Min.	-1,43E+07	9,11E+08	2,71E+05	-6,03E+05	3,72E+05	-1,81E+07

Tabla 4-10: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.3.

$V_{hub}=11,7$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	6,53E+06	1,46E+07	3,27E+05	5,16E+05	1,14E+05	1,16E+06
	Min.	-2,24E+06	6,72E+06	5,02E+04	2,32E+05	-3,56E+05	4,57E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	5,80E+06	2,16E+06	1,02E+06	1,00E+06	1,04E+06
	Min.	3,54E+06	-6,58E+06	-1,83E+06	8,05E+05	-1,03E+06	-1,07E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	8,30E+05	3,74E+06	1,02E+06	4,13E+04	-1,04E+06
	Min.	3,54E+06	-5,80E+06	6,39E+05	8,05E+05	-1,81E+04	-1,10E+06
Yaw	Max.	7,79E+06	8,66E+08	2,72E+08	1,19E+06	8,02E+04	-3,07E+06
	Min.	2,21E+06	8,48E+08	2,59E+05	9,50E+05	-8,62E+03	-3,14E+06
Torre top	Max.	8,63E+07	8,66E+08	2,70E+08	7,74E+05	7,36E+04	-3,16E+06
	Min.	3,62E+06	8,47E+08	-1,26E+05	5,43E+05	-3,93E+04	-3,26E+06
Torre base	Max.	1,00E+08	1,09E+09	2,70E+08	-1,12E+05	6,68E+05	-3,14E+07
	Min.	-1,00E+07	1,06E+09	4,30E+05	-5,06E+05	3,52E+05	-3,15E+07
Cimientos	Max.	9,72E+07	1,05E+09	2,70E+08	7,87E+05	6,39E+05	-1,81E+07
	Min.	-1,00E+07	1,02E+09	7,09E+04	3,85E+05	2,92E+05	-1,83E+07



4.2.4 DLC 1.4

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia.
- Condiciones de viento: Modelo NWP, $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Pérdida de conexión a red.
Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 8^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Normal.

II. Resultados.

Tabla 4-11: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.4.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,91E+06	2,63E+06	2,84E+05	1,05E+05	2,01E+05	3,54E+05
	Min.	-3,93E+06	2,06E+06	-9,15E+04	7,79E+04	-2,31E+05	-5,55E+04
Buje móvil	Max.	2,19E+05	3,34E+05	2,47E+05	3,39E+05	1,06E+06	8,72E+05
	Min.	2,67E+04	-2,91E+05	-4,01E+05	3,27E+05	-9,97E+05	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	2,19E+05	2,78E+05	3,44E+05	3,39E+05	1,32E+04	-1,05E+06
	Min.	2,67E+04	-1,43E+05	7,30E+04	3,27E+05	-4,24E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	3,79E+06	8,69E+08	2,72E+08	4,71E+05	4,94E+04	-3,02E+06
	Min.	-2,81E+06	8,59E+08	-2,55E+08	4,60E+05	-3,02E+04	-3,04E+06
Torre top	Max.	2,43E+08	8,65E+08	2,70E+08	9,47E+04	4,99E+04	-3,06E+06
	Min.	2,10E+05	8,35E+08	-2,60E+08	7,27E+04	-7,20E+04	-3,07E+06
Torre base	Max.	2,79E+08	9,86E+08	2,70E+08	-1,14E+06	2,24E+05	-3,13E+07
	Min.	3,53E+05	9,51E+08	-2,60E+08	-1,33E+06	-5,39E+02	-3,13E+07
Cimientos	Max.	2,71E+08	9,48E+08	2,70E+08	-3,00E+05	2,27E+04	-1,80E+07
	Min.	3,44E+05	9,15E+08	-2,60E+08	-4,84E+05	-4,20E+04	-1,81E+07

Tabla 4-12: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.4.

$V_{hub}=11,7$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,91E+06	2,63E+06	2,84E+05	1,05E+05	2,01E+05	3,54E+05
	Min.	-3,93E+06	2,06E+06	-9,16E+04	7,79E+04	-2,31E+05	-5,55E+04
Buje móvil	Max.	2,19E+05	3,34E+05	2,47E+05	3,39E+05	1,06E+06	8,72E+05
	Min.	2,67E+04	-2,91E+05	-4,01E+05	3,27E+05	-9,97E+05	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	2,19E+05	2,78E+05	3,44E+05	3,39E+05	1,33E+04	-1,05E+06
	Min.	2,67E+04	-1,43E+05	7,31E+04	3,27E+05	-4,22E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	3,79E+06	8,69E+08	2,72E+08	4,72E+05	4,95E+04	-3,02E+06
	Min.	-2,86E+06	8,60E+08	-2,55E+08	4,60E+05	-3,02E+04	-3,04E+06
Torre top	Max.	2,49E+08	8,66E+08	2,70E+08	8,06E+05	3,52E+04	-3,18E+06



	Min.	3,59E+06	8,42E+08	-2,58E+08	5,42E+05	-2,54E+05	-3,26E+06
Torre base	Max.	2,79E+08	9,87E+08	2,70E+08	-1,08E+06	2,48E+05	-3,13E+07
	Min.	-4,37E+05	9,51E+08	-2,60E+08	-1,37E+06	2,74E+04	-3,13E+07
Cimientos	Max.	2,71E+08	9,49E+08	2,70E+08	-2,39E+05	4,94E+04	-1,80E+07
	Min.	-4,41E+05	9,14E+08	-2,60E+08	-5,20E+05	-1,72E+04	-1,81E+07

Tabla 4-13: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.4.

$V_{hub}=30$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,91E+06	2,63E+06	2,84E+05	1,05E+05	2,01E+05	3,54E+05
	Min.	-3,93E+06	2,06E+06	-9,16E+04	7,79E+04	-2,31E+05	-5,55E+04
Buje móvil	Max.	2,19E+05	3,34E+05	2,47E+05	3,39E+05	1,06E+06	8,72E+05
	Min.	2,67E+04	-2,91E+05	-4,01E+05	3,27E+05	-9,97E+05	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	2,19E+05	2,78E+05	3,44E+05	3,39E+05	1,33E+04	-1,05E+06
	Min.	2,67E+04	-1,43E+05	7,31E+04	3,27E+05	-4,22E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	3,79E+06	8,69E+08	2,72E+08	4,72E+05	4,95E+04	-3,02E+06
	Min.	-2,86E+06	8,60E+08	-2,55E+08	4,60E+05	-3,02E+04	-3,04E+06
Torre top	Max.	2,40E+08	8,69E+08	2,67E+08	3,32E+05	2,34E+04	-2,99E+06
	Min.	3,54E+06	8,17E+08	-2,63E+08	1,00E+05	-5,49E+04	-3,08E+06
Torre base	Max.	2,79E+08	9,87E+08	2,70E+08	-1,08E+06	2,48E+05	-3,13E+07
	Min.	-4,37E+05	9,51E+08	-2,60E+08	-1,37E+06	2,74E+04	-3,13E+07
Cimientos	Max.	2,71E+08	9,49E+08	2,70E+08	-2,39E+05	4,94E+04	-1,80E+07
	Min.	-4,41E+05	9,14E+08	-2,60E+08	-5,20E+05	-1,72E+04	-1,81E+07

4.2.5 DLC 1.5

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia.
- Condiciones de viento: Modelo EOG₁. $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Pérdida de conexión a red en momento de máximo viento.
 - Viento y mar alineados.
 - Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 8^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Normal.



II. Resultados.

Tabla 4-14: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.5.

$V_{hub}=3,5 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,87E+06	2,59E+06	2,66E+05	1,04E+05	1,97E+05	3,61E+05
	Min.	-3,56E+06	2,01E+06	-9,29E+04	7,79E+04	-2,33E+05	-5,55E+04
Buje móvil	Max.	3,14E+05	3,05E+05	2,85E+05	3,51E+05	1,00E+06	8,85E+05
	Min.	2,29E+04	-2,91E+05	-2,48E+05	3,19E+05	-1,00E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,14E+05	1,33E+05	3,63E+05	3,51E+05	6,71E+03	-1,04E+06
	Min.	2,29E+04	-1,43E+05	8,45E+04	3,19E+05	-8,37E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	3,65E+06	8,66E+08	2,72E+08	4,88E+05	6,30E+04	-3,02E+06
	Min.	-3,28E+05	8,63E+08	3,99E+04	4,52E+05	-9,05E+02	-3,04E+06
Torre top	Max.	8,24E+07	8,66E+08	2,70E+08	1,07E+05	6,00E+04	-3,05E+06
	Min.	2,10E+05	8,62E+08	4,01E+04	7,10E+04	-8,10E+02	-3,07E+06
Torre base	Max.	9,18E+07	9,88E+08	2,70E+08	-1,16E+06	1,42E+05	-3,13E+07
	Min.	3,53E+05	9,81E+08	3,35E+04	-1,35E+06	-5,39E+02	-3,13E+07
Cimientos	Max.	8,91E+07	9,51E+08	2,70E+08	-3,13E+05	8,11E+04	-1,80E+07
	Min.	3,44E+05	9,44E+08	3,35E+04	-5,05E+05	-8,11E+02	-1,81E+07

Tabla 4-15: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.5.

$V_{hub}=11,7 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	6,48E+06	1,34E+07	3,27E+05	4,77E+05	1,14E+05	1,58E+06
	Min.	-2,24E+06	6,85E+06	4,14E+04	2,55E+05	-3,55E+05	4,57E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	2,10E+06	1,72E+06	1,05E+06	1,00E+06	1,05E+06
	Min.	-3,99E+04	-1,59E+06	-1,33E+06	7,39E+05	-1,03E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	1,77E+06	1,73E+06	1,05E+06	1,10E+04	-1,04E+06
	Min.	-3,99E+04	3,81E+05	6,38E+05	7,39E+05	-2,43E+04	-1,08E+06
Yaw	Max.	6,23E+06	8,74E+08	2,72E+08	1,20E+06	6,39E+04	-3,07E+06
	Min.	3,43E+05	8,49E+08	-6,77E+04	8,75E+05	-9,75E+03	-3,10E+06
Torre top	Max.	8,34E+07	8,74E+08	2,70E+08	7,87E+05	5,80E+04	-3,16E+06
	Min.	3,59E+06	8,46E+08	-1,25E+05	4,71E+05	-2,84E+04	-3,22E+06
Torre base	Max.	1,03E+08	1,08E+09	2,70E+08	-4,32E+05	1,37E+05	-3,14E+07
	Min.	5,27E+06	1,04E+09	-1,77E+05	-1,05E+06	-4,11E+03	-3,14E+07
Cimientos	Max.	9,98E+07	1,04E+09	2,70E+08	4,60E+05	8,01E+04	-1,81E+07
	Min.	5,13E+06	1,00E+09	-1,76E+05	-1,65E+05	-5,96E+04	-1,82E+07

Tabla 4-16: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.5.

$V_{hub}=30 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,88E+06	6,95E+06	1,80E+05	4,14E+05	1,01E+05	1,52E+06
	Min.	-4,04E+06	-1,20E+06	-8,77E+04	1,30E+05	-2,95E+05	7,15E+05



Buje móvil	Max.	3,91E+06	2,53E+06	3,41E+06	9,46E+05	9,69E+05	1,03E+06
	Min.	1,67E+04	-2,68E+06	-3,28E+06	1,41E+05	-7,79E+05	-1,03E+06
Buje fijo	Max.	3,91E+06	2,45E+06	-1,12E+06	9,46E+05	-8,02E+03	-1,01E+06
	Min.	1,67E+04	1,50E+06	-3,18E+06	1,41E+05	-5,59E+04	-1,06E+06
Yaw	Max.	6,73E+06	8,99E+08	2,69E+08	1,20E+06	4,77E+04	-2,98E+06
	Min.	-8,11E+03	8,19E+08	-2,99E+06	3,08E+05	-3,15E+04	-3,08E+06
Torre top	Max.	8,39E+07	8,98E+08	2,67E+08	7,96E+05	4,51E+04	-3,00E+06
	Min.	3,54E+06	8,18E+08	-2,90E+06	-7,60E+04	-2,79E+04	-3,20E+06
Torre base	Max.	1,01E+08	1,09E+09	2,67E+08	5,56E+04	1,55E+05	-3,12E+07
	Min.	7,48E+06	1,00E+09	-3,09E+06	-1,58E+06	-1,79E+04	-3,14E+07
Cimientos	Max.	9,85E+07	1,05E+09	2,67E+08	9,45E+05	9,99E+04	-1,80E+07
	Min.	7,30E+06	9,61E+08	-3,10E+06	-7,18E+05	-5,12E+04	-1,82E+07

4.2.6 DLC 1.6

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia.
- Condiciones de viento: Modelo EOG₅₀. $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conexión a red.
 - Viento y mar alineados.
 - Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 8^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Extremo.

II. Resultados.

Tabla 4-17: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.6.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	4,24E+06	3,55E+06	2,66E+05	1,24E+05	1,96E+05	3,51E+05
	Min.	-3,66E+06	1,92E+06	-1,05E+05	7,79E+04	-2,41E+05	-5,55E+04
Buje móvil	Max.	5,80E+05	4,87E+05	2,64E+05	4,06E+05	9,80E+05	8,94E+05
	Min.	1,08E+05	-2,76E+05	-3,89E+05	3,19E+05	-1,02E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	5,80E+05	2,44E+05	5,01E+05	4,06E+05	1,09E+04	-1,05E+06
	Min.	1,08E+05	-1,43E+05	4,19E+04	3,19E+05	-4,82E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	4,13E+06	8,68E+08	2,72E+08	5,44E+05	4,89E+04	-3,02E+06
	Min.	-2,46E+06	8,59E+08	-2,55E+08	4,47E+05	-3,31E+04	-3,03E+06
Torre top	Max.	2,43E+08	8,65E+08	2,70E+08	1,63E+05	4,79E+04	-3,06E+06
	Min.	2,10E+05	8,34E+08	-2,60E+08	5,82E+04	-7,26E+04	-3,07E+06
Torre base	Max.	2,78E+08	9,92E+08	2,70E+08	-1,09E+06	2,32E+05	-3,13E+07
	Min.	3,53E+05	9,47E+08	-2,60E+08	-1,33E+06	-5,39E+02	-3,13E+07



Cimientos	Max.	2,70E+08	9,54E+08	2,70E+08	-2,42E+05	2,22E+04	-1,80E+07
	Min.	3,44E+05	9,10E+08	-2,60E+08	-5,03E+05	-4,74E+04	-1,81E+07

Tabla 4-18: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.6.

$V_{hub}=11,7$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	6,49E+06	1,11E+07	3,27E+05	3,74E+05	1,17E+05	9,56E+05
	Min.	-2,72E+06	7,25E+06	4,30E+04	2,63E+05	-3,55E+05	4,57E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	1,62E+06	1,51E+06	9,58E+05	1,06E+06	9,04E+05
	Min.	3,32E+06	-1,51E+06	-2,49E+06	7,82E+05	-1,03E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	1,58E+06	2,67E+06	9,58E+05	2,80E+03	-1,05E+06
	Min.	3,32E+06	4,02E+05	6,56E+05	7,82E+05	-1,74E+04	-1,08E+06
Yaw	Max.	7,71E+06	8,68E+08	2,72E+08	1,11E+06	4,25E+04	-3,08E+06
	Min.	6,81E+05	8,55E+08	-2,55E+08	9,15E+05	-3,38E+04	-3,11E+06
Torre top	Max.	2,47E+08	8,66E+08	2,70E+08	6,99E+05	3,19E+04	-3,17E+06
	Min.	3,59E+06	8,33E+08	-2,60E+08	4,91E+05	-1,88E+05	-3,23E+06
Torre base	Max.	3,02E+08	1,07E+09	2,70E+08	-4,57E+05	1,04E+05	-3,14E+07
	Min.	5,27E+06	1,00E+09	-2,60E+08	-1,00E+06	-4,11E+03	-3,14E+07
Cimientos	Max.	2,93E+08	1,03E+09	2,70E+08	4,36E+05	5,33E+03	-1,81E+07
	Min.	5,13E+06	9,64E+08	-2,60E+08	-1,53E+05	-1,66E+05	-1,82E+07

Tabla 4-19: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.6.

$V_{hub}=30$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	4,21E+06	1,04E+07	2,01E+05	4,46E+05	9,50E+04	1,27E+06
	Min.	-3,00E+06	2,17E+06	-4,71E+04	1,95E+05	-3,06E+05	7,56E+05
Buje móvil	Max.	3,91E+06	2,85E+06	2,48E+06	9,95E+05	8,77E+05	1,00E+06
	Min.	3,87E+06	-2,66E+06	-2,32E+06	4,84E+05	-1,03E+06	-1,04E+06
Buje fijo	Max.	3,91E+06	2,26E+06	-1,60E+06	9,95E+05	1,78E+04	-1,01E+06
	Min.	3,87E+06	-1,67E+06	-2,71E+06	4,84E+05	-5,75E+04	-1,04E+06
Yaw	Max.	7,21E+06	8,76E+08	2,69E+08	1,25E+06	6,59E+04	-2,99E+06
	Min.	5,28E+05	8,18E+08	-2,59E+08	6,70E+05	-2,88E+04	-3,06E+06
Torre top	Max.	2,46E+08	8,72E+08	2,67E+08	8,44E+05	7,00E+03	-3,06E+06
	Min.	3,54E+06	8,16E+08	-2,63E+08	2,81E+05	-1,19E+05	-3,19E+06
Torre base	Max.	2,90E+08	1,09E+09	2,67E+08	9,88E+04	1,74E+05	-3,13E+07
	Min.	7,48E+06	9,95E+08	-2,63E+08	-1,14E+06	-1,79E+04	-3,14E+07
Cimientos	Max.	2,82E+08	1,05E+09	2,67E+08	9,90E+05	-1,04E+04	-1,80E+07
	Min.	7,30E+06	9,57E+08	-2,63E+08	-2,69E+05	-8,96E+04	-1,82E+07



4.2.7 DLC 1.7

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia.
- Condiciones de viento: Modelo EWS. $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conexión a red.
 - Viento y mar alineados.
 - Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 8^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Extremo.

II. Resultados.

Tabla 4-20: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.7.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,88E+06	6,43E+06	1,89E+05	3,35E+05	1,23E+05	1,24E+06
	Min.	-3,72E+06	-4,89E+05	-3,12E+04	1,60E+05	-3,03E+05	8,20E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	3,31E+06	4,48E+06	5,27E+05	1,04E+06	1,02E+06
	Min.	3,87E+06	-6,11E+06	-4,77E+06	4,80E+05	-9,92E+05	-1,02E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	5,95E+06	-1,41E+06	5,27E+05	-1,67E+04	-9,99E+05
	Min.	3,87E+06	2,40E+06	-2,28E+06	4,80E+05	-6,87E+04	-1,04E+06
Yaw	Max.	7,24E+06	8,71E+08	2,69E+08	7,22E+05	2,17E+04	-2,99E+06
	Min.	2,90E+06	8,65E+08	-4,78E+07	6,66E+05	-4,88E+04	-3,03E+06
Torre top	Max.	1,26E+08	8,68E+08	2,67E+08	3,29E+05	5,32E+03	-3,05E+06
	Min.	3,57E+06	8,60E+08	-5,13E+07	2,76E+05	-8,88E+04	-3,09E+06
Torre base	Max.	1,54E+08	1,04E+09	2,67E+08	-8,20E+05	1,08E+05	-3,13E+07
	Min.	9,56E+06	1,02E+09	-5,15E+07	-1,09E+06	-3,34E+04	-3,13E+07
Cimientos	Max.	1,50E+08	9,98E+08	2,67E+08	5,50E+04	3,99E+04	-1,80E+07
	Min.	9,33E+06	9,83E+08	-5,15E+07	-2,20E+05	-7,06E+04	-1,81E+07

Tabla 4-21: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.7.

$V_{hub}=11,7$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,81E+06	6,93E+06	1,87E+05	3,41E+05	1,24E+05	1,24E+06
	Min.	-3,78E+06	-1,10E+06	-4,70E+04	1,42E+05	-3,01E+05	8,19E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	4,04E+06	5,28E+06	5,23E+05	1,05E+06	1,02E+06
	Min.	3,87E+06	-6,91E+06	-5,51E+06	4,76E+05	-9,87E+05	-1,02E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	6,77E+06	-1,28E+06	5,23E+05	-2,40E+04	-9,91E+05
	Min.	3,87E+06	3,21E+06	-2,27E+06	4,76E+05	-8,05E+04	-1,05E+06
Yaw	Max.	7,24E+06	8,72E+08	2,69E+08	7,17E+05	1,40E+04	-2,98E+06
	Min.	2,77E+06	8,66E+08	-4,78E+07	6,62E+05	-6,07E+04	-3,03E+06



Torre top	Max.	1,26E+08	8,69E+08	2,67E+08	3,23E+05	-6,49E+03	-3,04E+06
	Min.	3,60E+06	8,61E+08	-5,12E+07	2,72E+05	-1,02E+05	-3,10E+06
Torre base	Max.	1,56E+08	1,04E+09	2,67E+08	-7,79E+05	9,89E+04	-3,13E+07
	Min.	1,12E+07	1,02E+09	-5,15E+07	-1,18E+06	-4,25E+04	-3,13E+07
Cimientos	Max.	1,51E+08	9,99E+08	2,67E+08	9,84E+04	3,03E+04	-1,80E+07
	Min.	1,09E+07	9,81E+08	-5,15E+07	-3,11E+05	-8,06E+04	-1,81E+07

Tabla 4-22: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.7.

$V_{hub}=30$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,69E+06	8,02E+06	1,83E+05	3,54E+05	1,27E+05	1,25E+06
	Min.	-3,92E+06	-2,39E+06	-8,03E+04	1,05E+05	-2,99E+05	8,19E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	5,67E+06	7,06E+06	5,10E+05	1,07E+06	1,02E+06
	Min.	3,87E+06	-8,56E+06	-7,11E+06	4,62E+05	-9,76E+05	-1,02E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	8,47E+06	-9,61E+05	5,10E+05	-3,57E+04	-9,75E+05
	Min.	3,87E+06	4,91E+06	-2,25E+06	4,62E+05	-1,05E+05	-1,06E+06
Yaw	Max.	7,50E+06	8,73E+08	2,69E+08	7,05E+05	9,39E+02	-2,96E+06
	Min.	2,51E+06	8,67E+08	-4,76E+07	6,50E+05	-8,51E+04	-3,05E+06
Torre top	Max.	1,26E+08	8,70E+08	2,68E+08	3,09E+05	-2,81E+04	-3,02E+06
	Min.	3,67E+06	8,63E+08	-5,08E+07	2,60E+05	-1,30E+05	-3,11E+06
Torre base	Max.	1,59E+08	1,04E+09	2,67E+08	-7,52E+05	7,97E+04	-3,12E+07
	Min.	1,48E+07	1,02E+09	-5,13E+07	-1,29E+06	-6,45E+04	-3,13E+07
Cimientos	Max.	1,54E+08	1,00E+09	2,68E+08	1,26E+05	9,20E+03	-1,80E+07
	Min.	1,45E+07	9,78E+08	-5,14E+07	-4,25E+05	-1,03E+05	-1,81E+07

4.2.8 DLC 1.10

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia.
- Condiciones de viento: Modelo NTM. $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con H_{s1} .
- Otros: Conexión a red.
 - Viento y mar deslineados.
 - Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 8^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Normal.



II. Resultados.

Tabla 4-23: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 1.10.

$V_{hub}=3,5 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,85E+06	2,91E+06	2,74E+05	1,18E+05	1,97E+05	3,51E+05
	Min.	-3,66E+06	1,86E+06	-9,68E+04	6,77E+04	-2,28E+05	-5,52E+04
Buje móvil	Max.	3,44E+05	8,41E+05	5,92E+05	3,56E+05	1,00E+06	8,58E+05
	Min.	1,49E+05	-4,36E+05	-8,41E+05	3,00E+05	-9,92E+05	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,44E+05	6,51E+05	7,02E+05	3,56E+05	1,10E+04	-1,04E+06
	Min.	1,49E+05	-5,99E+05	-7,45E+05	3,00E+05	-9,89E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	3,83E+06	8,68E+08	2,72E+08	4,93E+05	6,87E+04	-3,01E+06
	Min.	-3,97E+05	8,62E+08	5,25E+04	4,33E+05	1,32E+03	-3,04E+06
Torre top	Max.	8,24E+07	8,67E+08	2,70E+08	1,13E+05	6,59E+04	-3,05E+06
	Min.	1,51E+05	8,61E+08	3,69E+04	5,13E+04	1,34E+03	-3,07E+06
Torre base	Max.	9,19E+07	1,02E+09	2,70E+08	-1,13E+05	1,43E+05	-3,13E+07
	Min.	-1,58E+04	1,01E+09	4,80E+04	-4,06E+05	1,37E+03	-3,14E+07
Cimientos	Max.	8,91E+07	9,79E+08	2,70E+08	7,38E+05	8,26E+04	-1,81E+07
	Min.	-1,70E+04	9,70E+08	4,80E+04	4,46E+05	1,34E+03	-1,81E+07

Tabla 4-24: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 1.10.

$V_{hub}=11,7 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	6,84E+06	1,27E+07	3,28E+05	4,29E+05	9,67E+04	1,27E+06
	Min.	-2,17E+06	8,93E+06	4,00E+04	3,20E+05	-3,83E+05	7,52E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	3,44E+06	2,20E+06	9,68E+05	9,25E+05	1,07E+06
	Min.	3,89E+06	-1,31E+06	-3,19E+06	7,95E+05	-1,07E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	2,95E+06	3,90E+06	9,68E+05	2,78E+04	-1,01E+06
	Min.	3,89E+06	-4,13E+05	-7,89E+05	7,95E+05	-4,96E+04	-1,09E+06
Yaw	Max.	8,05E+06	8,71E+08	2,71E+08	1,11E+06	8,52E+04	-3,05E+06
	Min.	3,15E+06	8,60E+08	-1,37E+05	9,58E+05	-2,42E+04	-3,13E+06
Torre top	Max.	8,76E+07	8,70E+08	2,69E+08	6,97E+05	6,73E+04	-3,16E+06
	Min.	3,93E+06	8,57E+08	-5,10E+05	5,53E+05	-4,15E+04	-3,25E+06
Torre base	Max.	9,28E+07	1,08E+09	2,70E+08	-3,49E+05	7,35E+05	-3,14E+07
	Min.	-9,04E+06	1,07E+09	2,33E+04	-4,89E+05	4,32E+05	-3,15E+07
Cimientos	Max.	8,98E+07	1,04E+09	2,70E+08	5,53E+05	6,68E+05	-1,81E+07
	Min.	-9,09E+06	1,03E+09	-3,34E+05	4,03E+05	3,73E+05	-1,83E+07

Tabla 4-25: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 1.10.

