



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO DE FIN DE GRADO

REGULACIÓN Y OPERACIÓN AVANZADA DE
AEROGENERADORES EN ZONAS MARÍTIMAS

Autor: Villapún Burgoa, Jorge

Director: Talavera Martín, Juan Antonio

Madrid, julio de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“REGULACIÓN Y OPERACIÓN AVANZADA DE AEROGENERADORES
EN ZONAS MARÍTIMAS”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020/2021 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

Fdo.: Jorge Villapún Burgoa

Fecha: 08/07/21



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: JUAN ANTONIO TALAVERA

Fecha: 11/07/2021

“REGULACIÓN Y OPERACIÓN AVANZADA DE AEROGENERADORES EN ZONAS MARÍTIMAS”

Autor: Villapún Burgoa, Jorge

Director: Talavera Martín, Juan Antonio

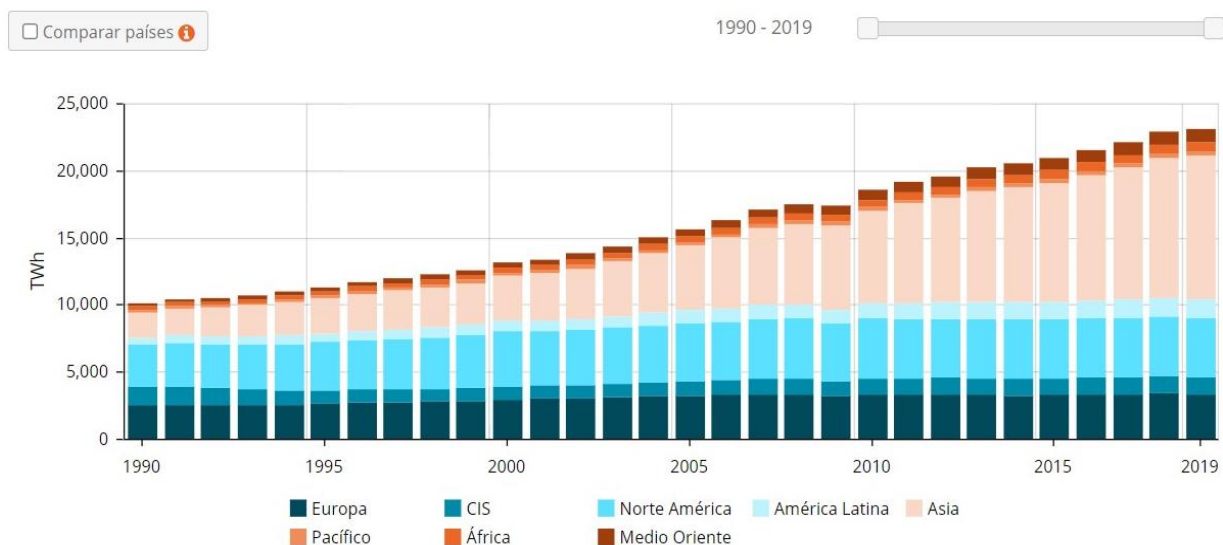
Entidad Colaboradora: Universidad Pontificia de Comillas (I.C.A.I.)

RESUMEN DEL PROYECTO

1. INTRODUCCIÓN

Las negativas consecuencias del consumo de combustibles fósiles para nuestro planeta, añadido a la obsolescencia de estos, y al aumento de consumo energético a nivel global, [1], ha provocado la necesidad de apostar por energías renovables, tales como la energía solar fotovoltaica, energía hidroeléctrica, o energía eólica.

Tendencia durante 1990 - 2019



Según el anuario eléctrico de 2020, publicado por la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE), la energía eólica aportó en el año 2019 un 20,8 % de la energía total consumida a nivel global, un 1,8% más que el año anterior, dando muestra de su creciente

importancia. Este aporte de la energía eólica evitó, en 2019, la emisión de 28 millones de toneladas de CO₂, principal gas de efecto invernadero. [2]

Prueba de que la energía eólica se encuentra en auge, es el aumento del 9,3% en la producción de esta a nivel mundial. Siendo China, EE.UU., Reino Unido, India y España los países que más potencia instalaron en 2019. Estos cinco países son los líderes de generación eléctrica a nivel mundial.

En el caso del continente africano, cuya necesidad energética va a ser sujeto de análisis en este trabajo, el 57% de la población, en el año 2017, seguía sin tener acceso a la electricidad, [3], obstaculizando el desarrollo económico del continente.

2. DEFINICIÓN DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado se va a centrar concretamente en el principal agente de la energía eólica: el aerogenerador, encargado de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica a través de una hélice, y esta, a su vez, en energía eléctrica, gracias a un alternador.

La turbina con la que se va a trabajar es una turbina “offshore” de 5 MW (+10%) de potencia nominal situada a una altura de 45 m sobre el nivel del mar, situada en “False Bay” o “Bahía Falsa”, en Sudáfrica.

El emplazamiento ha sido elegido por sus condiciones de viento, con una media de velocidad de viento anual de 10,26 m/s (según “Global Wind Atlas”, [4]) y por su proximidad a Ciudad del Cabo.

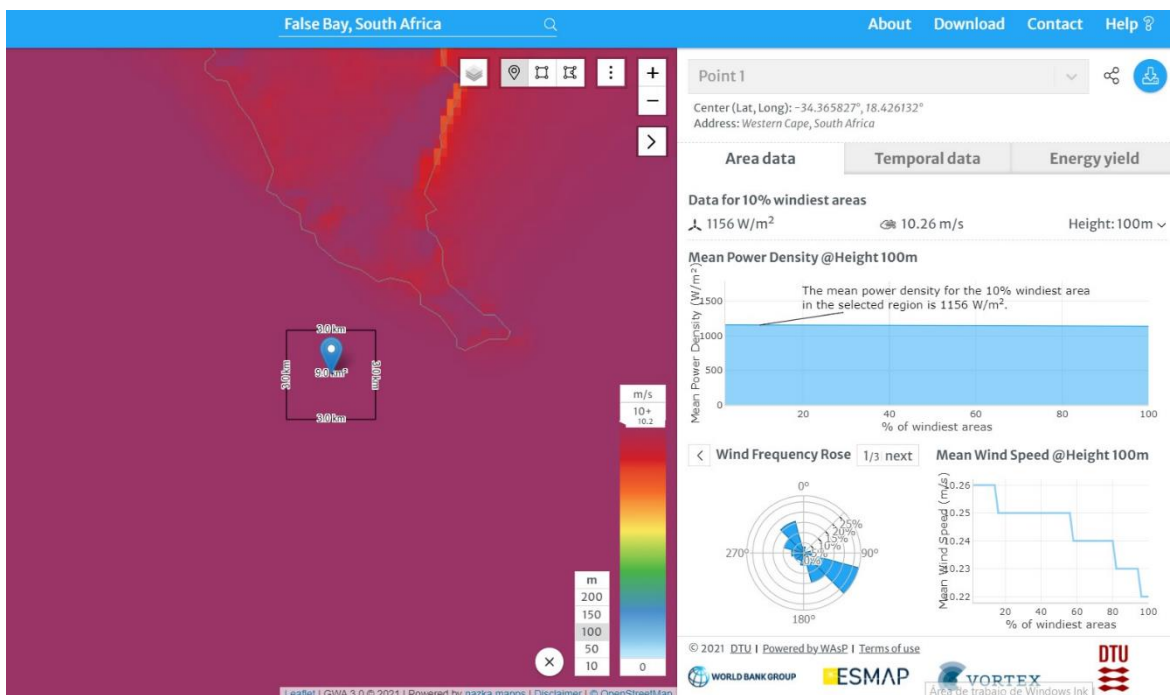


Figura 2: Ubicación y Resumen de viento en False Bay, Sudáfrica

Más concretamente, este proyecto se centrará en el control y de par y el control de ángulo “pitch” (o ángulo de paso), con la pretensión de garantizar una eficiencia y rendimiento máximos a la hora de producir energía.

El resto de las partes pertenecientes a la turbina, desarrolladas detalladamente en los respectivos proyectos de mis compañeros de proyecto, serán abordadas de una manera más secundaria en este documento.

3. DESARROLLO

Para hallar el diseño de control que optimice la producción de energía del aerogenerador en cuestión, se trabajará con el software de ingeniería eléctrica “Bladed”, propiedad de “Det Norske Veritas (DNV ®)”, en su versión académica, con sus respectivas limitaciones con respecto al software completo.

La interfaz del software se muestra a continuación:

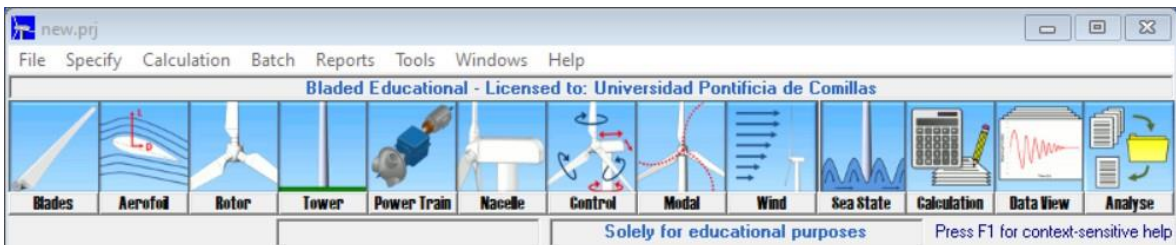


Figura 3: Interfaz de Bladed Educational (partes y parámetros)

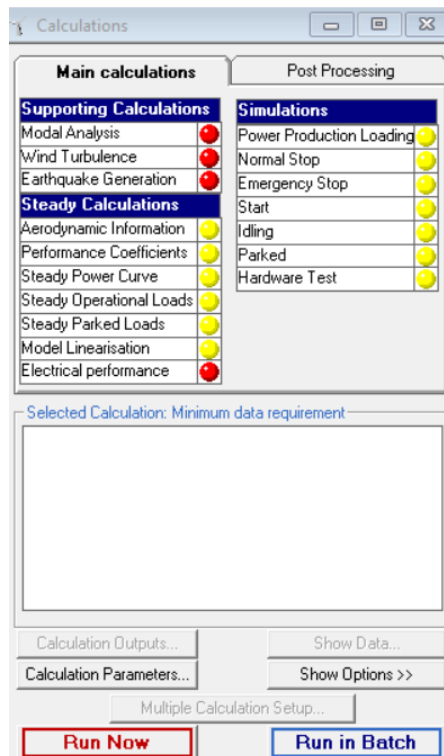


Figura 4: Interfaz de Bladed (cálculos)

Sobre este se hablará más adelante en el documento, desglosándolo por partes y declarando las definiciones de cada uno de sus apartados.

Cabe destacar, en el caso de este proyecto, la parte de control. Sobre ella se harán diversas modificaciones y, de manera manual e iterativa, con la ayuda del método de cálculo de ganancias de controladores PI "Ziegler-Nichols", se obtendrá un control óptimo.

Las optimizaciones del control se analizarán principalmente desde el punto de vista de la producción de energía y del análisis de cargas en la turbina.

Es de suma importancia también, para la parte de control y regulación, la parte de viento "wind", donde se definirán regímenes de viento que sean regulares, turbulentos y tridimensionales, o regímenes con variaciones súbitas, para poner a prueba la adaptación del sistema de control.

4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Tras numerosas simulaciones bajo diferentes condiciones, el control, regulado por ángulo de paso y con velocidad variable, ofrece unos resultados satisfactorios en cuanto a producción de energía y en cuanto al aguante de las cargas.

El método utilizado para el cálculo ha sido el método "Ziegler-Nichols", pues es uno de los métodos más comúnmente conocidos y es de gran utilidad cuando no se conoce la planta del sistema.

Cabe mencionar que la versión académica de Bladed puede llegar a suponer una limitación debido a la falta de tiempo de simulación y de declaración de algunos parámetros como aquellos del convertidor.

Referencias

- [1] ENERDATA, «Anuario estadístico mundial de energía,» 2020.
- [2] Asociación Empresarial Eléctrica, «Anuario Eólico 2020. Toda la información del sector en el 2019.,» 2020.
- [3] European Investment Bank (EIB), «Responder a las necesidades energéticas de África,» 2017.
- [4] Global Wind Atlas, «Global Wind Atlas,» 2021. [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/>. [Último acceso: 16 Junio 2021].

"ADVANCED REGULATION AND OPERATION OF WIND TURBINES IN OFFSHORE AREAS".

Author: Villapún Burgoa, Jorge

Director: Talavera Martín, Juan Antonio

Collaborating Institution: Universidad Pontificia de Comillas (I.C.A.I.)

SUMMARY OF THE PROJECT

1. INTRODUCTION

The negative consequences of the consumption of fossil fuels for our planet, added to the obsolescence of these, and the increase of energy consumption at a global level, [1], has provoked the need to bet on renewable energies, such as photovoltaic solar energy, hydroelectric energy, or wind energy.

Tendencia durante 1990 - 2019

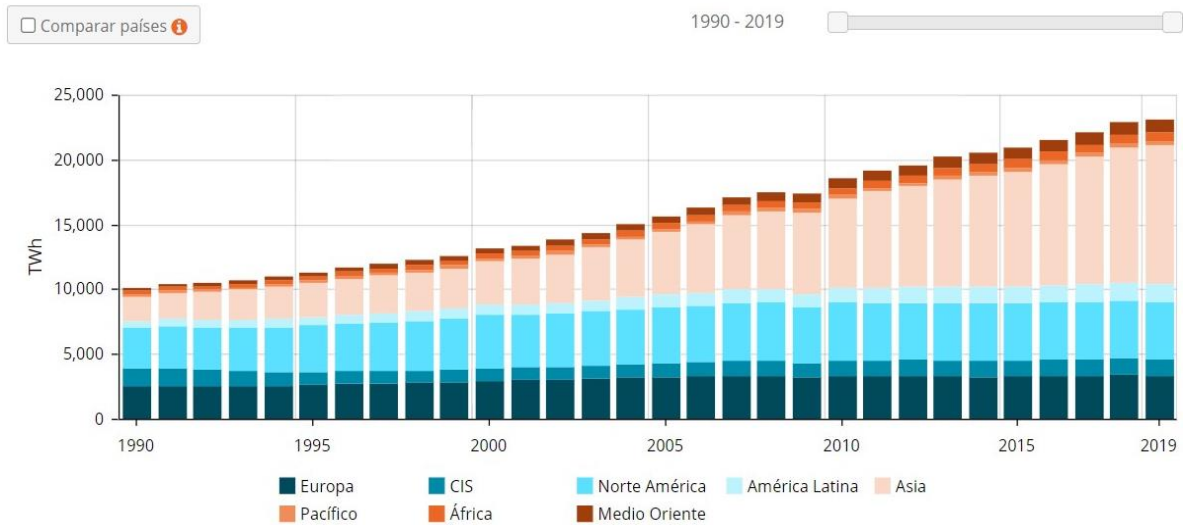


Figure 5: Evolution of world energy consumption between 1990 and 2019

According to the 2020 electricity yearbook, published by the Electric Power Authority (AEE), wind energy contributed 20.8% of the total energy consumed globally in 2019, 1.8% more than the previous year, showing its growing importance. This contribution of wind energy avoided, in 2019, the emission of 28 million tons of CO₂, the main greenhouse gas. [2]

Proof that wind energy is booming is the 9.3% increase in its production worldwide. China, the USA, the UK, India and Spain are the countries that installed the most power in 2019. These five countries are the leaders in electricity generation worldwide.

In the case of the African continent, whose energy needs will be the subject of analysis in this work, 57% of the population, in 2017, still did not have access to electricity, [3], hindering the economic development of the continent.

2. DEFINITION OF THE PROJECT

This Final Degree Project is going to focus specifically on the main agent of wind energy: the wind turbine, responsible for converting the kinetic energy of the wind into mechanical energy through a propeller, and this, in turn, into electrical energy, thanks to an alternator.

The turbine to be used is an offshore turbine with a rated power of 5 MW (+10%) at a height of 45 m above sea level, located in "False Bay" in South Africa.

The site was chosen for its wind conditions, with an average annual wind speed of 10.26 m/s (according to "Global Wind Atlas", [4]) and its proximity to Cape Town.

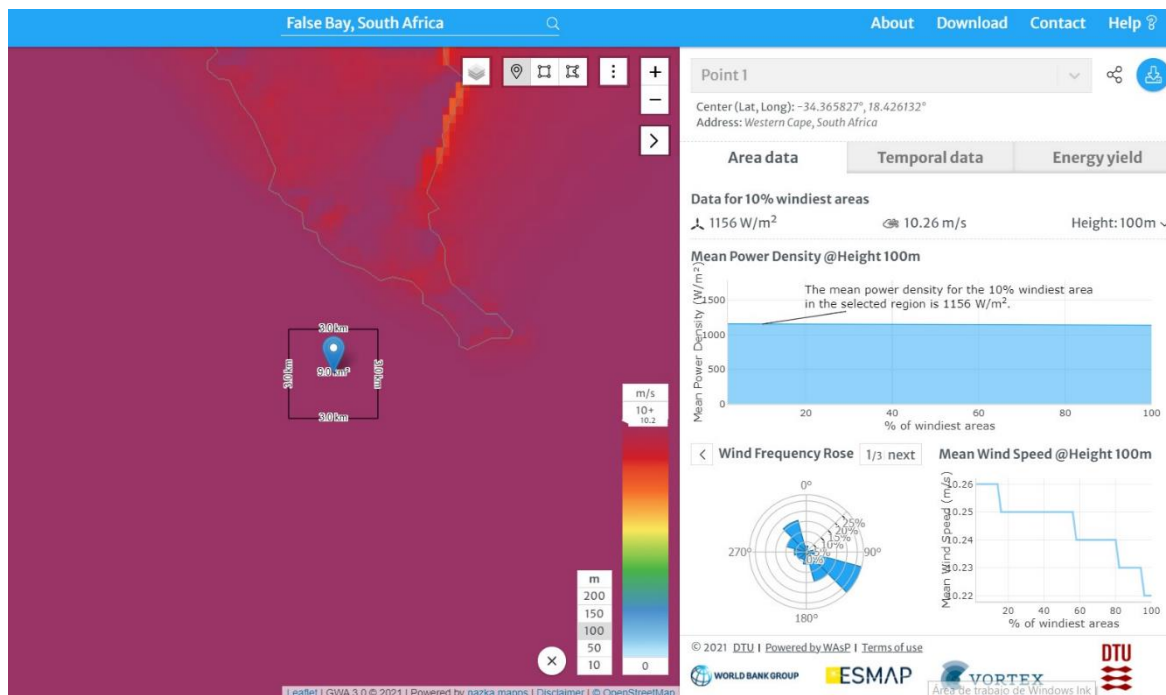


Figura 6: Location and wind characteristics summary in False Bay, South Africa

More specifically, this project will focus on torque control and pitch angle control, with the aim of ensuring maximum efficiency and performance when producing energy.

The remaining parts of the turbine, developed in detail in the respective projects of my project partners, will be addressed in a more secondary manner in this document.

3. DEVELOPMENT

In order to find the control design that optimizes the energy production of the wind turbine in question, we will work with the electrical engineering software "Bladed", property of "Det Norske Veritas (DNV @)", in its academic version, with its respective limitations with respect to the full software.

The software interface is shown below:



Figure 3: Bladed Educational interface (parts and parameters)

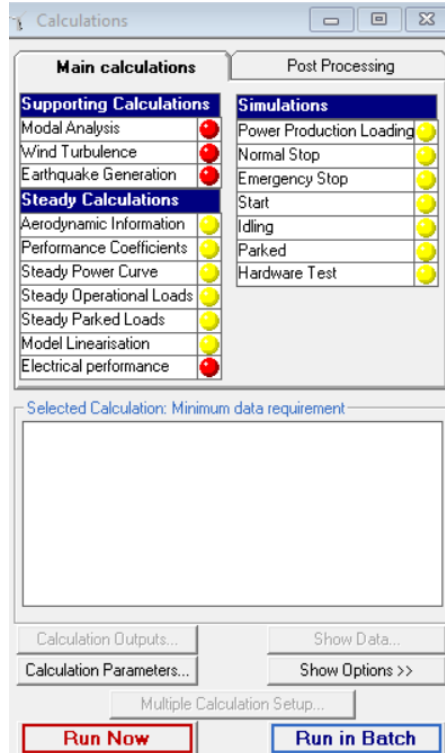


Figure 7: Bladed Interface (calculations)

This will be discussed later in the document, breaking it down by parts and stating the definitions of each of its sections.

It is worth mentioning, in the case of this project, the control part. Several modifications will be made on it and, manually and iteratively, with the help of the "Ziegler-Nichols" PI controller gain calculation method, an optimal control will be obtained.

The control optimizations will be analyzed mainly from the point of view of power production and turbine load analysis.

Also of great importance for the control and regulation part is the wind part, where regular, turbulent and three-dimensional wind regimes, or regimes with sudden variations, will be defined in order to test the adaptation of the control system.

4. RESULTS AND CONCLUSIONS

After numerous simulations under different conditions, the control, regulated by pitch angle and with variable speed, gives satisfactory results in terms of energy production and load endurance.

The method used for the calculation was the "Ziegler-Nichols" method, since it is one of the most commonly known methods and is very useful when the system plant is not known.

It is worth mentioning that the academic version of Bladed can be a limitation due to the lack of simulation time and the lack of declaration of some parameters such as those of the converter.

References

- [1] ENERDATA, «Anuario estadístico mundial de energía,» 2020.
- [2] Asociación Empresarial Eléctrica, «Anuario Eólico 2020. Toda la información del sector en el 2019.,» 2020.
- [3] European Investment Bank (EIB), «Responder a las necesidades energéticas de África,» 2017.
- [4] Global Wind Atlas, «Global Wind Atlas,» 2021. [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/>. [Último acceso: 16 Junio 2021].