$V_{hub}=30 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,40E+06	7,30E+06	2,60E+05	3,13E+05	9,05E+04	1,15E+06
	Min.	-3,01E+06	2,50E+05	-9,35E+04	1,60E+05	-2,69E+05	5,16E+05



Buje móvil	Max.	3,91E+06	7,16E+06	3,28E+06	5,16E+05	9,02E+05	9,65E+05
	Min.	3,87E+06	-6,14E+06	-4,67E+06	3,17E+05	-9,10E+05	-9,72E+05
Buje fijo	Max.	3,91E+06	4,34E+06	5,65E+05	5,16E+05	6,43E+04	-9,09E+05
	Min.	3,87E+06	-1,33E+05	-6,67E+06	3,17E+05	-1,00E+05	-1,12E+06
Yaw	Max.	8,08E+06	8,79E+08	2,70E+08	7,12E+05	1,18E+05	-2,89E+06
	Min.	2,07E+06	8,62E+08	-5,30E+06	5,10E+05	-6,20E+04	-3,11E+06
Torre top	Max.	8,36E+07	8,79E+08	2,67E+08	3,23E+05	1,13E+05	-2,96E+06
	Min.	3,48E+06	8,60E+08	-5,10E+06	1,26E+05	-6,02E+04	-3,17E+06
Torre base	Max.	8,05E+07	1,04E+09	2,68E+08	-6,93E+05	4,31E+05	-3,12E+07
	Min.	4,23E+06	1,02E+09	-5,26E+06	-1,14E+06	2,23E+05	-3,14E+07
Cimientos	Max.	7,79E+07	1,01E+09	2,68E+08	1,86E+05	3,60E+05	-1,79E+07
	Min.	4,00E+06	9,78E+08	-5,45E+06	-2,70E+05	2,17E+05	-1,82E+07

4.2.9 DLC 2.1

Este caso estudia las cargas generadas debido a **fallos en el sistema de control**. Los dos tipos principales de fallo serán considerados:

- i. Incapacidad de uno de los alerones de la pala de modificar su ángulo de paso, atascado en $\theta = 0^\circ$.
- ii. “Free yaw”, fenómeno por el cual la góndola no consigue frenar y sigue girando alrededor de su eje, con $F_{\text{rozamiento}} = 0,3 \cdot P_{\text{nacelle}} = 90.000 \text{ kN}$.

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia + Fallo.
- Condiciones de viento: Modelo NWP. $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conexión a red.
Viento y mar alineados.
- Situación de factor parcial de seguridad: Normal.

II. Resultados.

Tabla 4-26: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 2.1 con fallo tipo i.

$V_{hub} = 3,5 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	4,17E+06	2,47E+06	2,70E+05	1,01E+05	2,00E+05	3,53E+05
	Min.	-3,74E+06	1,93E+06	-1,02E+05	7,79E+04	-2,36E+05	-5,55E+04
Buje móvil	Max.	2,19E+05	2,99E+05	2,81E+05	3,27E+05	1,01E+06	8,60E+05
	Min.	1,71E+05	-2,91E+05	-3,84E+05	3,21E+05	-1,00E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	2,19E+05	2,42E+05	3,44E+05	3,27E+05	1,12E+04	-1,05E+06
	Min.	1,71E+05	-1,43E+05	4,32E+04	3,21E+05	-4,25E+03	-1,06E+06



Yaw	Max.	3,79E+06	8,68E+08	2,72E+08	4,69E+05	4,94E+04	-3,02E+06
	Min.	-2,70E+06	8,60E+08	-2,55E+08	4,50E+05	-3,30E+04	-3,04E+06
Torre top	Max.	2,41E+08	8,65E+08	2,70E+08	9,00E+04	4,99E+04	-3,06E+06
	Min.	2,10E+05	8,35E+08	-2,60E+08	6,06E+04	-7,26E+04	-3,07E+06
Torre base	Max.	2,79E+08	9,86E+08	2,70E+08	-1,15E+06	2,03E+05	-3,13E+07
	Min.	3,53E+05	9,48E+08	-2,60E+08	-1,33E+06	-5,39E+02	-3,13E+07
Cimientos	Max.	2,70E+08	9,48E+08	2,70E+08	-3,02E+05	2,27E+04	-1,80E+07
	Min.	3,44E+05	9,12E+08	-2,60E+08	-4,89E+05	-4,16E+04	-1,81E+07

Tabla 4-27: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 2.1 con fallo tipo i.

$V_{hub}=11,7$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	6,50E+06	9,68E+06	3,22E+05	3,11E+05	1,21E+05	8,64E+05
	Min.	-2,56E+06	7,31E+06	4,51E+04	2,65E+05	-3,56E+05	4,57E+05
Buje móvil	Max.	3,57E+06	1,54E+06	1,80E+06	8,07E+05	1,01E+06	8,63E+05
	Min.	3,29E+06	-1,55E+06	-1,49E+06	7,89E+05	-1,03E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,57E+06	1,57E+06	1,27E+06	8,07E+05	-2,75E+02	-1,05E+06
	Min.	3,29E+06	4,02E+05	6,78E+05	7,89E+05	-1,74E+04	-1,08E+06
Yaw	Max.	7,39E+06	8,69E+08	2,72E+08	9,60E+05	4,27E+04	-3,07E+06
	Min.	5,28E+05	8,62E+08	-2,55E+08	9,33E+05	-3,75E+04	-3,10E+06
Torre top	Max.	2,45E+08	8,66E+08	2,70E+08	5,51E+05	3,51E+04	-3,17E+06
	Min.	3,59E+06	8,34E+08	-2,59E+08	5,03E+05	-1,91E+05	-3,20E+06
Torre base	Max.	3,02E+08	1,06E+09	2,70E+08	-6,56E+05	8,40E+04	-3,14E+07
	Min.	5,27E+06	1,01E+09	-2,60E+08	-9,17E+05	-4,11E+03	-3,14E+07
Cimientos	Max.	2,93E+08	1,02E+09	2,70E+08	2,30E+05	5,57E+03	-1,81E+07
	Min.	5,13E+06	9,75E+08	-2,60E+08	-6,03E+04	-1,66E+05	-1,82E+07

Tabla 4-28: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 2.1, con fallo tipo i.

$V_{hub}=30$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	1,44E+07	2,48E+07	6,32E+05	7,48E+05	-7,51E+04	1,44E+07
	Min.	5,01E+05	5,18E+06	-1,14E+04	2,66E+05	-5,86E+05	5,01E+05
Buje móvil	Max.	1,45E+06	3,91E+06	2,15E+07	4,12E+06	1,02E+06	6,99E+05
	Min.	8,01E+05	3,75E+06	1,96E+06	-2,53E+06	5,00E+05	-1,21E+06
Buje fijo	Max.	8,37E+05	3,91E+06	1,85E+07	1,67E+07	1,02E+06	2,28E+05
	Min.	-1,01E+06	3,75E+06	-9,41E+06	-1,19E+07	5,00E+05	-2,21E+05
Yaw	Max.	-8,10E+05	1,06E+07	9,05E+08	2,71E+08	1,23E+06	2,08E+05
	Min.	-1,27E+06	-6,74E+06	8,24E+08	-2,58E+08	6,49E+05	-2,20E+05
Torre top	Max.	-2,81E+06	2,28E+08	8,97E+08	2,69E+08	7,91E+05	9,02E+04
	Min.	-3,29E+06	6,40E+06	7,99E+08	-2,63E+08	2,93E+05	-4,18E+05
Torre base	Max.	-2,87E+06	2,93E+08	1,13E+09	2,70E+08	4,16E+05	1,14E+05
	Min.	-3,40E+06	7,09E+06	9,68E+08	-2,64E+08	-1,36E+06	-1,97E+04



Cimientos	Max.	-3,11E+07	2,85E+08	1,09E+09	2,70E+08	1,33E+06	2,89E+04
	Min.	-3,16E+07	6,90E+06	9,31E+08	-2,63E+08	-5,07E+05	-1,89E+05

Tabla 4-29: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 2.1 con fallo tipo ii.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	4,18E+06	2,34E+06	2,70E+05	1,04E+05	1,99E+05	3,51E+05
	Min.	-3,72E+06	2,11E+06	-1,02E+05	7,79E+04	-2,37E+05	-5,55E+04
Buje móvil	Max.	2,06E+05	1,40E+05	1,17E+05	3,28E+05	1,01E+06	8,53E+05
	Min.	1,98E+05	-1,58E+05	-1,68E+05	3,27E+05	-1,01E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	2,06E+05	-5,34E+04	1,61E+05	3,28E+05	8,61E+03	-1,05E+06
	Min.	1,98E+05	-1,43E+05	6,68E+04	3,27E+05	-4,33E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	6,30E+05	8,66E+08	7,96E+04	4,63E+05	7,67E+03	-3,02E+06
	Min.	-5,36E+03	8,64E+08	3,39E+04	4,59E+05	-3,92E+03	-3,03E+06
Torre top	Max.	6,29E+05	8,66E+08	7,27E+04	8,15E+04	7,85E+03	-3,06E+06
	Min.	-6,08E+03	8,64E+08	2,05E+04	7,72E+04	-3,90E+03	-3,07E+06
Torre base	Max.	8,48E+05	9,88E+08	7,53E+04	-1,16E+06	1,82E+03	-3,13E+07
	Min.	-2,80E+04	9,83E+08	1,73E+04	-1,33E+06	-3,56E+03	-3,13E+07
Cimientos	Max.	8,29E+05	9,50E+08	7,34E+04	-3,13E+05	1,78E+03	-1,80E+07
	Min.	-2,92E+04	9,45E+08	2,78E+04	-4,84E+05	-4,14E+03	-1,81E+07

Tabla 4-30: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 2.1 con fallo tipo ii.

$V_{hub}=11,7$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	6,48E+06	9,37E+06	3,20E+05	3,07E+05	1,18E+05	8,62E+05
	Min.	-2,45E+06	7,82E+06	4,26E+04	2,73E+05	-3,55E+05	4,57E+05
Buje móvil	Max.	3,55E+06	1,20E+06	9,32E+05	8,06E+05	1,01E+06	8,62E+05
	Min.	3,54E+06	-9,32E+05	-9,80E+05	8,03E+05	-1,03E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,55E+06	7,07E+05	1,04E+06	8,06E+05	-6,04E+03	-1,05E+06
	Min.	3,54E+06	4,02E+05	6,78E+05	8,03E+05	-1,47E+04	-1,08E+06
Yaw	Max.	3,93E+06	8,67E+08	2,54E+05	9,54E+05	-7,73E+03	-3,08E+06
	Min.	3,37E+06	8,65E+08	-6,77E+04	9,48E+05	-1,55E+04	-3,10E+06
Torre top	Max.	3,93E+06	8,67E+08	2,01E+05	5,47E+05	-6,04E+03	-3,17E+06
	Min.	3,37E+06	8,65E+08	-1,25E+05	5,41E+05	-1,40E+04	-3,20E+06
Torre base	Max.	6,16E+06	1,06E+09	1,52E+05	-6,72E+05	1,12E+03	-3,14E+07
	Min.	4,47E+06	1,05E+09	-1,77E+05	-9,28E+05	-9,32E+03	-3,14E+07
Cimientos	Max.	6,00E+06	1,02E+09	1,48E+05	2,22E+05	-2,59E+03	-1,81E+07
	Min.	4,35E+06	1,01E+09	-1,76E+05	-4,39E+04	-1,41E+04	-1,82E+07



Tabla 4-31: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 2.1, con fallo tipo ii.

$V_{hub}=30$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	4,14E+06	5,65E+06	1,90E+05	3,16E+05	1,13E+05	1,21E+06
	Min.	-3,35E+06	2,32E+06	-4,87E+04	2,09E+05	-3,14E+05	8,20E+05
Buje móvil	Max.	3,90E+06	2,67E+06	1,77E+06	5,27E+05	1,02E+06	1,00E+06
	Min.	3,87E+06	-2,99E+06	-2,32E+06	4,84E+05	-1,02E+06	-1,03E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	2,00E+06	-1,87E+06	5,27E+05	-2,80E+04	-1,02E+06
	Min.	3,87E+06	1,50E+06	-2,32E+06	4,84E+05	-3,49E+04	-1,03E+06
Yaw	Max.	4,09E+06	8,71E+08	-2,81E+06	7,15E+05	-2,88E+04	-3,00E+06
	Min.	3,40E+06	8,63E+08	-3,00E+06	6,70E+05	-3,65E+04	-3,02E+06
Torre top	Max.	4,11E+06	8,71E+08	-2,67E+06	3,23E+05	-2,71E+04	-3,07E+06
	Min.	3,42E+06	8,63E+08	-2,91E+06	2,81E+05	-3,44E+04	-3,09E+06
Torre base	Max.	9,85E+06	1,04E+09	-2,93E+06	-7,17E+05	-1,65E+04	-3,13E+07
	Min.	7,34E+06	1,03E+09	-3,12E+06	-1,08E+06	-3,21E+04	-3,13E+07
Cimientos	Max.	9,61E+06	1,00E+09	-2,93E+06	1,69E+05	-2,19E+04	-1,80E+07
	Min.	7,15E+06	9,88E+08	-3,12E+06	-2,11E+05	-3,91E+04	-1,82E+07

4.2.10 DLC 2.2

Este caso estudia las cargas generadas debido a **fallos en el sistema de seguridad**, en concreto que la velocidad del rotor máximo fijado en este (20 rpm) se vea superado.

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Producción de potencia + Fallo.
- Condiciones de viento: Modelo NWP. $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conexión a red.
Viento y mar alineados.
- Situación de factor parcial de seguridad: Anormal.

II. Resultados.

Tabla 4-32: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 2.2.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	4,68E+06	2,29E+06	1,98E+05	1,01E+05	9,72E+04	3,51E+05
	Min.	-1,95E+06	8,82E+05	-1,16E+05	6,50E+04	-2,51E+05	-5,55E+04
Buje móvil	Max.	3,02E+06	3,41E+05	1,12E+05	3,27E+05	6,10E+05	1,01E+06
	Min.	-1,69E+06	-1,43E+05	-1,57E+05	2,39E+05	-9,82E+05	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,02E+06	4,56E+04	2,71E+05	3,27E+05	3,05E+04	-1,05E+06



Yaw	Min.	-1,69E+06	-3,55E+05	-5,01E+04	2,39E+05	-8,91E+03	-1,06E+06
	Max.	5,88E+06	8,70E+08	2,72E+08	4,61E+05	5,19E+04	-3,02E+06
Torre top	Min.	-3,13E+06	8,54E+08	-2,56E+08	3,70E+05	-4,80E+04	-3,03E+06
	Max.	2,39E+08	8,66E+08	2,70E+08	8,04E+04	5,29E+04	-3,04E+06
Torre base	Min.	2,10E+05	8,33E+08	-2,60E+08	-9,17E+03	-7,12E+04	-3,07E+06
	Max.	2,70E+08	9,85E+08	2,70E+08	-1,19E+06	2,53E+05	-3,13E+07
Cimientos	Min.	3,53E+05	9,36E+08	-2,61E+08	-1,39E+06	-5,39E+02	-3,13E+07
	Max.	2,70E+08	9,85E+08	2,70E+08	-1,19E+06	2,53E+05	-3,13E+07
	Min.	3,53E+05	9,36E+08	-2,61E+08	-1,39E+06	-5,39E+02	-3,13E+07

Tabla 4-33: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 2.2.

$V_{hub}=11,7$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	5,90E+06	9,96E+06	1,98E+05	3,28E+05	9,66E+04	8,76E+05
	Min.	-1,72E+06	1,26E+06	1,73E+04	5,23E+04	-3,42E+05	-2,11E+05
Buje móvil	Max.	4,83E+06	1,28E+06	6,78E+05	8,46E+05	5,44E+05	1,04E+06
	Min.	-1,25E+06	-9,94E+05	-1,22E+06	2,87E+05	-1,04E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	4,83E+06	9,46E+05	1,10E+06	8,46E+05	2,09E+04	-1,05E+06
	Min.	-1,25E+06	-2,53E+05	-3,11E+04	2,87E+05	-2,01E+04	-1,08E+06
Yaw	Max.	9,82E+06	8,81E+08	2,72E+08	9,87E+05	4,85E+04	-3,01E+06
	Min.	-5,23E+06	8,32E+08	-2,56E+08	4,16E+05	-2,24E+04	-3,10E+06
Torre top	Max.	2,35E+08	8,74E+08	2,69E+08	5,77E+05	3,39E+04	-3,04E+06
	Min.	3,59E+06	8,06E+08	-2,60E+08	4,68E+04	-5,00E+04	-3,21E+06
Torre base	Max.	2,69E+08	1,06E+09	2,70E+08	-7,22E+05	2,62E+05	-3,13E+07
	Min.	5,27E+06	9,21E+08	-2,60E+08	-1,35E+06	-4,11E+03	-3,14E+07
Cimientos	Max.	2,61E+08	1,02E+09	2,70E+08	1,67E+05	7,15E+04	-1,80E+07
	Min.	5,13E+06	8,86E+08	-2,60E+08	-5,06E+05	-7,37E+04	-1,82E+07

Tabla 4-34: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 2.2.

$V_{hub}=30$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	6,22E+06	3,51E+07	1,87E+06	1,61E+06	2,34E+06	1,17E+07
	Min.	-6,52E+07	5,18E+06	-2,85E+05	2,62E+05	-9,74E+05	7,62E+05
Buje móvil	Max.	3,62E+06	2,11E+06	-4,96E+05	3,46E+06	5,84E+06	1,11E+06
	Min.	1,27E+06	-1,11E+07	-2,17E+07	5,60E+05	-7,11E+05	-1,04E+06
Buje fijo	Max.	3,62E+06	3,04E+06	2,67E+06	3,46E+06	4,12E+06	-9,33E+05
	Min.	1,27E+06	-2,42E+07	-2,55E+06	5,60E+05	-1,60E+05	-4,28E+06
Yaw	Max.	1,51E+08	8,65E+08	2,82E+08	3,55E+06	3,90E+06	-3,03E+06
	Min.	2,82E+05	7,29E+08	-2,92E+06	7,31E+05	-1,19E+05	-6,39E+06
Torre top	Max.	2,08E+08	8,65E+08	2,59E+08	3,10E+06	3,88E+06	-3,10E+06
	Min.	4,55E+06	7,28E+08	-2,97E+06	3,38E+05	-1,24E+05	-6,66E+06
Torre base	Max.	6,92E+07	1,41E+09	2,71E+08	2,19E+06	2,02E+05	-3,13E+07
	Min.	7,27E+06	1,02E+09	-3,08E+06	-1,07E+06	-1,45E+04	-3,49E+07



Cimientos	Max.	6,92E+07	1,41E+09	2,71E+08	2,19E+06	2,02E+05	-3,13E+07
	Min.	7,27E+06	1,02E+09	-3,08E+06	-1,07E+06	-1,45E+04	-3,49E+07

4.2.11 DLC 3.2

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Arranque: de parado a produciendo.
- Condiciones de viento: Modelo EOG₁. $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conexión a red.
 - Viento y mar alineados.
 - Ráfaga posterior a conexión del generador.
- Situación de factor parcial de seguridad: Normal.

II. Resultados.

Tabla 4-35: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 3.2.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	2,41E+06	9,07E+05	6,45E+04	4,05E+04	4,86E+04	-1,91E+05
	Min.	-5,73E+05	1,23E+05	-5,71E+04	-5,08E+03	-1,21E+05	-2,27E+05
Buje móvil	Max.	2,88E+04	-2,32E+05	1,61E+05	2,50E+05	1,96E+02	-8,62E+05
	Min.	6,81E+03	-1,63E+06	3,28E+03	2,46E+05	-6,05E+05	-1,05E+06
Buje fijo	Max.	2,88E+04	-2,70E+05	4,27E+04	2,50E+05	7,88E+03	-1,05E+06
	Min.	6,81E+03	-1,63E+06	-3,32E+04	2,46E+05	-3,87E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	3,47E+06	8,65E+08	2,72E+08	3,93E+05	5,02E+04	-3,02E+06
	Min.	-4,00E+06	8,59E+08	-5,05E+08	3,78E+05	-8,41E+04	-3,02E+06
Torre top	Max.	1,21E+08	8,64E+08	2,70E+08	1,99E+04	5,20E+04	-3,04E+06
	Min.	6,59E+03	8,49E+08	-5,07E+08	-1,75E+04	-1,07E+05	-3,05E+06
Torre base	Max.	1,53E+08	9,73E+08	2,70E+08	-1,22E+06	1,35E+05	-3,13E+07
	Min.	-1,99E+04	9,54E+08	-5,08E+08	-1,40E+06	1,84E+02	-3,13E+07
Cimientos	Max.	1,49E+08	9,36E+08	2,70E+08	-3,80E+05	2,75E+04	-1,80E+07
	Min.	-1,95E+04	9,17E+08	-5,08E+08	-5,62E+05	-1,07E+05	-1,81E+07

Tabla 4-36: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 3.2.

$V_{hub}=11,7$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	4,18E+06	9,24E+06	3,44E+05	3,10E+05	2,00E+05	8,37E+05
	Min.	-3,61E+06	1,35E+05	-1,19E+05	-7,21E+03	-2,38E+05	-2,25E+05
Buje	Max.	3,90E+06	4,53E+05	8,95E+05	8,99E+05	1,02E+06	1,06E+06



móvil	Min.	2,93E+04	-1,55E+06	-1,11E+06	2,46E+05	-1,05E+06	-1,04E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	6,83E+05	1,09E+06	8,99E+05	4,72E+03	-1,04E+06
	Min.	2,93E+04	-1,55E+06	3,66E+04	2,46E+05	-6,76E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	6,03E+06	8,65E+08	2,72E+08	1,05E+06	4,67E+04	-3,00E+06
	Min.	-3,41E+06	8,51E+08	-5,04E+08	3,86E+05	-8,63E+04	-3,09E+06
Torre top	Max.	1,25E+08	8,64E+08	2,70E+08	6,47E+05	4,74E+04	-3,03E+06
	Min.	7,30E+04	8,41E+08	-5,07E+08	1,11E+04	-1,71E+05	-3,20E+06
Torre base	Max.	1,60E+08	1,05E+09	2,70E+08	-7,63E+05	8,61E+04	-3,12E+07
	Min.	-2,26E+05	9,73E+08	-5,08E+08	-1,39E+06	-3,52E+04	-3,14E+07
Cimientos	Max.	1,56E+08	1,01E+09	2,70E+08	1,00E+05	1,64E+04	-1,80E+07
	Min.	-2,23E+05	9,35E+08	-5,08E+08	-5,48E+05	-1,63E+05	-1,82E+07

Tabla 4-37: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 3.2.

$V_{hub}=30$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	7,19E+06	1,91E+07	2,20E+05	6,33E+05	5,59E+04	4,23E+06
	Min.	-2,69E+06	1,76E+05	-1,15E+05	-2,10E+04	-4,30E+05	-2,24E+05
Buje móvil	Max.	3,91E+06	3,87E+06	3,81E+06	1,47E+06	9,13E+05	1,02E+06
	Min.	3,84E+04	-2,74E+06	-3,09E+06	2,48E+05	-1,09E+06	-9,86E+05
Buje fijo	Max.	3,91E+06	4,12E+06	3,80E+06	1,47E+06	1,55E+04	-9,35E+05
	Min.	3,84E+04	-1,10E+06	-3,50E+06	2,48E+05	-3,86E+04	-1,10E+06
Yaw	Max.	1,01E+07	9,52E+08	2,71E+08	1,65E+06	5,20E+04	-2,90E+06
	Min.	-9,10E+05	7,82E+08	-5,10E+08	4,39E+05	-7,62E+04	-3,17E+06
Torre top	Max.	1,36E+08	9,44E+08	2,69E+08	1,23E+06	1,97E+04	-2,93E+06
	Min.	4,64E+05	7,74E+08	-5,13E+08	7,30E+04	-2,38E+05	-3,35E+06
Torre base	Max.	1,73E+08	1,12E+09	2,70E+08	1,85E+05	1,97E+05	-3,11E+07
	Min.	-1,65E+06	9,19E+08	-5,14E+08	-1,23E+06	-1,17E+05	-3,16E+07
Cimientos	Max.	1,68E+08	1,08E+09	2,70E+08	1,07E+06	9,51E+04	-1,79E+07
	Min.	-1,62E+06	8,85E+08	-5,14E+08	-3,79E+05	-2,56E+05	-1,83E+07

4.2.12 DLC 4.1

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Parada de normal.
- Condiciones de viento: Modelo NWM. $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conexión a red.
Viento y mar alineados.
- Situación de factor parcial de seguridad: Normal.



II. Resultados.

Tabla 4-38: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 4.1.

$V_{hub}=3,5 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,91E+06	3,86E+06	3,40E+05	2,22E+05	1,96E+05	3,44E+05
	Min.	-3,54E+06	-1,07E+06	-9,15E+04	-4,81E+04	-2,31E+05	-1,23E+05
Buje móvil	Max.	2,15E+05	1,76E+06	1,52E+06	3,27E+05	1,00E+06	1,02E+06
	Min.	9,35E+04	-1,32E+06	-6,11E+05	1,37E+05	-1,03E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	2,15E+05	6,96E+04	3,48E+05	3,27E+05	1,23E+04	-1,05E+06
	Min.	9,35E+04	-1,80E+06	-3,04E+05	1,37E+05	-8,37E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	3,79E+06	8,82E+08	2,72E+08	4,62E+05	6,12E+04	-3,01E+06
	Min.	-2,50E+06	8,48E+08	-2,56E+08	2,64E+05	-2,81E+04	-3,03E+06
Torre top	Max.	1,59E+08	8,79E+08	2,70E+08	8,28E+04	6,41E+04	-3,02E+06
	Min.	2,10E+05	8,31E+08	-2,60E+08	-1,11E+05	-4,99E+04	-3,07E+06
Torre base	Max.	1,86E+08	9,86E+08	2,70E+08	-1,12E+06	1,54E+05	-3,12E+07
	Min.	3,53E+05	9,37E+08	-2,61E+08	-1,63E+06	-5,39E+02	-3,13E+07
Cimientos	Max.	1,81E+08	9,48E+08	2,70E+08	-2,80E+05	8,91E+04	-1,80E+07
	Min.	3,44E+05	9,01E+08	-2,61E+08	-7,92E+05	-6,06E+04	-1,80E+07

Tabla 4-39: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 4.1.

$V_{hub}=11,7 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	5,15E+06	8,99E+06	3,35E+05	2,99E+05	1,30E+05	8,52E+05
	Min.	-2,24E+06	-2,87E+06	-1,43E+05	-1,30E+05	-2,84E+05	-1,84E+05
Buje móvil	Max.	3,57E+06	4,02E+05	1,56E+06	8,06E+05	1,03E+06	8,64E+05
	Min.	2,82E+04	-1,25E+06	-1,29E+06	-5,39E+04	-1,04E+06	-1,06E+06
Buje fijo	Max.	3,57E+06	8,29E+05	1,08E+06	8,06E+05	2,78E+04	-1,04E+06
	Min.	2,82E+04	-1,67E+06	-7,76E+05	-5,39E+04	-9,87E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	7,39E+06	9,32E+08	2,72E+08	9,54E+05	6,42E+04	-2,99E+06
	Min.	-3,20E+06	8,18E+08	-2,56E+08	7,14E+04	-1,28E+04	-3,09E+06
Torre top	Max.	1,53E+08	9,30E+08	2,70E+08	5,47E+05	7,67E+04	-2,98E+06
	Min.	3,59E+06	8,03E+08	-2,60E+08	-3,13E+05	-3,35E+04	-3,18E+06
Torre base	Max.	1,75E+08	1,06E+09	2,70E+08	-7,01E+05	1,68E+05	-3,12E+07
	Min.	5,27E+06	8,97E+08	-2,60E+08	-2,03E+06	-4,11E+03	-3,14E+07
Cimientos	Max.	1,70E+08	1,02E+09	2,70E+08	1,88E+05	9,93E+04	-1,79E+07
	Min.	5,13E+06	8,62E+08	-2,60E+08	-1,16E+06	-4,09E+04	-1,82E+07

Tabla 4-40: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 4.1.

$V_{hub}=30 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,90E+06	5,62E+06	3,41E+05	3,24E+05	1,18E+05	1,21E+06
	Min.	-3,54E+06	-1,75E+06	-2,81E+04	4,08E+04	-2,96E+05	-2,67E+04



Buje móvil	Max.	3,90E+06	2,61E+06	3,04E+06	5,16E+05	1,03E+06	1,00E+06
	Min.	-3,72E+05	-2,96E+06	-2,45E+06	-3,06E+04	-9,75E+05	-1,02E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	2,01E+06	1,23E+06	5,16E+05	8,82E+04	-9,21E+05
	Min.	-3,72E+05	-2,32E+06	-3,95E+06	-3,06E+04	-3,67E+04	-1,03E+06
Yaw	Max.	7,24E+06	9,11E+08	2,69E+08	7,09E+05	1,15E+05	-2,88E+06
	Min.	2,03E+05	8,41E+08	-4,69E+07	1,48E+05	-2,97E+04	-3,02E+06
Torre top	Max.	1,20E+08	9,09E+08	2,67E+08	3,18E+05	9,79E+04	-2,90E+06
	Min.	3,54E+06	8,32E+08	-5,10E+07	-2,26E+05	-2,80E+04	-3,08E+06
Torre base	Max.	1,33E+08	1,04E+09	2,67E+08	-6,15E+05	1,95E+05	-3,11E+07
	Min.	7,62E+06	9,86E+08	-5,04E+07	-1,74E+06	-1,88E+04	-3,13E+07
Cimientos	Max.	1,29E+08	1,00E+09	2,67E+08	2,42E+05	9,91E+04	-1,78E+07
	Min.	7,43E+06	9,47E+08	-5,03E+07	-8,82E+05	-2,44E+04	-1,81E+07

4.2.13 DLC 5.1

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Parada de emergencia.
- Condiciones de viento: Modelo NWM. $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conexión a red.
 - Viento y mar alineados.
 - Parada de emergencia debido a exceso de velocidad del rotor.
- Situación de factor parcial de seguridad: Normal.

II. Resultados.

Tabla 4-41: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 5.1.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	4,18E+06	3,52E+06	2,71E+05	1,74E+05	1,83E+05	3,88E+05
	Min.	-3,12E+06	-2,03E+06	-9,68E+04	-9,15E+04	-2,43E+05	-1,90E+05
Buje móvil	Max.	2,03E+06	3,57E+05	1,13E+06	3,28E+05	1,05E+06	1,05E+06
	Min.	-1,19E+06	-1,74E+06	-8,83E+05	1,64E+05	-1,01E+06	-1,03E+06
Buje fijo	Max.	2,03E+06	6,96E+04	2,91E+05	3,28E+05	8,84E+03	-1,05E+06
	Min.	-1,19E+06	-1,92E+06	-2,74E+05	1,64E+05	-4,24E+03	-1,06E+06
Yaw	Max.	3,92E+06	8,76E+08	2,72E+08	4,62E+05	5,69E+04	-3,01E+06
	Min.	-2,14E+06	8,50E+08	-1,38E+08	3,00E+05	-8,01E+03	-3,03E+06
Torre top	Max.	1,32E+08	8,75E+08	2,70E+08	8,28E+04	5,82E+04	-3,03E+06
	Min.	1,32E+07	8,39E+08	-1,42E+08	-7,57E+04	-3,01E+04	-3,07E+06
Torre base	Max.	1,54E+08	9,86E+08	2,70E+08	-1,11E+06	1,57E+05	-3,12E+07
	Min.	1,08E+07	9,52E+08	-1,42E+08	-1,49E+06	4,18E+04	-3,13E+07



Cimientos	Max.	1,50E+08	9,48E+08	2,70E+08	-2,77E+05	9,75E+04	-1,80E+07
	Min.	1,05E+07	9,15E+08	-1,42E+08	-6,45E+05	-2,03E+04	-1,81E+07

Tabla 4-42: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 11,7 m/s, según DCL 5.1.

$V_{hub} = 11,7 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	6,50E+06	9,43E+06	3,48E+05	3,09E+05	1,04E+05	8,52E+05
	Min.	-1,87E+06	-2,45E+06	1,77E+04	-2,48E+04	-3,56E+05	-1,33E+05
Buje móvil	Max.	3,57E+06	1,28E+06	1,60E+06	8,06E+05	9,90E+05	8,66E+05
	Min.	-1,97E+05	-1,21E+06	-1,30E+06	7,47E+03	-1,03E+06	-1,03E+06
Buje fijo	Max.	3,57E+06	9,31E+05	1,10E+06	8,06E+05	2,45E+04	-1,04E+06
	Min.	-1,97E+05	-1,90E+06	-6,83E+05	7,47E+03	-1,75E+04	-1,08E+06
Yaw	Max.	7,39E+06	9,06E+08	2,72E+08	9,54E+05	6,26E+04	-2,99E+06
	Min.	-2,55E+06	8,29E+08	-1,38E+08	1,97E+05	1,16E+04	-3,10E+06
Torre top	Max.	1,29E+08	9,04E+08	2,70E+08	5,49E+05	6,34E+04	-2,99E+06
	Min.	1,73E+07	8,19E+08	-1,42E+08	-1,86E+05	-1,10E+04	-3,20E+06
Torre base	Max.	1,44E+08	1,06E+09	2,70E+08	-7,01E+05	1,64E+05	-3,12E+07
	Min.	1,61E+07	9,28E+08	-1,42E+08	-1,44E+06	3,61E+04	-3,14E+07
Cimientos	Max.	1,40E+08	1,02E+09	2,70E+08	1,88E+05	1,04E+05	-1,80E+07
	Min.	1,56E+07	8,92E+08	-1,42E+08	-5,65E+05	-4,14E+04	-1,82E+07

Tabla 4-43: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 5.1.

$V_{hub} = 30 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,93E+06	5,62E+06	3,04E+05	3,24E+05	1,18E+05	1,21E+06
	Min.	-3,53E+06	-3,03E+06	-3,06E+04	1,59E+04	-2,97E+05	3,01E+04
Buje móvil	Max.	3,90E+06	3,07E+06	2,58E+06	5,18E+05	1,03E+06	1,00E+06
	Min.	-6,48E+05	-2,76E+06	-2,42E+06	-1,57E+05	-9,74E+05	-1,03E+06
Buje fijo	Max.	3,90E+06	1,98E+06	1,19E+06	5,18E+05	7,45E+04	-9,18E+05
	Min.	-6,48E+05	-2,19E+06	-3,98E+06	-1,57E+05	-3,62E+04	-1,03E+06
Yaw	Max.	7,22E+06	9,21E+08	2,69E+08	7,10E+05	1,14E+05	-2,87E+06
	Min.	3,50E+05	8,35E+08	-4,69E+07	1,36E+04	-2,88E+04	-3,02E+06
Torre top	Max.	1,19E+08	9,19E+08	2,67E+08	3,19E+05	9,78E+04	-2,89E+06
	Min.	3,54E+06	8,27E+08	-5,09E+07	-3,57E+05	-2,71E+04	-3,08E+06
Torre base	Max.	1,34E+08	1,04E+09	2,67E+08	-5,55E+05	1,75E+05	-3,11E+07
	Min.	7,48E+06	9,75E+08	-5,03E+07	-1,92E+06	-1,79E+04	-3,13E+07
Cimientos	Max.	1,30E+08	1,00E+09	2,67E+08	3,01E+05	1,15E+05	-1,78E+07
	Min.	7,30E+06	9,36E+08	-5,03E+07	-1,06E+06	-2,34E+04	-1,81E+07



4.2.14 DLC 6.1

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Aparcado: “idling”.
- Condiciones de viento: Modelo EWM turbulento. $V_{hub} = V_{ref}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con H_{s50} .
- Otros: Conexión a red.
Viento y mar desalineados.
Incidencia oblicua del viento de 8° .
- Situación de factor parcial de seguridad: Extremo.

II. Resultados.

Tabla 4-44: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 50 m/s, según DCL 6.1.

$V_{hub}=50$ m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-4,78E+05	1,63E+05	6,24E+04	-2,78E+04	7,52E+04	-2,15E+05
	Min.	-8,90E+05	-3,36E+06	-1,80E+04	-1,49E+05	5,70E+04	-2,24E+05
Buje móvil	Max.	3,06E+04	7,26E+05	1,72E+06	2,29E+05	1,26E+05	-5,45E+05
	Min.	-2,95E+04	-4,26E+05	6,12E+05	1,87E+05	-9,34E+04	-7,94E+05
Buje fijo	Max.	3,06E+04	6,42E+05	1,81E+06	2,29E+05	1,68E+05	-5,29E+05
	Min.	-2,95E+04	-5,77E+05	6,12E+05	1,87E+05	2,98E+04	-7,94E+05
Yaw	Max.	6,91E+06	8,88E+08	2,72E+08	5,63E+05	2,13E+05	-2,47E+06
	Min.	-3,39E+06	8,53E+08	9,11E+05	4,65E+05	3,09E+04	-2,75E+06
Torre top	Max.	7,96E+07	8,85E+08	2,69E+08	2,37E+05	2,09E+05	-2,52E+06
	Min.	-1,31E+06	8,53E+08	4,13E+05	1,14E+05	2,95E+04	-2,79E+06
Torre base	Max.	7,60E+07	1,06E+09	2,71E+08	-4,96E+05	5,43E+05	-3,08E+07
	Min.	-3,55E+07	1,02E+09	1,06E+06	-9,72E+05	1,41E+05	-3,10E+07
Cimientos	Max.	7,36E+07	1,02E+09	2,71E+08	3,80E+05	5,20E+05	-1,75E+07
	Min.	-3,49E+07	9,79E+08	8,71E+05	-1,06E+05	1,16E+05	-1,78E+07

4.2.15 DLC 6.2

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Aparcado: “idling”.
- Condiciones de viento: Modelo EWM turbulento. $V_{hub} = V_{ref}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con H_{s50} .
- Otros: Desconexión de la red en $T = 5$ s.
Viento y mar desalineados.
Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 180^\circ$.



- Situación de factor parcial de seguridad: Anormal.

II. Resultados.

Tabla 4-45: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 50 m/s, según DCL 6.2.

$V_{hub} = 50 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	5,50E+05	1,02E+07	2,54E+05	4,42E+05	2,31E+04	5,76E+04
	Min.	-4,41E+05	2,50E+05	-1,60E+04	3,21E+03	-6,72E+03	-2,26E+05
Buje móvil	Max.	4,93E+04	4,55E+05	2,05E+06	1,75E+05	-8,81E+03	3,76E+05
	Min.	2,64E+04	-2,05E+06	-1,71E+05	1,10E+05	-1,34E+06	-1,26E+06
Buje fijo	Max.	4,93E+04	-1,94E+06	4,44E+04	1,75E+05	1,13E+04	-1,19E+06
	Min.	2,64E+04	-2,24E+06	-6,35E+05	1,10E+05	-6,21E+04	-1,34E+06
Yaw	Max.	6,01E+06	8,80E+08	2,70E+08	1,99E+05	5,81E+04	-3,16E+06
	Min.	-1,22E+06	8,38E+08	-9,14E+04	3,62E+04	-1,95E+04	-3,32E+06
Torre top	Max.	7,50E+07	8,80E+08	2,68E+08	-1,81E+05	6,26E+04	-3,16E+06
	Min.	-9,11E+05	8,35E+08	-2,05E+05	-3,58E+05	-1,14E+04	-3,30E+06
Torre base	Max.	8,81E+07	9,15E+08	2,69E+08	-1,55E+06	4,03E+05	-3,14E+07
	Min.	-1,27E+07	8,70E+08	3,90E+04	-2,14E+06	1,64E+05	-3,15E+07
Cimientos	Max.	8,55E+07	8,79E+08	2,68E+08	-7,69E+05	3,57E+05	-1,81E+07
	Min.	-1,25E+07	8,35E+08	-1,37E+05	-1,36E+06	8,70E+04	-1,83E+07

4.2.16 DLC 6.3

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Aparcado: “idling”.
- Condiciones de viento: Modelo EWM turbulento. $V_{hub} = V_1$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con H_{s1} .
- Otros: Conexión a red.
Viento y mar desalineados.
Incidencia oblicua del viento de 20°.
- Situación de factor parcial de seguridad: Extremo.

II. Resultados.

Tabla 4-46: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 50 m/s, según DCL 6.3.

$V_{hub} = 40 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-5,52E+05	8,26E+05	5,60E+04	-1,69E+04	6,13E+04	-2,22E+05
	Min.	-7,14E+05	-1,35E+06	5,94E+03	-6,83E+04	5,38E+04	-2,24E+05
Buje móvil	Max.	3,03E+04	-4,05E+05	9,73E+05	2,39E+05	7,21E+04	-7,49E+05
	Min.	-2,71E+05	-1,02E+06	4,27E+05	2,14E+05	-5,69E+04	-8,84E+05



Buje fijo	Max.	3,03E+04	-4,17E+05	9,35E+05	2,39E+05	8,18E+04	-7,45E+05
	Min.	-2,71E+05	-1,02E+06	4,27E+05	2,14E+05	-1,27E+04	-8,83E+05
Yaw	Max.	4,74E+06	8,76E+08	2,71E+08	4,96E+05	1,37E+05	-2,70E+06
	Min.	-2,10E+06	8,57E+08	6,49E+05	4,41E+05	2,75E+03	-2,84E+06
Torre top	Max.	7,67E+07	8,74E+08	2,68E+08	1,49E+05	1,34E+05	-2,74E+06
	Min.	-9,16E+05	8,57E+08	4,09E+05	8,04E+04	2,08E+03	-2,88E+06
Torre base	Max.	7,13E+07	1,02E+09	2,70E+08	-7,69E+05	4,84E+05	-3,10E+07
	Min.	-2,23E+07	1,00E+09	7,95E+05	-1,11E+06	1,60E+05	-3,11E+07
Cimientos	Max.	6,90E+07	9,82E+08	2,70E+08	9,24E+04	4,58E+05	-1,77E+07
	Min.	-2,19E+07	9,61E+08	6,14E+05	-2,50E+05	1,37E+05	-1,79E+07

4.2.17 DLC 6.4

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Aparcado: “idling”.
- Condiciones de viento: Modelo NTM. $V_{hub} \leq V_{in}$ y $V_{out} \leq V_{hub} \leq 0,8 V_{ref}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conexión a red.
 Viento y mar desalineados.
 Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 8^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Normal.

II. Resultados.

Tabla 4-47: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 6.4.

$V_{hub} = 3,5 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-5,65E+05	1,60E+05	4,01E+04	-3,63E+03	4,90E+04	-2,25E+05
	Min.	-5,79E+05	1,19E+05	3,85E+04	-4,96E+03	4,82E+04	-2,25E+05
Buje móvil	Max.	2,52E+04	-1,63E+06	1,77E+04	2,47E+05	1,96E+03	-1,05E+06
	Min.	-2,86E+04	-1,64E+06	6,23E+02	2,45E+05	-3,66E+03	-1,05E+06
Buje fijo	Max.	2,52E+04	-1,63E+06	1,75E+04	2,47E+05	2,07E+03	-1,05E+06
	Min.	-2,86E+04	-1,64E+06	6,03E+02	2,45E+05	-3,56E+03	-1,05E+06
Yaw	Max.	3,43E+06	8,65E+08	2,70E+08	3,84E+05	5,79E+04	-3,02E+06
	Min.	-7,23E+05	8,62E+08	-7,91E+03	3,76E+05	-9,65E+02	-3,02E+06
Torre top	Max.	7,38E+07	8,65E+08	2,68E+08	7,48E+03	5,73E+04	-3,04E+06
	Min.	1,02E+04	8,62E+08	4,80E+02	-2,10E+03	-9,27E+02	-3,04E+06
Torre base	Max.	7,59E+07	1,01E+09	2,68E+08	-1,70E+05	1,35E+05	-3,13E+07
	Min.	1,25E+05	9,92E+08	-8,79E+03	-6,21E+05	-1,25E+03	-3,13E+07
Cimientos	Max.	7,36E+07	9,67E+08	2,68E+08	6,71E+05	8,23E+04	-1,80E+07
	Min.	1,22E+05	9,54E+08	-8,10E+03	2,26E+05	-1,36E+03	-1,82E+07



Tabla 4-48: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 6.4.

$V_{hub} = 30 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-5,25E+05	2,08E+06	2,40E+05	1,25E+05	5,88E+04	-1,53E+05
	Min.	-7,22E+05	1,20E+06	6,39E+04	2,65E+04	4,85E+04	-2,25E+05
Buje móvil	Max.	3,18E+04	-2,41E+05	1,87E+06	2,66E+05	-5,43E+04	-5,82E+05
	Min.	1,08E+04	-1,55E+06	-2,04E+04	2,15E+05	-7,35E+05	-9,93E+05
Buje fijo	Max.	3,18E+04	-8,58E+05	7,65E+05	2,66E+05	-1,36E+04	-8,68E+05
	Min.	1,08E+04	-1,88E+06	-2,72E+04	2,15E+05	-5,93E+04	-9,93E+05
Yaw	Max.	3,95E+06	8,82E+08	2,70E+08	4,91E+05	3,39E+04	-2,82E+06
	Min.	-6,76E+05	8,55E+08	-1,64E+05	3,73E+05	-6,16E+04	-2,96E+06
Torre top	Max.	7,24E+07	8,81E+08	2,68E+08	1,24E+05	3,32E+04	-2,86E+06
	Min.	7,66E+03	8,55E+08	2,68E+05	4,22E+03	-6,03E+04	-2,99E+06
Torre base	Max.	7,27E+07	1,01E+09	2,68E+08	-9,56E+05	4,20E+05	-3,11E+07
	Min.	-6,44E+04	9,85E+08	-8,05E+04	-1,34E+06	1,23E+05	-3,12E+07
Cimientos	Max.	7,04E+07	9,72E+08	2,68E+08	-1,03E+05	3,87E+05	-1,79E+07
	Min.	-2,54E+05	9,47E+08	-1,97E+05	-4,95E+05	1,19E+05	-1,79E+07

Tabla 4-49: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 40 m/s, según DCL 6.4.

$V_{hub} = 40 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-5,04E+05	2,04E+06	2,43E+05	9,44E+04	6,80E+04	-1,02E+05
	Min.	-8,59E+05	1,60E+05	7,31E+04	3,51E+04	5,08E+04	-2,25E+05
Buje móvil	Max.	2,99E+04	1,54E+05	1,92E+06	2,66E+05	-8,68E+04	-2,95E+05
	Min.	8,78E+03	-1,45E+06	-4,54E+04	2,24E+05	-7,99E+05	-9,47E+05
Buje fijo	Max.	2,99E+04	-6,42E+05	1,29E+06	2,66E+05	-5,54E+04	-7,64E+05
	Min.	8,78E+03	-1,76E+06	-4,54E+04	2,24E+05	-1,32E+05	-9,47E+05
Yaw	Max.	5,54E+06	8,78E+08	2,70E+08	5,45E+05	-9,66E+03	-2,72E+06
	Min.	-1,64E+06	8,53E+08	-4,14E+05	4,53E+05	-9,93E+04	-2,91E+06
Torre top	Max.	7,26E+07	8,76E+08	2,69E+08	1,89E+05	-1,05E+04	-2,76E+06
	Min.	1,59E+05	8,53E+08	3,94E+05	8,90E+04	-9,62E+04	-2,94E+06
Torre base	Max.	8,53E+07	1,03E+09	2,69E+08	-6,58E+05	4,23E+05	-3,10E+07
	Min.	4,03E+06	1,00E+09	-3,72E+05	-1,10E+06	5,87E+04	-3,12E+07
Cimientos	Max.	8,28E+07	9,90E+08	2,68E+08	2,08E+05	3,90E+05	-1,78E+07
	Min.	3,77E+06	9,65E+08	-4,45E+05	-2,42E+05	2,92E+04	-1,79E+07



4.2.18 DLC 7.1

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Aparcado: “idling” + fallo.
- Condiciones de viento: Modelo EWM estacionario. $V_{hub} = V_{e1} = 50 \text{ m/s}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Desconexión de red en $T=15\text{s}$.
Viento y mar desalineados (30°).
Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 180^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Anormal.

II. Resultados.

Tabla 4-50: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 7.1.

$V_{hub} = 50 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	2,77E+05	3,14E+06	2,43E+05	2,12E+05	1,41E+04	-1,07E+05
	Min.	1,50E+04	1,55E+05	-5,59E+04	-5,73E+02	7,97E+03	-2,26E+05
Buje móvil	Max.	7,14E+04	-6,79E+05	1,66E+06	1,37E+05	-3,68E+03	-4,09E+05
	Min.	2,86E+04	-1,71E+06	4,56E+04	1,26E+05	-9,24E+05	-1,02E+06
Buje fijo	Max.	7,14E+04	-1,71E+06	1,40E+05	1,37E+05	5,15E+03	-1,01E+06
	Min.	2,86E+04	-1,78E+06	4,26E+04	1,26E+05	-5,13E+04	-1,02E+06
Yaw	Max.	3,34E+06	8,67E+08	2,70E+08	1,60E+05	4,83E+04	-2,98E+06
	Min.	-9,27E+05	8,58E+08	8,04E+04	1,28E+05	-3,81E+03	-2,99E+06
Torre top	Max.	7,25E+07	8,67E+08	2,68E+08	-1,96E+05	5,05E+04	-2,98E+06
	Min.	-1,64E+05	8,57E+08	-5,46E+04	-2,29E+05	-4,17E+03	-2,98E+06
Torre base	Max.	7,60E+07	9,11E+08	2,68E+08	-1,55E+06	4,62E+05	-3,12E+07
	Min.	-9,86E+06	8,95E+08	1,95E+05	-2,04E+06	1,84E+05	-3,12E+07
Cimientos	Max.	7,36E+07	8,75E+08	2,68E+08	-7,55E+05	4,32E+05	-1,79E+07
	Min.	-9,86E+06	8,59E+08	2,91E+04	-1,24E+06	1,44E+05	-1,80E+07

4.2.19 DLC 7.2

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Aparcado: “idling” + Fallo.
- Condiciones de viento: Modelo NTM. $V_{hub} \leq 0,8 V_{ref}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Desconexión de red en $T=15\text{s}$.
Viento y mar desalineados.



➤ Situación de factor parcial de seguridad: Anormal.

II. Resultados.

Tabla 4-51: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 7.2.

$V_{hub} = 3,5 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	1,31E+05	1,31E+05	3,94E+04	-4,34E+03	4,89E+04	-2,25E+05
	Min.	1,04E+05	1,04E+05	3,78E+04	-5,73E+03	4,84E+04	-2,25E+05
Buje móvil	Max.	1,87E+04	-1,62E+06	2,11E+04	2,46E+05	3,09E+03	-1,05E+06
	Min.	-2,85E+04	-1,64E+06	2,04E+03	2,45E+05	-2,99E+03	-1,05E+06
Buje fijo	Max.	1,87E+04	-1,62E+06	2,12E+04	2,46E+05	3,15E+03	-1,05E+06
	Min.	-2,85E+04	-1,64E+06	2,04E+03	2,45E+05	-3,00E+03	-1,05E+06
Yaw	Max.	3,39E+06	8,64E+08	2,70E+08	3,84E+05	5,97E+04	-3,02E+06
	Min.	-7,13E+05	8,63E+08	1,67E+03	3,78E+05	2,27E+02	-3,02E+06
Torre top	Max.	7,38E+07	8,64E+08	2,68E+08	8,15E+03	5,91E+04	-3,04E+06
	Min.	9,61E+03	8,62E+08	-1,24E+03	-7,05E+02	2,23E+02	-3,04E+06
Torre base	Max.	7,57E+07	1,00E+09	2,68E+08	-2,58E+05	1,36E+05	-3,13E+07
	Min.	-2,89E+04	9,96E+08	1,22E+03	-4,70E+05	2,56E+02	-3,13E+07
Cimientos	Max.	7,33E+07	9,65E+08	2,68E+08	5,87E+05	8,33E+04	-1,80E+07
	Min.	-2,85E+04	9,58E+08	1,25E+03	3,75E+05	2,64E+02	-1,81E+07

Tabla 4-52: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 7.2.

$V_{hub} = 30 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-4,67E+05	2,86E+05	8,91E+04	1,11E+04	5,93E+04	-2,20E+05
	Min.	-7,34E+05	-5,97E+05	3,30E+04	-3,47E+04	4,91E+04	-2,25E+05
Buje móvil	Max.	3,02E+04	-9,22E+05	6,92E+05	2,57E+05	7,09E+03	-8,89E+05
	Min.	-3,15E+04	-1,32E+06	1,39E+05	2,20E+05	-1,94E+05	-9,58E+05
Buje fijo	Max.	3,02E+04	-9,70E+05	5,33E+05	2,57E+05	4,61E+04	-8,93E+05
	Min.	-3,15E+04	-1,41E+06	1,39E+05	2,20E+05	4,80E+03	-9,58E+05
Yaw	Max.	2,79E+06	8,81E+08	2,71E+08	4,81E+05	1,01E+05	-2,85E+06
	Min.	-8,00E+05	8,56E+08	3,52E+05	3,77E+05	5,38E+03	-2,92E+06
Torre top	Max.	7,55E+07	8,80E+08	2,68E+08	1,18E+05	9,83E+04	-2,89E+06
	Min.	-3,89E+05	8,56E+08	1,05E+05	1,25E+04	4,63E+03	-2,95E+06
Torre base	Max.	7,32E+07	1,01E+09	2,69E+08	-9,63E+05	4,69E+05	-3,11E+07
	Min.	-1,56E+07	9,85E+08	4,86E+05	-1,34E+06	2,07E+05	-3,12E+07
Cimientos	Max.	7,09E+07	9,72E+08	2,69E+08	-1,10E+05	4,36E+05	-1,79E+07
	Min.	-1,54E+07	9,47E+08	3,08E+05	-4,93E+05	1,90E+05	-1,79E+07



Tabla 4-53: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 40 m/s, según DCL 7.2.