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO DE FIN DE GRADO

REGULACIÓN Y OPERACIÓN AVANZADA DE
AEROGENERADORES EN ZONAS MARÍTIMAS

Autor: Villapún Burgoa, Jorge

Director: Talavera Martín, Juan Antonio

Madrid, junio de 2021

ÍNDICE DEL PROYECTO

Referencias	8
References	12
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	18
ÍNDICE DE FIGURAS	19
ÍNDICE DE TABLAS	21
ÍNDICE DE ECUACIONES	22
1. INTRODUCCIÓN	23
1.1. Definición energía eólica y viento	23
1.2. Historia de la energía eólica [5].....	23
2. ESTADO DEL ARTE.....	29
2.1. Partes de un aerogenerador.....	29
2.1.1. Palas.....	30
2.1.2. Buje	31
2.1.3. Góndola	32
2.1.4. Generador	33
2.1.5. Sistema de control	36
2.1.6. Torre	39
2.2. Clasificación de aerogeneradores.	40
2.2.1. Según su potencia.....	40
2.2.2. Según el tipo de eje	40
2.2.3. Según su orientación al viento.	43
2.2.4. Según la ubicación.	45
2.3. La energía obtenible del viento.	46
3. CREACIÓN DEL MODELO.....	48
3.1. Introducción.....	49
3.2. Palas (“Blades”).....	50
3.3. Perfil aerodinámico (“Aerofoil”).....	54
3.4. Rotor	56
3.5. Torre (“Tower”).....	60
3.6. Tren de potencia (“Power train”).....	63
3.7. Góndola (“Nacelle”)	70

3.8.	Control	72
3.9.	Modos de resonancia (“Modal”).....	75
3.10.	Viento (“Wind”).....	76
3.11.	Condiciones marinas (“Sea State”)	82
4.	DISEÑO DEL CONTROL.....	85
4.1.	Introducción.....	85
4.2.	Cálculo de parámetros generales	87
4.3.	Cálculo de parámetros del control de par.....	90
4.3.1.	Método Ziegler-Nichols	91
4.4.	Cálculo de parámetros del control de paso.....	95
5.	CONCLUSIONES	98
6.	PRESUPUESTO.....	100
	ANEXO I: Especificaciones preliminares proporcionadas por el tutor.....	103
	ANEXO II: Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	108
	ANEXO III: Cálculos.....	111
	Bibliografía.....	117

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: menú de Palas (I): Blade information – Bladed Educational 4.3.....	50
Ilustración 2: menú de palas (II): Blade Geometry – Bladed Educational 4.3.....	51
Ilustración 3: menú de palas (III): Mass and Stiffness – Bladed Educational 4.3.....	52
Ilustración 4: menú palas (IV): Additional Mass/Inertia – Bladed Educational 4.3.....	53
Ilustración 5: Aerofoil Database - Bladed.....	54
Ilustración 6: Rotor (I): Turbine and Rotor – Bladed Educational 4.3.	56
Ilustración 7: Maqueta de la turbina offshore.....	57
Ilustración 8: menú del buje – bladed educational 4.3.....	58
Ilustración 9: Menú de la torre – Bladed Educational 4.3.....	60
Ilustración 10: Tren de potencia (I) : Transmisión – Bladed Educational 4.3.	63
Ilustración 11: Tren de potencia (II): Montaje	64
Ilustración 12: Tren de potencia (III): Generador – Bladed Educational 4.3.....	65
Ilustración 13: Datos avanzados del convertidor – Bladed Educational 4.3.....	66
Ilustración 14: Datos avanzados del generador – Bladed Educational 4.3.	67
Ilustración 15: Datos del rendimiento eléctrico – Bladed Educational 4.3.....	68
Ilustración 16: Pérdidas – Bladed Educational 4.3.....	68
Ilustración 17: Red conectada a la turbina – Bladed Educational 4.3.	69
Ilustración 18: Góndola – Bladed Educational 4.3.....	70
Ilustración 19: Sistema de control (I): Menú principal – Bladed Educational 4.3.	72
Ilustración 20: Control de par.....	73
Ilustración 21: Control de pitch	74
Ilustración 22: Modal – Bladed Educational 4.3.	75
Ilustración 23: Puntos de la torre y sus respectivos factores de resonancia.....	75
Ilustración 24: Distribución anual de viento – Bladed Educational 4.3.....	76
Ilustración 25: Cortante del viento.....	77
Ilustración 26: Definición de condiciones bajo viento constante – Bladed Educational 4.3.....	78
Ilustración 27: Definición de viento turbulento – Bladed Educational 4.3.....	79
Ilustración 28: Régimen turbulento tridimensional – Bladed Educational 4.3.	80
Ilustración 29: Transitorio del viento.....	81
Ilustración 30: Parametrización de corrientes – Bladed Educational 4.3.....	82
Ilustración 31: Parametrización del oleaje - Bladed Educational 4.3.	83
Ilustración 32: Esquema del control de un aerogenerador de velocidad y paso variables	86
Ilustración 33: Definición gráfica de obtención de ganancia crítica proporcional (Ziegler-Nichols)	92
Ilustración 34: Control de paso de demostración de Bladed	95
Ilustración 35: Coeficiente de arrastre de una semiesfera (para el buje)	112
Ilustración 36: Coeficiente de arrastre para un cilindro (torre)	113
Ilustración 37: Coeficiente de arrastre de un cilindro horizontal.....	114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Evolución del consumo energético mundial entre 1990 y 2019.....	5
Figura 2: Ubicación y Resumen de viento en False Bay, Sudáfrica.....	6
Figura 3: Interfaz de Bladed Educational (partes y parámetros).....	7
Figura 4: Interfaz de Bladed (cálculos).....	7
Figure 5: Evolution of world energy consumption between 1990 and 2019	9
Figura 6: Location and wind characteristics summary in False Bay, South Africa	10
Figure 7: Bladed Interface (calculations).....	11
Figura 8: Circulación de viento en la atmósfera.....	23
Figura 9: Ilustración de una Panémona.....	24
Figura 10: Molino de viento griego con velas triangulares a modo de palas.....	25
Figura 11: Molino holandés	25
Figura 12: Gráfica de nueva potencia instalada cada año	27
Figura 13: Potencia Global Instalada.....	27
Figura 14: Partes de un aerogenerador según la disposición de su eje	29
Figura 15: Pala de un aerogenerador de eje horizontal.....	30
Figura 16: Buje tripala ([7])	31
Figura 17: Buje esférico ([7])	31
Figura 18: Góndola de un aerogenerador.....	32
Figura 19: Esquema de aerogenerador de inducción de jaula de ardilla.....	33
Figura 20: Esquema de aerogenerador doblemente alimentado.....	34
Figura 21: Esquema de aerogenerador síncrono de imanes permanentes con convertidor full-scale	35
Figura 22: Descripción gráfica del ángulo pitch	36
Figura 23: Representación del control de ángulo de paso o pitch.....	37
Figura 24: Control de guiñada (“Yaw system”)	38
Figura 25: Torre de un aerogenerador.....	39
Figura 26: Aerogenerador Savonius	41
Figura 27: Aerogenerador Darrieus	42
Figura 28: De izquierda a derecha: aerogenerador monopala, bipala y tripala.....	42
Figura 29: Comparativa del coeficiente de potencia de los aerogeneradores de eje horizontal.....	43
Figura 30: Aerogenerador orientado a sotavento.....	44
Figura 31: Aerogenerador orientado a barlovento.....	44
Figura 32: Aerogenerador onshore	45
Figura 33: Aerogenerador off-shore	45
Figura 34: Interfaz de Bladed Educational (partes y parámetros).....	49
Figura 35: Interfaz de Bladed (cálculos).....	49
Figura 36: Distribución de probabilidad del viento (emplazamiento A) – Bladed Educational 4.3.	77
Figura 37: Descripción gráfica del ángulo pitch	86
Figura 38: Power coefficient vs Tip speed Ratio.....	88
Figura 39: Curva par - velocidad del viento en el buje.....	89

Figura 40: Curva de operación de un aerogenerador de velocidad y pitch variable.....	90
Figura 41: Respuesta temporal y diagrama de Nyquist de un controlador proporcional	92
Figura 42: Potencia eléctrica generada con el control de paso- Bladed.....	96
Figura 43: Potencia eléctrica extraída con el control de paso (Excel).....	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tip speed ratio vs Power coefficient	88
Tabla 2: Relación ganancias Ziegler-Nichols.....	94

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 : Potencia máxima teórica extraíble del viento.....	46
Ecuación 2: Caudal de un fluido.....	46
Ecuación 3: Potencia extraíble del viento	46
Ecuación 4: definición del modo de ganancia óptimo (K_{opt}).....	87
Ecuación 5: Función de transferencia de un controlador PID.....	91

1.INTRODUCCIÓN

1.1. Definición energía eólica y viento

La energía eólica se define como la energía cinética generada por las corrientes de aire de temperaturas diversas y que viajan en direcciones de gradientes de presiones negativos (de alta presión a más baja presión), produciendo, así, viento. Esta variación de presiones es resultado, principalmente, de la diferencia de temperatura que se dan entre diferentes zonas terrestres, debido a la descompensada absorción de radiación solar.

En las regiones más próximas al Ecuador, la absorción de radiación solar es mayor que en los polos, por lo tanto, el aire caliente de los trópicos es reemplazado por las masas de aire de menor temperatura que provienen de los polos. [5]

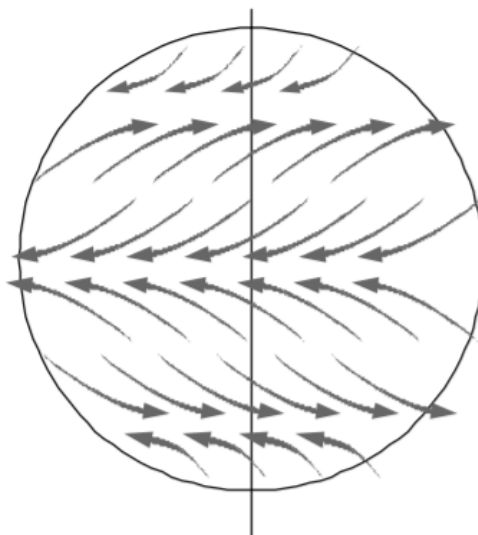


Figura 8: Circulación de viento en la atmósfera

1.2. Historia de la energía eólica [5]

La energía obtenida del viento ha sido sujeto de estudio por parte del ser humano desde hace miles de años. Las primeras pruebas de consciencia sobre este tipo de energía datan de 5000 años de antigüedad, en la época de los egipcios. Existen dibujos sobre esta cultura en los que se ilustran naves con velas empleadas para trasladarse a través del río Nilo.

Hasta el siglo XIX, época de perfeccionamiento e introducción de las máquinas de vapor, la navegación dependió casi exclusivamente de este recurso energético. Ya en el siglo XX, con la invención de los motores de combustión interna, la navegación a vela quedó relegada solo a las actividades deportivas y a algunas actividades comerciales en pueblos costeros.

Recientemente, sobre todo motivadas por los aumentos de los precios del petróleo de los años 1973 y 1979, se realizaron experiencias y construyeron prototipos de barcos que utilizaban la energía eólica como medio para ahorrar combustible. En transporte transoceánico, con los diseños actuales, podrían alcanzarse ahorros del orden del 10%.

Las primeras máquinas eólicas de las que se tiene documentación datan del siglo VI d.c.. Eran de eje vertical eran empleadas para moler granos y bombear agua en la región de Sijistán, entre Irán y Afganistán. Existen indicios, aunque no demostrados, de que el uso de estos molinos, denominados “panémonas”, se remonta a entre 200 y 500 años antes de la actualidad.

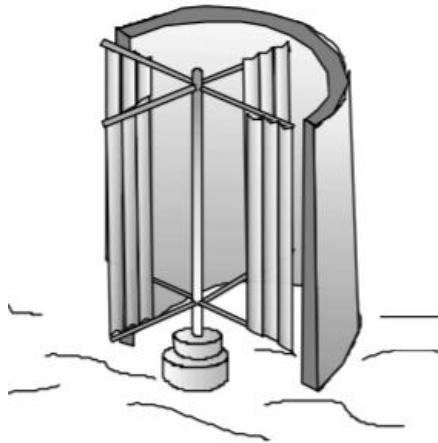


Figura 9: Ilustración de una Panémona

Posteriormente, y especialmente en las islas griegas del Mediterráneo, se desarrollaron molinos de viento de eje horizontal cuya principal característica fue la utilización de velas triangulares a modo de palas (ver figura 10).

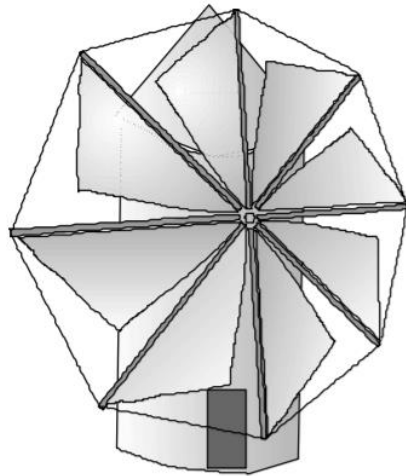


Figura 10: Molino de viento griego con velas triangulares a modo de palas

Aún hoy son utilizados en la isla griega de Mikonos para moler granos. Es de destacar que este tipo de diseño permite ajustar la superficie de captación, según la velocidad del viento, arrollando las velas en sus mástiles.

Ya en el siglo XI d.C., los molinos de viento eran ampliamente utilizados en la zona de Próximo Oriente y, tras las cruzadas, estos fueron ganando popularidad en Europa en torno al siglo XIII.

Más tarde, en el siglo XIV los holandeses tomaron el liderazgo en el mejoramiento de los molinos y comenzaron a utilizarlos extensivamente para drenar las regiones pantanosas del delta del río Rin. A fines del siglo XV se construyeron los primeros molinos de viento para la elaboración de aceites, papel y procesar la madera en aserraderos. A comienzos del siglo XVI se empezaron a utilizar para el drenaje de "polders", empleándose máquinas de hasta 37 kW cada una (ver figura 11).

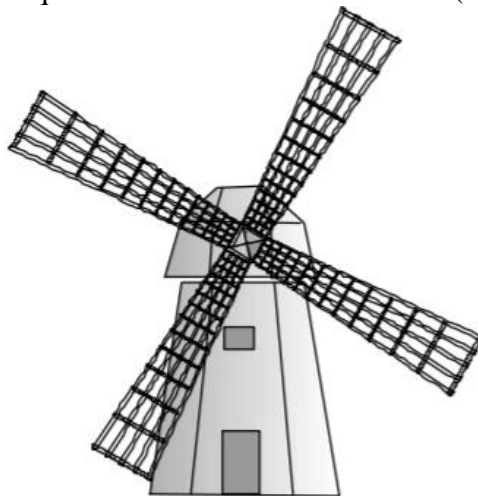


Figura 11: Molino holandés

A mediados del siglo XIX cerca de 9.000 molinos operaban en Holanda con diferentes propósitos, algunos de hasta 65 kW. Con la introducción de las máquinas de vapor durante la Revolución Industrial, el número de molinos de viento se vio notablemente reducido y menos de 1.000 máquinas estaban en condiciones de operación a mediados del siglo XX.

En Dinamarca, al finalizar el siglo XIX, cerca de 3.000 molinos eran utilizados con fines industriales y cerca de 30.000 en casa y granjas, proveyendo una potencia equivalente a 200 MW.

Como en otras regiones del mundo la aparición de alternativas más baratas de abastecimiento energético hizo que paulatinamente fueran reemplazándose por máquinas térmicas o motores eléctricos alimentados desde las redes. Procesos similares tuvieron lugar en otras regiones del mundo, haciendo que el uso del recurso eólico quedase relegado a satisfacer necesidades puntuales en medios rurales o comunidades aisladas, sin ninguna participación en el mercado energético.

Sin embargo, la toma de conciencia sobre la obsolescencia de los recursos energéticos no renovables, la creciente preocupación por el impacto sobre el medio ambiente de los combustibles fósiles y la energía nuclear, y las bruscas alzas de los precios del petróleo ocurridos en la década del 70, intensificaron la búsqueda de alternativas de abastecimiento energético, renaciendo el interés por el recurso eólico.

Los países industrializados focalizaron sus desarrollos en el abastecimiento de energía eléctrica. Los logros alcanzados en el plano de la investigación y desarrollo y, más aún, en las tecnologías de producción de turbinas eólicas, han hecho que, en el presente, el recurso eólico haya dejado de ser una potencial alternativa de abastecimiento para convertirse en una realidad. Las turbinas eólicas son hoy una opción más en el mercado de la generación eléctrica.

En 1977 se construyó el primer aerogenerador megavatio, el TVIND de 2MW, el cual sigue funcionando en la actualidad. Durante los años 1980 y 1981, la producción de aerogeneradores de 55 KW en California, instalándose más de 1.000 aerogeneradores y creando así los primeros parques eólicos, permitió reducir en un 50 % el coste del kWh.

Desde el comienzo del siglo XXI, la generación de la energía eólica fue tomando importancia. A países líderes al comienzo de la generación como Estados Unidos, España o Alemania se han unido China, India o Reino Unido.

Cabe destacar que, en este siglo XXI, la potencia eólica mundial instalada para la generación de energía ha aumentado desde 10 GW a 744 GW de potencia, con aumentos, entre otros, de un 50% como fue el del año 2020 con respecto al 2019, poco antes de la pandemia del COVID-19. [6]

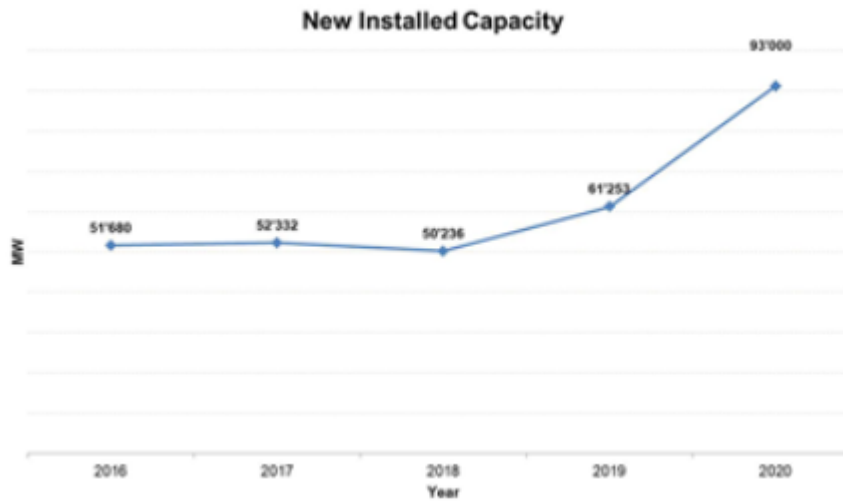


Figura 12: Gráfica de nueva potencia instalada cada año

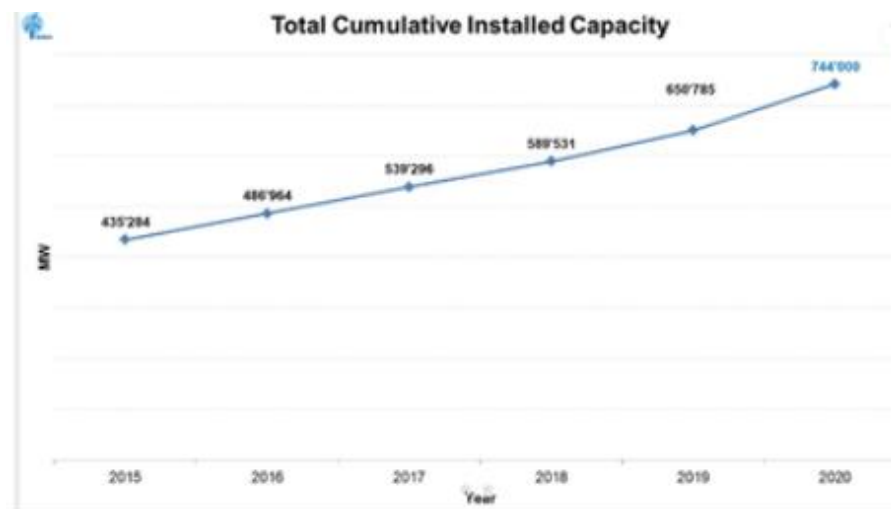


Figura 13: Potencia Global Instalada

Sin embargo, distinto es el caso de los países no industrializados, o menos desarrollados, donde la falta de sistemas de distribución y la carencia de recursos para afrontar las enormes inversiones necesarias, modifican el enfoque. En muchos de estos países el interés se focaliza en la urgente necesidad de cubrir demandas insatisfechas y potenciar el desarrollo regional. Esto ha motorizado el desarrollo de máquinas eólicas de menor porte que, experiencias mediante, han demostrado ser competitivas.

Este es el caso del proyecto en cuestión, tratándose de una turbina de 5MW (+10%) de potencia nominal, situada en la costa de Ciudad del Cabo, Sudáfrica.

2. ESTADO DEL ARTE.

2.1. Partes de un aerogenerador.

A continuación, se muestra un esquema incluyendo las partes de un aerogenerador en función de su tipo de eje. Más adelante se especificarán las diferencias entre los aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical.

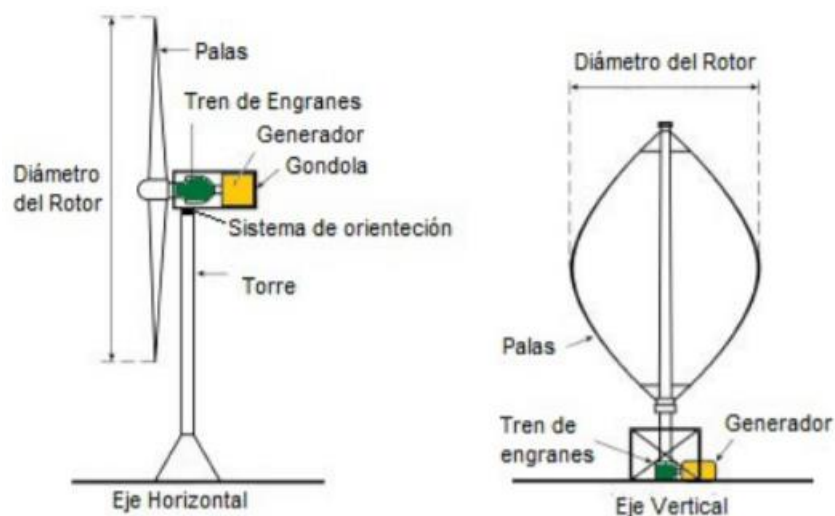


Figura 14: Partes de un aerogenerador según la disposición de su eje

Por tratarse el aerogenerador estudiado en este proyecto de un aerogenerador de eje horizontal, y por ser este tipo de aerogeneradores los que más partes incluyen, el documento estará centrado en las partes del aerogenerador de eje horizontal, definidas a continuación.

2.1.1. Palas



Figura 15: Pala de un aerogenerador de eje horizontal

La función de las palas no es otra que la de captar la energía proveniente del viento y, posteriormente, transmitirla al generador.

La combinación de las palas (sean una, dos o tres) se denomina rotor aerodinámico.

Cabe destacar que, a mayor tamaño de pala, mayor la energía que se puede extraer del viento y, por ello, mayor la energía generada. Sin embargo, hay que tener en cuenta que, también, cuanto mayor sea el peso de las palas, mayor par será requerido ya sea para arrancar el rotor o para frenarlo en caso de emergencia.

Las palas de la mayoría de los aerogeneradores empleados hoy en día suelen incorporar un sistema de control de paso, encargado de orientar la pala de una manera u otra con la pretensión de optimizar la obtención de energía, buscando un punto de equilibrio que obtenga la mayor energía posible sin llegar a saturar el generador.

2.1.2. Buje

El buje actúa de nexo entre las palas y el tren de transmisión, a través del cojinete anterior, imprimiendo fuerzas, momentos y vibraciones en la torre.

Debido a su pequeña superficie, su diseño es de vital importancia, pues es el encargado de aguantar las fuerzas que genera el rotor aerodinámico como consecuencia de la acción del viento

Existen dos tipos de buje más comúnmente utilizados: el buje tripala y el buje esférico:

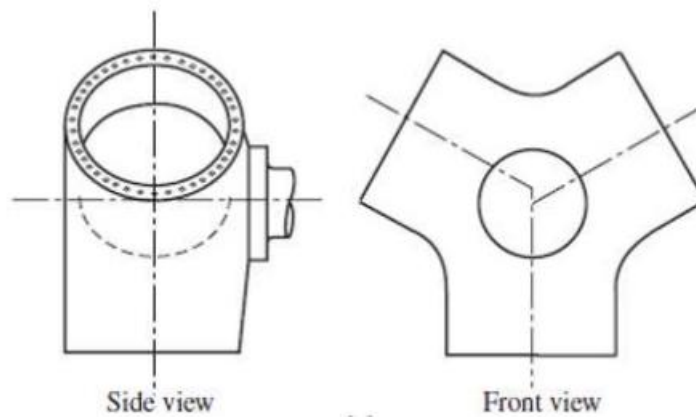


Figura 16: Buje tripala ([7])

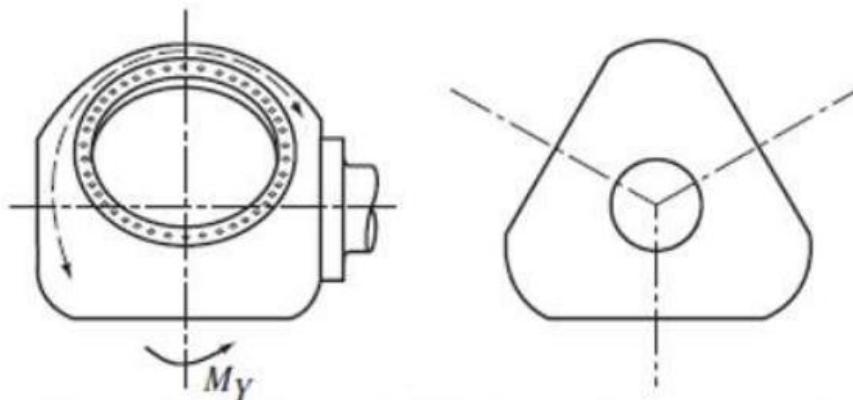


Figura 17: Buje esférico ([7])

2.1.3. Góndola

Esta parte de la turbina es la encargada de unir el buje con la torre. Es de suma importancia, pues en su interior se hallan elementos de transmisión (mecánicos), el generador (eléctrico), convertidor y control (electrónicos y eléctricos).

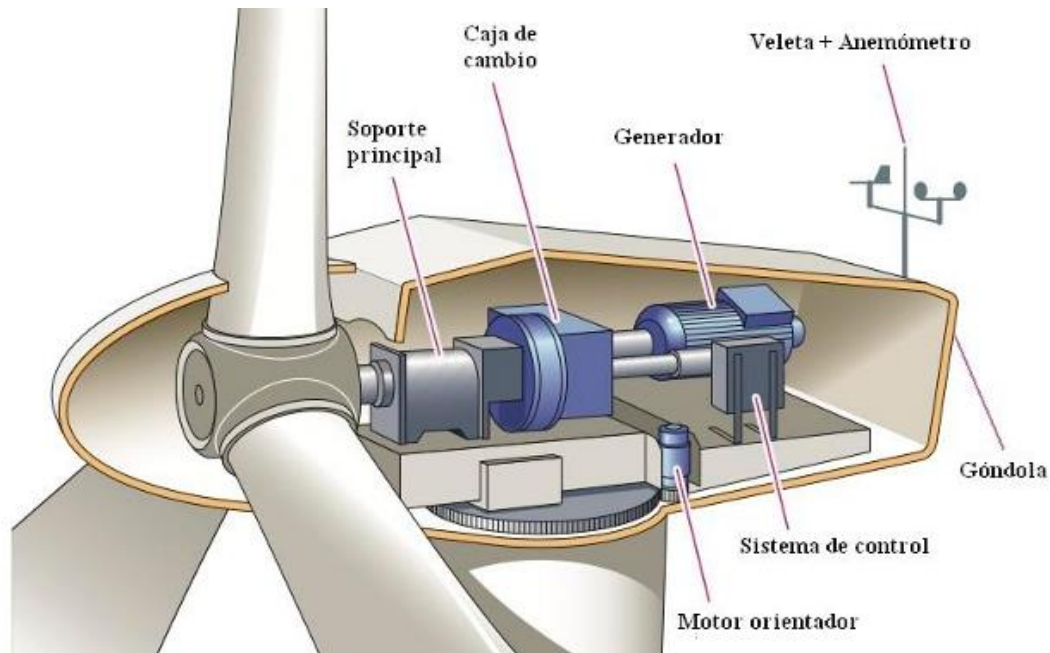


Figura 18: Góndola de un aerogenerador

Como se observa en la imagen, para facilitar la información al control de guiñada, a la góndola se le añade una veleta y un anemómetro en su extremo posterior.

Cabe destacar la importancia del generador y del sistema de control, pues son las partes que caracterizan y diferencian (fuera de la parte mecánica y estructural) a los diferentes diseños más típicos de aerogenerador. Por lo tanto, serán estudiadas como partes propias y no como parte de un conjunto. Se dedicará un apartado a cada uno de las dos sub-partes mencionadas.

En primer lugar, se hará un breve resumen sobre los diferentes tipos de generador y, posteriormente, se abarcarán los métodos de control que suelen presentar las turbinas eólicas.

2.1.4. Generador

El generador es el componente encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Se pueden distinguir tres modelos de generación eléctrica entre los más comúnmente empleados:

- Generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG): Al ser un generador de velocidad fija, este puede estar conectado directamente a la red mediante un transformador.

La principal desventaja del generador de velocidad fija es que las fluctuaciones del viento se traducen en fluctuaciones mecánicas y en fluctuaciones eléctricas, poniendo en riesgo el voltaje en el punto donde se conectan la turbina y la red.

Además, al ser de velocidad fija, no permite aprovechar las rachas de fuertes vientos que supondrían una mayor producción energética.

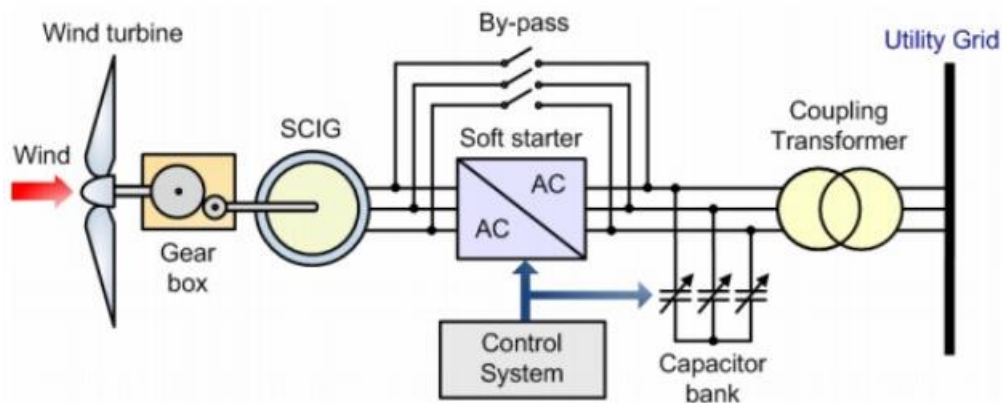


Figura 19: Esquema de aerogenerador de inducción de jaula de ardilla

- Generador de inducción doblemente alimentado (WRIG): Este modelo es de velocidad variable y su sistema de control incluye un convertidor de potencia que se encuentra conectado al rotor. El convertidor de potencia es necesario para que el aerogenerador pueda operar a velocidad variable.

Otra mejora que presenta con respecto al generador de velocidad fija es que reduce las pérdidas mecánicas, pudiendo así contar con diseños mecánicos de menor coste.

El convertidor de potencia es un convertidor IGBT (“*Insulated gate bipolar transistor*”). Se trata de un tipo de convertidor que define la velocidad y, además, puede controlar la compensación de reactiva. [8]

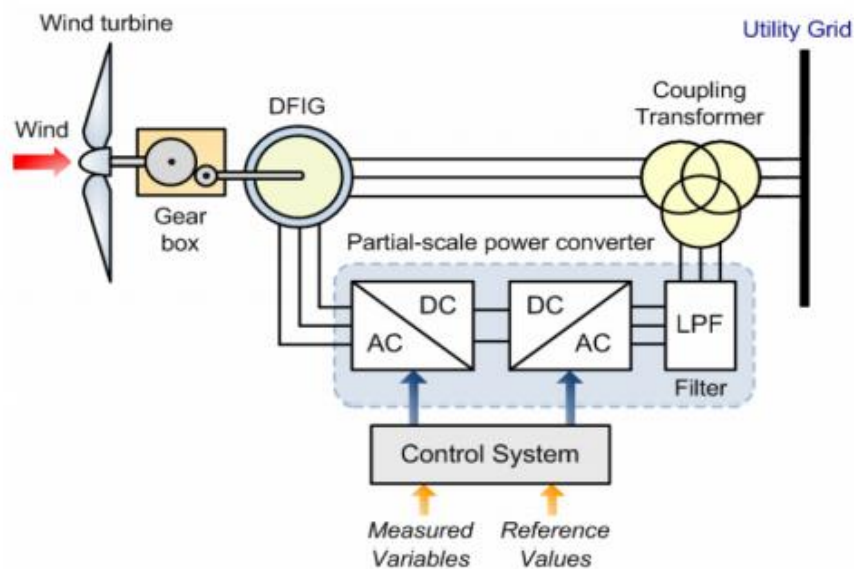


Figura 20: Esquema de aerogenerador doblemente alimentado

- Aerogenerador de velocidad variable con sistema de conversión de electrónica de potencia y un generador síncrono (SCIG). Este generador puede ser de imanes permanentes (PMSG) o de rotor bobinado (WRSG), y puede presentar una caja de cambios (como los dos primeros tipos) o puede ser de transmisión directa.

En el caso del proyecto, el generador será síncrono de imanes permanentes, con transmisión directa.

Este generador presenta diversas ventajas frente a los anteriores:

- A pesar de que su convertidor (convertidor de potencia “*full-scale*”) es más caro, por ser de mayor potencia, la electrónica de potencia que emplea este convertidor se halla en continua disminución de coste.
- La ausencia de la multiplicadora y de sus gastos de reparación suponen un ahorro económico considerable. Esto, teniendo en cuenta que el proyecto se trata de un aerogenerador *off-shore*, supone una ventaja muy importante.
- Además, siendo un generador síncrono de imanes permanentes, no se requiere un circuito de excitación en el rotor, reduciendo, así, en peso, pérdidas y mantenimiento. [8]

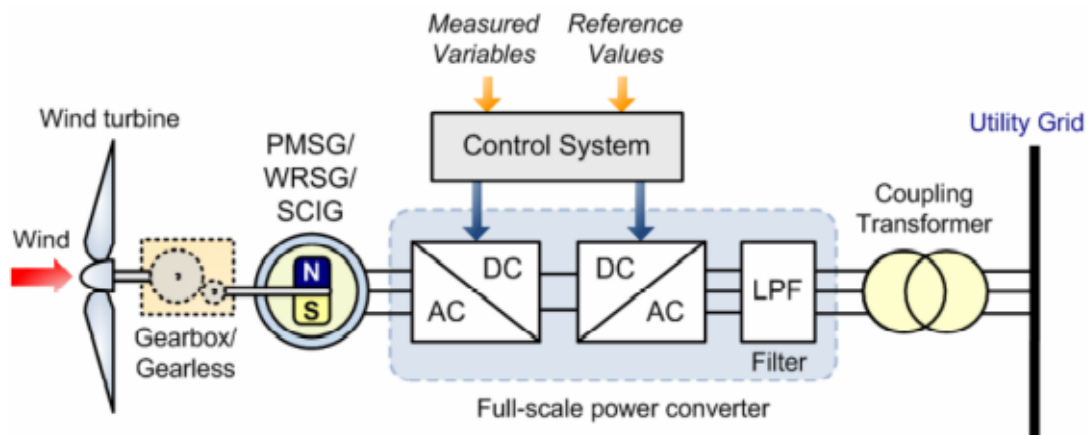


Figura 21: Esquema de aerogenerador síncrono de imanes permanentes con convertidor full-scale

2.1.5. Sistema de control

Hoy día, la mayoría de las turbinas cuentan con un control de ángulo de paso (también conocido como “*pitch angle*”), un control de velocidad y un control de ángulo de orientación o de guiñada.

El primero de ellos, el control de ángulo de paso es considerado el más efectivo para maximizar o para reducir la potencia de salida mediante la modificación del ángulo de paso de las palas y, por lo tanto, obteniendo mayor o menor potencia del caudal de viento que atraviesa el rotor aerodinámico.

Se define el ángulo de paso o “*pitch angle*” como el ángulo que forma la cuerda de la pala con el plano de rotación de la misma.

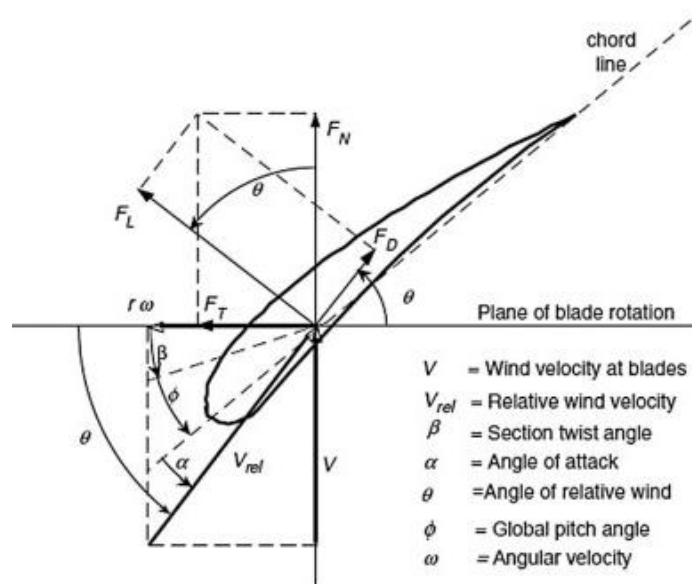


Figura 22: Descripción gráfica del ángulo pitch

Este control provoca que las palas giren en torno a su eje longitudinal. Cuando la velocidad del viento en el rotor supera la velocidad de viento deseada, poniendo en riesgo la estabilidad del sistema, el controlador envía una señal al mecanismo y este se encarga de girar las palas para limitar la velocidad de giro de las palas y, por lo tanto, la potencia de salida y las tensiones.

Como se puede apreciar en la *Figura 22: Descripción gráfica del ángulo pitch*, si el ángulo de pitch es igual a 0 grados, la pala se halla en una posición perpendicular a la velocidad incidente del viento, estando la pala alineada con su plano de rotación.

A pesar de que, en ese caso, la pala esté perpendicular al viento, la generación de potencia es mucho mayor por la siguiente razón: la pala está alineada con el plano de rotación del rotor, quien presenta una velocidad de rotación mucho mayor que la del viento. Por ese motivo, aunque la pala genere mucha resistencia aerodinámica, no actúa de freno para el rotor y la generación de potencia es máxima.

Si la pala estuviera desalineada con su plano de rotación (plano de rotación del rotor), esta sería un freno para el rotor. Es por esto que, cuando se quiere reducir la generación de potencia, el control de pitch modifica el ángulo, elevándolo.

Normalmente se establece el límite de máximo ángulo de pitch en 90 grados (ángulo de bandera), donde el generador se frena. Sin embargo, es en esta posición, donde menor resistencia aerodinámica se genera, pues la pala se encuentra alineada con la velocidad incidente del viento.

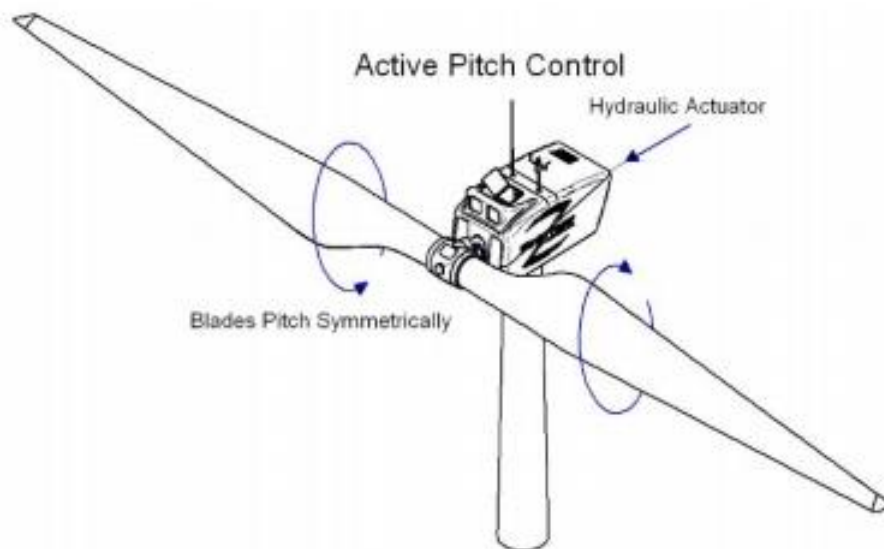


Figura 23: Representación del control de ángulo de paso o pitch

Por otro lado, el control de guiñada es el encargado de hacer rotar todo el bloque de la góndola y rotor, buscando la dirección del viento que maximice la generación de energía.

La información requerida por el sistema de guiñada para elegir la dirección del viento más adecuada proviene del sistema veleta más anemómetro situado en el extremo posterior de la góndola. [7] [9].

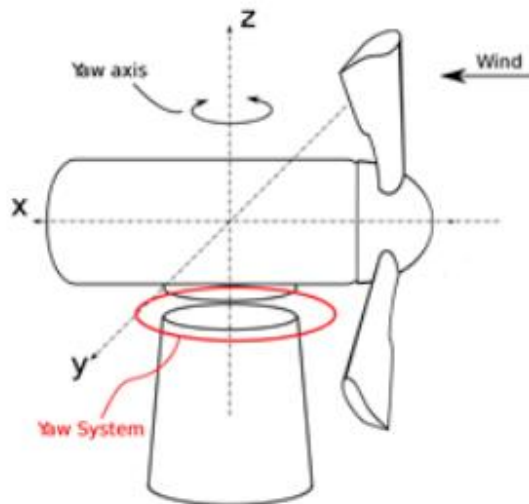


Figura 24: Control de guiñada (“Yaw system”)

Por último, cabe mencionar que existe otro sistema de control, también comúnmente empleado como sustitutivo al sistema de regulación de pitch: el control por pérdida aerodinámica (“Stall control”).

En este caso las palas están unidas al buje con un ángulo fijo y el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se cree una turbulencia en la parte trasera de la pala de manera que se produzca el desprendimiento de la capa límite. Es importante asegurar que dicha pérdida de sustentación no se produzca bruscamente, si no de manera gradual, para lo cual la pala se diseña ligeramente torsionada en su eje longitudinal. La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y el sistema de control complejo.

Por otro lado, este sistema representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, con las complicaciones que se derivan de las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. [10]

2.1.6. Torre

La torre es la parte definida entre la góndola y el suelo. Su función es la de sujetar la góndola y el rotor.

Su forma es la de un tronco cónico hueco, de manera que su acceso al interior sea libre de electrocuciones.



Figura 25: Torre de un aerogenerador

2.2. Clasificación de aerogeneradores.

Existen innumerables criterios para clasificar las turbinas eólicas. En este caso, se abordarán los criterios: según su potencia, según la dirección del eje, según su orientación al viento y según la ubicación.

2.2.1. Según su potencia

Dependiendo de la potencia generada, los aerogeneradores se dividen en tres clases: de baja, de media y de alta potencia.

- Los aerogeneradores de baja potencia son considerados aquellos que producen en torno a 50 kW. Este tipo de turbinas eólicas suelen ser empleadas como fuente de energía para pequeños equipos aislados, o como suministro privado en zonas rurales.
- Los de media potencia son aquellos que producen alrededor de 150 kW.
- Por último, los de alta potencia son los empleados para producción energética de carácter comercial. Su potencia nominal supera el megavatio.

En el caso del aerogenerador a estudiar, este se halla entre los equipos de alta potencia, pues su potencia nominal es de 50 MW (+10%)

2.2.2. Según el tipo de eje

- Turbinas de eje vertical: En esta clase de aerogeneradores, el eje de transmisión se sitúa de manera perpendicular al suelo. El movimiento de produce como consecuencia de la fuerza de arrastre del viento.

Este tipo de aerogeneradores presenta las siguientes ventajas:

- El motor puede situarse en suelo, lo cual facilita tanto el montaje como el mantenimiento, al no tener una torre.
- Carecen de sistema de orientación, ya que el rotor gira independientemente de la dirección del viento, pues todas le hacen rotar.

Sin embargo, también cuenta con alguna desventaja:

- No llegan a alcanzar potencias máximas tan altas como los de eje horizontal debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura.
- Requiere un motor de arranque por no contar con un empuje lo suficientemente elevado para arrancar.
- El rendimiento es inferior.

Existen dos tipos de turbinas de turbina de eje vertical:

- Savonius: Consta de dos semicilindros huecos. Su giro se produce como consecuencia del gradiente de presiones que se da entre los laterales del eje, producidos por la diferencia de tamaño en las superficies.