$V_{hub} = 40 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-5,79E+05	1,28E+05	8,75E+04	-1,29E+04	6,71E+04	-2,16E+05
	Min.	-8,04E+05	-1,53E+06	2,00E+04	-7,37E+04	5,51E+04	-2,24E+05
Buje móvil	Max.	3,03E+04	-4,15E+05	9,31E+05	2,53E+05	2,28E+04	-7,66E+05
	Min.	-2,94E+04	-1,01E+06	2,15E+05	2,35E+05	-1,97E+05	-9,10E+05
Buje fijo	Max.	3,03E+04	-4,96E+05	7,25E+05	2,53E+05	8,35E+04	-7,71E+05
	Min.	-2,94E+04	-1,17E+06	2,15E+05	2,35E+05	9,58E+03	-9,10E+05
Yaw	Max.	3,66E+06	8,77E+08	2,71E+08	5,24E+05	1,38E+05	-2,73E+06
	Min.	-1,51E+06	8,54E+08	4,52E+05	4,55E+05	1,03E+04	-2,87E+06
Torre top	Max.	7,65E+07	8,75E+08	2,68E+08	1,75E+05	1,35E+05	-2,77E+06
	Min.	-1,03E+06	8,54E+08	1,42E+05	9,07E+04	9,39E+03	-2,91E+06
Torre base	Max.	7,15E+07	1,03E+09	2,69E+08	-6,51E+05	5,15E+05	-3,10E+07
	Min.	-2,26E+07	1,00E+09	5,97E+05	-1,11E+06	1,78E+05	-3,11E+07
Cimientos	Max.	6,92E+07	9,90E+08	2,69E+08	2,15E+05	4,89E+05	-1,78E+07
	Min.	-2,23E+07	9,65E+08	4,08E+05	-2,47E+05	1,59E+05	-1,79E+07

4.2.20 DLC 8.2

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Mantenimiento.
- Condiciones de viento: Modelo EWM estacionario. $V_{hub} = V_{e1} = 50 \text{ m/s}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: Conexión a red.
 - Viento y mar alineados.
 - Flujo oblicuo de viento 15° .
 - Desalineación de ángulo de guiñada de $\pm 180^\circ$.
- Situación de factor parcial de seguridad: Anormal.

II. Resultados.

Tabla 4-54: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 8.2.

$V_{hub} = 50 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	3,78E+05	2,65E+06	-2,10E+04	9,13E+04	8,05E+03	-2,28E+05
	Min.	2,66E+05	1,25E+06	-3,06E+04	5,05E+04	3,92E+03	-2,29E+05
Buje móvil	Max.	3,51E+06	-1,70E+06	1,68E+05	1,33E+05	-6,12E+02	-1,01E+06
	Min.	3,31E+06	-1,82E+06	8,74E+04	1,22E+05	-6,19E+04	-1,02E+06
Buje fijo	Max.	3,51E+06	-1,70E+06	1,68E+05	1,33E+05	-6,12E+02	-1,01E+06



Yaw	Min.	3,31E+06	-1,82E+06	8,74E+04	1,22E+05	-6,19E+04	-1,02E+06
	Max.	6,74E+06	8,67E+08	2,69E+08	1,55E+05	4,04E+04	-2,98E+06
Torre top	Min.	2,21E+06	8,59E+08	-4,71E+05	1,24E+05	-1,56E+04	-2,99E+06
	Max.	7,60E+07	8,67E+08	2,67E+08	-2,02E+05	4,39E+04	-2,98E+06
Torre base	Min.	3,28E+06	8,57E+08	-6,36E+05	-2,34E+05	-6,70E+03	-2,98E+06
	Max.	8,17E+07	9,11E+08	2,68E+08	-1,56E+06	4,59E+05	-3,12E+07
Cimientos	Min.	-5,96E+06	8,95E+08	-4,65E+05	-2,05E+06	1,80E+05	-3,12E+07
	Max.	7,92E+07	8,74E+08	2,67E+08	-7,60E+05	4,26E+05	-1,79E+07
	Min.	-6,07E+06	8,58E+08	-6,22E+05	-1,25E+06	1,31E+05	-1,80E+07

4.2.21 DLC 8.4

I. Condiciones.

- Situación de diseño: Mantenimiento.
- Condiciones de viento: Modelo NTM. $V_{hub} \leq 0,8 V_{ref}$.
- Condiciones marinas: Mar irregular, con $H_s(V)$.
- Otros: No hay conexión a red.
- Situación de factor parcial de seguridad: Anormal.

II. Resultados.

Tabla 4-55: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 3,5 m/s, según DCL 8.4.

$V_{hub} = 3,5 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-5,69E+05	1,33E+05	3,94E+04	-4,42E+03	4,89E+04	-2,25E+05
	Min.	-5,78E+05	1,06E+05	3,76E+04	-5,68E+03	4,83E+04	-2,25E+05
Buje móvil	Max.	1,78E+04	-1,62E+06	2,21E+04	2,46E+05	2,95E+03	-1,05E+06
	Min.	-6,70E+04	-1,64E+06	1,66E+03	2,44E+05	-3,04E+03	-1,05E+06
Buje fijo	Max.	1,78E+04	-1,62E+06	2,21E+04	2,46E+05	2,95E+03	-1,05E+06
	Min.	-6,70E+04	-1,64E+06	1,66E+03	2,44E+05	-3,04E+03	-1,05E+06
Yaw	Max.	3,40E+06	8,65E+08	2,70E+08	3,83E+05	5,95E+04	-3,02E+06
	Min.	-7,21E+05	8,62E+08	1,69E+03	3,76E+05	2,03E+02	-3,02E+06
Torre top	Max.	7,36E+07	8,64E+08	2,68E+08	9,20E+03	5,89E+04	-3,04E+06
	Min.	9,10E+03	8,61E+08	-1,13E+03	-4,45E+02	1,99E+02	-3,04E+06
Torre base	Max.	7,54E+07	9,75E+08	2,68E+08	-1,10E+06	1,36E+05	-3,12E+07
	Min.	-2,83E+04	9,67E+08	1,33E+03	-1,51E+06	2,70E+02	-3,13E+07
Cimientos	Max.	7,31E+07	9,38E+08	2,68E+08	-2,55E+05	8,25E+04	-1,80E+07
	Min.	-2,79E+04	9,30E+08	1,35E+03	-6,74E+05	2,82E+02	-1,81E+07



Tabla 4-56: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 30 m/s, según DCL 8.4.

$V_{hub} = 30 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-5,61E+05	2,58E+05	4,37E+04	-1,34E+04	6,11E+04	-2,23E+05
	Min.	-7,51E+05	-3,74E+05	2,46E+04	-3,30E+04	4,99E+04	-2,25E+05
Buje móvil	Max.	1,61E+06	-9,11E+05	4,41E+05	2,59E+05	4,47E+04	-9,07E+05
	Min.	-8,22E+04	-1,24E+06	4,22E+04	2,25E+05	1,24E+03	-9,58E+05
Buje fijo	Max.	1,61E+06	-9,11E+05	4,41E+05	2,59E+05	4,47E+04	-9,07E+05
	Min.	-8,22E+04	-1,24E+06	4,22E+04	2,25E+05	1,24E+03	-9,58E+05
Yaw	Max.	4,27E+06	8,81E+08	2,70E+08	4,82E+05	9,88E+04	-2,86E+06
	Min.	-2,51E+05	8,57E+08	1,52E+05	3,84E+05	1,22E+03	-2,92E+06
Torre top	Max.	7,52E+07	8,80E+08	2,68E+08	1,19E+05	9,78E+04	-2,90E+06
	Min.	1,69E+05	8,57E+08	7,63E+04	1,89E+04	1,24E+03	-2,95E+06
Torre base	Max.	7,19E+07	1,01E+09	2,68E+08	-1,04E+06	1,71E+05	-3,11E+07
	Min.	-3,46E+06	9,83E+08	1,47E+05	-1,39E+06	1,28E+03	-3,12E+07
Cimientos	Max.	6,96E+07	9,70E+08	2,68E+08	-1,87E+05	1,25E+05	-1,79E+07
	Min.	-3,39E+06	9,45E+08	1,47E+05	-5,37E+05	1,22E+03	-1,79E+07

Tabla 4-57: Cargas sobre el aerogenerador, en los diferentes puntos, para 40 m/s, según DCL 8.4.

$V_{hub} = 40 \text{ m/s}$		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
Palas	Max.	-6,66E+05	2,57E+05	3,74E+04	-2,08E+04	6,73E+04	-2,23E+05
	Min.	-7,93E+05	-1,00E+06	1,18E+04	-6,33E+04	5,62E+04	-2,24E+05
Buje móvil	Max.	2,52E+06	-3,54E+05	7,52E+05	2,57E+05	7,12E+04	-7,91E+05
	Min.	-1,04E+05	-1,01E+06	2,59E+05	2,36E+05	6,02E+03	-9,10E+05
Buje fijo	Max.	2,52E+06	-3,54E+05	7,52E+05	2,57E+05	7,12E+04	-7,91E+05
	Min.	-1,04E+05	-1,01E+06	2,59E+05	2,36E+05	6,02E+03	-9,10E+05
Yaw	Max.	5,34E+06	8,77E+08	2,71E+08	5,24E+05	1,28E+05	-2,74E+06
	Min.	-1,32E+06	8,54E+08	2,48E+05	4,55E+05	6,09E+03	-2,87E+06
Torre top	Max.	7,58E+07	8,75E+08	2,68E+08	1,72E+05	1,25E+05	-2,79E+06
	Min.	1,49E+05	8,54E+08	6,85E+04	9,02E+04	5,98E+03	-2,90E+06
Torre base	Max.	6,97E+07	1,03E+09	2,69E+08	-6,96E+05	1,93E+05	-3,10E+07
	Min.	-7,11E+06	1,00E+09	2,44E+05	-1,20E+06	5,59E+03	-3,11E+07
Cimientos	Max.	6,75E+07	9,89E+08	2,69E+08	1,69E+05	1,63E+05	-1,78E+07
	Min.	-6,98E+06	9,62E+08	2,44E+05	-3,35E+05	5,95E+03	-1,79E+07

4.2.22 PRESENTACIÓN FINAL DE LAS CARGAS.

GL propone una forma de presentar las cargas máximas obtenidas. Se presenta a continuación una serie de tablas, una para cada uno de los puntos del aerogenerador considerados: palas, buje móvil, buje fijo, yaw, parte superior e inferior de la torre y cimientos.



Tabla 4-58: Presentación de cargas máxima y mínima, para raíz de palas.

		PALAS							
		DCL	CPS	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz
Mx	Max	7.2	A	1,44E+07					
	Min	8.2	A	-6,52E+07					
My	Max	6.2	A		3,51E+07				
	Min	8.4	A		-3,36E+06				
Mz	Max	6.2	A			1,87E+06			
	Min	8.2	A			-2,85E+05			
Fx	Max	6.2	A				1,61E+06		
	Min	8.4	A				-1,49E+05		
Fy	Max	6.2	A					2,34E+06	
	Min	8.2	A					-9,74E+05	
Fz	Max	6.2	A						1,17E+07
	Min	2.1	N						-2,29E+05

Tabla 4-59: Presentación de cargas máxima y mínima, para hub rotativo.

		HUB ROTATIVO							
		DCL	CPS	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz
Mx	Max	6.2	A	4,83E+06					
	Min	8.2	A	-1,69E+06					
My	Max	7.2	A		2,15E+07				
	Min	8.2	A		-1,11E+07				
Mz	Max	1.5	N			7,06E+06			
	Min	8.2	A			-2,17E+07			
Fx	Max	6.2	A				3,46E+06		
	Min	6.3	E				-1,57E+05		
Fy	Max	6.2	A					5,84E+06	
	Min	3.1	N					-1,34E+06	
Fz	Max	6.2	A						1,11E+06
	Min	3.1	N						-1,26E+06



Tabla 4-60: Presentación de cargas máxima y mínima, para hub estacionario.

HUB ESTACIONARIO									
		DCL	CPS	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz
Mx	Max	6.2	A	4,83E+06					
	Min	8.2	A	-1,69E+06					
My	Max	7.2	A		1,85E+07				
	Min	8.2	A		-2,42E+07				
Mz	Max	7.2	A			1,67E+07			
	Min	7.2	A			-1,19E+07			
Fx	Max	6.2	A				3,46E+06		
	Min	6.3	E				-1,57E+05		
Fy	Max	6.2	A					4,12E+06	
	Min	7.2	A					-2,21E+05	
Fz	Max	2.2	A						0,00E+00
	Min	8.2	A						-4,28E+06

Tabla 4-61: Presentación de cargas máxima y mínima, para yaw.

YAW BEARING									
		DCL	CPS	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz
Mx	Max	6.2	A	1,51E+08					
	Min	7.2	A	-6,74E+06					
My	Max	1.3	A		9,52E+08				
	Min	2.2	A		0,00E+00				
Mz	Max	6.2	A			2,82E+08			
	Min	8.2	A			-5,10E+08			
Fx	Max	6.2	A				3,55E+06		
	Min	2.2	A				0,00E+00		
Fy	Max	6.2	A					3,90E+06	
	Min	7.2	A					-2,20E+05	
Fz	Max	2.2	A						0,00E+00
	Min	8.2	A						-6,39E+06



Tabla 4-62: Presentación de cargas máxima y mínima, para torre top.

TORRE TOP									
		DCL	CPS	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz
Mx	Max	2.1	N	2,49E+08					
	Min	8.4	A	-1,31E+06					
My	Max	1.3	E		9,44E+08				
	Min	3.2	N		0,00E+00				
Mz	Max	5.1	N			2,70E+08			
	Min	8.2	A			-5,13E+08			
Fx	Max	6.2	A				3,10E+06		
	Min	3.1	N				-3,58E+05		
Fy	Max	6.2	A					3,88E+06	
	Min	7.2	A					-4,18E+05	
Fz	Max	3.2	N						0,00E+00
	Min	8.2	A						-6,66E+06

Tabla 4-63: Presentación de cargas máxima y mínima, para base de la torre.

TORRE BASE									
		DCL	CPS	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz
Mx	Max	1.2	E	3,02E+08					
	Min	8.4	A	-3,55E+07					
My	Max	6.2	A		1,41E+09				
	Min	2.2	A		0,00E+00				
Mz	Max	6.2	A			2,71E+08			
	Min	8.4	A			-5,14E+08			
Fx	Max	6.2	A				2,19E+06		
	Min	3.1	N				-2,14E+06		
Fy	Max	5.1	N					7,62E+05	
	Min	8.2	A					-1,17E+05	
Fz	Max	2.2	A						0,00E+00
	Min	8.2	A						-3,49E+07



Tabla 4-64: Presentación de cargas máxima y mínima, para cimientos.

		CIMENTOS							
		DCL	CPS	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz
Mx	Max	1.2	E	2,93E+08					
	Min	8.4	A	-3,49E+07					
My	Max	6.2	A		1,41E+09				
	Min	3.2	A		0,00E+00				
Mz	Max	6.2	A			2,71E+08			
	Min	8.2	A			-5,14E+08			
Fx	Max	6.2	A				2,19E+06		
	Min	8.2	A				-1,39E+06		
Fy	Max	5.1	N					7,04E+05	
	Min	8.2	A					-2,56E+05	
Fz	Max	3.2	A						0,00E+00
	Min	8.2	A						-3,49E+07



4.3 ANÁLISIS DE FATIGA.

Se define como fatiga al proceso de cambio estructural permanente, progresivo y localizado que ocurre en un material sujeto a tensiones y deformaciones variables en algún punto o puntos y que produce grietas o la fractura completa tras un número suficiente de fluctuaciones (Gil).

En este proyecto se estudia el fenómeno de fatiga en la raíz de la pala, por tratarse de un elemento estructural crítico para el aerogenerador y sujeto a cargas cíclicas de forma continua: al girar en operación, debido a paradas o arranques, debido a fallos etc. Se señala, que pese a que las palas del aerogenerador están constituidas principalmente por fibra de vidrio, y este es un material anisótropo. Sin embargo, están constituidas de tal manera que las fibras están orientadas hacia los esfuerzos más críticos.

Los pasos a seguir para el cálculo de vida del material a fatiga son:

- Generación del fichero de carga operacional para un año.
- Determinación del número de ciclos.
- Determinación de las curvas S-N para el material.
- Cálculo de daño/estimación de vida.

Los dos últimos pasos no se incluyen en el alcance de este proyecto, puesto que responden al propio diseño del aerogenerador. Se recuerda al lector que el objetivo principal de este proyecto es el de proporcionar los ficheros necesarios a través de la simulación del modelo genérico, para que en la fase siguiente se pueda realizar el adecuado diseño de las diferentes partes del aerogenerador. Por ello, los dos últimos pasos sólo se desarrollarán de forma teórica en este proyecto.

1. Generación del fichero de carga operacional para un año.

El primer paso para el estudio de fatiga consiste en generar un archivo donde se recojan las cargas cíclicas a las que el aerogenerador está sometido a lo largo de un año. Para ello, GL (referencia GL12a) establece en su literatura los diferentes casos que se deben incluir en dicho archivo, a partir de los diferentes DLC simulados, y que se recogen en la Tabla 4-65.

Tabla 4-65: Condiciones de fatiga para los DLC a estudiar.

DLC	Fatiga (Operación anual)
1.1	700 cambios de control de par a control de paso al año.
1.4	20 pérdidas de red al año.
2.1	10 apagados al año por exceso de velocidad + 24 h de operación con error yaw.
3.1	1000 arranques en V_{in} , 50 en V_r y 50 en V_{out} .
4.1	1000 paradas en V_{in} , 50 en V_r y 50 en V_{out} .
6.4	Número de horas parada ($V < V_{in}$ y $V > V_{out}$): 2628 h.
7.2	Número horas al año parada por fallos de red: 10 h.
8.4	3 meses sin conexión a red debido a mantenimiento.



El archivo generado que recoge las cargas de fatiga que sufre la raíz de la pala a lo largo de un año. Para su generación se han realizado las siguientes simplificaciones:

- Tan sólo se toman las cargas que sufre el aerogenerador para las velocidades de viento de conexión, nominal y de corte del aerogenerador.
- El número de horas al año a cada velocidad del viento, se ha determinado por medio de la distribución de Weibull. Así, el número de repeticiones de cada caso se ha ponderado según la probabilidad de que se de una determinada velocidad de viento.
- Se ha utilizado la misma semilla para cada repetición de las simulaciones, debido a limitaciones de la licencia educacional de BLADED.
- Las simulaciones tienen una duración de 1 minuto, cuando GL exige simulaciones de al menos 10 minutos para condiciones normales, y de al menos 1 hora para condiciones extremas. De nuevo, se debe a limitaciones de la licencia educacional de BLADED.

II. Determinación del número de ciclos.

La determinación del número de ciclos se realizará por medio del Método Rainflow. Dicho método realiza la transformación de una señal de tensión en un grupo de ciclos por rangos (definidos por la tensión media y la tensión alternante) (Gil).

El conteo de los ciclos se realizará sobre la tensión equivalente de Von-Mises.

$$\sigma_{Von-Mises} = \sqrt{\frac{(\sigma_{xx} - \sigma_{yy})^2 + (\sigma_{xx} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{yy} - \sigma_{zz})^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{xz}^2 + \tau_{yz}^2)}{2}}$$

El primer paso consiste en determinar dicha tensión a partir de las cargas que se tienen y que se pueden ver en la Figura 4-2.

i. Magnitudes geométricas:

La sección de la raíz de la pala se trata de una corona de circunferencia cuyas dimensiones se pueden ver a continuación en la Figura 4-1.

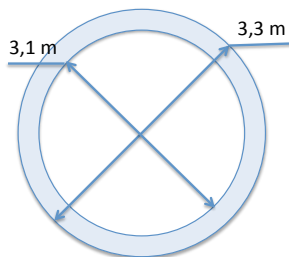


Figura 4-1: Sección de la raíz de la pala. Fuente: elaboración propia.

Área de corona circular:

$$A = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} = 1 \text{ m}^2$$

Momento resistente de corona circular:

$$W_x = \frac{\pi(D^3 - d^3)}{32} = 0,61 \text{ m}^3$$

Momento polar de inercia de corona circular:

$$I_o = I_x + I_y = 2 \cdot \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64} = 2,58 \text{ m}^4$$

ii. Determinación de las tensiones en las direcciones principales:

En la Figura 4-2 se observan las diferentes cargas que actúan sobre la raíz de la pala. De esta manera, se deduce que:

- Las fuerzas F_x y F_y generarán esfuerzos cortantes sobre la sección.
- La fuerza F_z genera un axil sobre la sección.
- Los momentos M_x , M_y generarán flectores sobre la sección.
- El momento M_z generará un torsor sobre la sección.

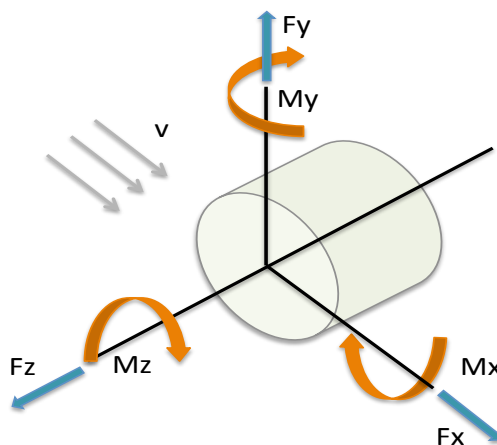


Figura 4-2: Cargas que actúan sobre la raíz de la pala. Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta esto, se deducen las tensiones que la sección estudiada sufre.



Tensión normal:

$$\sigma_{zz} = \frac{Fz}{A} + \frac{Mxy}{Wxy}$$

Donde:

- σ_{zz} : tensión normal en la dirección principal z [N/m²].
- Fz : fuerza axial sobre la pala [N].
- Mxy : composición de momentos flectores del plano xy, punto de máxima carga [Nm].

$$Mxy = \sqrt{Mx^2 + My^2}$$

- Wxy : momento resistente de la sección del plano xy [m³]. Al ser una sección simétrica:

$$Wxy = Wx + Wy = 2 \cdot W$$

Tensiones tangenciales: Sólo se consideran aquellas generadas debido al momento torsor al ser las generadas debido a cortantes despreciables respecto a estas.

$$\tau_{xz} = \tau_{yz} = \frac{Mz \cdot \rho}{I_o}$$

Donde:

- τ_{xz} y τ_{yz} : tensiones tangenciales [N/m²].
- Fz : momento torsor sobre la pala [N].
- ρ : distancia hasta punto de torsión máxima, R_{ext} [Nm].
- I_o : momento polar de inercia [m⁴].

Una vez determinada la Tensión Equivalente de Von-Mises en la raíz de la pala para todo el año, se aplica el Método Rainflow para determinar los ciclos. Se toman 20 bins o ciclos acumulados para determinar un rango. Se considera que es un número significativo, y que al mismo tiempo elimina rangos intermedios.

El resultado de ambos se muestra a continuación en la Figura 4-3 y la Figura 4-4.

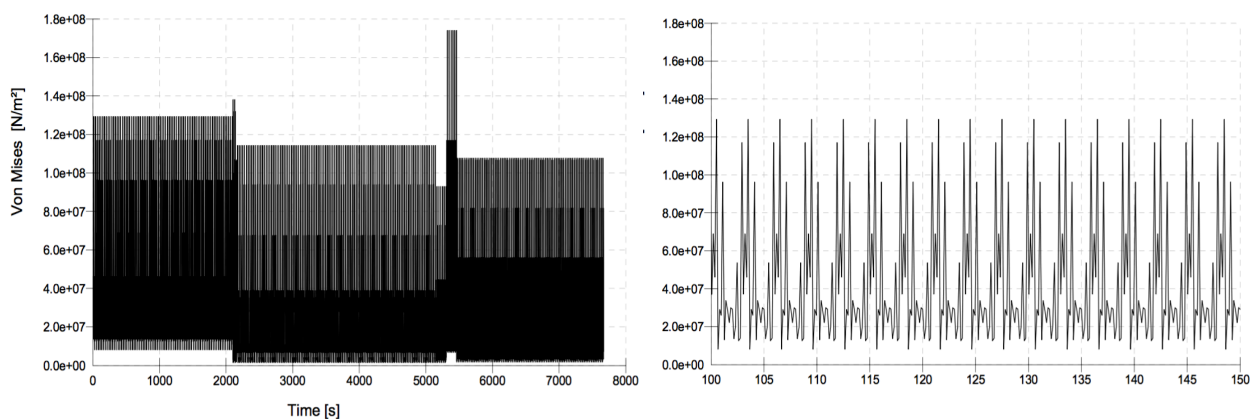


Figura 4-3: Izquierda: Conjunto de tensiones equivalentes de Von-Mises para un año. Derecha: ampliación de un tramo de la tensión anual. Fuente: elaboración propia.