Figura 26: Aerogenerador Savonius

- Darrieus: Este es el modelo más comúnmente empleado. Fue patentado por G.J.M. Darrieus en 1931. Consta de dos palas finas curvadas, unidas a un eje por sus extremos.



Figura 27: Aerogenerador Darrieus

- Turbinas de eje horizontal: Estas turbinas eólicas presentan una góndola que se halla a una cierta altura, en el extremo superior de la torre. El giro del rotor se produce gracias a la energía cinética del viento.

La principal ventaja de este tipo de turbinas es que, al estar situada a una mayor altura, el viento que atraviesa las palas del aerogenerador es de mayor velocidad y, por lo tanto, supone una mayor producción de energía.

Este tipo de turbinas se subdivide, a su vez, en monopala, bipala y tripala (el más común y el de este proyecto).



Figura 28: De izquierda a derecha: aerogenerador monopala, bipala y tripala

Por último, se muestra una comparativa del Coeficiente de Potencia (C_p), relacionado directamente con el rendimiento, de los tipos de aerogeneradores de eje horizontal.

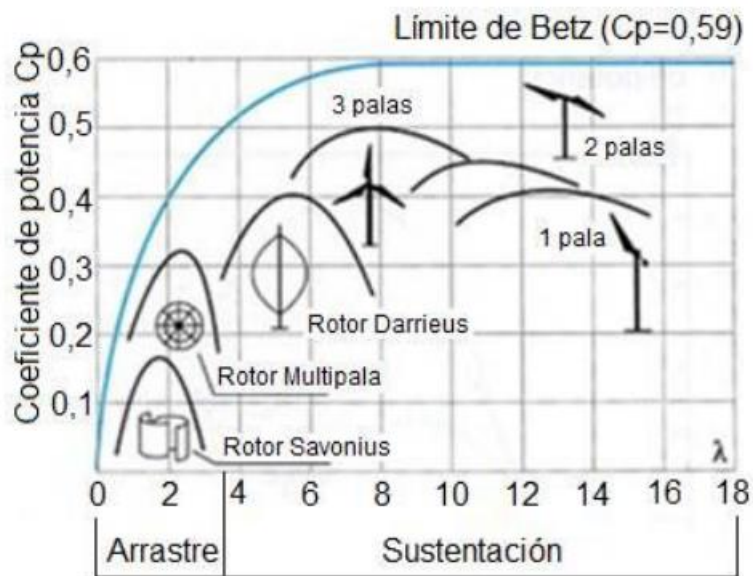


Figura 29: Comparativa del coeficiente de potencia de los aerogeneradores de eje horizontal

Mencionar, además, que el **límite de Betz** es el límite de rendimiento teórico de la energía que se puede extraer del viento (59%). En el eje horizontal se muestra la relación entre la velocidad del viento y del rotor.

2.2.3. Según su orientación al viento.

- **Sotavento:** En esta configuración, la torre y la góndola entran en contacto con el viento antes que el rotor y las palas.

La ventaja principal que presenta este tipo de configuración es que no requiere la declaración previa de un sistema de orientación. Esto se conoce como “orientación pasiva”. Para que la góndola se oriente de forma pasiva, esta ha de ser más flexible y ligera que en el otro tipo de configuración (barlovento). Al ser más flexible y ligera, se reducen, por lo tanto, las cargas en la torre. Además, puesto que las palas se curvarán bajo altas velocidades de viento, se reducirá más aún la carga sobre la torre.

Sin embargo, este tipo de orientación incluye el siguiente inconveniente: debido al paso del rotor a través del abrigo de la torre, la potencia eólica fluctúa y provoca unas mayores cargas de fatiga en la turbina.

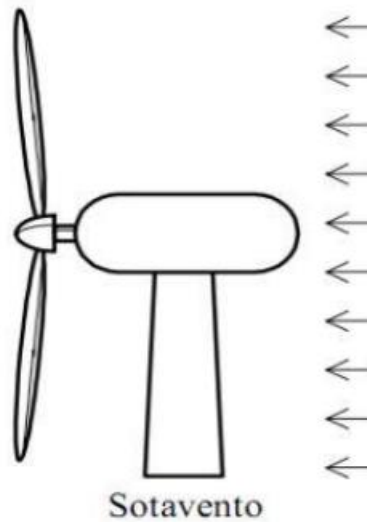


Figura 30: Aerogenerador orientado a sotavento

- **Barlovento:** Las máquinas con el rotor a barlovento presentan un rotor situado de cara al viento. Este tipo de configuración es el más comúnmente empleado por su eficiencia y eficacia, puesto que reduce las cargas de fatiga en la torre debido a la no fluctuación de la potencia eólica (lo que sucedía en sotavento). No obstante, para mantener la orientación deseada, esta configuración requiere una declaración de un sistema de orientación o guiñada.

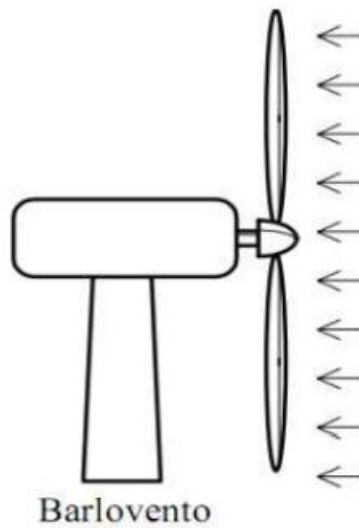


Figura 31: Aerogenerador orientado a barlovento

2.2.4. Según la ubicación.

Según la localización de las turbinas eólicas, estas pueden ser terrestres (“on-shore”) o marinas (“off-shore”).

- **Terrestres:** Este tipo de aerogeneradores se sitúan en zonas que no están pobladas y en las que se de un régimen de viento suficientemente bueno. Son fácilmente accesible, lo cual hace que su mantenimiento sea más barato que el de los aerogeneradores off-shore.



Figura 32: Aerogenerador onshore

- **Marinos:** El viento, recurso natural e inagotable, alcanza mayor velocidad en zonas marinas, a la vez que una constancia superior, debido a la ausencia de obstáculos en áreas marinas.

Además, las pocas limitaciones respecto a la carga y las dimensiones que plantea el transporte marítimo permiten que los aerogeneradores alcancen potencias unitarias y tamaños mucho mayores que en tierra.



Figura 33: Aerogenerador off-shore

2.3. La energía obtenible del viento.

El aerogenerador se encarga de aprovechar la energía cinética proveniente de un flujo de aire a través de sus palas y convirtiéndolo en potencia mecánica útil y, posteriormente, en energía eléctrica.

La potencia máxima teórica que se puede extraer del viento viene dada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} * Q * v^2 * \rho$$

Ecuación 1 : Potencia máxima teórica extraíble del viento

Donde: P = Potencia [W]

Q = caudal de viento [m³/s]

V = velocidad del viento [m/s]

ρ = densidad del aire (kg/ m³)

El caudal, a su vez, se define por la siguiente ecuación:

$$Q = A * v = \frac{1}{2} * \pi * R_{pala}^2 * v$$

Ecuación 2: Caudal de un fluido

Ya ha sido previamente mencionada la potencia máxima teórica extraíble de un caudal de viento. Sin embargo, existen limitaciones que provocan que el rendimiento de esta extracción de potencia no sea del 100%. El coeficiente que determina este rendimiento se denomina coeficiente de potencia (Cp), cuyo máximo (límite de Betz) es de 0.59.

En el caso de los aerogeneradores de eje horizontal tripala, el coeficiente de potencia suele rondar un valor de 0.5.

Por lo tanto, la potencia eólica que se puede extraer del viento a través de un aerogenerador es:

$$P [W] = Cp * \frac{1}{2} * Q * v^2 * \rho$$

Ecuación 3: Potencia extraíble del viento

3. CREACIÓN DEL MODELO

El objetivo de este proyecto es el de crear y comparar diferentes modelos de control de par y de ángulo de pitch para un aerogenerador marino de potencia nominal igual a 5 MW (+10%).

Con respecto a las características de los aerogeneradores previamente explicadas, este aerogenerador será de eje horizontal, con un generador síncrono de imanes permanentes, con control de pitch (velocidad variable), *offshore* y de transmisión directa.

Tras completar el modelo con todas las especificaciones preliminares (*ANEXO I: Especificaciones preliminares proporcionadas por el*), se realizarán una serie de cálculos (tales como inercias, pérdidas o resistencias, o ganancias de control) y se procederá a una fase iterativa, concretamente centrada en el control de ángulo de pitch y el control de par, para dar con los resultados que mejores prestaciones ofrezcan.

El método elegido para el cálculo de las ganancias de los previamente mencionados controles (controles PI) será el método “*Ziegler-Nichols*”, muy comúnmente empleado y de gran utilidad para el caso a estudiar.

Para la elaboración de dicho modelo se utilizará la versión académica (con sus respectivas limitaciones) del software Bladed Educational 4.3., propiedad de DNV-GL [11], y cuyo manual de instrucciones se empleará como guía para familiarizarse con el software [12].

Hay que mencionar que todos los componentes de dicho software y sus simulaciones cumplen con la norma GL, que dictamina los requisitos que se deben cumplir para el aerogenerador en cuestión. Esta norma tiene su origen en la norma IEC [13], quien regula las especificaciones de los aerogeneradores terrestres.

Tras haber elegido el tipo de control que mejor se adapte a nuestras condiciones ambientales y a nuestro aerogenerador, se realizará un breve estudio económico del proyecto, tras haber contactado con proveedores o haber obtenido información de sus páginas web.

Además de todo lo previamente comentado, este proyecto cumple con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU). (*ANEXO II: Objetivos de Desarrollo Sostenible*)

En este apartado de “Creación de modelo” se mostrará el modelo de Bladed definitivo y, posteriormente, en otro apartado, los cálculos necesarios para haber obtenido el modelo.

3.1. Introducción

A continuación, se muestra el menú principal de Bladed. Se hará una descripción de cada una de las partes más adelante, dividido por secciones y definiendo y contextualizando cada uno de los parámetros rellenos.

La interfaz del software se muestra a continuación:

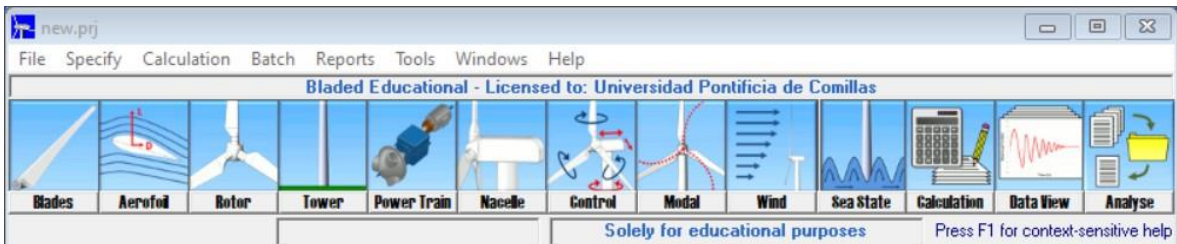


Figura 34: Interfaz de Bladed Educational (partes y parámetros)

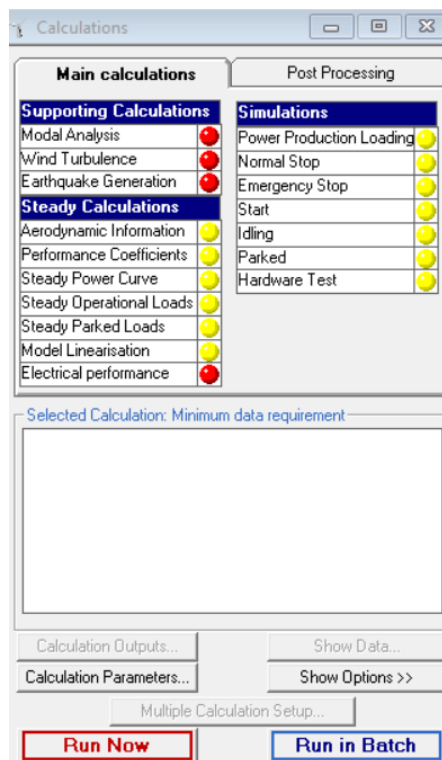


Figura 35: Interfaz de Bladed (cálculos)

3.2. Palas (“Blades”)

El primer apartado del menú principal son las palas, cuya visualización se muestra a continuación:

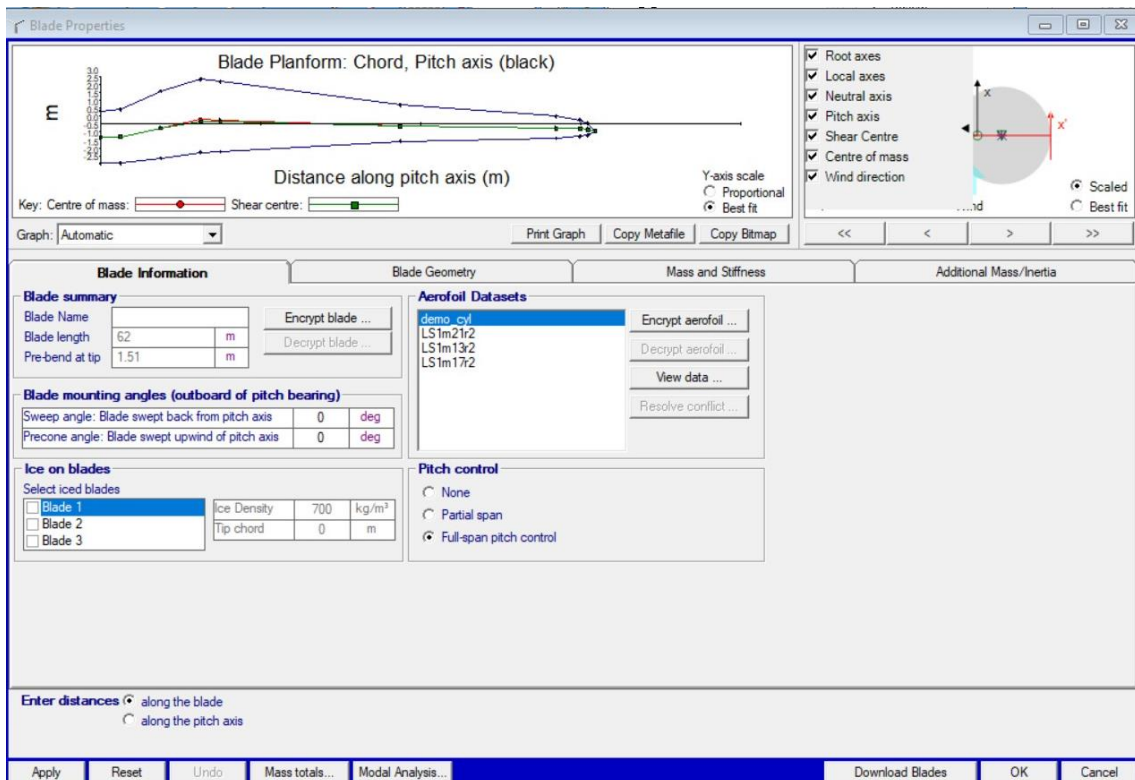


Ilustración 1: menú de Palas (I): Blade information – Bladed Educational 4.3.

Como se puede apreciar, en la parte superior se muestra el plano de la pala, con su dimensionamiento expresado en metros (a la izquierda) y la sección de la pala seleccionada, con su eje neutro, su centro de masa, su eje de pitch, la dirección del viento, etc. (a la derecha).

A una altura media se puede ver que hay cuatro pestañas: “Blade information”, “Blade Geometry”, “Mass and Stiffness” y “Adittional Mass/Inertia”

En la primera (Blade Information) se puede apreciar: un resumen; los conjuntos de datos de cada una de las palas definidas (hay cuatro); el tipo de control de pitch que se quiere implementar (completo, parcial o ninguno) y la posibilidad de añadir hielo a las palas (no es el caso).

La segunda pestaña abarca la información de la geometría de la pala:

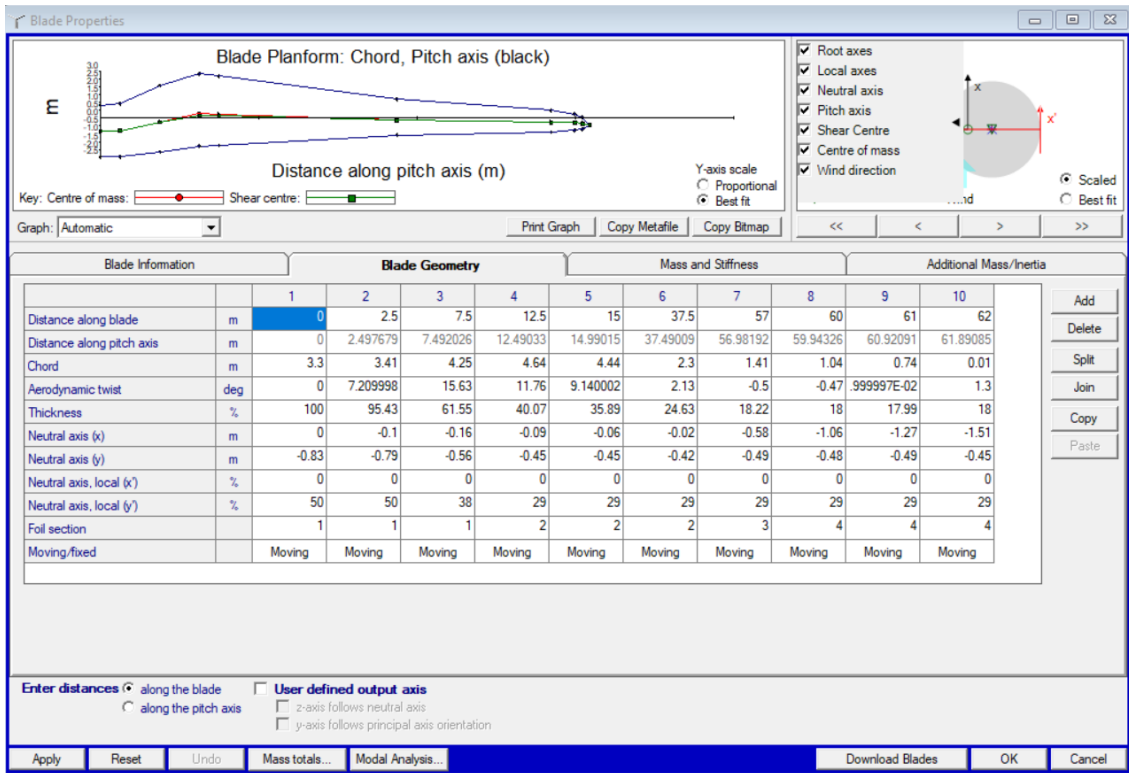


Ilustración 2: menú de palas (II): Blade Geometry – Bladed Educational 4.3.

En esta pestaña se muestran diez parámetros que se definirán a continuación. Esta información es proporcionada por el tutor.

- **“Distance along blade” [m]:** Se define como la distancia desde el origen de la pala (en el buje) hasta la sección de la pala definida, a través del eje. Se definen diez secciones desde los 0 metros hasta los 62.
- **“Distance along pitch axis” [m]:** La distancia desde el origen de la pala hasta la sección definida, a través del eje de pitch. Este se define automáticamente tras tener los datos de la primera fila.
- **“Chord” [m]:** La cuerda de la pala. Se define como la distancia entre el borde de ataque de la pala y el borde de salida de cada sección.
- **“Aerodynamic twist” [deg]:** Es el giro aerodinámico. Muestra el ángulo entre la cuerda de la pala y la dirección del vector velocidad del viento.
- **“Thickness” [%]:** El espesor de la sección con respecto a la longitud de la cuerda, expresada en proporción a esta.
- **“Neutral axis (x)” [m]:** Distancia entre el eje neutro y el eje de pitch en la dirección horizontal.

- “**Neutral axis (y)**” [m]: Distancia entre el eje neutro y el eje de pitch en la dirección vertical.
- “**Neutral axis, local (x’)**” [%]: Distancia entre el eje neutro y el eje de pitch en la dirección horizontal, expresada proporcionalmente.
- “**Neutral axis (y)**” [%]: Distancia entre el eje neutro y el eje de pitch en la dirección vertical, expresada proporcionalmente.
- “**Foil section**”: número de la sección de la pala.
- “**Moving/fixed**”: Determina si el eje de pitch de las palas es fijo o móvil. Todos móviles en este caso.

La tercera pestaña del submenú de palas es la centrada en las propiedades de masa y rigidez.

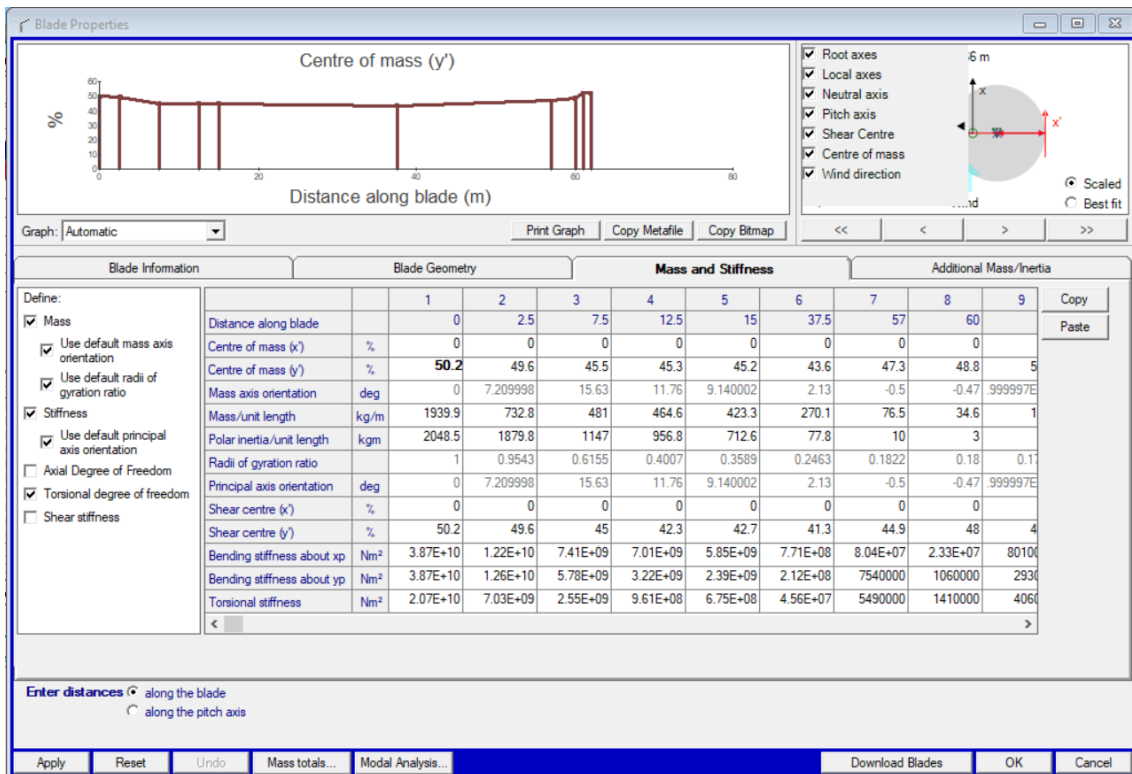


Ilustración 3: menú de palas (III): Mass and Stiffness – Bladed Educational 4.3.