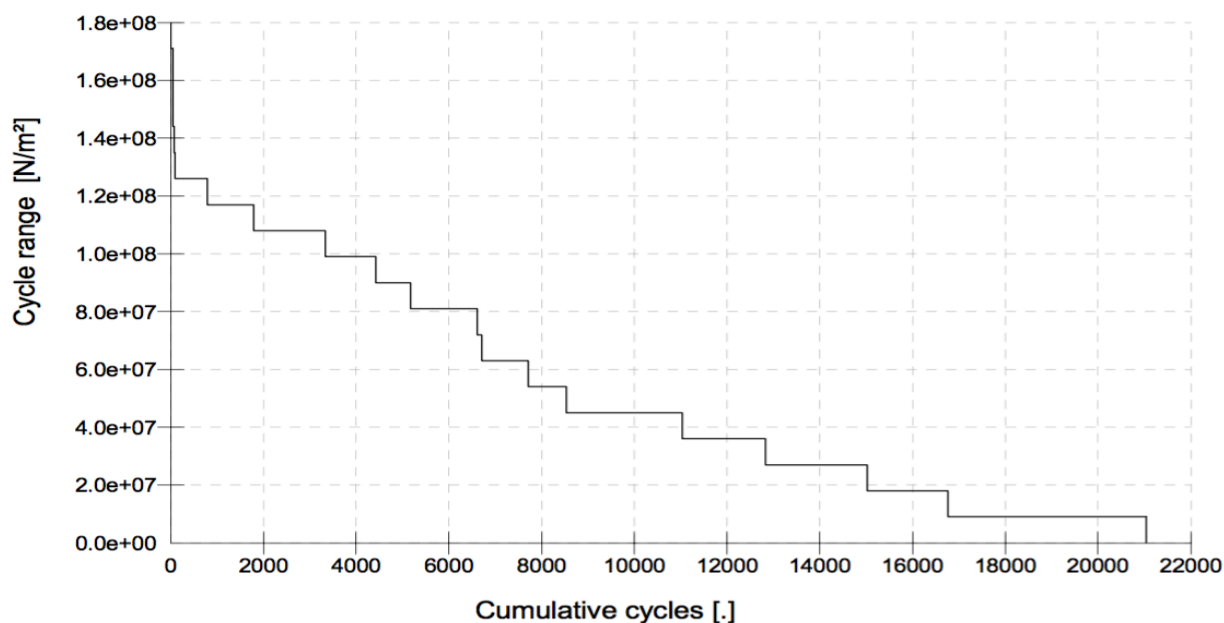


Figura 4-4: Resultado de conteo Rainflow. Fuente: elaboración propia.

III. Determinación de las curvas S/N.

Las curvas S/N representan la amplitud de la tensión que un material soporta frente a un número determinado de ciclos requeridos para causar el fallo. Por lo tanto, se entiende que dichas curvas dependen del material e indican la resistencia a fatiga de este.

Dichas curvas se suelen obtener por medio de ensayos en el laboratorio. Sin embargo, GL propone en la literatura la manera de generar dichas curvas S/N de manera sintética, siguiendo un procedimiento presentado en el Anexo 5B de la referencia (GL2012a). Dicha curva sintética muestra el número de ciclos para la rotura por fatiga, con una probabilidad de resistencia del



95% con un nivel de confianza del 95% si se encuentra por debajo de los valores de la curva (IEC05).

IV. Cálculo del daño equivalente/estimación de vida.

El análisis de fatiga se realiza por medio del Método de Miner-Palgregem que afirma que el daño total a fatiga se produce debido a la acumulación de ciclos de carga. Asume que el daño total se acumula de forma lineal e independiente para cada ciclo (IEC05). Así:

$$D = \sum_i \frac{1}{N(S_i)}$$

Donde:

- D = daño total que el material puede soportar.
- S_i = rango de tensiones para el ciclo i .
- $N(\cdot)$ = número de ciclos que el material soporta a una amplitud de tensión determinada (obtenido a partir de curva S/N).

Con el fin de determinar si el elemento estudiado, en este caso sería la raíz de la pala, soporta la rotura a fatiga, se debe cumplir que el daño al que es sometido, sea inferior al daño total que el material puede soportar. Así:

$$\sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(\gamma \cdot S_k)} \leq 1$$

Donde:

- S_k = rango de tensiones para el ciclo i .
- $N(\cdot)$ = número de ciclos que el material soporta a una amplitud de tensión determinada (obtenido a partir de curva S/N).
- n_{jk} = número de ciclos a los que está sometido el material para cada rango de tensión obtenido a partir del conteo Rainflow, debido a la situación de estudio del elemento, en este caso el aerogenerador.
- $\gamma = \gamma_f \cdot \gamma_m \cdot \gamma_n$: producto de los coeficientes parciales de seguridad debido a carga, material y consecuencias del fallo respectivamente (IEC05).

Las dos principales limitaciones del Método Miner a tener en cuenta son:

- No considera la secuencia en la cual se aplican las cargas.
- La acumulación de daño es independiente del nivel de estrés.



5 VIABILIDAD ECONÓMICA

5.1 DETERMINACIÓN DE LA INVERSIÓN INICIAL.

Para determinar el coste total del aerogenerador, considerado como la inversión a realizar, se utiliza el método presentado por NREL (Fing06). Dicho método te permite el cálculo de los costes tanto de mano de obra como de material para las diferentes partes del aerogenerador basándose en parámetros característicos de este como pueden ser su potencia nominal o el radio de sus palas.

5.1.1 PALAS.

NREL considera el coste de la pala como la suma del material y la mano de obra. Se considera que la pala del aerogenerador objeto de estudio es de tipo avanzado, por lo que su composición según NREL también se presenta a continuación.

Coste de material de pala avanzada:

- Material de fibra de vidrio (NAICS código 3272123)=61%.
- Adhesivos de tipo vinilo (NAICS código 32552044)=27%.
- Otros sellantes metálicos externos, remaches incluidos (NAICS código 332722489)=3%.
- Uretano y otros productos gomosos (NAICS código 326150P)=9%.

Coste de mano de obra y montaje: índice general de inflación.

$$C_{p alas} = 3 \cdot \frac{[(0,4019 \cdot R^3 - 21051) + 2,7445 \cdot R^{2,5025}]}{1 - 0,28} = 661.100,94 \$$$

- R: radio de las palas, R=63 m.

5.1.2 BUJE.

Coste de material del buje:

- Fundiciones de acero dúctil (NAICS código 3315114)=100%.



$$C_{buje} = 4,25 \cdot M_{buje} = 170.000 \$$$

- M_{buje} : masa del buje, $M_{buje} = 40.000$ kg.

5.1.3 SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA.

NREL distribuye los costes del mecanismo del sistema del control de potencia por ángulo de paso como:

- Cojinetes (NAICS código 332991P) = 50%.
- Motores de accionamiento (NAICS código 3353123) = 20%.
- Reductor de velocidad (NAICS código 333612P) = 20%.
- Controlador y transmisión (NAICS código 334513) = 10% .

$$C_{pitch\ system} = 2,28(0,2106 \cdot D^{2,6578}) = 183.551,55 \$$$

- D: diámetro de las palas, $D=126$ m.

5.1.4 SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

El sistema de transmisión del aerogenerador se compone de:

- Eje de transmisión (baja velocidad): fundición de acero al carbono (NAICS código 3315131).

$$C_{low\ speed\ shaft} = 0,01 \cdot D^{2,887} = 11.581,63 \$$$

- Cojinetes: (NAICS código 332991P).

$$M_{cojinete} = \left(D \frac{8}{600} - 0,033 \right) \cdot 0,0092 \cdot D^{2,5} = 2.700\ kg$$

$$C_{cojinete} = M_{cojinete} \cdot 2 \cdot 17,6 = 95.040 \$$$

- Freno mecánico (NAICS código 3363401).

$$C_{freno} = 1,9894 \cdot P_E(kW) - 0.1141 = 9.947 \$$$



5.1.5 GÓNDOLA.

De forma análoga a las palas, los costes de la góndola incluyen los costes del material y de la mano de obra.

Costes de material:

- Material de fibra de vidrio (NAICS código 3272123) = 55%.
- Adhesivo de vinilo (NAICS código 32552044) = 30%.

Costes de mano de obra:

- Montaje (índice general de inflación) = 15% .

$$C_{nacelle\ cover} = P_E(kW) \cdot 11,537 + 3849,7 = 61.534,7 \$$$

- $P_E(kW)$: potencia nominal eléctrica de la máquina, 5MW.

5.1.6 GENERADOR.

Generador de transmisión directa.

$$C_{generador} = P_E(kW) \cdot 219,33 = 1.096.650 \$$$

5.1.7 CONEXIONES ELÉCTRICAS.

De nuevo, se incluyen los costes tanto de mano de obra como de los materiales.

Costes de materiales:

- Aparataje y conmutadores (NAICS código 335313P) = 25% .
- Cable y línea de potencia (NAICS código 3359291) = 60%.

Costes de mano de obra:

- Mano de obra (índice general de inflación) = 15% .

$$C_{conexiones\ electricas} = P_E(kW) \cdot 40 = 200.000 \$$$



5.1.8 TRANSFORMADOR E INTERFAZ ELÉCTRICA.

Incluye:

Costes de materiales:

- Transformadores de potencia (NAICS código 3353119) = 40%.
- Aparataje y conmutadores (NAICS código 335313P) = 15%.
- Cable y línea de potencia (NAICS código 3359291) = 35%.

Costes de mano de obra

- Mano de obra (índice general de inflación) = 10%.

$$C_{transformador \& \text{ interfaz}} = (3,49E - 6 \cdot P_E(kW)^2 - 0,0221P_E(kW) + 109,7) \cdot P_E(kW) \\ = 1.101.087,25 \$$$

5.1.9 CONEXIÓN MARINA.

La conexión del aerogenerador que transporta la energía generada a tierra, por medio de un cableado submarino representa otro de los costes más importantes a tener en cuenta.

$$C_{conexión \text{ marina}} = 260 \cdot P_E(kW) = 1.300.000 \$$$

5.1.10 ELECTRÓNICA DE CONTROL DE VELOCIDAD VARIABLE.

El aerogenerador es de tipo velocidad variable.

- Relé y producción industrial de los sistemas (NAICS código 335314P).

$$C_{electronica} = P_E(kW) \cdot 79 = 395.000 \$$$

5.1.11 SISTEMA DE CONTROL DE ORIENTACIÓN.

El coste del sistema de orientación del aerogenerador se compone de:

- Transmisión y cojinetes: motores (NAICS código 3353123)=50% y cojinetes y rodamientos de bolas (NAICS código 332991P)=50%.

$$C_{transmisión \text{ y cojinetes}} = 2 \cdot (0,0339 \cdot D^{2,964}) = 113.953,58 \$$$

- Armadura: fundición de hierro dúctil (NAICS código 3315113).



$$C_{armadura} = 627,28 \cdot D^{0,85} = 38.262,77 \$$$

5.1.12 TORRE.

NREL solamente proporciona el cálculo de los costes para torres de acero. Sin embargo, la torre del aerogenerador estudiado es de hormigón. A efectos de simplicidad, se calculará el coste del hormigón únicamente, siendo este de 70 \$/m³.¹

$$C_{torre} = \frac{70€}{m^3} \cdot \frac{1}{2500 \frac{kg}{m^3}} \cdot 22383 \frac{kg}{m} * (88,88 + 40)m = 80.772,19\$$$

5.1.13 CIMENTACIÓN.

Coste de cimentación en suelo marino.

$$C_{cimentacion\ mar} = 300 \cdot P_E(kW) = 1.500.000 \$$$

5.1.14 PROTECCIÓN ANTICORROSIÓN.

Protección contra la corrosión en las diferentes partes del aerogenerador y su maquinaria. Esto resulta crítico en condiciones tan críticas como las marinas.

$$C_{Marinización} = 13,5\% \text{ turbine and tower cost} = 0,135 \cdot (3.036.622,17 + 80.772) \\ = 420.848,21 \$$$

5.1.15 TRANSPORTE Y MONTAJE.

En esta sección se incluyen los costes por el transporte del aerogenerador, los costos del puerto y finalmente los de instalación y montaje.

$$C_{transporte} = P_E(kW) \cdot (1,581E - 5 \cdot P_E(kW)^2 - 0,0375 \cdot P_E(kW) + 54,7) = 1.312.250 \$$$

$$C_{puerto} = P_E(kW) \cdot 20 = 100.000 \$$$

$$C_{instalación \& montaje} = 1,965 \cdot (\text{Hub height} \cdot D)^{1,1736} = 176.629,40 \$$$

¹ Base de datos de costes de la construcción de Andalucía.



5.1.16 COSTES DE INGENIERÍA.

Donde se incluyen cosas como permisos, estudios de impacto y procesos de ingeriría.

$$C_{ingeniería} = 37 \cdot P_E(kW) = 185.000 \$$$

5.1.17 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El coste de operación y mantenimiento no se conmuta como un coste de inversión sino que será un coste anual sobre los beneficios obtenidos por la venta de energía.

Al ser en condiciones marinas, según NREL, dicho coste será de:

$$C_{O\&M} = \$0,02/kWh$$

Se observa que el coste será función de la energía anual generada.

5.1.18 SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN.

De nuevo de carácter especial por tratarse de un aerogenerador marino.

$$C_{control,safety\ system,monitoring} = 55.000 \$$$

5.1.19 GARANTÍA.

Debido a las condiciones adversas que sufren las turbinas offshore y a sus localizaciones remotas, se requiere un coste de garantía significativamente más elevado que para las turbinas en tierra. Se considera que en el futuro cuando la tecnología madure más, este coste será equiparable al de las turbinas de on-shore.

$$C_{garantía} = 15 \% \text{ turbine and tower cost} = 0,15 \cdot (3.036.622,17 + 80.772) = 467.609,13\$$$

5.1.20 RESUMEN COSTES INCURRIDOS.

Tabla 5-1: Resumen de los costes incurridos.

Palas	661.100,94
Buje	170.000
Sistema de control de potencia	183.351,55
Sistema de transmisión	116.568,63



Góndola	61.534,70
Generador	1.096.650
Conexiones eléctricas	200.000
Transformador e interfaz eléctrica	1.101.087,25
Conexión Marina	1.300.000
Electrónica, control de velocidad variable	395.000
Sistema de control de orientación	152.216,35
Torre	80.772,19
Coste aerogenerador	5.518.281,61 €
Cimentación	1.500.000
Protección anticorrosión	420.848,21
Transporte y montaje	1.588.879,40
Costes de ingeniería	185.000
Sistema de control y monitorización	55.000
Garantía	467.609,13
Coste Total	9.735.618,35 €

Nota: Se asume que el ratio de cambio euro dólar es 1:1.

5.2 DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS FUTUROS.

Por la distribución de Weibull se genera un perfil de viento anual que sigue dicha distribución. Para dicho perfil de viento y la curva de potencia, es posible obtener la potencia producida por el aerogenerador a lo largo de un año. Dicha potencia producida al considerar que las renovables tiene preferencia en el mercado, se considera que toda la potencia que pueden producir es vendida. El precio de venta de la energía es el precio de cierre del mercado Ibérico (España y Portugal) en el año 2015.²

Hipótesis consideradas para el cálculo:

- Precio de la energía constante. En el precio de energía no se considera la inflación puesto que en las condiciones actuales de mercado un incremento de penetración de energías renovables implicaría una reducción del coste de la electricidad. Tal como se puede ver en la gráfica de la Figura 5-1 existe una correlación correlativa entre mayor penetración eólica y coste de la electricidad.

² El precio ha sido obtenido de OMIE www.omie.es.

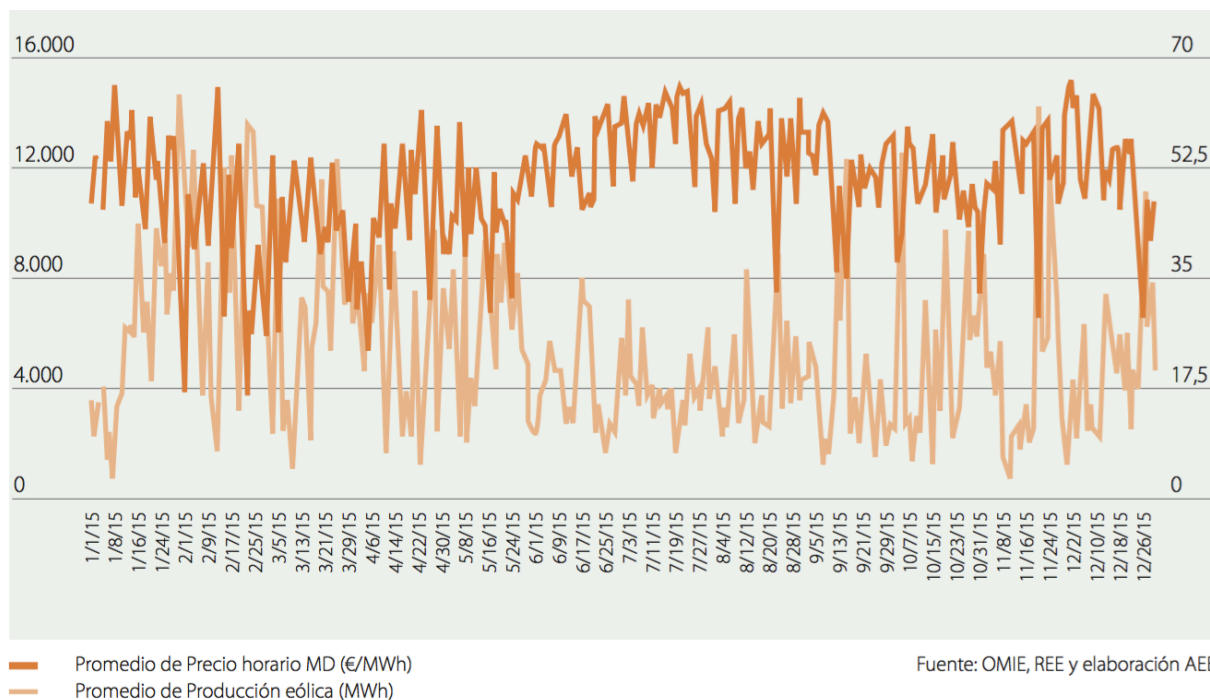


Figura 5-1: Evolución de la generación eólica promedio diaria y precio medio diario en (€/MWh y MWh). Fuente: Asociación Española de Energía Eólica.

- O&M se lleva a cabo mediante un contrato que establece que hay precio fijo de O&M, independiente de los cambios macroeconómicos (por ejemplo inflación).

Tabla 5-2: Determinación de los ingresos futuros.

Ingreso venta energía anuales [€]	1.340.857,52
Producción anual [MWh]	24.507,78
Coste unitario O&M [€/kWh]	0,02
Coste total O&M [€]	490.155,51
Beneficio neto [€]	850.702,01 €

5.3 RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

El valor de la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) a 25 años (considerada esta la vida útil del aerogenerador) obtenida para este proyecto bajo las condiciones descritas en el apartado anterior es del **7,2%**.



6 CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS.

Una vez se ha finalizado el proyecto, se presentan a continuación las conclusiones obtenidas y posibles líneas de mejora para futuros desarrollos en las diferentes partes tratadas: modelado, simulación y viabilidad económica.

El modelo utilizado es una versión simplificada de la realidad. Esto resulta coherente con el objetivo de utilizarlo para obtener las cargas en los diferentes casos. Sin embargo, existen puntos de posible mejora, entre los que se encuentran:

- Definición más afinada de las palas mediante la introducción de un mayor número de perfiles aerodinámicos de esta.
- Definición y aplicación del freno mecánico sobre el eje.
- Modelización de elementos como flexibles en vez de rígidos (palas, torre, eje de transmisión).
- Definición de la dinámica de los sistemas eléctricos (protecciones, convertidor etc.).
- Definición más precisa de los actuadores del control electrónico.
- Definición del sistema de seguridad del aerogenerador.

Además, también habría que estudiar la conexión de la turbina a un parque eólico, puesto que el modo en el que el viento incidiría sobre los molinos variaría y por lo tanto las cargas sobre este también.

En el área de las simulaciones, posibles mejoras son:

- Simulaciones de mas de 60 s, en todo el rango de vientos y con las tres componentes de turbulencia (utilizar la versión no educacional de BLADED).
- Simulaciones utilizando diferentes semillas en cada una de ellas.
- Simulaciones en situaciones de terremoto.

De los resultados de estado último se observa que los mayores esfuerzos se dan en las situaciones anormales, lo cual resulta coherente, porque hacen referencia a escenarios que la turbina no sufriría habitualmente pero que en caso de ocurrir debería soportar.

Se aporta todo el conjunto de cargas máximo y mínimo para los diferentes casos estudiados y en los diferentes puntos a vista de que la persona que vaya a diseñar una parte del aerogenerador (transmisión, buje, torre, sistema de orientación etc.) lo tenga lo más sencillo posible: no necesite hacer grandes traslaciones de cargas o tenga más datos que exclusivamente los de situaciones anormales que se dan de forma puntual.



Los resultados a fatiga son algo mayores de los esperados, especialmente en cuanto a los rangos de tensión. El motivo principal más probable es la necesidad de un control más fino. Además, el actuador del control se ha modelado como un sistema pasivo de primer orden por lo que difícilmente el control esté actuando de forma óptima.

La energía anual producida por el aerogenerador estudiado, con un factor de carga del 70% es de $6,191E+13$ J, que son un total 3440 horas equivalentes.

Finalmente se ha realizado un análisis económico en un escenario base que se ha definido en la sección en el cual no hay variación ni en los costes de la energía ni en los costes de O&M y cuya rentabilidad para ese caso es de un 7,2%.

Sin embargo, a vista del interés por parte de los gobiernos en primar este sistema de energía la rentabilidad real del proyecto se puede esperar mayor de este 7,2%. No se puede dar un valor exacto debido a que en el sistema español el sistema de primas depende de una serie de parámetros definidos para cada parte eólico particular, dato que para este proyecto no se conocen.

Además, al haberse tenido en cuenta únicamente un aerogenerador, no se han considerado el factor de las economías de escala, por lo que se prevé que un parque eólico formado por aerogeneradores de este tipo, obtendrá una rentabilidad más elevada. De nuevo no se poseen datos para determinar cuanto más elevada.



BIBLIOGRAFÍA

II OFFSHORE CONFERENCE. (2015). VIGO, SPAIN.

ANDERSON, J. D. (1991), "FUNDAMENTALS OF AERODYNAMICS", 2ND EDITION, MCGRAW-HILL.

BARCALA. M, RODRIGUEZ. A, (2008) "HELICÓPTEROS", UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID. DISPONIBLE EN: [HTTP://OCW.UPM.ES/INGENIERIA-AEROESPACIAL/HELICOPTEROS/CONTENIDOS/MATERIAL/SISTEMA-SUSTENTADOR](http://ocw.upm.es/ingenieria-aeroespacial/helicopteros/contenidos/material/sistema-sustentador)

BOE. (2007). REFERENCIA BOE-A-2007-14657. BOE NÚM. 183, DE 1 DE AGOSTO DE 2007, PG. 33171 A 33179, SECCIÓN I. DISPOSICIONES GENERALES. DISPONIBLE EN: [HTTPS://WWW.BOE.ES/BUSCAR/DOC.PHP?ID=BOE-A-2007-14657](https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-14657)

BURTON. T, SHARPE. D, JENKINS. N, BOSSANYI. E. (2001). "WIND ENERGY HANDBOOK" ENGLAND: JOHN WILEY & SONS, LTD. ISBN 0 471 48997 2.

CARPIO. A. (2012) "ENERGÍAS RENOVABLES". DISPONIBLE EN: [HTTP://ES.SLIDESHARE.NET/ALVAROCARPIO/ENERGIAS-RENOVABLES-13590082](http://es.slideshare.net/alvarocarpio/energias-renovables-13590082)

DE LA CRUZ. JL. (2012). "¿CÓMO FUNCIONA UN PARQUE EÓLICOMARINO?: PARQUES EÓLICOS OFFSHORE" SECTOR ELECTRICIDAD. 21 NOVIEMBRE, 2012. DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.SECTORELECTRICIDAD.COM/3163/COMO-FUNCIONA-UN-PARQUE-EOLICO-MARINO-PARQUES-EOLICOS-OFFSHORE/](http://www.sectorelectricidad.com/3163/como-funciona-un-parque-eolico-marino-parques-eolicos-offshore/)

DÍAZ. T, (2013). "CÁLCULO DE MOMENTOS DE INERCIA" DISPONIBLE EN: [HTTP://ES.SLIDESHARE.NET/NIRVANAXD/MOMENTOS-DE-INERCIA-17007698](http://es.slideshare.net/nirvanaxd/momentos-de-inercia-17007698)

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION (2003) "CONTROL DE POTENCIA EN AEROGENERADORES". DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.MOTIVA.FI/MYLLARIN_TUULIVOIMA/WINDPOWER%20WEB/ES/TOUR/WTRB/POWERREG.HTM](http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wtrb/powerreg.htm)

ECOVIVE (2010), "LOS AEROGENERADORES SEGÚN EL NÚMERO DE PALAS", 03 FEBRERO, 2010. DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.ECOVIVE.COM/LOS-AEROGENERADORES-SEGUN-EL-NUMERO-DE-PALAS](http://www.ecovive.com/los-aerogeneradores-segun-el-numero-de-palas)

EÓLICA OFHSHORE. 2016. "EÓLICA OFFSHORE". DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.EOLICAOFFSHORE.COM](http://www.eolicaoffshore.com)

ESCOLAR. E, GARCÍA-CANO. A, VELOSO. M, TEREZI. M. (2015). "SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL A NIVEL MUNDIAL", ASIGNATURA DE INGENIERÍA ENERGÉTICA. ICAI (UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS), MADRID.

EUROPAPRESS. (2007). "LA PROSPECTIVA DE LA INDUSTRIA PARA 2030 CONTEMPLA TRIPLICAR LA ENERGÍA EÓLICA Y MANTENER LA NUCLEAR" EUROPAPRESS ECONOMÍA/ENERGÍA. ACCESED MAY 24, 2016. DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.EUROPAPRESS.ES/ECONOMIA/NOTICIA-ECONOMIA-ENERGIA-PROSPECTIVA-INDUSTRIA-2030-CONTEMPLA-TRIPLICAR-ENERGIA-EOLICA-MANTENER-NUCLEAR-20071211175219.HTML](http://www.europapress.es/economia/noticia-economia-energia-prospectiva-industria-2030-contempla-triplicar-energia-eolica-mantener-nuclear-20071211175219.html)

FINGERSH. L, HAND. M, LAXZON. A (2006) "WIND TURBINE DESIGN COST AND SCALING MODEL" NREL TECHNICAL REPORT NREL/TP-500-40566.

GAMESA (2016), "¿POR QUÉ TIENE 3 PALAS? ¿PORDRÍA TENER1...,5?" DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.GAMESACORP.COM/ES/GAMESA/ENERGIA-EOLICA/PREGUNTAS-SOBRE-ENERGIA-EOLICA.HTML#E](http://www.gamesacorp.com/es/gamesa/energia-eolica/preguntas-sobre-energia-eolica.html#E)



- GIL, SOTO, JJ. "TEMA 5: FATIGA ESTRUCTURAL" UNIVERSIDAD DE NAVARRA. DISPONIBLE EN:
HTTP://WWW.IMEM.UNAVARRA.ES/EMYV/PDFDOC/ELEMAQ/EM-TRANSPARENCIAS_FATIGA.PDF
- GL (GERMANISCHER LLOYD). (2012A). "GUIDELINE FOR THE CERTIFICATION OF OFFSHORE WIND TURBINES". GL RENEWABLES CERTIFICATION, HAMBURG. 01 DECEMBER 2012.
- GL (GERMANISCHER LLOYD). (2012B). "BLADED THEORY MANUAL". GARRAND HASSAN & PARTNERS LTD., BRISTOL.
- GONZALEZ-LONGATT, F. (2007). "SISTEMA MECÁNICO DE TRANSMISIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL" REPORTE DE INVESTIGACIÓN 2007-13. INICIATIVA PARA LA INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA. LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.
- GORDILLO, JM, RIBOUX, G. (2012). "INTRODUCCIÓN A LA AERODINÁMICA POTENCIAL". EDICIONES PARANINFO, ESPAÑA. ISBN: 978-84-9732-994-1. DISPONIBLE EN:
HTTPS://BOOKS.GOOGLE.ES/BOOKS?ID=Zw4R0PgHkV0C&PG=PA68&LPG=PA68&DQ=COEFICIENTE+DE+MASA+AÑADIDA&SOURCE=BL&OTS=PHCCSQVMoz&SIG=HIUNWYOZEKAEVTHWTUYH2ONXAPQ&HL=ES&SA=X&VED=0AHUKEWID477WVFXMAHVLPBQKHYIKDOEQ6AEIRzAG#v=ONEPAGE&Q=COEFICIENTE%20DE%20MASA%20AÑADIDA&F=FALSE
- HERRERA SIERRA, A (2009). "ENERGÍA EÓLICA MARINA". EDP RENOVÁVEIS, NOVIEMBRE 2009.
- IEA. (2014). "WORLD ENERGY OUTLOOK 2014". DISPONIBLE EN: HTTP://WWW.IEA.ORG/TEXTBASE/NPSUM/WEO2014SUM.PDF
- IEC INTERNATIONAL ELECTROMECHANICAL COMMISSION. (2005) "WIND TURBINE GENERATOR SYSTEMS – PART 1: DESIGN REQUIREMENTS." 2001. IEC/TS 61400-1 Ed.
- INFOEÓLICA (2010) "ENERGÍA EÓLICA. DISPONIBLE EN: "HTTP://WWW.INFOEOLICA.COM/GRANDES.HTML
- JACOBSON, M. (2010) "PROVIDING ALL GLOBAL ENERGY WITH WIND, WATER, AND SOLAR POWER, PART I: TECHNOLOGIES, ENERGY RESOURCES, QUANTITIES AND AREAS OF INFRASTRUCTURE, AND MATERIALS" ENERGY POLICY 39 (2011) 1154–1169 . UNIVERSITY OF STANDFORD. DISPONIBLE EN : HTTPS://WEB.STANFORD.EDU/GROUP/EFMH/JACOBSON/ARTICLES/I/JDENPOLICYPT1.PDF
- LONGMORE, C (2014) "AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL: ¿UNA SOLUCIÓN PARA EL FUTURO?" MARINE RENEWABLE ENERGY LTD. TRADUCIDO Y EDITADO POR MARTÍN MUDA. DISPONIBLE EN: HTTP://WWW.ENERGIAS-RENOVABLES-MARINAS.COM/ARTICULOS/AEROGENERADORES-DE-EJE-VERTICAL-UNA-SOLUCION-PARA-EL-FUTURO-1204470
- MATHWORKS. (2016). "WIND TURBINE DOUBLY-FED INDUCTION GENERATOR (PHASOR TYPE)" DISPONIBLE EN:
HTTP://ES.MATHWORKS.COM/HELP/PHYSMOD/SPS/POWERSYS/REF/WINDTURBINEDOUBLYFEDINDUCTIONGENERATORPHASORTYPE.HTML
- MAYO, 2015. DISPONIBLE EN: HTTP://WWW.EVWIND.COM/2015/05/29/CHINA-TENDRA-94-DE-EOLICA-SIN-PROBLEMAS-de-
calidad-para-2020/
- MORATILLA, Y. (2015). "TEMA 8: COMBUSTIBLES FÓSILES", ASIGNATURA DE INGENIERÍA ENERGÉTICA. ICAI (UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS), MADRID.
- MORERO, C. (2016) "DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN UN PARQUE EÓLICO". DISPONIBLE EN:
HTTP://WWW.CUBASOLAR.CU/BIBLIOTECA/ENERGIA/ENERGIA41/HTML/ARTICULO03.HTM
- MUÑOZ, M-A. (2016). "PRINCIPIOS BÁSICOS: FUERZAS QUE ACTÚAN EN VUELO" MANUAL DE VUELO. DSIPONIBLE EN:
HTTP://WWW.MANUALVUELO.COM/PBV/PBV13.HTML



MUSKULUS, M. (2012). "SIMULATION-BASED OPTIMIZATION OF LATTICE SUPPORT STRUCTURES FOR OFFSHORE WIND ENERGY". NTNU-TRONDHEIM, NORWEIAAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. DISPONIBLE EN: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:566218/FULLTEXT01.pdf>

NAVE, R, OLMO, M, (2016) "ARO GRUESO Y GILINDRO HUECO" HYPERPHYSICS. DISPONIBLE EN: [HTTP://HYPERPHYSICS.PHY-ASTR.GSU.EDU/HBASEES/IHOOP.HTML#IHOOP2](http://HYPERPHYSICS.PHY-ASTR.GSU.EDU/HBASEES/IHOOP.HTML#IHOOP2)

NICHOLS, B, ZIEGLER, J.G (1942) "OPTIMUM SETTINGS FOR AUTOMATIC CONTROLLERS" ROCHESTER, NEW YORK.

DISPONIBLE EN:

[HTTP://STAFF.GUILAN.AC.IR/STAFF/USERS/CHAIBAKHSH/FCKEDITOR_REPO/FILE/DOCUMENTS/OPTIMUM%20SETTINGS%20FOR%20AUTOMATIC%20CONTROLLERS%20\(ZIEGLER%20AND%20NICHOLS,%201942\).PDF](http://STAFF.GUILAN.AC.IR/STAFF/USERS/CHAIBAKHSH/FCKEDITOR_REPO/FILE/DOCUMENTS/OPTIMUM%20SETTINGS%20FOR%20AUTOMATIC%20CONTROLLERS%20(ZIEGLER%20AND%20NICHOLS,%201942).PDF)

OPEX ENERGY (2016A) "LAS PALAS DE LOS AEROGENERADORES" EÓLICA. DISPONIBLE EN: [HTTP://OPEX-ENERGY.COM/EOLICA/PALAS_AEROGENERADOR.HTML](http://OPEX-ENERGY.COM/EOLICA/PALAS_AEROGENERADOR.HTML)

OPEX ENERGY. (2016B). "TIPOS DE AEROGENERADOR: SEGÚN EL EJE DEL ROTOR". DISPONIBLE EN: [HTTP://OPEX-ENERGY.COM/EOLICA/TIPOS_AEROGENERADORES.HTML](http://OPEX-ENERGY.COM/EOLICA/TIPOS_AEROGENERADORES.HTML)

PRIETO, MORENO, R (2012) "AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL FRENTE A AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES Y VENTAJAS DE UNO Y OTRO" BLOG ENERGÍAS RENOVABLES Y LIMPIAS. DISPONIBLE EN: [HTTP://ENERGIAS-RENOVABLES-Y-LIMPIAS.BLOGSPOT.COM.ES/2012/07/AEROGENERADOR-DE-EJE-HORIZONTAL-O-VERTICAL.HTML](http://ENERGIAS-RENOVABLES-Y-LIMPIAS.BLOGSPOT.COM.ES/2012/07/AEROGENERADOR-DE-EJE-HORIZONTAL-O-VERTICAL.HTML)

PRINCETON (2016), "DRAG OF BLUNT BODIES AND STREAMLINED BODIES", UNIVERSIDAD DE PRINCETON. DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.PRINCETON.EDU/~ASMIT/BICYCLE_WEB/BLUNT.HTML](http://WWW.PRINCETON.EDU/~ASMIT/BICYCLE_WEB/BLUNT.HTML)

REVE (REVISTA EÓLICA Y DE VEHÍCULO ELÉCTRICO). (2015A). "APRUEBAN PARQUE EÓLICO MARINO EXPERIMENTAL EN MAR DE CANARIAS" 12 MAYO, 2015. DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.EVWIND.COM/2014/12/05/EOLICA-MARINA-APRUEBAN-PARQUE-EOLICO-MARINO-EXPERIMENTAL-MAR-DE-CANARIAS/](http://WWW.EVWIND.COM/2014/12/05/EOLICA-MARINA-APRUEBAN-PARQUE-EOLICO-MARINO-EXPERIMENTAL-MAR-DE-CANARIAS/)

REVE (REVISTA EÓLICA Y DE VEHÍCULO ELÉCTRICO). (2015B). "EÓLICA EN CHINA ALCANZARÁ UN 94% DE CALIDAD PARA 2020" , 29

RODRIGUEZ PECHARROMAN, R (2014). "CONTROL ADAPTATIVO" ASIGNATURA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL AVANZADO. UNIVERSIDAD ICAI, MADRID.

DISPONIBLE EN: [HTTP://SIFO.COMILLAS.EDU/COURSE/VIEW.PHP?ID=5439](http://SIFO.COMILLAS.EDU/COURSE/VIEW.PHP?ID=5439)

ROCA, J. (2016). "NUEVE PAÍSES DE EUROPA YA HAN SUPERADO SU OBJETIVO DE RENOVABLES" EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA. 12 FEBRERO, 2016. DISPONIBLE EN: [HTTP://ELPERIODICODELAENERGIA.COM/NUEVE-PAISES-DE-EUROPA-YA-HAN-SUPERADO-SU-OBJETIVO-DE-RENOVABLES/](http://ELPERIODICODELAENERGIA.COM/NUEVE-PAISES-DE-EUROPA-YA-HAN-SUPERADO-SU-OBJETIVO-DE-RENOVABLES/)

ROCA, R. (2014) "LA PRÓXIMA REVOLUCIÓN ENERGÉTICA EN EEUU SE LLAMA EÓLICA OFFSHORE" EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA. 08 SEPTIEMBRE, 2014. DISPONIBLE EN: [HTTP://ELPERIODICODELAENERGIA.COM/LA-PROXIMA-REVOLUCION-ENERGETICA-EN-EEUU-SE-LLAMA-EOLICA-OFFSHORE/](http://ELPERIODICODELAENERGIA.COM/LA-PROXIMA-REVOLUCION-ENERGETICA-EN-EEUU-SE-LLAMA-EOLICA-OFFSHORE/)

SARPKAYA, T.; ISAACSON, M. (1981), MECHANICS OF WAVE FORCES ON OFFSHORE STRUCTURES, NEW YORK: VAN NOSTRAND REINHOLD, ISBN 0-442-25402-4.

SCIENCEWORLD (2016), "PARALLEL AXIS THEOREM".

DISPONIBLE EN: [HTTP://SCIENCEWORLD.WOLFRAM.COM/PHYSICS/PARALLELAXISTHEOREM.HTML](http://SCIENCEWORLD.WOLFRAM.COM/PHYSICS/PARALLELAXISTHEOREM.HTML)

WEISSTEIN, E, (2007) "CYLINDER DRAG" , DISPONIBLE EN: [HTTP://SCIENCEWORLD.WOLFRAM.COM/PHYSICS/CYLINDERDRAG.HTML](http://SCIENCEWORLD.WOLFRAM.COM/PHYSICS/CYLINDERDRAG.HTML)

WMO (WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION). (2016). DISPONIBLE EN:

[HTTPS://WWW.WMO.INT/PAGES/MEDIACENTRE/PRESS_RELEASES/PR_1002_ES.HTML](https://WWW.WMO.INT/PAGES/MEDIACENTRE/PRESS_RELEASES/PR_1002_ES.HTML)



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

Bibliografía

WPP (WIND POWER PROGRAM). (2016) "DEFINITIONS" WINDPOWER AND UK WIND SPEED DATA BASE. DISPONIBLE EN:
[HTTP://WWW.WIND-POWER-PROGRAM.COM/POPUPS/POWERCURVE.HTM](http://www.wind-power-program.com/popups/powercurve.htm)



Parte II ANEXOS



ANEXO I: ESPECIFICACIONES.

- Clase IEC: I, Turbulencia: B (según GL).
- Condiciones de viento: 10,6 m/s de velocidad media, K Weibull 1,979
- Profundidad emplazamiento: 40 m
- Diámetro rotor aerodinámico: 126 m
- Angulo de conicidad de las palas: -3 grados.
- Clase sistema de control: control de paso
- Velocidad máxima giro palas: 8 grados/segundo
- Tiempo de aceleración giro: 0,2 segundos.
- Altura buje sobre el nivel medio del mar: 92m
- Coordenadas del centro geométrico del buje: X=5213; Y=3148mm
- Masa del buje (sin incluir las palas): 4E4 kg (en el centro geométrico)
- Sistema de coordenadas: coordenadas de orientación (Yaw System Coordinates según GL)
- Origen de coordenadas: cruce del plano horizontal 200 mm sobre la torre con el eje de la torre.
- Potencia nominal eléctrica suministrable a red: 5 MW
- Tipo generador: síncrono a imanes permanentes
- Potencia mecánica: 6MW
- Revoluciones mínimas/nominales: 6 rpm/12 rpm
- Tipo de transmisión: directa.
- Ángulo de inclinación eje principal: +6 grados.
- Velocidad de orientación: 0,3grados/segundo
- Tiempo de aceleración giro: 6 segundos
- 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=+3000mm
- Diámetro interior torre: 5700 mm
- Condiciones marítimas
- Máxima altura significativa de ola (50 años): 6,8 m
- Periodo de máxima ola (50 años): 13,4 segundos
- Velocidad de la perturbación en el agua: 1,4 m/s
- Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m
- Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s



ANEXO II: CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS MATERIALES EMPLEADOS.

6.1 HORMIGÓN ARMADO.

Instrucción del Hormigón Estructural EHE 2008.

- Densidad ρ : $\rho = 2.500 \text{ kg/m}^3$.
- Módulo de Young: $E = 27 \text{ GPa}$
- Módulo de Poisson ν : $\nu = 0,2$.
- Módulo de cortadura G : $G = E/2 \cdot (1 + \nu) = 11,25 \text{ GPa}$.

6.2 ACERO S275.

Código Técnico de la Edificación CTE-DB-SE-A, designación de aceros según UNE EN 10025.

- Densidad ρ : $\rho = 7.850 \text{ kg/m}^3$.
- Módulo de Young: $E = 210 \text{ GPa}$
- Módulo de Poisson ν : $\nu = 0,3$.
- Módulo de cortadura G : $G = 81 \text{ GPa}$
- Límite elástico Le : $Le = 275 \text{ MPa}$.



ANEXO III: PRINCIPIOS AERODINÁMICOS EMPLEADOS.

El estudio aerodinámico de los aerogeneradores es fundamental para comprender y optimizar su funcionamiento. Dicho estudio ha evolucionado notablemente los últimos 50 años, en la actualidad, se utilizan los mismos métodos de diseño utilizados en el diseño de aeronaves, especialmente en el diseño de las palas, como se verá más adelante.

Ya se ha establecido que los aerogeneradores son dispositivos que extraen energía cinética del viento con el fin de luego transformarla en energía eléctrica útil para el consumo humano. Pero, ¿cómo se realiza esta extracción? ¿qué fuerzas/fenómenos son necesarios para que esta se produzca? ¿existe un máximo de potencia extraíble?

I. Fuerzas aerodinámicas.

En primer lugar, se realizará una breve descripción de las fuerzas fundamentales que actúan en un cuerpo inmerso en un fluido, debido a la acción de la capa límite de fluido sobre la superficie del cuerpo. Dichas fuerzas reciben el nombre de **arrastre, empuje, peso y sustentación** y pueden observarse en la Figura A3-0-1.

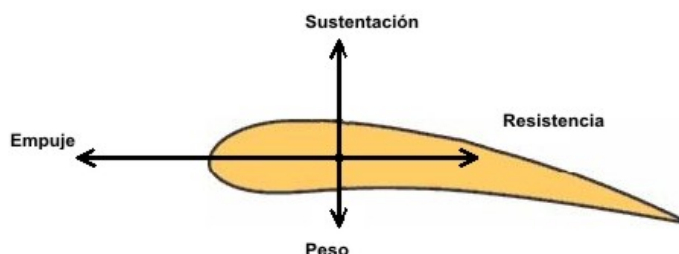


Figura A3-0-1: Fuerzas aerodinámicas ejercidas por un fluido sobre un perfil aerodinámico de un cuerpo inmerso en este. (Fuente:)

Arrastre: fuerza sobre el cuerpo en dirección paralela a su flujo. En los fluidos de elevada viscosidad, el arrastre se debe a la tensión producida por el rozamiento de la capa viscosa con el cuerpo, en cuyo punto de contacto la velocidad relativa es 0 (fluido de Stokes). En fluidos de baja viscosidad, existe elevada velocidad relativa, y el arrastre se debe fundamentalmente a una distribución asimétrica de las presiones sobre el cuerpo, debido a la separación de la capa límite. Esta es la raíz del fenómeno de entrada en pérdida que se explicará más adelante. En resumen, en un aerofilo o perfil dinámico, la fuerza de arrastre será función del número de Reynolds y del ángulo de ataque (Ande91).



Sustentación: fuerza sobre el cuerpo en dirección perpendicular a la corriente, que se genera debido a las diferencias de presión. Para generar esta fuerza es necesario, a parte de un campo de velocidades que atraviese el cuerpo, la existencia de un flujo circulatorio alrededor del cuerpo. De esta manera, en la parte superior con las componentes de ambas velocidades en el mismo sentido, la presión dinámica aumenta, disminuyendo la estática; lo contrario ocurre en la parte inferior, generando esta fuerza normal hacia arriba. Para generar flujo circulatorio en un cuerpo no rotatorio, es necesario que los perfiles tengan colas afiladas, llamándose esto condición de Kunt. Esto se puede observar en la Figura A3-0-2 (Ande91).

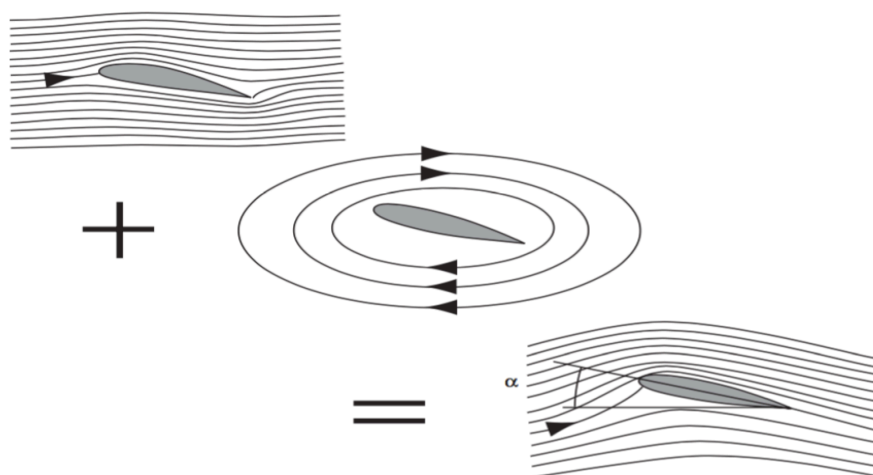


Figura A3-0-2: Flujo atravesando un perfil aerodinámico con pequeño ángulo de incidencia α . (Fuente: Burt et al 01)

- **Peso**: El peso es la fuerza de atracción gravitatoria sobre un cuerpo, siendo su dirección perpendicular a la superficie de la tierra, su sentido hacia abajo, y su intensidad proporcional a la masa de dicho cuerpo (Muño16).
- **Empuje**: Fuerza necesaria para vencer la inercia del avión parado, acelerarlo en la carrera de despegue o en vuelo, mantener una tasa de ascenso adecuada, vencer la resistencia al avance, etc. Esta fuerza se obtiene acelerando una masa de aire a una velocidad mayor que la del aeroplano. La reacción, de igual intensidad pero de sentido opuesto (3ª ley del movimiento de Newton), mueve el avión hacia adelante. (Muño16)



II. Modelo aerodinámico empleado.

El modelado aerodinámico que se ha empleado en el software Bladed, combina la Teoría de Momentos y la Teoría del Elemento de Pala. Las referencias (Burt et al. 01, chapter 3)(GL12b, chapter 2) desarrollar las características de este modelado del rotor.

En primer lugar, señalar que solamente la masa de aire que atraviesa el rotor se ve afectada, por lo que se forma una especie de tubo de sección circular tal y como se ve en la Figura A3-0-3. El aire de dicho tubo no interactúa con la masa de aire colindante, la cual se encuentra a presión atmosférica ejerciendo una fuerza neta igual a cero sobre el tubo.

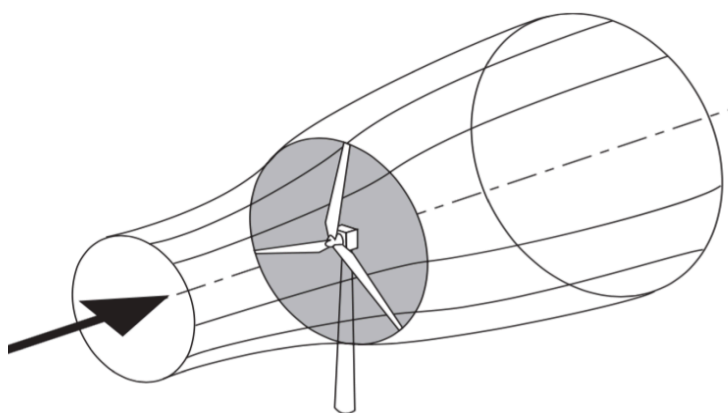


Figura A3-0-3: Tubo de masa de aire afectada al atravesar la turbina. (Fuente: Burt et al. 01).

Inicialmente, se considera el rotor como un “**disco actuador**”. Dicho disco extrae energía cinética del viento con el fin de transformarla en energía eléctrica útil. El proceso seguido para ello se enumera a continuación y se puede ver gráficamente descrito en la Figura A3-0-4:

1. El aire que se aproxima al rotor, decrece gradualmente su velocidad y por lo tanto la presión dinámica, traduciéndose en un aumento de la presión estática.
2. El aire que atraviesa el disco sufre un cambio de velocidad, lo cual significa que el momento varía. De ahí la caída de presión estática del aire por debajo de la del flujo libre (atmosférica).
3. Además, cuando sale del rotor también tiene una velocidad menor debido a la absorción de energía cinética.
4. Mientras el fluido continúa aguas abajo, la presión vuelve a ascender hasta alcanzar la del flujo libre, lo cual provoca una mayor reducción de la velocidad, puesto que la presión estática debe crecer, reduciéndose la dinámica.
5. La sección del tubo aumenta cuando decrece la velocidad, con el fin de mantener la presión de equilibrio, ya que el flujo másico debe ser constante, por el principio de conservación de la masa.

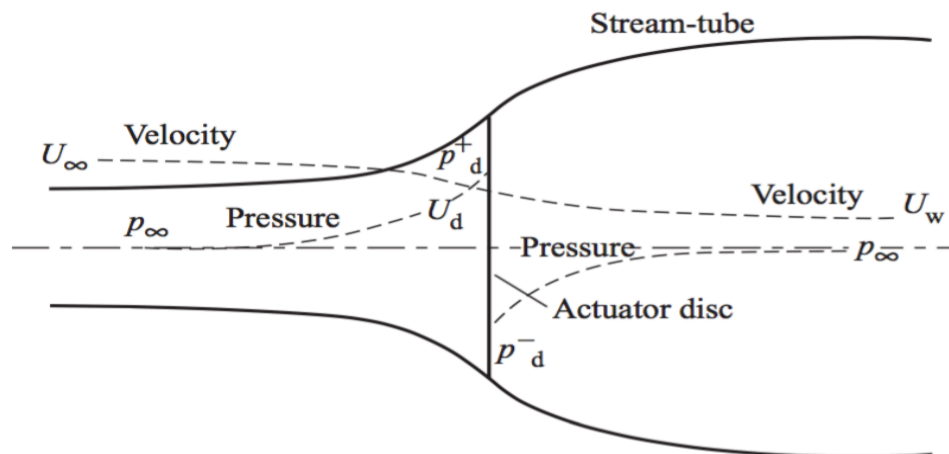


Figura A3-0-4: Extracción de energía realizado por el disco actuador dentro del tubo de corriente. (Fuente: Burt et al. 01).

El modelo del disco actuador postula que las velocidades se pueden relacionar por medio del factor axial de inducción 'a', que determina la reducción de velocidad en el sentido del flujo, debido a su paso por el disco.

$$U_d = (1 - a)U_\infty$$

A partir de lo anteriormente explicado se aplica la **teoría de momento lineal**, donde las fuerzas aplicadas sobre un sistema provocan un incremento en el momento lineal del mismo. En este sistema, las únicas fuerzas que provocan un cambio en dicho momento son las debidas al salto de presión en el disco actuador, puesto que la fuerza neta que ejerce el flujo libre sobre el tubo, a presión atmosférica, es 0.

$$F = \frac{\Delta p}{\Delta t} = \frac{\Delta(U \cdot m)}{\Delta t}$$

$$(p_d^+ - p_d^-)A_d = (U_\infty - U_w)\rho A_d U_d$$

La diferencia de presión se obtiene a partir de aplicar Bernoulli (XXXREF) a ambos lados del disco por separado, puesto que la cantidad de energía en el aire, aguas arriba y aguas abajo del disco es diferente. Se considera que el aire es un fluido incompresible ($\rho_\infty = \rho_d$) y horizontal ($h_\infty = h_d$). Así:

$$(p_d^+ - p_d^-) = \frac{1}{2} \cdot \rho A_d (U_\infty^2 - U_w^2)$$

$$U_w = (1 - 2a)U_\infty$$



Por lo que se deduce que la mitad de la pérdida de velocidad del aire tiene lugar antes del disco y la otra mitad después.

Utilizando las ecuaciones anteriores, es posible calcular la fuerza de empuje que actúa sobre el disco rotor, y el trabajo realizado por la dicha fuerza y por lo tanto la extracción de potencia del aire:

$$E = 2U_{\infty}^2 \rho A_d (1 - a)a$$

$$P = E \cdot U_d = 2U_{\infty}^3 \rho A_d (1 - a)^2 a$$

Una vez conocida la potencia que se extrae del aire, se puede calcular el **coeficiente de potencia Cp**, un coeficiente adimensional que señala la proporción de aire extraída del aire por el disco, en relación a la energía total presente en el aire en ausencia de este. Será un parámetro clave en el futuro diseño de la turbina, como se podrá ver más adelante.

$$Cp = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot U_{\infty}^3 \rho A_d} = 4a(1 - a)^2$$

El coeficiente de potencia presenta un límite teórico, conocido como el límite del Beltz, que se alcanza para $a=1/3$, y de valor $Cp=16/27=0.593$. Actualmente, los aerogeneradores de gran potencia han conseguido alcanzar valores próximos al 50% (Info10).