Se definen los siguientes parámetros:

- “**Distance along blade**”: Ya definido en la sección anterior.
- “**Center of mass (x’)**” [%]: posición del centro de masas con respecto a la cuerda, en el eje horizontal.
- “**Center of mass (y’)**” [%]: posición del centro de masas con respecto a la cuerda, en el eje vertical.

- “**Mass axis orientation**” [deg]: Ángulo de inclinación del eje de inercia principal. Calculado por Bladed.
- “**Mass/unit length**”[kg/m]: Densidad lineal de la pala.
- “**Polar inertia/unit length**” [kgm]: momento de inercia en el eje polar por unidad de longitud.
- “**Radii of giration ratio**”: proporción entre los radios de giro alrededor del eje horizontal y vertical.
- “**Principal axis orientation**”[deg]: orientación del eje principal de torsión.
- “**Shear center (x’)**” [%]: Posición del centro de cizalladura con respecto a la cuerda, en el eje horizontal.
- “**Shear center (y’)**” [%]: Posición del centro de cizalladura con respecto a la cuerda, en el eje vertical.
- “**Bending stiffness about x_p**” [Nm²]: Rigidez de la pala a lo largo de su eje horizontal.
- “**Bending stiffness about y_p**” [Nm²]: Rigidez de la pala a lo largo de su eje vertical.
- “**Torsional stiffness**” [Nm²]: Rigidez a torsion.

La última pestaña del submenú de palas es la siguiente:

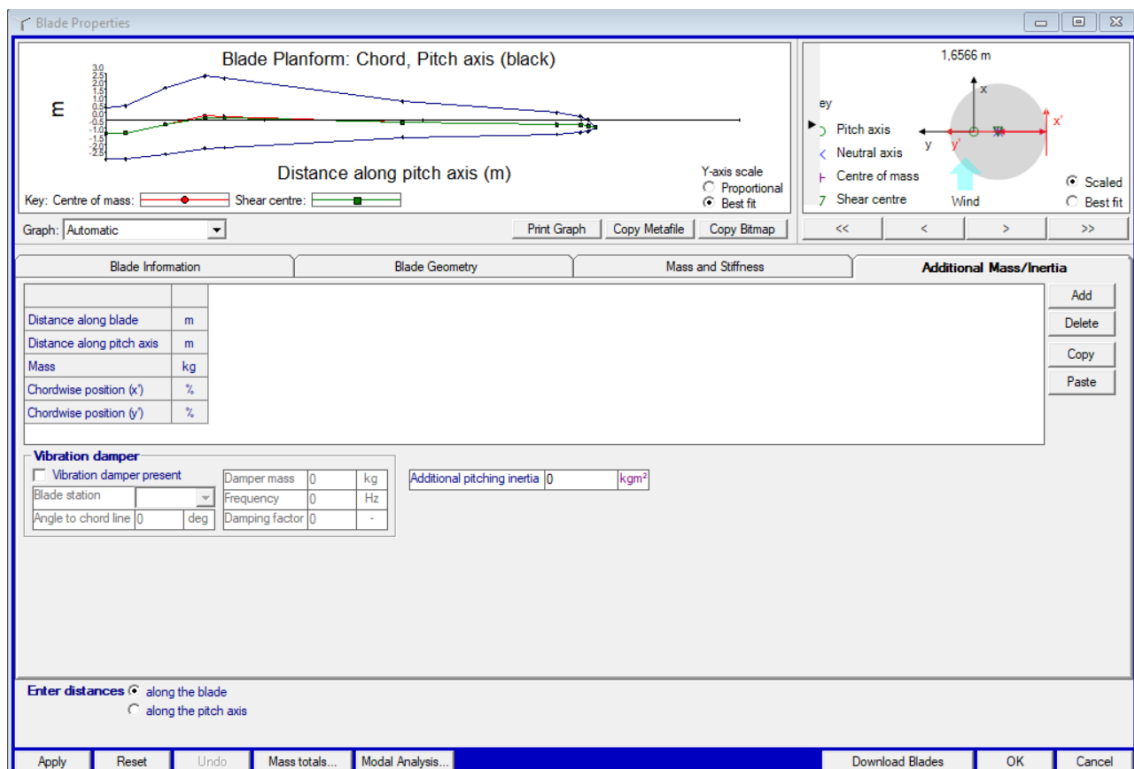


Ilustración 4: menú palas (IV): Additional Mass/Inertia – Bladed Educational 4.3.

Esta se centra en masas e inercia adicionales, las cuales no han sido utilizadas.

3.3. Perfil aerodinámico (“Aerofoil”)

Esta pestaña del menú principal sirve para definir los parámetros del perfil aerodinámico de cada una de las palas. Hay varios modelos de palas que, en función de su “*thickness to chord ratio*”, presentarán unos coeficientes de sustentación (C_L), arrastre (C_D) o de paso (C_M) diferentes. Todos estos datos son proporcionados por el tutor del proyecto.

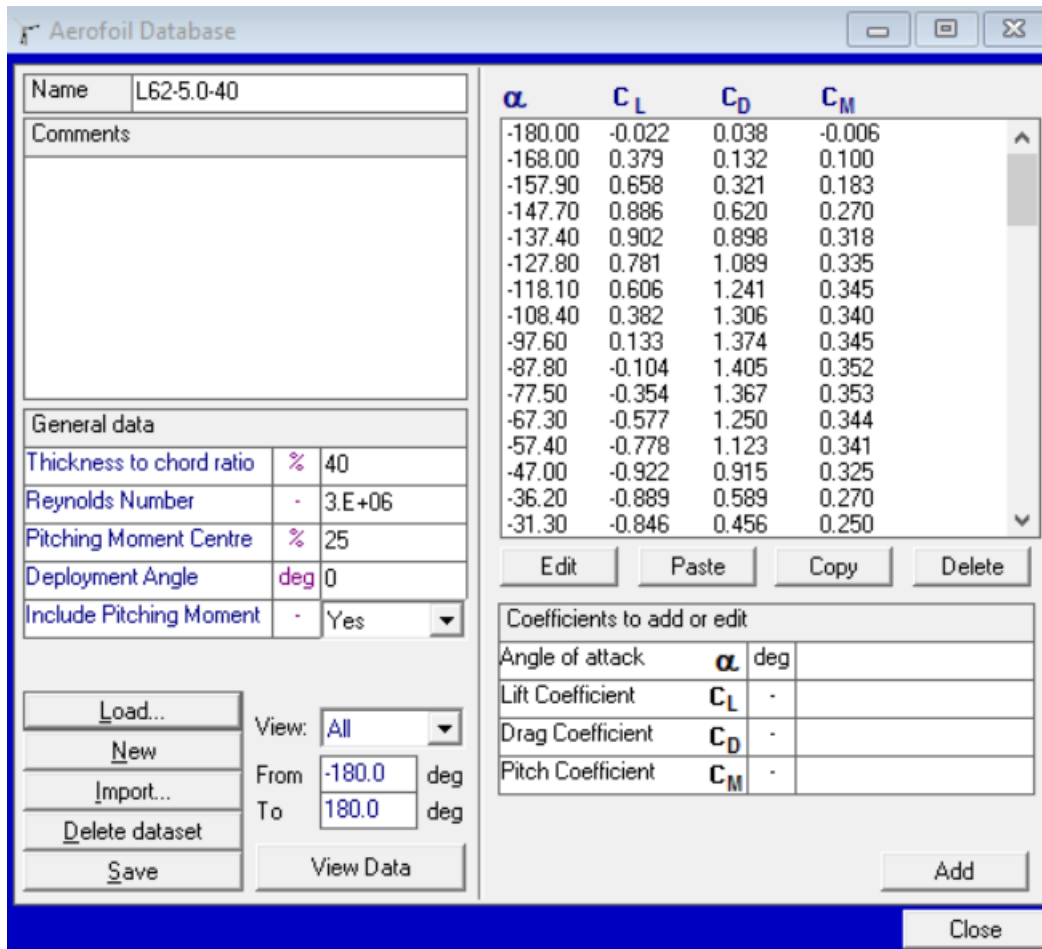


Ilustración 5: Aerofoil Database - Bladed

Se definen los siguientes parámetros:

- “**Thickness to chord ratio**” [%]: Es la relación entre el espesor de cada sección de la pala y la longitud de esta. Se expresa en porcentaje de cuerda.
- “**Reynolds Number**”: el número de Reynolds. Es un número muy comúnmente empleado en mecánica de fluidos. El valor de este número de

Reynolds determina que se trabaja con un régimen de fluido que se encuentra en la zona de régimen turbulento.

- **“Pitching momento center” [%]:** Se define como la posición donde los momentos generados por el cambio de pitch se aplican, expresado en porcentaje de cuerda.
- **“Angle of attack” [deg]:** Es el ángulo con el que el viento ataca el borde de la pala.
- **“Lift coefficient, C_L ”:** Es el coeficiente de sustentación.
- **“Drag coefficient, C_D ”:** Coeficiente de arrastre.
- **“Pitch coefficient, C_M ” :** Coeficiente de paso.

3.4. Rotor

Esta parte del menú se divide, a su vez, en “Turbine and Rotor” (turbina y rotor) por un lado y “Hub” (buje), por otro.

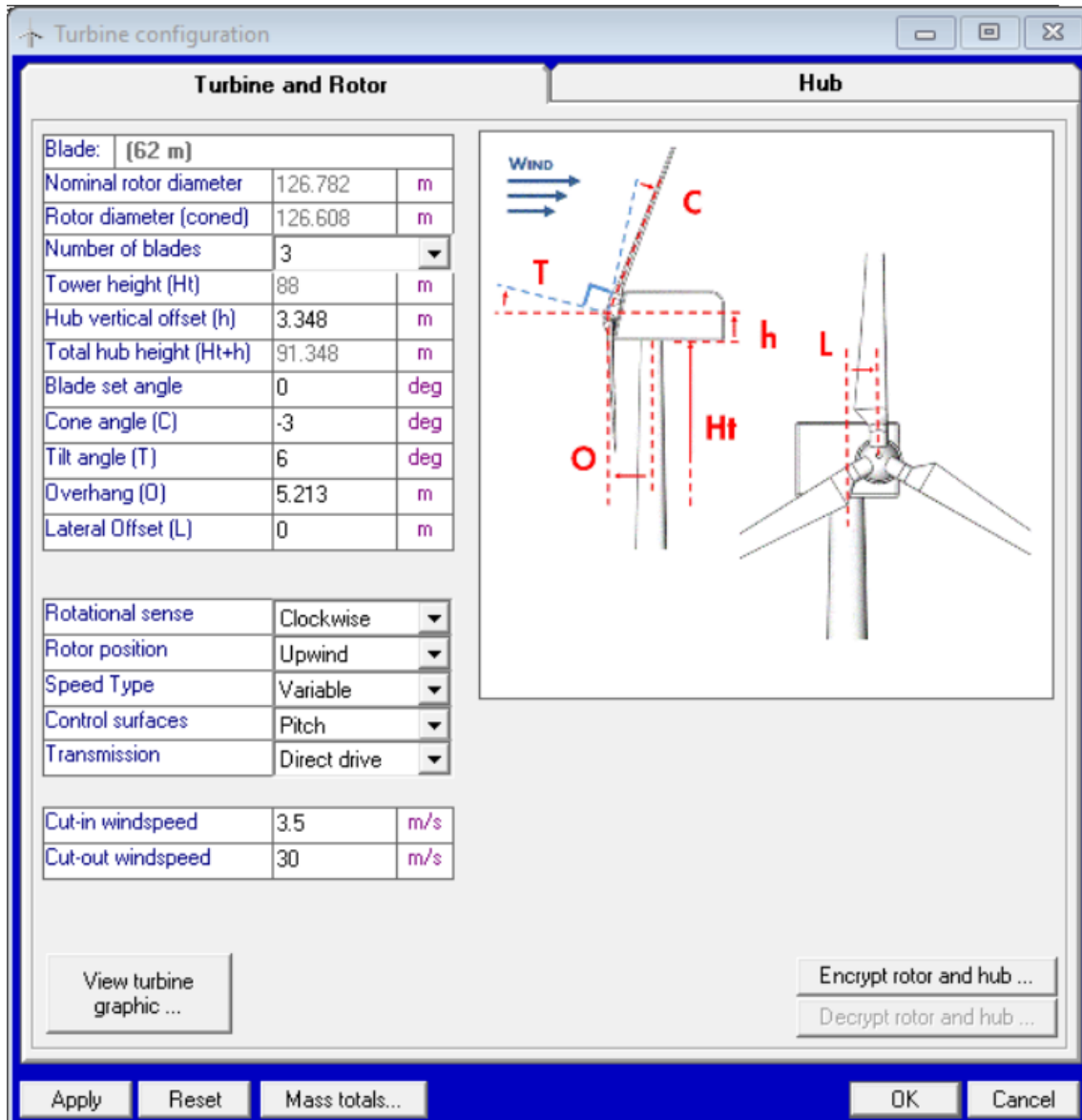


Ilustración 6: Rotor (I): Turbine and Rotor – Bladed Educational 4.3.

Los parámetros a definir en esta pestaña son los siguientes:

- “**Blade**”: Indica el nombre de la pala que se está utilizando de todas aquellas definidas.

- **“Nominal Rotor Diamater” [m]**: El diámetro del rotor aerodinámico, formado por las palas con el buje. Lo calcula el propio software.
- **“Rotor diameter (coned)” [m]**: El diámetro del rotor aerodinámico, pero esta vez teniendo en cuenta el ángulo de conicidad.
- **“Number of Blades”**: Número de palas que contiene el rotor.
- **“Tower height (Ht)” [m]**: Altura de la torre desde su base (no desde el nivel del mar).
- **“Hub vertical offset (h)” [m]**: Distancia vertical entre el cojinete perteneciente al sistema de guiñada y el buje del rotor.
- **“Blade set angle” [deg]**: Ángulo de las palas con respecto al eje del buje.
- **“Cone angle (C)” [deg]**: Ángulo entre el eje de la pala y el plano del rotor aerodinámico.
- **“Tilt angle (T)” [deg]**: Ángulo entre el buje y el eje horizontal.
- **“Overhang (O)” [m]**: Distancia entre el centro del rotor y el eje vertical de la torre, expresada en el eje horizontal.
- **“Lateral offset” [m]**: Distancia entre el eje de la torre y el centro de masas del rotor, en el eje horizontal.
- **“Rotational sense”**: Sentido de la rotación del rotor (horario o antihorario).
- **“Rotor position”**: Orientación del rotor con respecto al viento. Barlovento (“upwind”) o sotavento (“downwind”).
- **“Speed type”**: Selección entre velocidad fija o variable.
- **“Control surfaces”**: Señala el tipo de control de potencia. Pitch control en este caso.
- **“Transmission”**: Especifica si se trata de una transmisión a través de caja de cambios o directa. Directa en este caso.
- **“Cut-in wind speed” [m/s]** : Velocidad mínima que se le pide al viento para que el aerogenerador pueda arrancar.
- **“Cut-out wind speed” [m/s]**: Velocidad de viento máxima soportable, para la cual el aerogenerador se para.

Con la opción de “View turbine graphic...” se puede ver una maqueta de lo que sería la turbina:

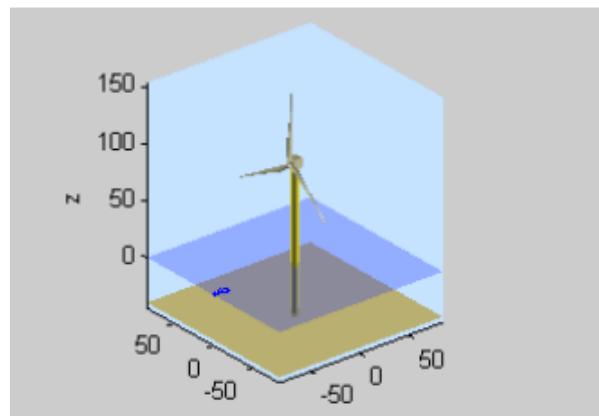


Ilustración 7: Maqueta de la turbina offshore

En la segunda pestaña del apartado del rotor se encuentra el buje (“hub”):

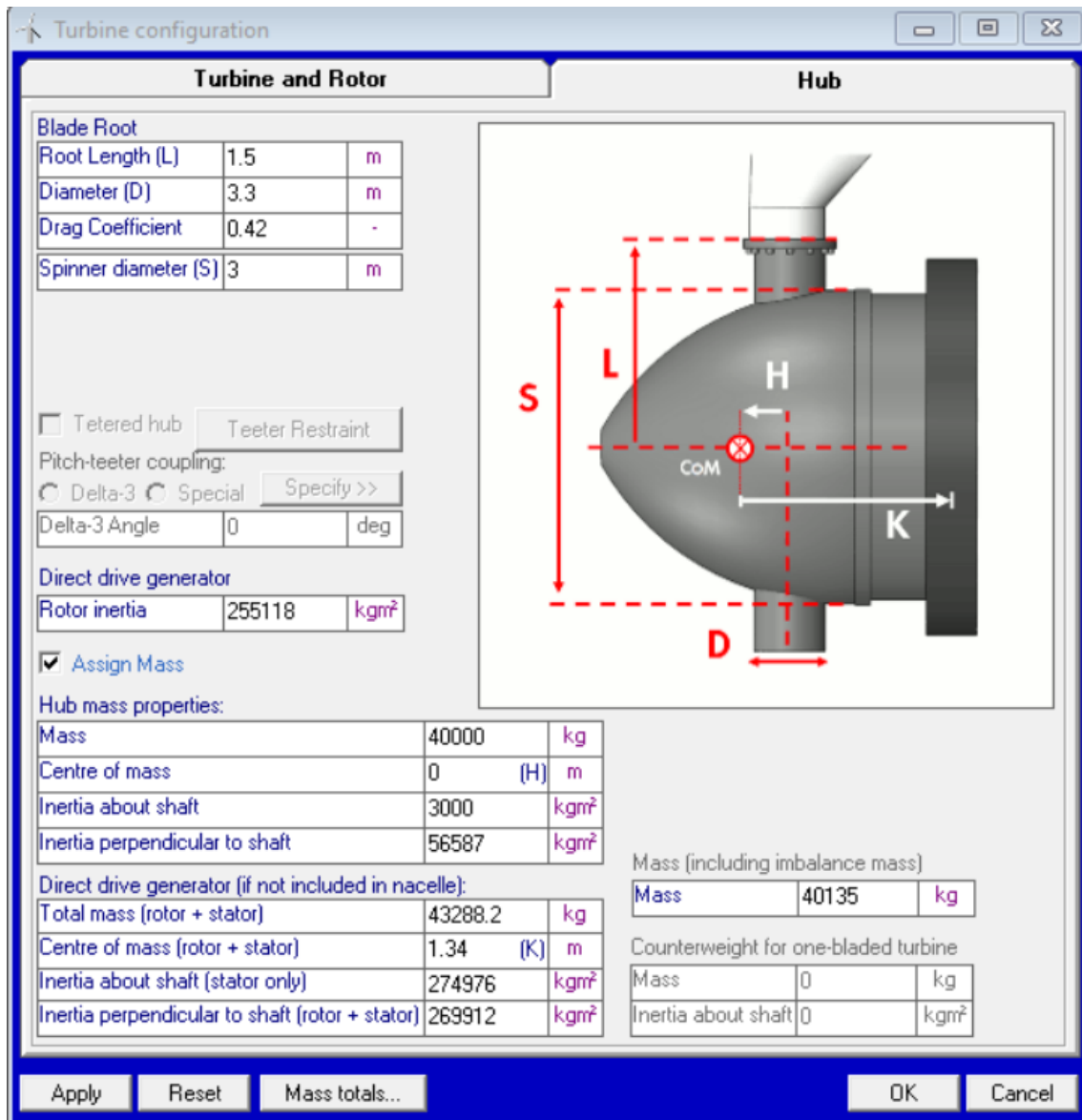


Ilustración 8: menú del buje – bladed educational 4.3.

En este apartado se definen los siguientes parámetros:

- **“Root length (L)” [m]:** Longitud desde el centro de del buje hasta la raíz de la pala.
- **“Diameter (D)” [m]:** Diámetro de la raíz de la pala.
- **“Drag coefficient”:** Coeficiente de arrastre del buje.
- **“Spinner diameter (S)” [m]:** Diámetro del buje.

- **“Rotor inertia” [kgm²]:** Inercia del rotor.
- **“Mass (including inertial hub system)” [kg]:** Masa del buje.
- **“Center of mass, (H)” [m]:** distancia desde el centro de masas del buje a la raíz de la pala.
- **“Inertia about shaft”: [kgm²]:** Inercia del buje con respecto al eje horizontal.
- **“Inertia perpendicular to shaft” [kgm²]:** Inercia del buje con respecto al eje perpendicular al mismo.
- **“Total mass” [kg]:** Masa total del generador, considerando el conjunto rotor y estator.
- **“Center of mass (rotor+stator)” [m]:** Centro de masas del conjunto rotor+estator.
- **“Inertia about shaft (stator only)” [kgm²]:** Inercia del estator alrededor de su eje de rotación.
- **“Inertia perpendicular to shaft (rotor+stator)” [kgm²]:** Inercia del conjunto rotor+estator perpendicular a su eje de rotación.
- **“Mass” [kg]:** Masa del buje.

3.5. Torre (“Tower”)

A continuación, se muestra la pestaña correspondiente a la torre:

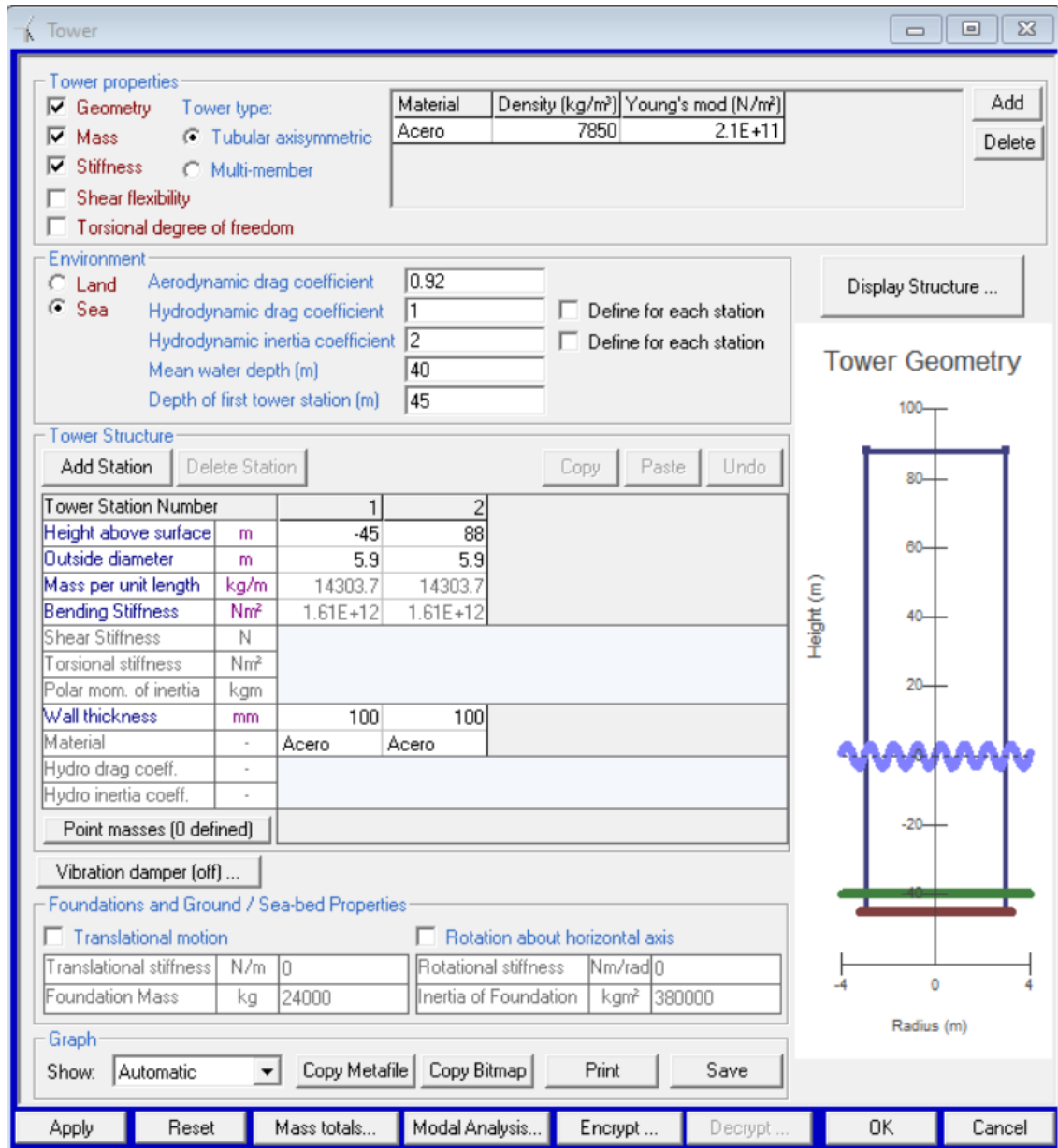


Ilustración 9: Menú de la torre – Bladed Educational 4.3.

En esta sección se diseña la torre teniendo en cuenta los tres siguientes bloques principales (por ser versión académica no se tiene acceso al cuarto bloque, que queda definido por Bladed):

Primer bloque: Propiedades de la torre (“Tower properties”).

En este bloque se define el tipo de material que se va a utilizar (acero en este caso), así como su densidad y su módulo de Young. Se decide también el tipo de torre y las propiedades que se van a poder editar posteriormente (geometría, masa y rigidez en este caso)

Segundo bloque: Ambiente (environment).

Aquí se decide si el aerogenerador va a ser un aerogenerador marino o terrestre (marino en el caso que aplica a este proyecto). Además, se definen los siguientes parámetros relacionados con el agua:

- **“Aerodynamic drag coefficient”**: Coeficiente de arrastre aerodinámico. Es decir, la resistencia que opone la torre al paso del aire.
- **“Hydrodynamic drag coefficient”**: En este caso, coeficiente de arrastre hidrodinámico, es decir, el correspondiente a la parte de la torre que se halla sumergida en el agua.
- **“Hydrodynamic inertia coefficient”**: Coeficiente hidrodinámico de inercia.
- **“Mean water Depth” [m]**: Profundidad media del agua.
- **“Depth of first water station” [m]**: Profundidad de la primera estación de la torre. Dado que la torre debe estar enterrada 5 metros bajo tierra, la profundidad de la primera estación será 5 metros superior a la profundidad media del agua

Tercer bloque: Estructura de la torre (Tower structure):

Para simplificar los cálculos, la torre se considerará como un cilindro hueco. Para definir la torre de manera correcta se tiene que hacer por secciones, de la misma manera que se había hecho con las palas. En este caso se han definido dos secciones (estaciones): la primera situada en la base, 5 metros bajo tierra (45 bajo el nivel del mar) y la segunda en la parte superior de la torre (donde la góndola).

La tower geometry (figura de la derecha del menú) irá variando según los parámetros que se vayan incluyendo.

Con esto, se definen los siguientes parámetros:

- **“Height above Surface” [m]**: la altura de cada sección o estación sobre el nivel del mar.
- **“Outside diameter” [m]**: diámetro exterior de la torre en cada estación. Como se ha dicho antes, en lugar de tomar a la torre como una forma cónica, se considera una forma cilíndrica, por lo que el diámetro no varía entre las diferentes secciones.

- **“Mass per unit length” [kg/m]:** Este parámetro es calculado por Bladed con los datos del material previamente declarado.
- **“Bending stiffness” [Nm²]:** Rigidez a flexión. También calculado por el software.
- **“Wall thickness” [mm]:** Espesor de la pared de la torre.
- **“Material”:** Se despliega un menú que permite elegir el tipo de material. Al estar solo declarado el acero en la parte superior de la ventana, este será el elegido por defecto.

El resto de parámetros que se encuentran a continuación en la figura se calculan automáticamente.

3.6. Tren de potencia (“Power train”)

El tren de potencia tiene a su vez cinco pestañas: transmisión; montaje; características eléctricas; pérdidas y red.

En primer lugar, se muestra la pestaña correspondiente a la transmisión del eje:

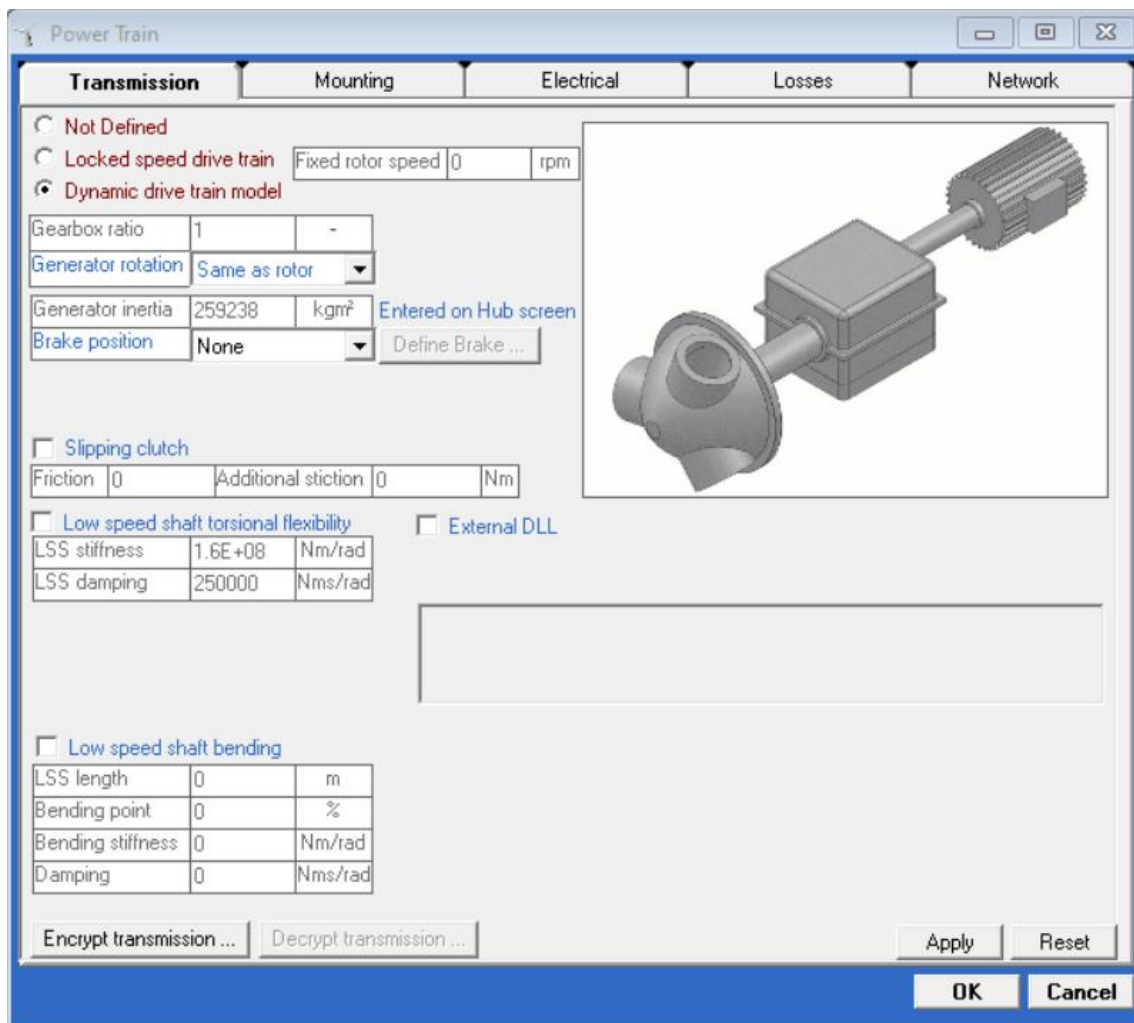


Ilustración 10: Tren de potencia (I) : Transmisión – Bladed Educational 4.3.

En esta imagen se puede observar que el modelo de transmisión elegido es un modelo dinámico, pues la velocidad de la turbina es variable.

Además, se definen los siguientes parámetros:

- **El ratio de la caja de cambios (“Gearbox ratio”)**: Este es igual a 1, pues en este aerogenerador la transmisión es directa.
- **El sentido de rotación del generador (Generation rotation)** está marcado como el mismo al del rotor.
- **Brake position**: La posición del freno seleccionada es “none” (ninguna), pues al ser de transmisión directa, da igual que esté en el lado de alta o de baja tensión.

La segunda pestaña es aquella relacionada con el montaje:

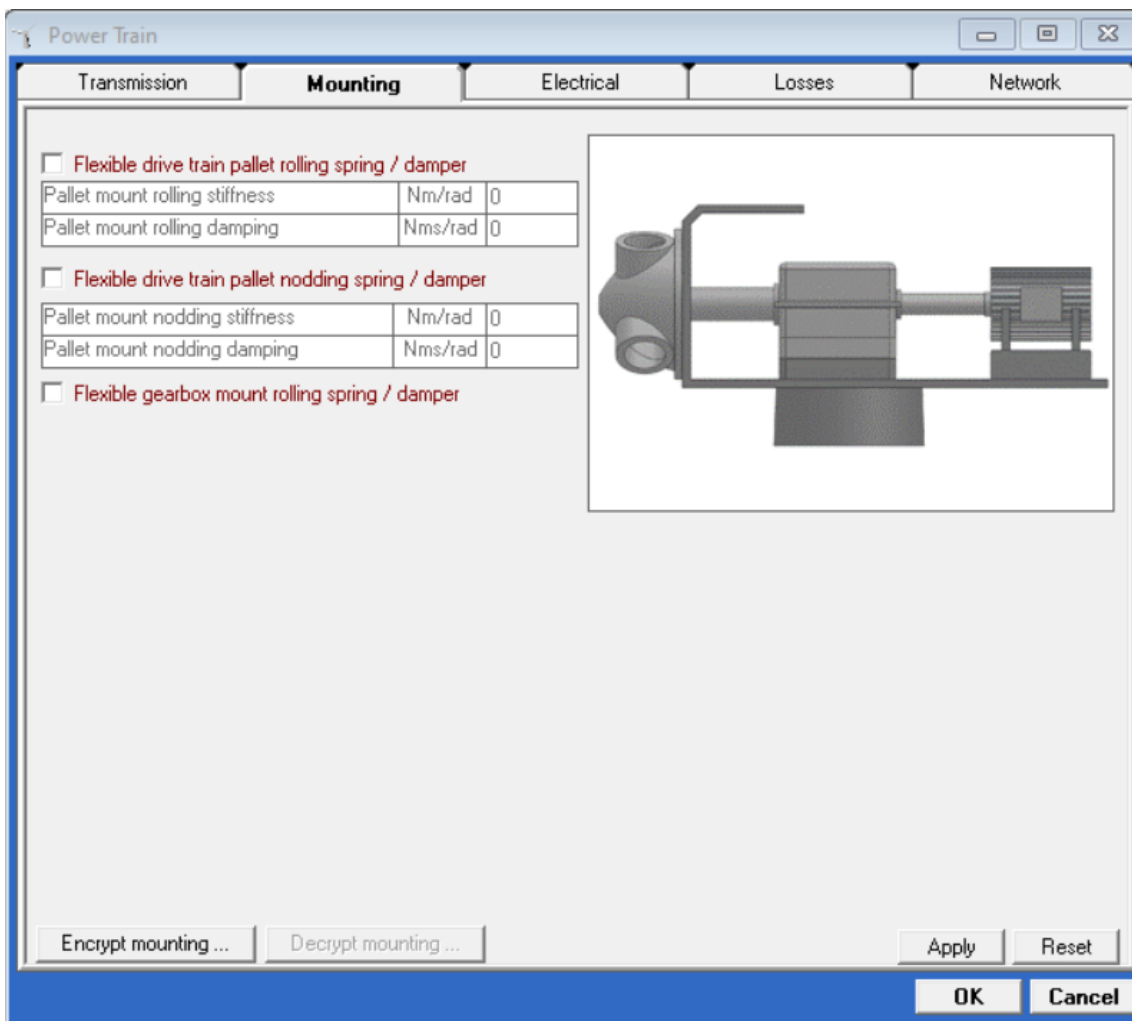


Ilustración 11: Tren de potencia (II): Montaje

Sobre esta pestaña no hay ningún parámetro a declarar.

En cuanto a la tercera pestaña, la pestaña dedicada a las características del generador (o más bien parte de ellas), se declara lo siguiente:

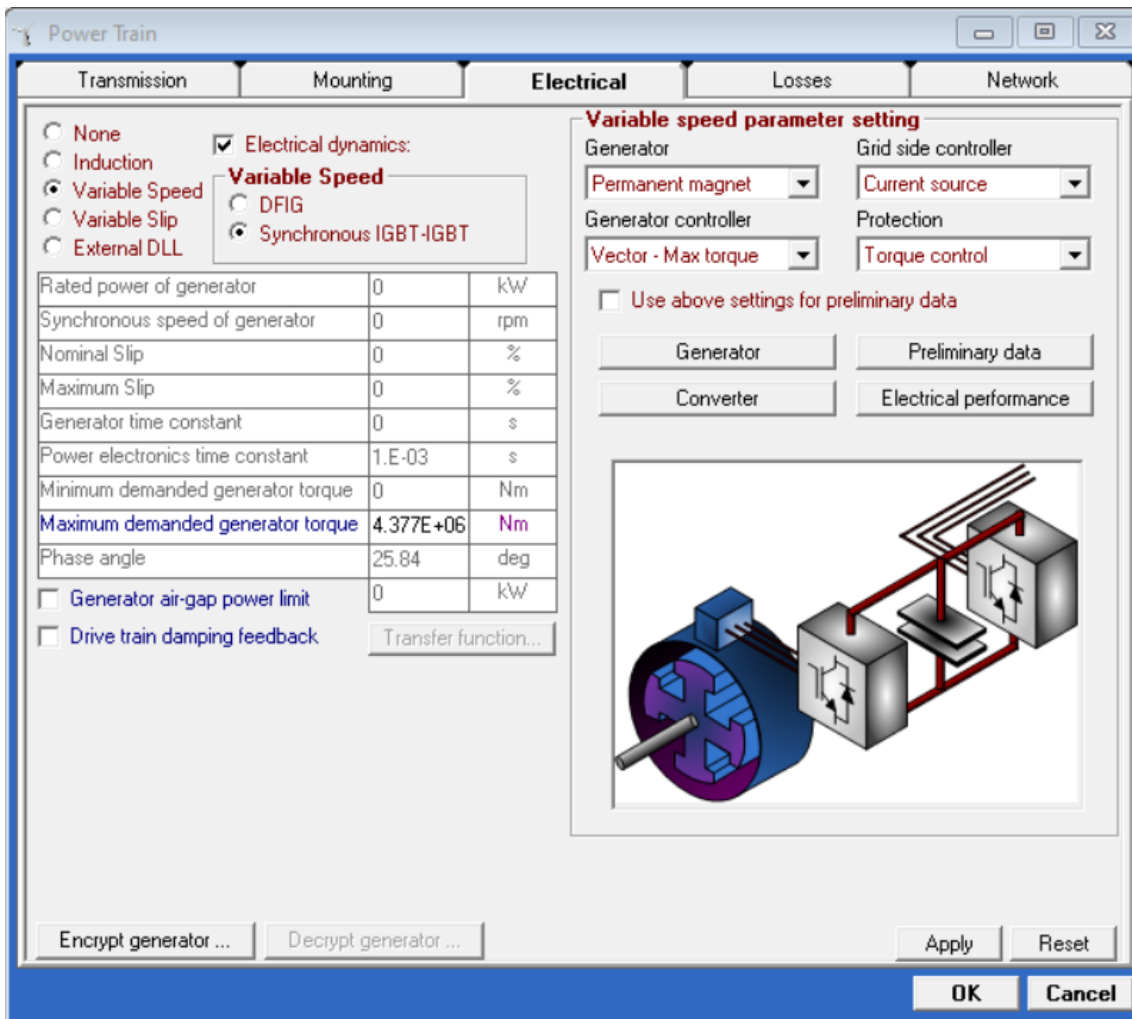


Ilustración 12: Tren de potencia (III): Generador – Bladed Educational 4.3.

En la esquina superior izquierda, se puede elegir el tipo de generador que se quiere emplear. Como se dijo previamente en la sección de clasificación de generadores, el generador seleccionado para el modelo será un generador de velocidad variable (“variable speed”).

El resto de valores que se han declarado en esta pestaña son los siguientes:

- **“Power electronics time constant” [s]:** Este parámetro se encarga de la determinar la velocidad de la respuesta del sistema eléctrico.
- **“Minimum demanded generator torque” [Nm]:** El par mínimo establecido para que el generador arranque, declarado como nulo.

- **“Maximum demanded generator torque” [Nm]:** Se trata del máximo valor de par que puede soportar el generador.
- **“Phase angle” [deg]:** ángulo de fase calculado a partir del factor de potencia deseado (especificación del tutor) de valor 0.9 .

Se debe mencionar que para el correcto funcionamiento de las simulaciones en la versión académica de Bladed, se debe dejar la casilla de “Electronic dynamics” sin marcar.

En este caso, la casilla ha sido marcada para poder observar todas las especificaciones requeridas para el correcto funcionamiento de un aerogenerador de velocidad variable.

Lo primero es especificar el tipo de convertidor; de generador; de controlador de la corriente y, por último, la protección.

Todos estos bloques tienen a su vez una serie de datos a cumplimentar que se muestran a continuación. Alguno de ellos, mencionados en las especificaciones preliminares del tutor pero que, por la versión académica, no se han podido tener en cuenta.

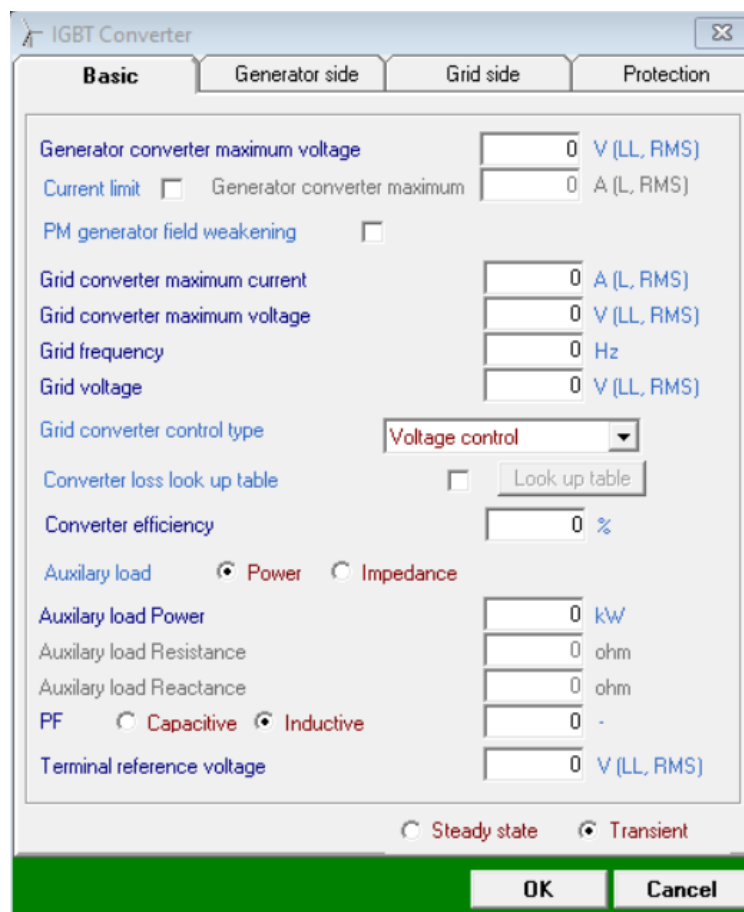


Ilustración 13: Datos avanzados del convertidor – Bladed Educational 4.3.