Lo hasta ahora discutido, se resume en que la transformación de la energía recogida del aire se hace mediante el giro de un rotor, cuyo eje de rotación es paralelo a la dirección del viento. El rotor se ha descrito inicialmente como un disco actuador, puesto que el paso de las palas del aerogenerador se asemeja a este modelo.

El modelo del disco actuador, permite simplemente estimar la energía extraída del flujo de aire sin tener en cuenta que la potencia absorbida por el rotor es el producto de un par y la velocidad angular del este. De esta manera, el trabajo realizado por el par aerodinámico se transforma en el generador en energía eléctrica útil. Se señala que existen pérdidas energéticas en este proceso como el disipado en forma de calor o el devuelto al viento en forma de turbulencia.

Debido a la tercera ley de Newton, principio de acción-reacción, debe haber un par de mismo módulo y sentido opuesto sobre el aire al que experimenta el rotor. De esta manera, el aire adquiere un momento angular, y por lo tanto velocidad tangencial. Este aumento de una de las componentes de la velocidad del viento se traduce en energía cinética, y la presión estática cae para aumentar la dinámica. De ahí el escalón ($p_d^+ - p_d^-$).

Por lo tanto, cuando el aire entra en el rotor, no posee componente tangencial, pero al salir de este sí, y permanece constante aguas abajo. Esta adquisición se realiza a lo largo del grosor del disco y al igual que con la componente axial, dicho cambio de velocidad se expresa en función del factor tangencial de inducción a' . Gráficamente en la Figura A3-0-5.

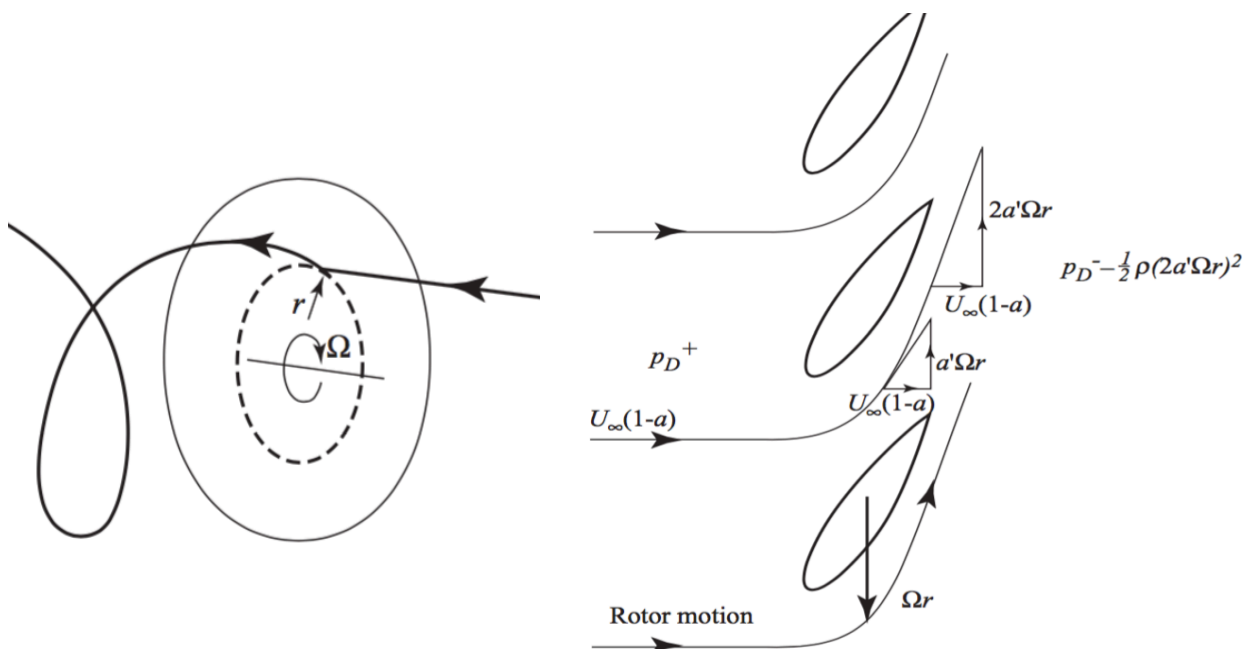


Figura A3-0-5: Trayectoria del aire que atraviesa el disco y crecimiento de la velocidad tangencial a lo largo del perfil. (Fuente: Burt et al. 01).

El cálculo del par generado, paralelamente al cálculo del empuje, es igual a la variación de momento angular y se deriva de:

$$Q = \frac{\Delta L}{\Delta t} = \frac{\Delta(\Omega \cdot r \cdot \dot{m})}{\Delta t}$$

$$Q = U_{\infty} \pi \rho R^4 (1 - a) a' \cdot \Omega$$

La **Teoría de Elemento de Pala**, es una aplicación de lo que se ha definido previamente. Las palas del rotor se dividen en una serie de perfiles aerodinámicos y se considera que cada uno de ellos barre el aire actuando como si fuera un disco rotor independiente y sin interactuar entre ellos (Lock24). Las fuerzas aerodinámicas de sustentación y arrastre generadas en las diferentes secciones de las palas son las culpables de las variaciones de momento axial y angular necesarios para la generación de electricidad.

Se asume que las fuerzas en la pala se pueden calcular por medio de las características en 2D de los perfiles que dependen del ángulo de ataque α . Dicho ángulo se determina a partir de la resultante de las componentes de la velocidad del viento sobre el perfil, el coeficiente de caudal y la velocidad de rotación del aerogenerador.

La velocidad resultante relativa de la pala es:

$$W = \sqrt{U_{\infty}^2 (1 - a)^2 + \Omega^2 r^2 (1 + a')^2}$$

Señalar que la velocidad angular procede de la velocidad angular de la propia pala y el componente del tubo, y que el factor de inducción de velocidad axial, se considera uniforme debido a la teoría de Lock (REF?).

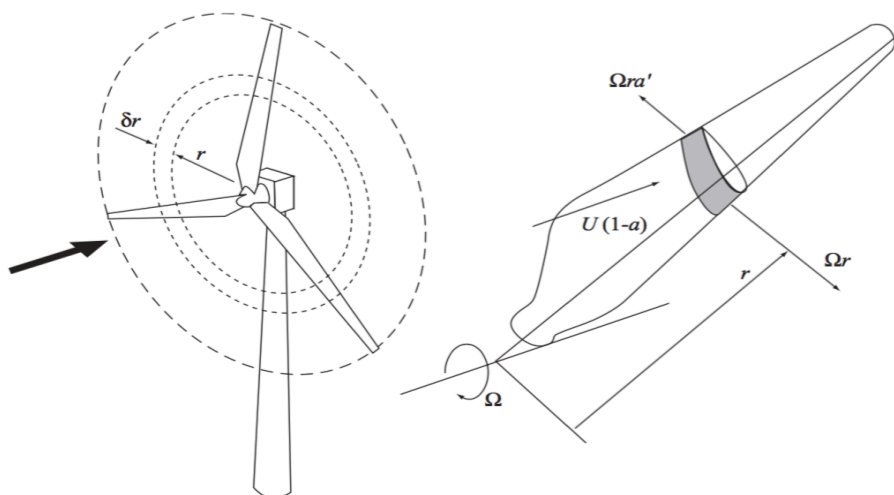


Figura A3-0-6: Desglose de las componentes de la velocidad en un perfil aerodinámico de una pala de aerogenerador. (Fuente: Burt et al. 01).

BLADED (SOFTWARE) modela este tubo como dinámico, lo cual implica que las variaciones en el rotor provocan variaciones en la vorticidad lo cual se traduce como una variación en el tubo. Estas variaciones tienen lugar en un tiempo finito, conociéndose como “entrada dinámica”. También se quiere señalar que debido a este desfase temporal, unido a que BLADED trata cada dimensión por separado, el modelo infravalorará dicho fenómeno dinámico. Sin embargo, este modelado es consistente con la Teoría de Elemento de Pala previamente explicado, y proporciona un método simple y de baja carga computacional que permitirá el modelado del tubo del rotor y del campo de velocidades inducido en el flujo del aire en este.

III. Fenómenos aerodinámicos a tener en cuenta.

i. Entrada en pérdida.

La entrada en pérdida es un fenómeno aerodinámico que ocurre cuando el fluido incide sobre el perfil aerodinámico con un ángulo mayor al crítico, no pudiendo amoldarse a este, y produciéndose por lo tanto la ruptura de la capa límite. Esto genera turbulencias en la parte trasera del perfil, reduciendo su sustentación y aumentando la fuerza de arrastre por encima de su



valor teórico (Figura A3-0-7), generándose una pérdida de potencia. Esto introduce aire del exterior del flujo libre, re-energizando el aire que ha sido ralentizado al atravesar el rotor

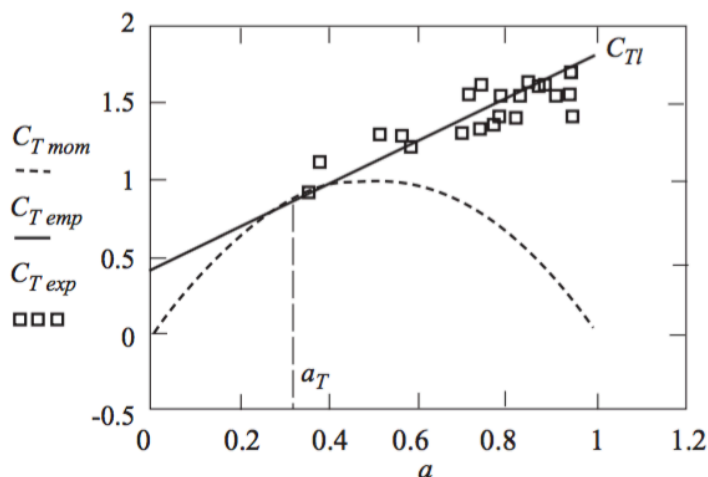


Figura A3-0-7: Modificación de la fuerza aerodinámica de arrastre debido a la ruptura de la capa límite. (Fuente: Burt et al. 01).

A elevadas velocidades de viento, el rotor se comporta prácticamente como un disco sólido. Esto significa que deja pasar poco viento a través de él, perdiendo energía. El resto del flujo se mueve hacia los extremos, aumentando su velocidad de forma radial, creándose una zona de muy baja presión estática detrás del disco. Por lo tanto, el efecto es mayor cerca de la raíz de la pala, y decrece radialmente. Al no existir suficiente energía cinética que compense esta caída de presión a ambos lados del disco, no se alcanza el equilibrio. Esto hace que se mezcle el aire del interior y el flujo libre, produciéndose la turbulencia ya mencionada, al romperse la capa límite entre ambas, introduciendo aire del exterior del flujo libre y re-energizando el aire que ha sido ralentizado al atravesar el rotor.

El ángulo de ataque en el que se entra en pérdida es mayor si el rotor está en movimiento (alrededor de 15°). Esto se conoce como fenómeno de retraso de entrada en pérdida o entrada en pérdida dinámica, y fue primeramente documentado por Himmelskamp en 1945. Esta entrada en pérdida dinámica se modela en BLADED a partir del parámetro de desfase temporal.

ii. Tip/Hub loss.

Fenómeno aerodinámico por el cual las puntas de las palas generan un conjunto de vórtices helicoidales en el tubo, provocando cambios en la distribución de velocidad inducida sobre el rotor. Por ello es preciso tener este fenómeno a la hora de modelizar el comportamiento aerodinámico del aerogenerador (NREL05).

En el buje ocurre un fenómeno análogo que también precisa de modelado.



ANEXO IV: CONDICIONES AMBIENTALES.

Este Anexo se ha realizado siguiendo la referencia (GL12a, capítulo 4, sección 2).

Los aerogeneradores offshore se encuentran sometidos a condiciones meteorológicas, oceanográficas y eléctricas que pueden afectar su carga, durabilidad y operación.

En cuanto a las condiciones medioambientales, estas se pueden determinar por medio del viento, oleaje, corrientes, condiciones de hielo etc. y serán aplicadas de tal manera que causen el efecto más adverso posible sobre la estructura de la turbina.

Con el fin de combinar las condiciones externas con las condiciones de operación, las primeras se dividen en dos categorías, a saber: normales, condiciones que tienen la probabilidad de ser excedidas una o más veces al año; y extremas, condiciones que tienen la probabilidad de ser excedidas únicamente una vez cada 50 años.

1. VIENTO.

El diseño preliminar de las turbinas offshore se realiza de manera general, por medio de unos valores de velocidad de viento y turbulencia que representan de forma genérica las características de un conjunto de emplazamientos, sin concretar. De este modo se obtienen una serie de clases de turbinas con diferentes grados de robustez en su diseño. A continuación se presenta Tabla A4-0-1 donde se recogen los parámetros básicos para cada clase.

Clase del aerogenerador	I	II	III	S
V_{ref} [m/s]	50	42,5	37,5	Específico de un lugar
V_{ave} [m/s]	10	8,5	7,5	
A I15 (-)		0,18		
a (-)		2		
B I15 (-)		0,16		
a (-)		3		
C I15 (-)		0,145		
a (-)a		3		

Tabla A4-0-1: Parámetros básicos para la definición de aerogeneradores de forma genérica, según GL.



Donde:

- V_{ref} : velocidad de referencia del viento [m/s]. Representa la máxima velocidad que el aerogenerador puede soportar durante 10 minutos de media y a altura del buje, con un periodo de recurrencia de 50 años.
- V_{ave} : velocidad media anual a lo largo de muchos años [m/s]. Este valor se utilizará en la caracterización de la distribución de viento.
- I_{15} : valor característico de intensidad de turbulencia para una velocidad de viento de 15 m/s a la altura del buje [%].
- a: parámetro de rampa de la intensidad de turbulencia [-].

El aerogenerador diseñado en este proyecto es de clase I, y categoría B, es decir, de gran robustez y diseñado para valores medios de intensidad de turbulencia.

De esta manera, la cizalladura (variación del viento con la altura) la direccionalidad (variación del viento con el ángulo de incidencia) del viento, la clase de aerogenerador y la distribución de probabilidades de la velocidad del viento configuran los elementos básicos para definir unas condiciones de viento determinadas.

Cizalladura y direccionalidad del viento dependerán del modelo de este que se esté aplicando; mientras que las velocidades de referencia y medias, dependen de la clase de turbina. Sin embargo, la distribución de probabilidad del viento viene determinado por el modelo estadístico de Weibull. Esto será empleado en el estudio de fatiga que se realizará posteriormente.

Dicha distribución quedará definida según especificaciones como:

- Velocidad anual media: 10,6 m/s.
- Parámetro de forma k: 1,979.

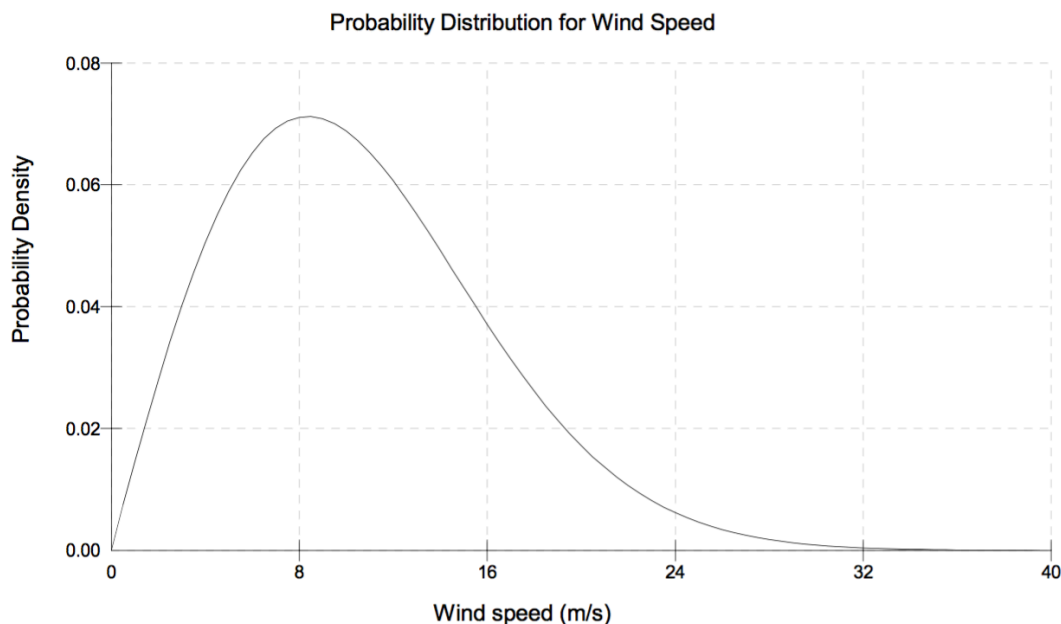


Figura A4-0-1: Representación gráfica de la distribución estadística de viento a lo largo de un año. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, se caracteriza la turbulencia existente en el viento. Para ello se precisa de :

- Velocidad media del viento [m/s]: a la altura del buje.
- Intensidad de la turbulencia [%]: se asume que la intensidad de la turbulencia permanecerá invariante con la altura. Queda determinado como la relación entre la desviación típica de la velocidad del viento y la velocidad media de este.
- Escalas de longitud: se modelará por medio del modelo de espectro de Kaimal, en su variante IEC-2. De esta manera, el parámetro de escala queda definido como $\Lambda_1 = 42 \text{ m}$, al ser la altura del buje mayor que 60 m.

Además, a la hora de generar el campo turbulento para realizar las simulaciones es importante generarlo con el tamaño y la resolución adecuados. Utilizando como referencia la Figura A4-0-2, se debe cumplir que:

- El campo turbulento (área yz) debe ser al menos tan ancho (y) y alto (z) como el diámetro del rotor, de 126 m (según especificaciones). Se ha escogido $y = 130 \text{ m}$ y $z = 155 \text{ m}$, este último con el fin de incluir también la torre en los elementos afectados por el campo turbulento.
- Debe haber al menos 10 puntos, tanto en y como en z.
- El espaciado de los puntos de mallado debe ser más pequeño que el menor entre el 15% del diámetro del rotor ($0,15 \cdot 126 = 19 \text{ m}$) y 10 m. Así, en y se han fijado 15 puntos, y en z 20 puntos.

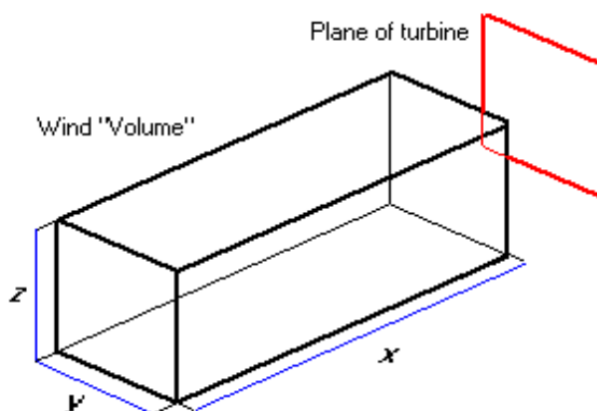


Figura A4-0-2: Esquema de campo turbulento generado. Fuente: BLADED.

Teniendo esto en cuenta, se generará un campo turbulento de las mismas dimensiones y espectro, para cada velocidad que se estudie. Se recuerda que estas serán tres: la de arranque, la de parada y la nominal del aerogenerador.

Se señala que la versión educacional de BLADED sólo permite generar vientos turbulentos en una dirección, por lo que sólo se determina la intensidad de turbulencia en la dirección del viento, x en la Figura A4-0-2. Además, el viento se muestreará en intervalos de 2 m/s como máximo, según GL.

Los modelos de viento generados para realizar las diferentes simulaciones se presentan a continuación. Las velocidades medias se toman a la altura de referencia del centro del buje, a 92 m sobre el nivel del mar.

i. Normal wind profile model (NWP).

Se trata de un modelo de viento estacionario, que varía con la altura sobre el nivel del mar. El perfil de viento $V(z)$, determina esta variación, siguiendo la ley exponencial:

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

Donde:

- $V(z)$: velocidad del viento en la altura z [m/s].
- z : altura sobre el nivel del mar [m].
- z_{hub} : altura del buje sobre el nivel del mar, se utiliza como altura de referencia. Según diseño, $z_{hub} = 92$ m.
- α : exponente de la ley. Asumiendo estabilidad atmosférica neutra y longitud de rugosidad de la superficie 0,002 m, $\alpha = 0,14$.



Tabla A4-0-2: Velocidades medias de viento a la altura del buje bajo las que se realizarán las simulaciones.

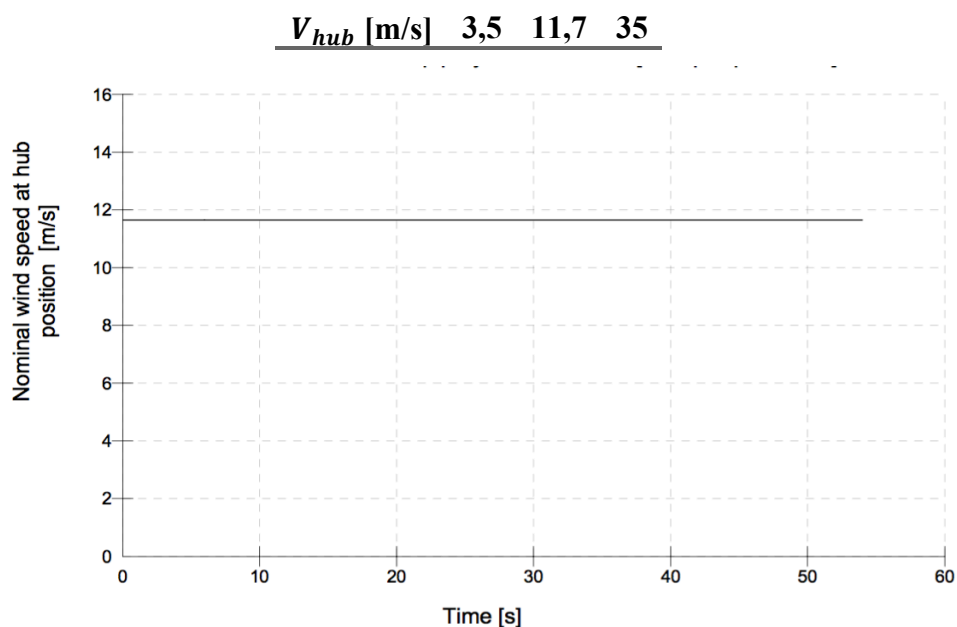


Figura A4-0-3: Simulación del modelo NWP. Fuente: elaboración propia.

ii. Normal turbulence model (NTM)

$$\sigma_1 = I_{15} \frac{(15 + a \cdot V_{hub})}{a + 1}$$

$$I_v = \frac{\sigma_1}{V_{hub}}$$

Donde:

- V_{hub} : Velocidad media a la altura del buje [m/s].
- σ_1 : desviación típica [m/s]. Tiene que ser al menos $0,12 \cdot V_{hub}$.
- I_v : Intensidad de la turbulencia a la velocidad v [%].

Tabla A4-0-3: Parámetros de definición del perfil de viento NTM.

V_{hub} [m/s]	3,5	11,7	30
σ_1 [m/s]	1,02	2,00	4,20
I_v [%]	29,14	17,13	14,00

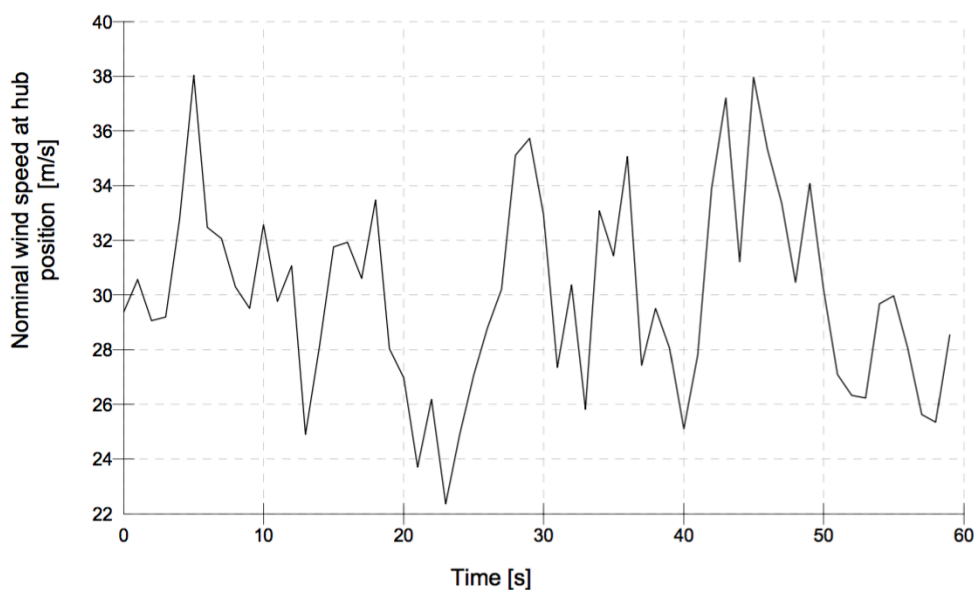


Figura A4-0-4: Simulación del modelo NTM. Fuente: elaboración propia.

iii. Extreme turbulence model (ETM)

$$\sigma_{ETM} = I_{15} \left[\frac{20 + a(6 + V_{hub})}{a + 1} - \frac{V_{hub} - V_{ave}}{6a} \right]$$

$$I_v = \frac{\sigma_{ETM}}{V_{hub}}$$

Donde:

- σ_{ETM} : desviación típica en condiciones extremas ETM [m/s].
- V_{hub} : Velocidad media a la altura del buje [m/s].
- I_v : Intensidad de la turbulencia a la velocidad v [%].

Tabla A4-0-4: Parámetros de definición del perfil ETM.

V_{hub} [m/s]	3,5	11,7	30
σ_{ETM} [m/s]	1,99	2,91	4,94
I_v [%]	56,86	24,86	16,47



Tabla A4-0-5: Parámetros para el modelo de viento ETM.

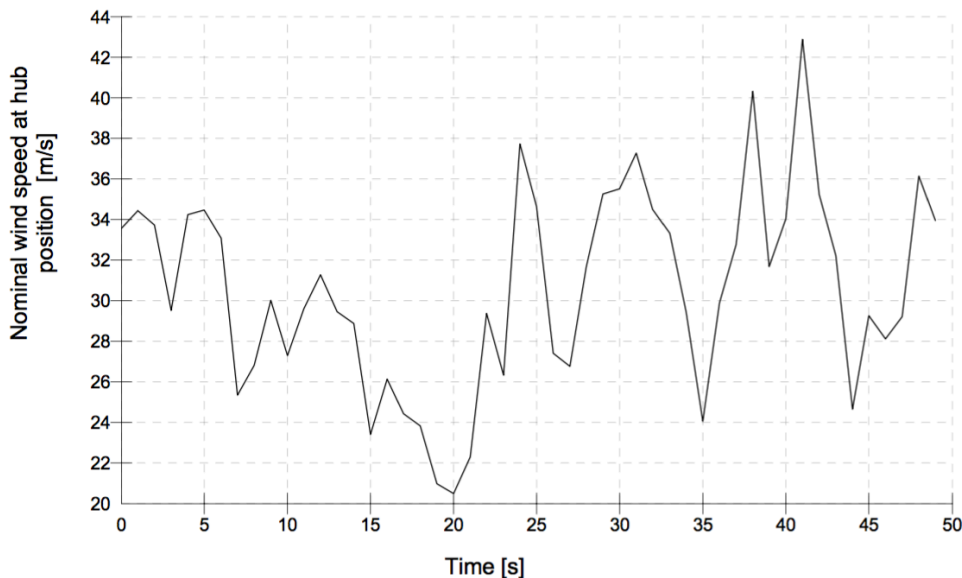


Figura A4-0-5: Simulación del modelo ETM. Fuente: elaboración propia.

iv. Extreme operating gust (EOG)

La velocidad del viento para un periodo de recurrencia de N años se define como:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0,37V_{gustN} \sin\left(\frac{3\pi t}{T}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right), & 0 \leq t \leq T \\ V(z) & , \quad t < 0 \text{ and } t > T \end{cases}$$

Donde:

- $V(z)$: velocidad del viento en la altura z [m/s], según explicado en NWP.
- T : 10,5 para $N=1$ y 14 para $N=50$ [s].
- V_{gustN} : Magnitud de la ráfaga para un periodo de recurrencia N [m/s].

$$V_{gustN} = \beta \sigma_1 B$$

- β : 4,8 para $N=1$ y 6,4 para $N=50$ [-].
- σ_1 : desviación típica [m/s].
- B : factor de reducción.

$$B = \frac{1}{1 + 0,2 \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)}$$

- D : diámetro del rotor. $D = 126 \text{ m}$.
- σ_1 : desviación típica. Valores en Tabla A4-0-3.
- Λ_1 : parámetro de escala de turbulencia. $\Lambda_1 = 42 \text{ m}$.



N=1 año.

Tabla A4-0-6: Parámetros para el modelo de viento EOG, para un tiempo de recurrencia de 1 año.

V_{hub} [m/s]	3,5	11,7	30
T [s]	10,5	10,5	10,5
B [-]	0,625	0,625	0,625
β [-]	4,8	4,8	4,8
σ_1 [m/s]	1,02	2,00	4,20
V_{gust1} [m/s]	3,06	6,00	12,60
V_{max} [m/s] en $t=T/2$	4,24	16,14	39,33
V_{min} [m/s] en $t=T/4$	3,24	10,13	26,70

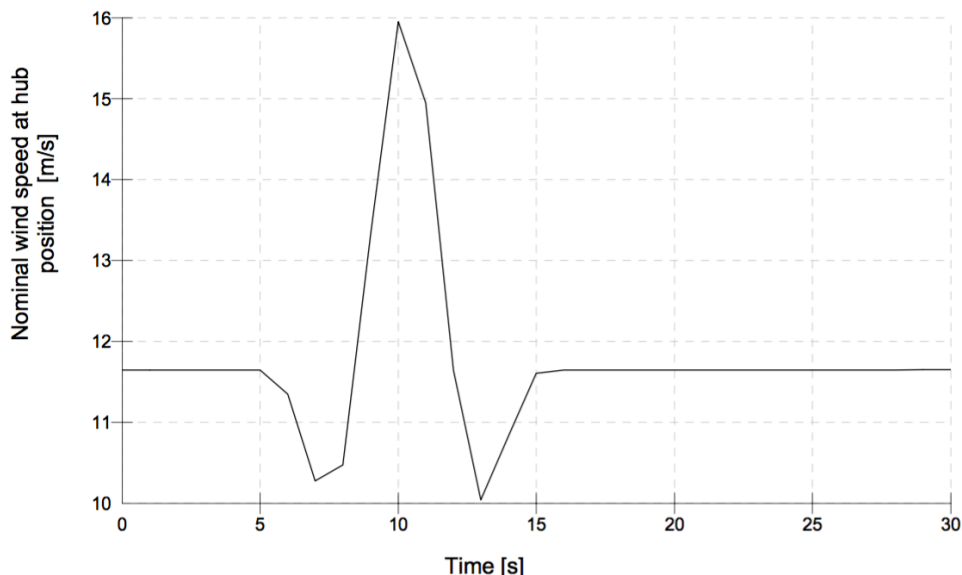


Figura A4-0-6: Simulación del modelo EOG₁. Fuente: elaboración propia.

N=50 años.

Tabla A4-0-7: Parámetros para el modelo de viento EOG, para un tiempo de recurrencia de 50 años.

V_{hub} [m/s]	3,5	11,7	30
T [s]	14	14	14
B [-]	0,625	0,625	0,625
β [-]	6,4	6,4	6,4
σ_1 [m/s]	1,02	2,00	4,20
V_{gust1} [m/s]	4,08	8,00	16,80
V_{max} [m/s] en $t=T/2$	6,52	17,62	42,43
V_{min} [m/s] en $t=T/4$	2,43	9,61	25,61

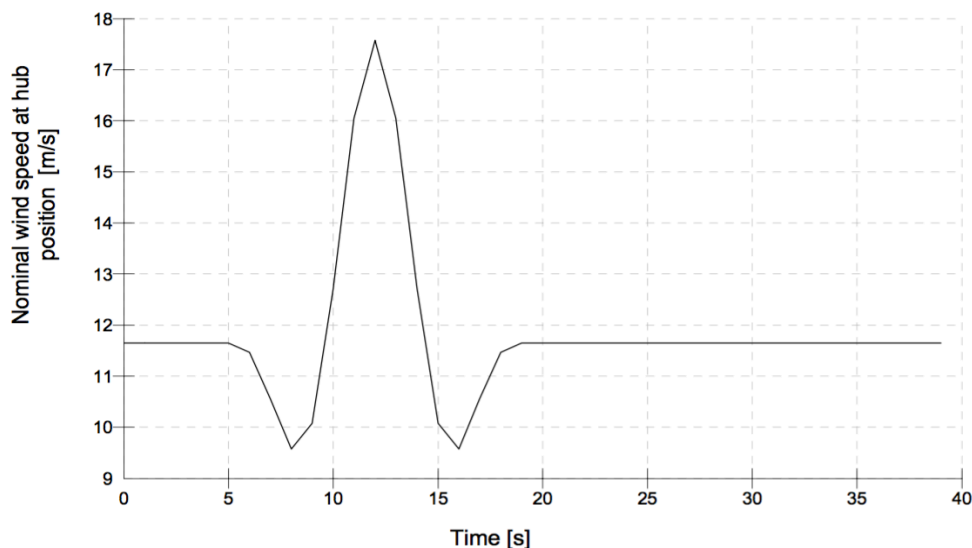


Figura A4-0-7: Simulación del modelo EOG₅₀. Fuente: elaboración propia.

v. Extreme coherent gust with direction change (ECD).

En este caso, simultáneamente a la ráfaga de viento, ocurre un cambio de dirección en este. Se utilizará $T=10$ s como tiempo de crecimiento.

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & , \quad t < 0 \\ V(z) + 0,5V_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right) \right) & , \quad 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & , \quad t > 0 \end{cases}$$

Donde:

- $V(z)$: velocidad del viento en la altura z [m/s], según explicado en NWP.
- V_{cg} : en el diseño de turbinas de clase estándar, se toma $V_{cg} = 15$ m/s.

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & , \quad t < 0 \\ \pm 0,5\theta_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right) \right) & , \quad 0 \leq t \leq T \\ \pm\theta_{cg} & , \quad t > 0 \end{cases}$$

Donde:

- $\theta(t)$: dirección del viento según t [°].
- θ_{cg} : magnitud del cambio de dirección [°].



$$\theta_{cg} = \begin{cases} 180^\circ, & V_{hub} < 4 \text{ m/s} \\ \frac{720^\circ}{V_{hub}}, & 4 \text{ m/s} \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{cases}$$

Donde:

- V_{hub} : velocidad media a la altura del buje [m/s].

Tabla A4-0-8: Parámetros para el modelo de viento ECD.

V_{hub} [m/s]	3,5	11,7	30
V_{max} [m/s] en t=0	3,5	11,7	30
V_{min} [m/s] en t=T	0,625	0,625	0,625
θ_{max} [°] en t=0	0	0	0
θ_{min} [°] en t=T	180	61,54	24

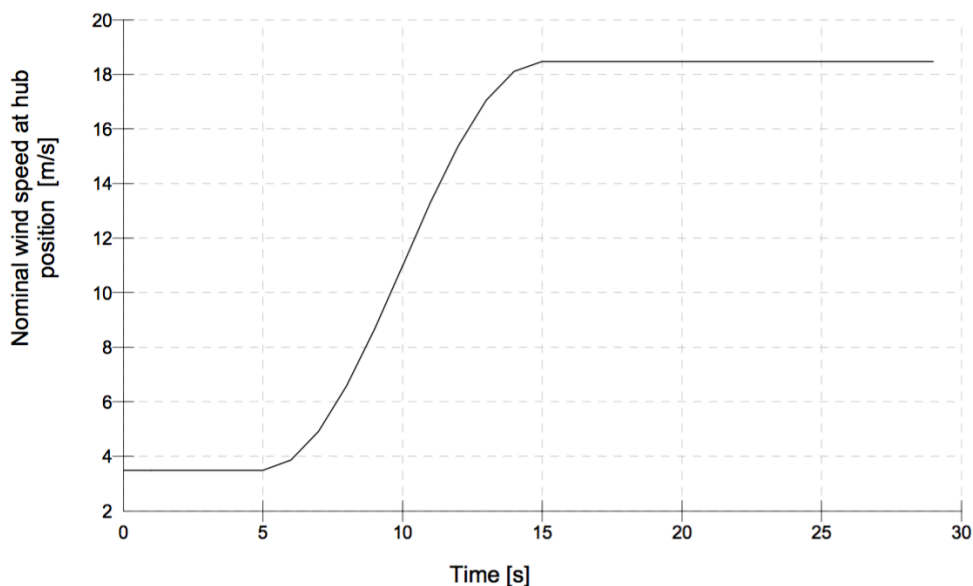


Figura A4-0-8: Simulación del modelo ECD. Fuente: elaboración propia.

vi. Extreme wind shear (EWS).

En este caso se considera una variación del perfil de viento extrema tanto vertical como horizontalmente. Las ecuaciones que gobiernan dicha variación respectivamente se presentan a continuación. Mencionar que dichas variaciones transitorias se aplican por separado y no de forma simultánea.

Donde:

- $V(z,t)$: variación de la velocidad en el eje vertical con el tiempo [m/s].



- $V(y,z,t)$: variación de la velocidad en el eje horizontal, con la altura y el tiempo [m/s].
- T : 12 s.
- α : exponente de la ley. $\alpha = 0,2$.
- β : 6,4 para un periodo de recurrencia $N=50$ años [-].
- D : diámetro del rotor. $D = 126$ m.
- Λ_1 : parámetro de escala de turbulencia. $\Lambda_1 = 42$ m.
- σ_1 : desviación típica. Valores en TABLA.

Vertical.

V_{hub} [m/s]	3,5	11,7	30
V_{max} [m/s] en $z = 92-63 = 29$ m	3,5	11,7	30
V_{min} [m/s] en $z = 92-63 = 29$ m	0,625	0,625	0,625
V_{max} [m/s] en $z = 92+63 = 155$ m	-1,44	5,07	19,60
V_{min} [m/s] en $z = 92+63 = 155$ m	2,77	9,29	23,81

Tabla A4-0-9: Parámetros para el modelo de viento EWS, para transitorio vertical.

Horizontal.

V_{hub} [m/s]	3,5	11,7	30
V_{max} [m/s] en $z = 92$ m, $y = 63$ m	7,71	15,91	34,21
V_{min} [m/s] en $z = 92$ m, $y = -63$ m	-0,71	7,48	25,78

Tabla A4-0-10: Parámetros para el modelo de viento EWS, para transitorio horizontal.

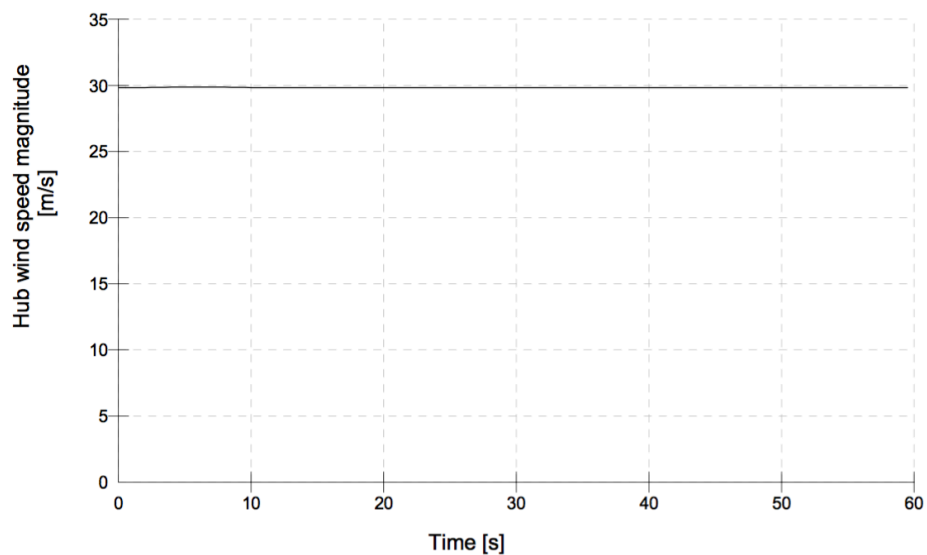


Figura A4-0-9: Simulación del modelo EWS. Fuente: elaboración propia.



vii. Extreme wind speed model (EWM)

Este modelo puede ser tanto estacionario como turbulento, según el caso GL que se esté estudiando.

Para EWM turbulento:

$$V_{50}(z) = V_z(z)$$

$$V_1(z) = 0,8 \cdot V_{50}(z)$$

Y la intensidad de turbulencia queda fijada con σ_1 , análogamente a NTM.

Tabla A4-0-11: Parámetros para el modelo de viento EWM turbulento.

V_{hub} [m/s]	3,5	30	40	50
σ_1 [m/s]	1,02	4,20	5,40	6,60
I_v [%]	29,14	14,00	13,5	13,20
MIS	71,5 ^a	30°	30°	30°

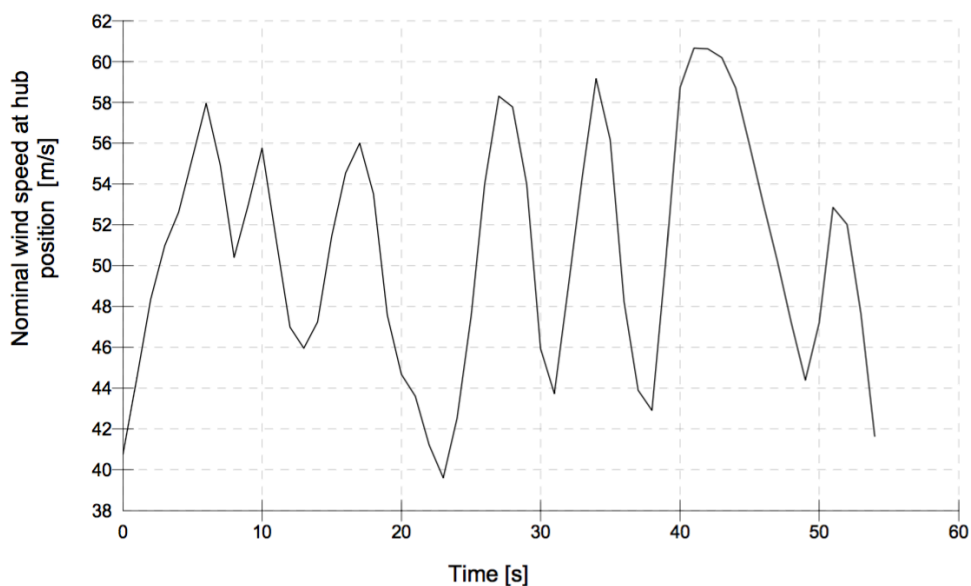


Figura A4-0-10: Simulación del modelo turbulento EWM. Fuente: elaboración propia.

Para EWM estacionario:

$$V_{e50}(z) = 1,25 \cdot V_z(z)$$

$$V_{e1}(z) = 0,8 \cdot V_{e50}(z)$$



Donde:

- $V_z(z)$: es el perfil de viento sobre el nivel del mar establecido en NWP.

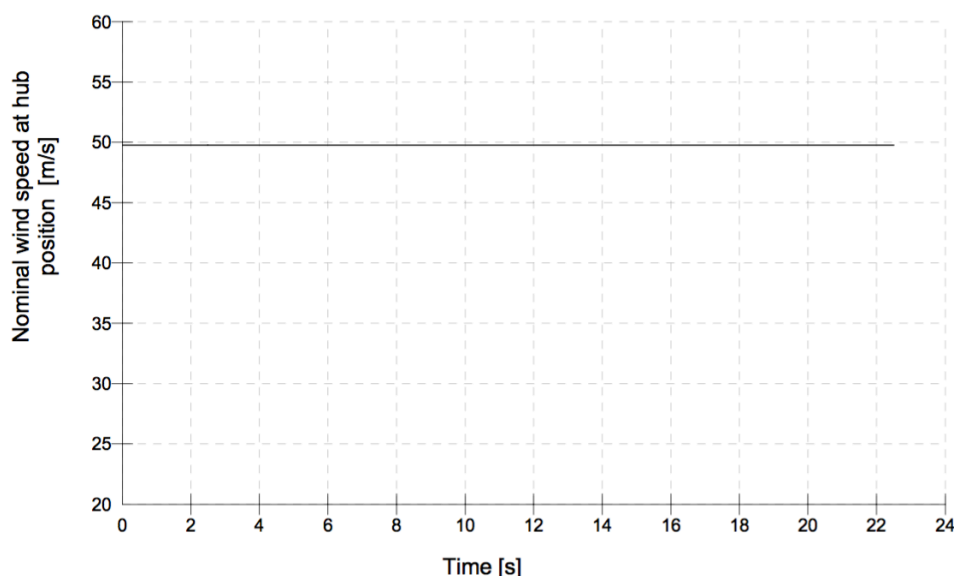


Figura A4-0-11: Simulación del modelo estacionario EWM. Fuente: elaboración propia.

2. MAR.

El comportamiento del mar se trata de un proceso estocástico. Sin embargo, con el fin de poder describirlo de manera más simplificada, se trata como estacionario y ergódico (cada muestra tomada es igualmente representativa del conjunto). El estado marino se asume como un proceso Gaussiano, que se describe por medio de la superposición de un número infinito de armónicos, olas de diferente altura, periodo, dirección y fase aleatoria. Para el estudio a rotura y de fatiga, se emplea estadística en el largo plazo.

i. Oleaje.

Según especificaciones (referencia):

- T_p : tiempo de pico 11,01 s.
- $H_{S_{50 \text{ años}}}$: Altura significativa de ola, con periodo de recurrencia 50 años 5,08 m.

Así, para:

$$\frac{T_p}{\sqrt{H_{S_{50 \text{ años}}}}} = 4,88 \rightarrow \gamma = \exp\left(\frac{5,75 - 1,15 \cdot T_p}{\sqrt{H_{S_{50 \text{ años}}}}}\right) = 1$$



Al tener γ valor de 1, para la generación del espectro de olas se utilizará el modelo experimental de Jonswap en su vertiente de Pierson-Moskowitz.

Además, GL asume (GL12a, Anexo 4E), si no se demuestra lo contrario con mediciones en el emplazamiento, que la altura de las olas depende de la velocidad del viento, siguiendo:

$$H_{s,J}(V) = 0,0094 \cdot v^{-5/3} \cdot \frac{u^2}{g}$$

Donde:

- $H_s(V)$: altura significativa de la ola para una determinada velocidad de viento [m].
- g : aceleración de la gravedad. $g = 9,8 \text{ m/s}^2$.
- u : velocidad del viento a 10 m sobre el nivel del mar [m/s], siguiendo la ECUACION:

$$u = v_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,14} = v_{hub} \left(\frac{10}{92} \right)^{0,14} = 0,733 \cdot v_{hub}$$

- v : frecuencia de pico adimensional [-].

$$v = \frac{u}{T_p \cdot g}$$

V_{hub} [m/s]	3,5	11,7	30	40	50
u [m/s]	2,57	8,58	21,99	29,32	36,65
v [-]	0,024	0,079	0,204	0,272	0,340
$H_s(V)$ [m]	3,17	4,81	6,55	7,21	7,77

Tabla A4-0-12: Parámetros para definir el oleaje, siguiendo el modelo P-M.

Existen casos GL en los cuales no se considera $H_s(V)$, sino que se emplean o las Alturas significativas de ola con un periodo de recurrencia de 50 o de 1 año, y la máxima altura de ola en esos mismos periodos.

La altura máxima de ola, también denominada altura de diseño, queda fijada a partir de:

$$H_{D,N} = H_{S,N} \sqrt{0,5 \cdot \ln \frac{T_{ref}}{T_D}}$$

Donde:

- $H_{D,N}$: altura máxima o de diseño de ola, con periodo de recurrencia N años [m].
- H_S : altura significativa de ola, con periodo de recurrencia N años [m].
- T_{ref} : periodo de referencia, $T_{ref} = 10800 \text{ s}$.
- T_D : periodo de diseño:



$$T_D = T_P \sqrt{\frac{(5 + \gamma)}{(11 + \gamma)}} = 11,10 \sqrt{\frac{6}{12}} = 7,78 \text{ s}$$

Además, los parámetros para N=1 y para N=50 se relacionan en que los primeros suponen el 80% de los segundos. En la Tabla A4-0-13 , se presentan los valores obtenidos.

N=1	H_S [m]	4,06
	H _D [m]	7,73
N=50	H _S [m]	8,05
	H _D [m]	9,66

Tabla A4-0-13: Valores de altura de ola significativa y de diseño de ola, para N=1 y N=50.

Finalmente, si no se especifica, se considera que la dirección del viento y del mar discurren de forma paralela. Sin embargo existen casos en los que se debe considerar una desalineación tal que:

$$\begin{aligned} \theta_{mis}(V_{hub}) &\leq 180^\circ & V_{hub} &\leq 5 \text{ m/s} \\ \theta_{mis}(V_{hub}) &\leq 90^\circ & V_{hub} &= 8 \text{ m/s} \\ \theta_{mis}(V_{hub}) &\leq 30^\circ & V_{hub} &\geq 20 \text{ m/s} \end{aligned}$$

Donde:

- θ_{mis} : desalineación entre dirección viento y oleaje [°].
- V_{hub} : velocidad media del viento a la altura del buje [m/s].

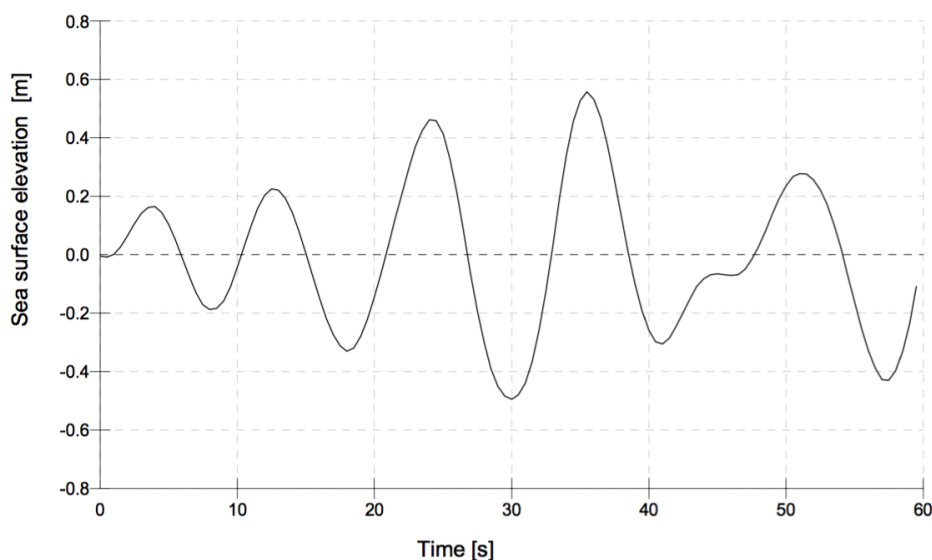


Figura A4-0-12: Ejemplo de generación de oleaje. Fuente: Fuente: elaboración propia.

**ii. Corrientes**

Para el modelado de las corrientes, se tiene en cuenta dos tipos, según su origen:

- *Corrientes sub-superficiales*: corrientes debidas al oleaje del viento. Varía con la profundidad y se modela por medio de un perfil exponencial tal que

$$V(h) = V(sub) \left(\frac{h}{d}\right)^{1/7}$$

Donde:

- $V(h)$: velocidad de la corriente marina a profundidad h [m/s].
- $V(sub)$: velocidad sub-superficial de la corriente marina, $V(sub) = 1,3$ m/s (especificaciones).
- h : profundidad [m].
- d : distancia desde superficie hasta lecho marino del emplazamiento, $d=40$ m.

- *Corrientes cercanas a la superficie*: corrientes debidas a la acción del viento.

$$V(h) = V(sup) \left(\frac{h}{d'}\right)$$

Donde:

- $V(h)$: velocidad de la corriente marina a profundidad h [m/s].
- $V(sup)$: velocidad superficial de la corriente marina,
 $V(sup) = 0,015 \cdot V_{hub}$
- h : profundidad [m].
- d' : profundidad a la cual no hay corriente inducida, $d'=20$ m.

3. OTROS: HIELO, TERREMOTOS Y VARIACIONES DE TEMPERATURA.

Otros elementos a tener en cuenta, pero que en el presente proyecto no se han estudiado son:

- Hielo: no se considera porque en ningún punto de la costa española es posible que se forme hielo.
- Terremotos: el software no permite que se realicen simulaciones de terremoto.
- Temperatura: de nuevo, la licencia educacional no permite simulaciones de este tipo.