Preliminary Electrical Data

Primary inputs

Shaft speed: From turbine control 0 rad/s

Shaft torque: From turbine control 0 Nm

Model type: Steady state Transient

Synchronous generator

Use existing generator parameters if possible Generate values

Pole pairs: 0

Maximum operating frequency: 0 Hz

Maximum torque angle: 0 deg

Rated terminal voltage: 0 V (L-L, RMS)

Self inductance ratio, Lds : Lqs: 0 -

Leakage inductance ratio, Lls : Lqs: 0 -

Generator efficiency: 0 %

Assign parameters

Induction generator

Use existing generator parameters if possible Generate values

Pole pairs: 0

Stator frequency: 0 Hz

Slip at rated speed: 0 -

Rated stator voltage: 0 V (L-L, RMS)

Rotor leakage inductance ratio, Llr : Lm: 0 -

Rotor leakage inductance ratio, Lls : Lm: 0 -

Rotor-stator resistance ratio, Rr : Rs: 0 -

Generator efficiency: 0 %

Mag to stator current ratio at unity PF, Im : Is: 0 -

Locked rotor voltage: Low Medium High

Assign parameters

Converter

Use existing converter parameters if possible Generate values

Max AC line-to-line peak to DC link (voltage ratio): 0 -

Bandwidth of torque controller, q-axis: 0 rad/s

Damping ratio of torque controller, q-axis: 0 -

Bandwidth of flux controller, d-axis: 0 rad/s

Damping ratio of flux controller, d-axis: 0 -

Bandwidth of DC link controller, q-axis: 0 rad/s

Damping ratio of DC link controller, q-axis: 0 -

Grid frequency: 0 Hz

Converter efficiency: 0 %

Angle between internal and terminal voltages: 0 deg

Bandwidth of active current controller, q-axis: 0 rad/s

Damping ratio of active current controller, q-axis: 0 -

Bandwidth of reactive current controller, d-axis: 0 rad/s

Damping ratio of reactive current controller, q-axis: 0 -

Max AC line-to-line peak to DC link (voltage ratio): 0 -

Assign parameters

Network

Generate values

Transformer ratio: 0 -

X/R ratio: 0 -

Number of turbines on windfarm: 0 -

Turbine to windfarm reactance: 0 ohm

Windfarm to infinite bus reactance: 0 ohm

Assign parameters

Ok

Ilustración 14: Datos avanzados del generador – Bladed Educational 4.3.

Aquí se pueden observar datos como el número de pares (180), la frecuencia máxima (50Hz), la tensión nominal (690 V). Todo esto son datos especificados en un principio pero que no se han podido guardar por la versión académica.

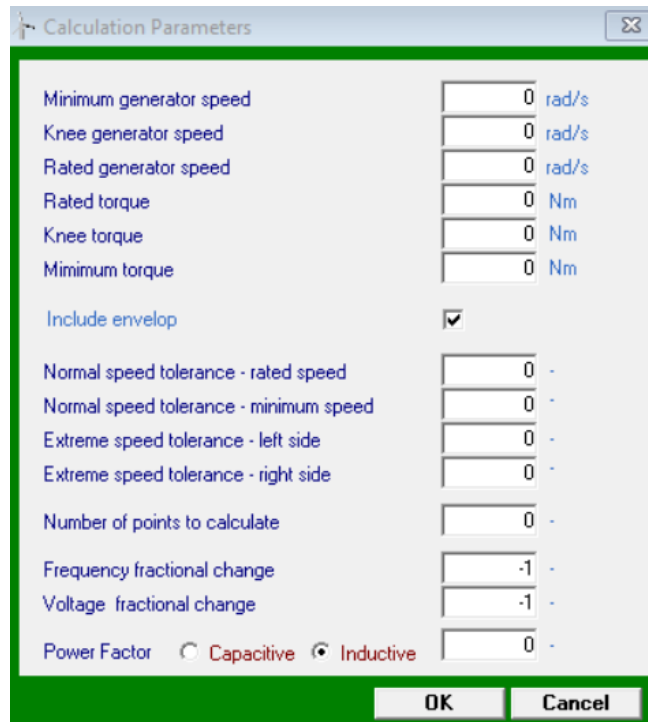


Ilustración 15: Datos del rendimiento eléctrico – Bladed Educational 4.3.

De vuelta a los datos que sí permite introducir la versión académica, se muestra la pestaña de pérdidas (“Losses”):

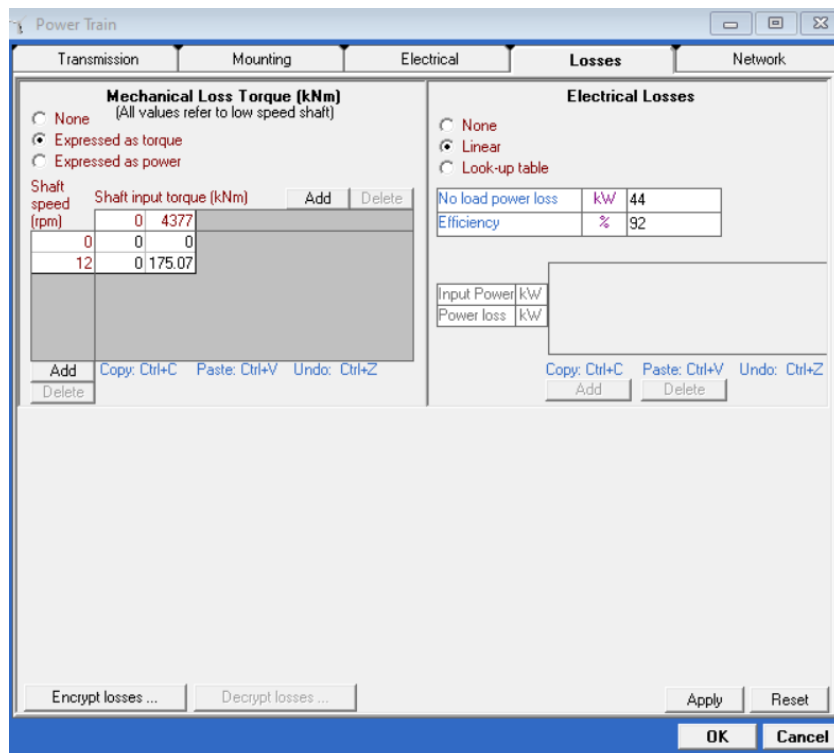


Ilustración 16: Pérdidas – Bladed Educational 4.3.

En esta sección de pérdidas se calculan, en primer lugar, el par de pérdidas mecánicas (en la ventana de la izquierda).

En la parte derecha, se incluyen las pérdidas eléctricas: las pérdidas en vacío, y el rendimiento del generador.

Por último, dentro del apartado del tren de potencia, se muestra la red:

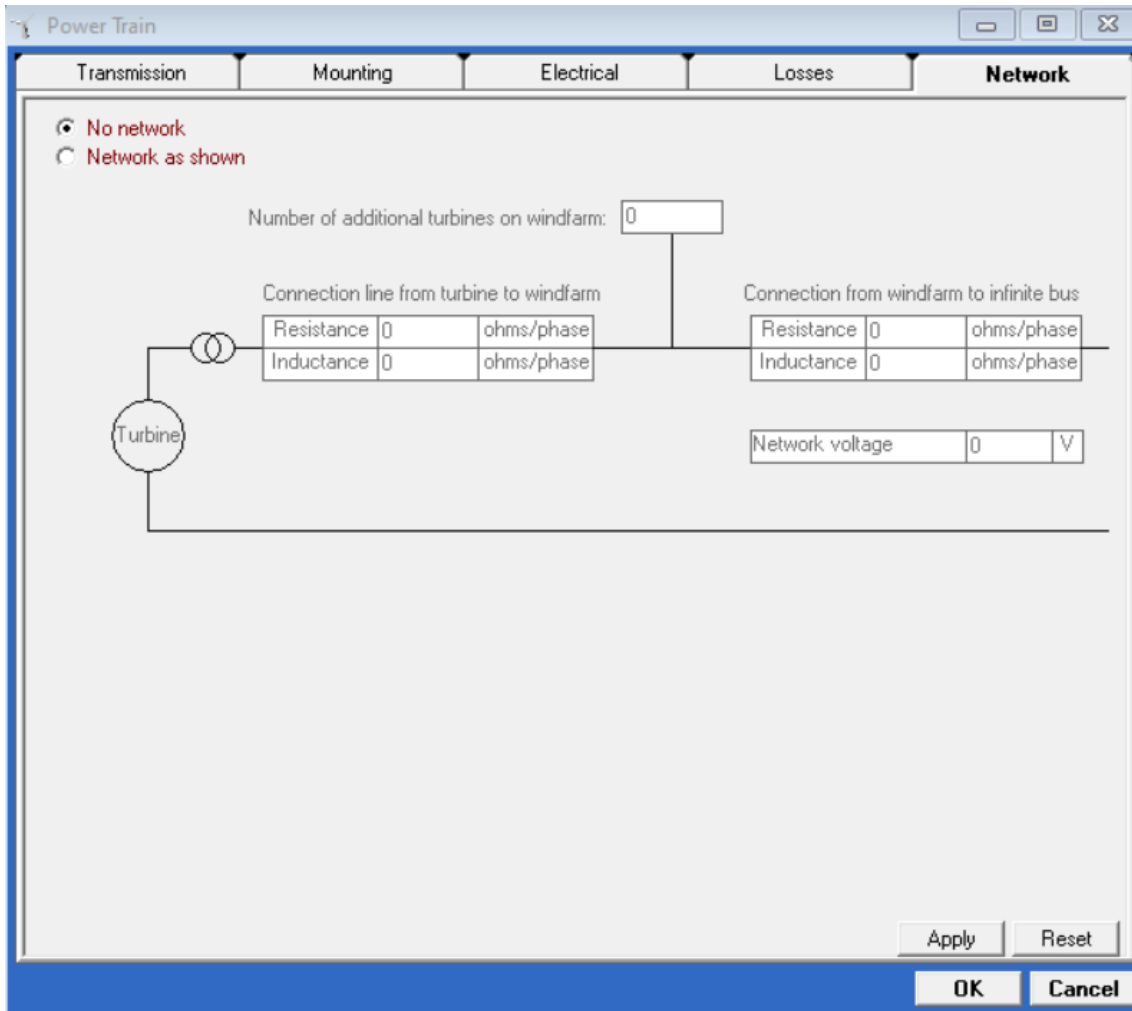


Ilustración 17: Red conectada a la turbina – Bladed Educational 4.3.

Sobre esta pestaña no se trabajará, pues la simulación se ciñe exclusivamente al aerogenerador.

3.7. Góndola (“Nacelle”)

En esta sección se establecen los parámetros geométricos y másicos de la góndola, la cual será aproximada a un cilindro hueco para simplificar los cálculos.

Assign Geometry		
Nacelle windage: <input checked="" type="radio"/> Drag only <input type="radio"/> As an aerofoil		
Nacelle length	m	8
Nacelle height	m	8.5
Nacelle width	m	8.5
Nacelle drag coefficient	-	0.97
Location of front of nacelle measured from tower axis	m	7.2
Aerofoil dataset (from database)		

Assign Mass (excluding rotor, hub and generator)		
Mass	kg	128158
Position of Centre of Mass to side of tower axis	m	0
Height of Centre of Mass, relative to tower top	m	3.2
Position of Centre of Mass in front of tower axis	m	1
Yaw inertia (about tower axis)	kg m ²	1.95E+06
Nodding inertia (about centre of mass)	kg m ²	1.82E+06
Rolling inertia (about centre of mass)	kg m ²	2.27E+06

Ilustración 18: Góndola – Bladed Educational 4.3.

En primer lugar se definen los parámetros geométricos:

- **“Nacelle length” [m]:** Longitud de la góndola de parte anterior a parte posterior.
- **“Nacelle height” [m]:** Altura desde la base hasta la parte superior de la góndola.
- **“Nacelle width” [m]:** Anchura de la góndola.
- **“Nacelle drag coefficient” :** Coeficiente de arrastre de la góndola con respecto al aire.

A continuación, los parámetros másicos:

- **“Mass” [kg]:** Masa de la góndola.
- **“Position of center of mass to side of tower axis” [m]:** Posición del centro de masas de la góndola con respecto al eje de la torre. Al ser considerada un cilindro (simétrico), el centro de masas se localizará sobre el mismo eje.
- **“Height of center of mass to side of tower axis” [m]:** Altura del centro de masas de la góndola con respecto al punto más alto de la torre.
- **“Position of center of mass in front of tower axis” [m]:** Posición del centro de masas de la góndola en fren del eje de la torre.
- **“Yaw inertia (about tower axis)” [kgm²]:** Inercia de la góndola respecto al eje de la torre.
- **“Nodding inertia (about center of mass)” [kgm²]:** Inercia de cabeceo, respecto a un eje perpendicular tanto al eje de la torre como al del rotor.
- **“Rolling inertia (about center of mass)” [kgm²]:** Inercia de la góndola respect al eje del rotor o respecto al eje x según el sistema de coordenadas de orientación.

3.8. Control

En este apartado se configura el control con la pretensión de obtener un aerogenerador de óptimas condiciones de funcionamiento.

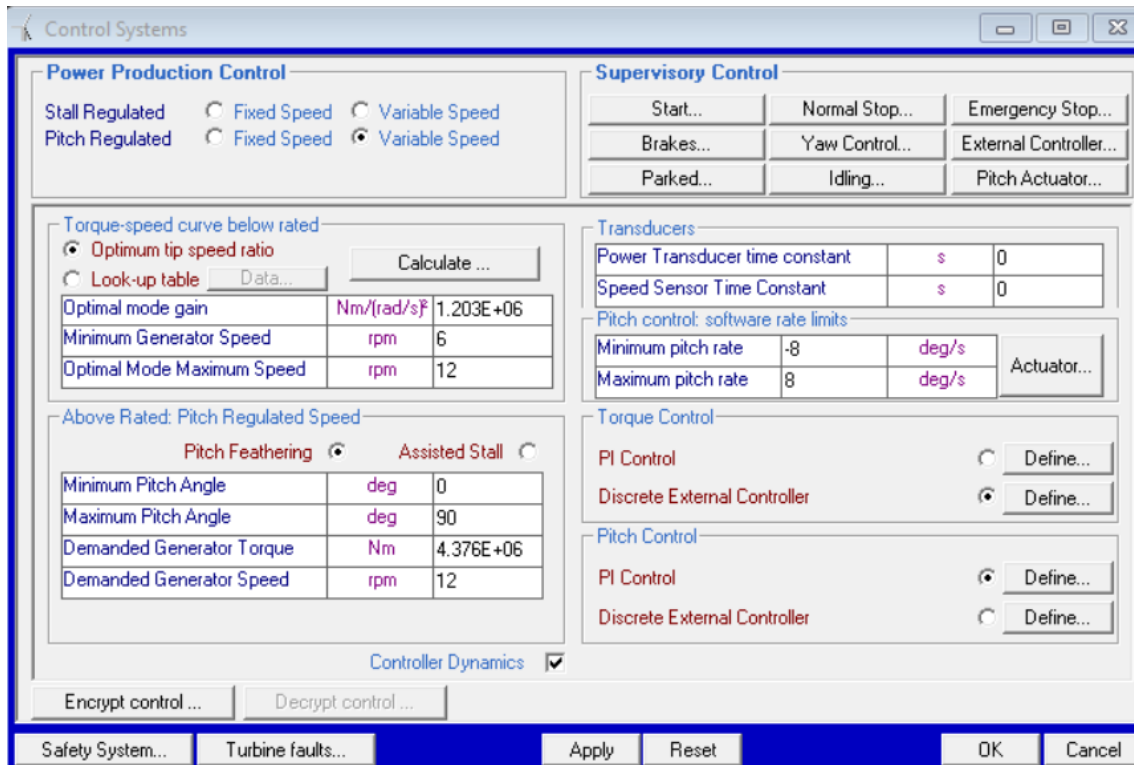


Ilustración 19: Sistema de control (I): Menú principal – Bladed Educational 4.3.

En primer lugar, se selecciona el tipo de control de producción de potencia. Entre los cuatro disponibles, se seleccionará Regulado por control de paso (“pitch regulated”), con velocidad variable (“variable speed”).

A continuación, dentro de la sección curva par-velocidad por debajo de condiciones nominales (“torque speed curve below rated”), se selecciona la opción de “optimum tip speed ratio” (de manera que el modelo busque la relación óptima entre las velocidades del viento y del rotor), y se definen los siguientes parámetros:

- **“Optimal mode gain”** [Nm/(rad/s²)]: Modo óptimo de ganancia. Se puede calcular manualmente o se puede pedir a Bladed que la calcule a través de una serie de parámetros declarados.
- **“Minimum generator speed”** [rpm]: Velocidad mínima de funcionamiento del generador o también conocida como velocidad de acople.

- **“Optimal mode maximum speed” [rpm]:** Máxima velocidad a la cual el coeficiente de potencia (calculado con Bladed) es óptimo.

En cuanto al control de paso (funcionamiento por encima de la velocidad nominal):

- **“Minimum pitch angle” [deg]:** Ángulo de paso mínimo, especificado por el tutor.
- **“Maximum pitch angle” [deg]:** Ángulo de paso máximo, especificado por el tutor.
- **“Demanded generator torque” [Nm]:** El par generado por el rotor cuando el aerogenerador funciona en condiciones nominales.
- **“Demanded generator speed” [rpm]:** Velocidad del rotor cuando el sistema funciona en condiciones nominales.

A continuación, se definen los controles de par y de paso, ambos controles PI, calculados con el método “Ziegler-Nichols” y mediante una serie de iteraciones manifestadas en el rendimiento del aerogenerador.

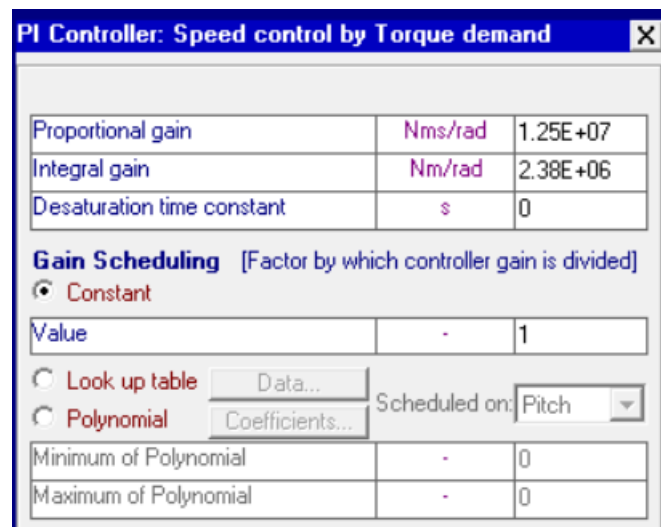


Ilustración 20: Control de par

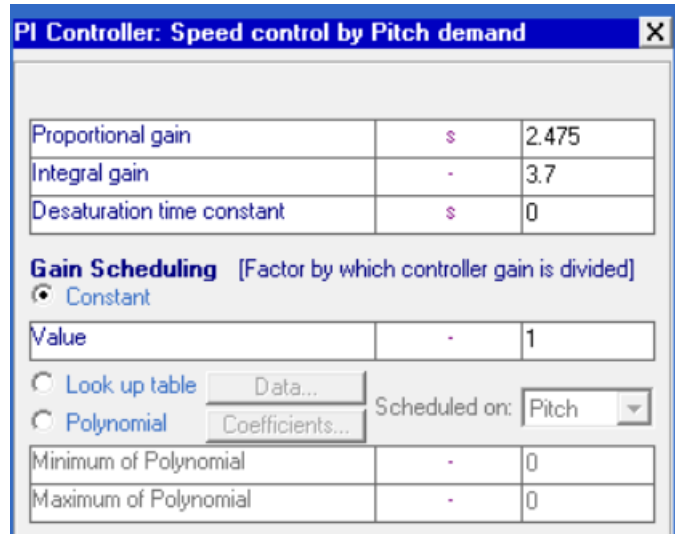


Ilustración 21: Control de pitch

3.9. Modos de resonancia (“Modal”)

En este apartado se especifican los modos de resonancia por parte de la torre y de las palas. A continuación, se muestra la pestaña principal.

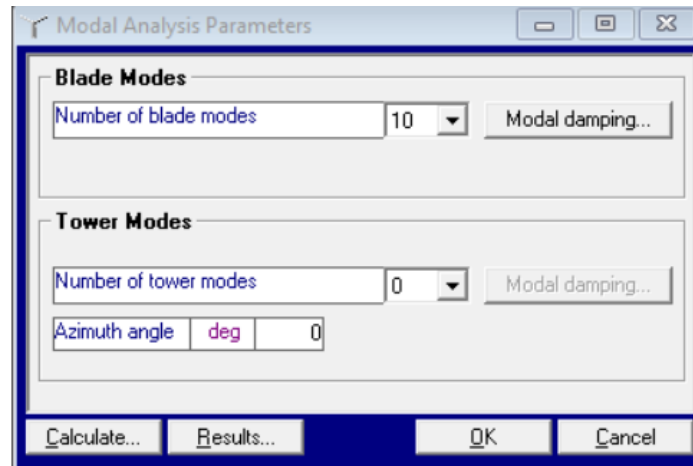


Ilustración 22: Modal – Bladed Educational 4.3.

En el apartado de “Blade Modes”, en la parte superior de esta pestaña, se declara el número modos (puntos) que va a contener la pala. En la parte inferior, los de la torre, para la cual no se especificará ningún tipo de resonancia.

Mode	Damping factor
1	0.00477
2	0.00477
3	0.00477
4	0.00477
5	0.00477
6	0.00477
7	0.00477
8	0.00477
9	0.00477
10	0.00477

Ilustración 23: Puntos de la torre y sus respectivos factores de resonancia

Estos datos son indicados por el tutor.

3.10. Viento (“Wind”)

En lo que al viento respecta, se debe mencionar que se trabajará con diferentes archivos de viento a lo largo del proyecto, pues se quiere estudiar el funcionamiento del aerogenerador marítimo bajo diferentes condiciones y se quiere ver sus respuestas a cambios de magnitud en el viento.

Se comienza por la distribución anual de viento:

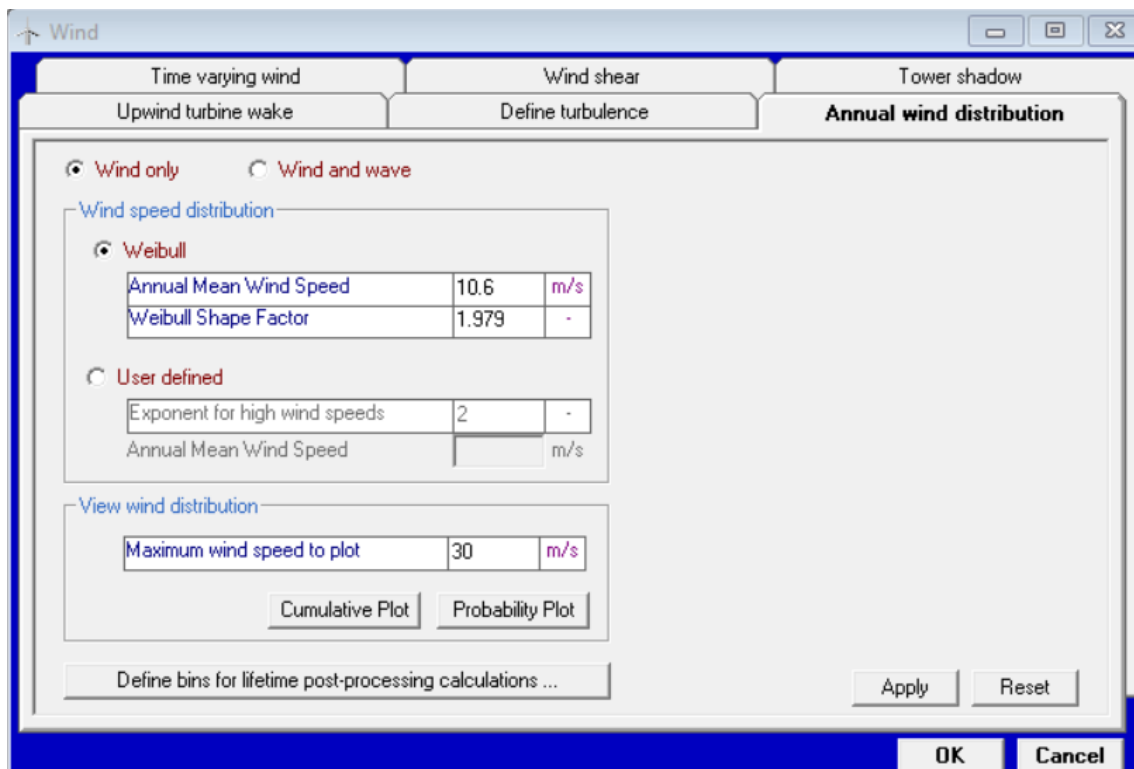


Ilustración 24: Distribución anual de viento – Bladed Educational 4.3.

Debido a que nuestro emplazamiento tiene una profundidad de 40 metros bajo el nivel del mar, se seleccionan los datos de viento correspondientes con el emplazamiento tipo A, definido en ANEXO I: Especificaciones preliminares proporcionadas por el .

En esta ventana se definen los siguientes tres parámetros:

- **“Annual mean wind speed” [m/s]:** La velocidad anual media del viento.
- **“Weibull Shape Factor”:** Factor de distribución de Weibull, relacionado con la distribución estadística del viento.
- **“Maximum wind speed to plot” [m/s]:** La velocidad máxima del viento que se mostrará en la distribución de probabilidad del viento. No se desea que el viento supere los 30 m/s, así que se tomará ese valor.

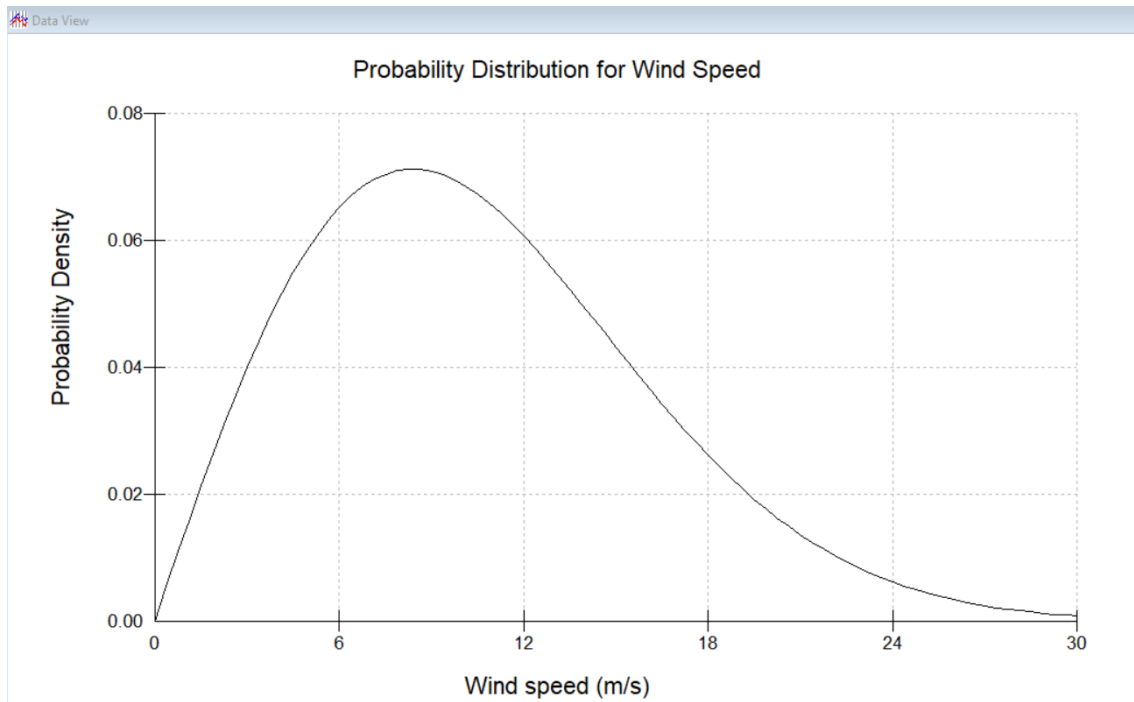


Figura 36: Distribución de probabilidad del viento (emplazamiento A) – Bladed Educational 4.3.

Posteriormente, se declara el tipo de perfil que va a seguir la distribución de viento, que se definirá como una exponencial de exponente 0.14 :

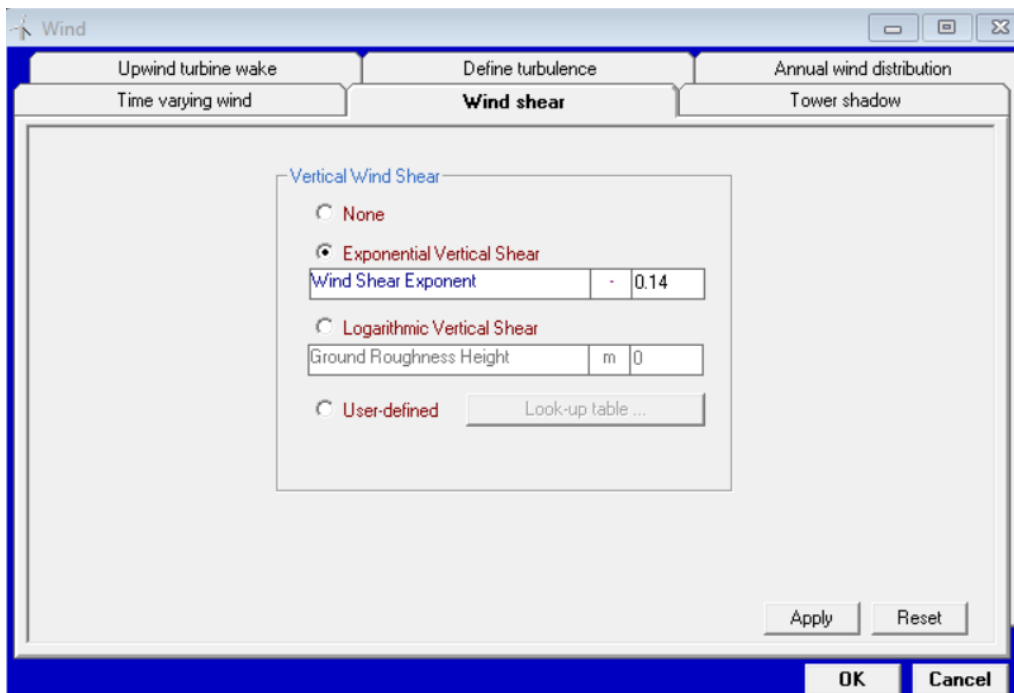


Ilustración 25: Cortante del viento

Tras haber definido lo relativo a distribución estadística del viento, se introducen los parámetros relativos a cada uno de los regímenes de viento que se van a emplear (sin variación; turbulento, y con una variación de escalón), para ver la respuesta del sistema a los tres.

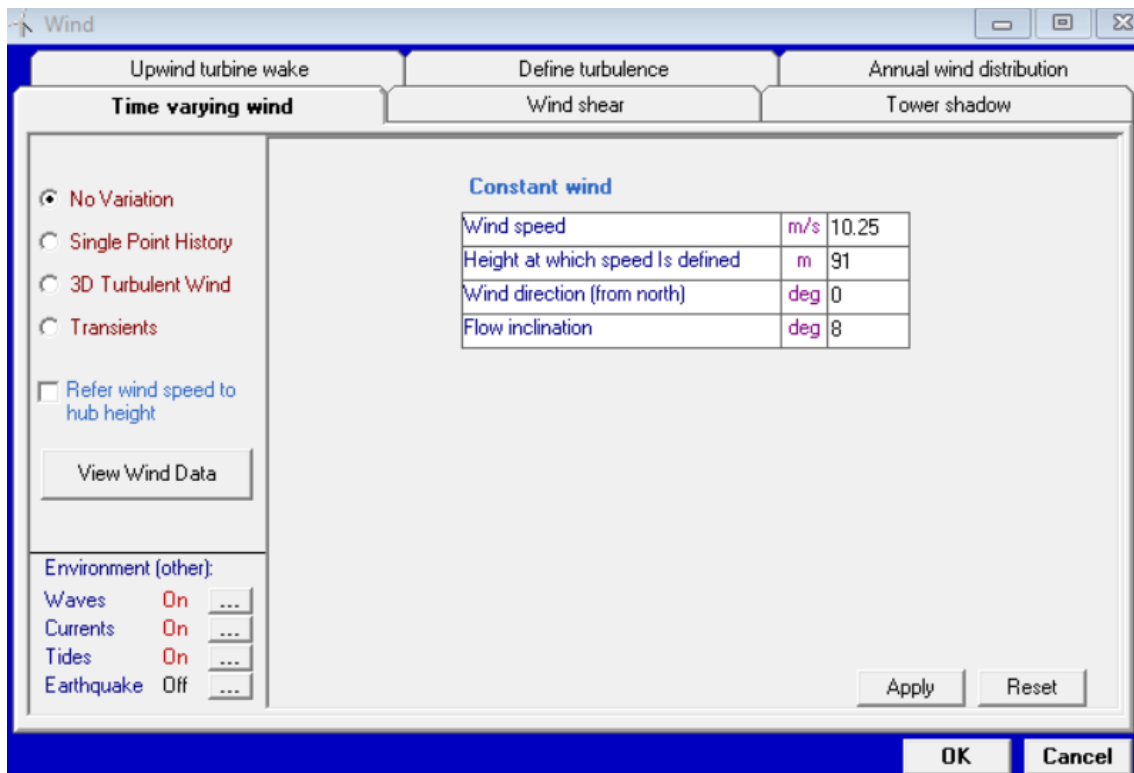


Ilustración 26: Definición de condiciones bajo viento constante – Bladed Educational 4.3.

Se eligen unos valores acordes con el emplazamiento tipo A, ubicado en False Bay, Ciudad del Cabo, según lo indicado en la Figura 2 de este proyecto:

- **“Wind speed” [m/s]:** Velocidad del viento (constante).
- **“Heigh at which wind is defined” [m]:** Altura a la cual se define el regimen del viento constante, definida a la altura del centro del buje (torre + radio).
- **“Wind direction (from north)” [deg]:** Dirección del flujo de viento, con el norte a 0 grados.
- **“Flow inclination” [deg]:** La inclinación del flujo de aire respecto a la horizontal. Según la norma IEC [13], el ángulo debe ser de 8 grados como mínimo.

Posteriormente se define, previo a las condiciones de viento turbulento tridimensional, un archivo de viento, necesario para poder proporcionar los datos del régimen mencionado.

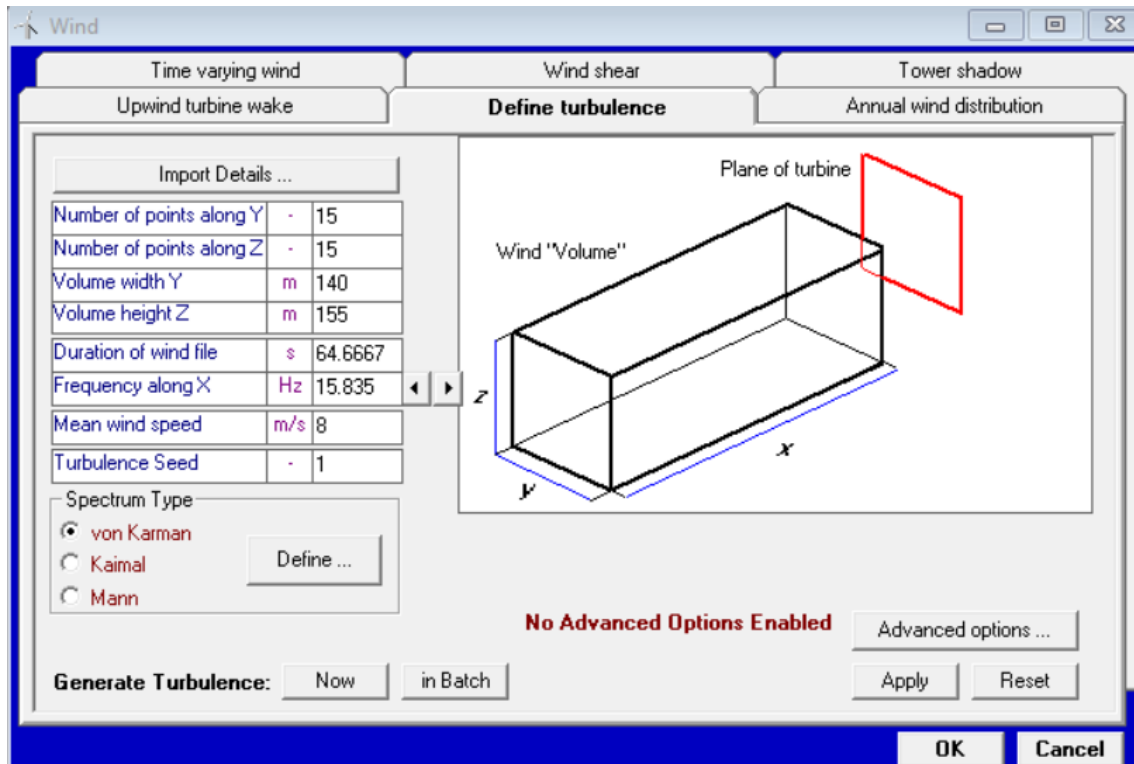


Ilustración 27: Definición de viento turbulento – Bladed Educational 4.3.

Para definir la turbulencia, esta se define como un prisma de flujo, con sus componentes Z e Y expresadas en metros.

El número de puntos va referido al mallado de las caras de cada eje. Cuanto mayor sea el número de puntos, mayor precisión en la turbulencia pero también mayor tiempo de cálculo en la simulación.

El archivo de viento tiene una duración límite (“Duration wind file”), que se tratará de que sea lo más duradera posible, a pesar de que la versión académica no realice simulaciones de más de 60 segundos.

La velocidad media del viento se irá variando en función de las condiciones en las que se quiera estudiar el comportamiento de la turbina.

Una vez definido el archivo de la turbulencia del viento, se procede a rellenar los datos del régimen turbulento tridimensional que aparecía en la pestaña anterior:

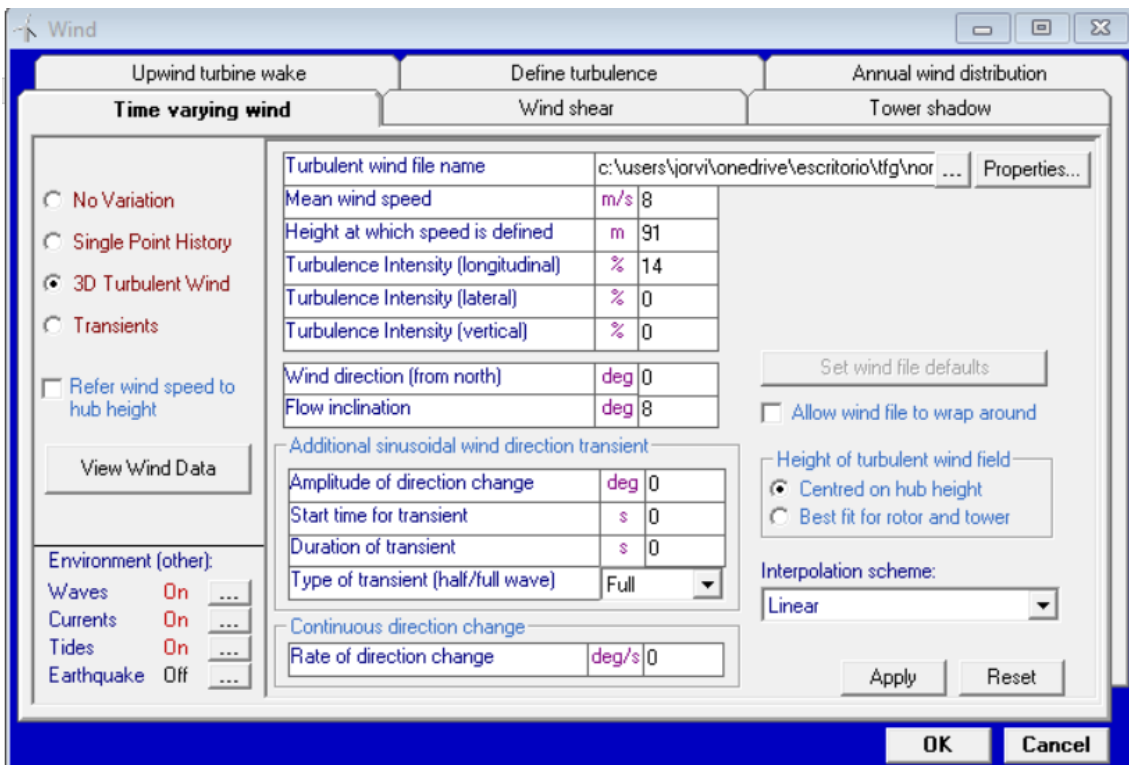


Ilustración 28: Régimen turbulento tridimensional – Bladed Educational 4.3.

Se definen los siguientes parámetros: la velocidad media; la altura; la intensidad de la turbulencia (la desviación estándar de la intensidad del viento en la componente longitudinal); la dirección del viento; la inclinación [13], etc.

Y, por último, los regímenes transitorios:

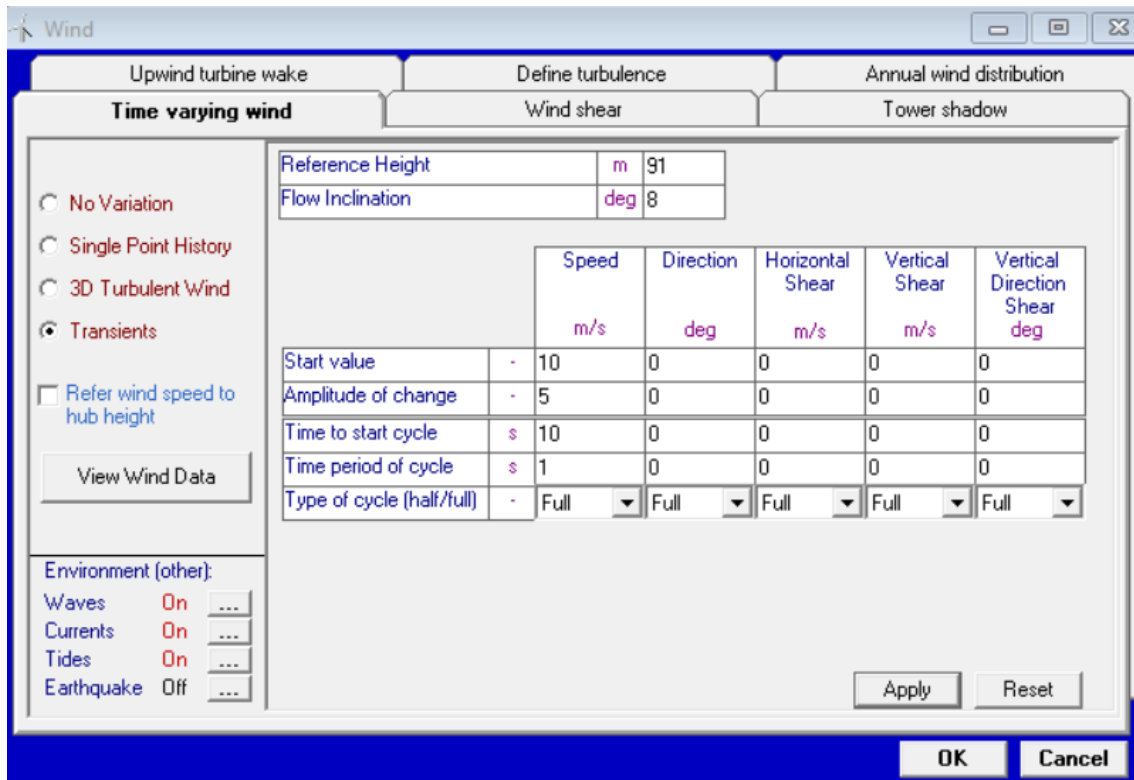


Ilustración 29: Transitorio del viento

En esta pestaña se define un escalón de entrada de viento, para observar la respuesta del sistema ante esta variación súbita.

3.11. Condiciones marinas (“Sea State”)

Como último apartado en la construcción del modelo de Bladed, se encuentra el apartado de “Sea State”:

En primer lugar, se definen las corrientes:

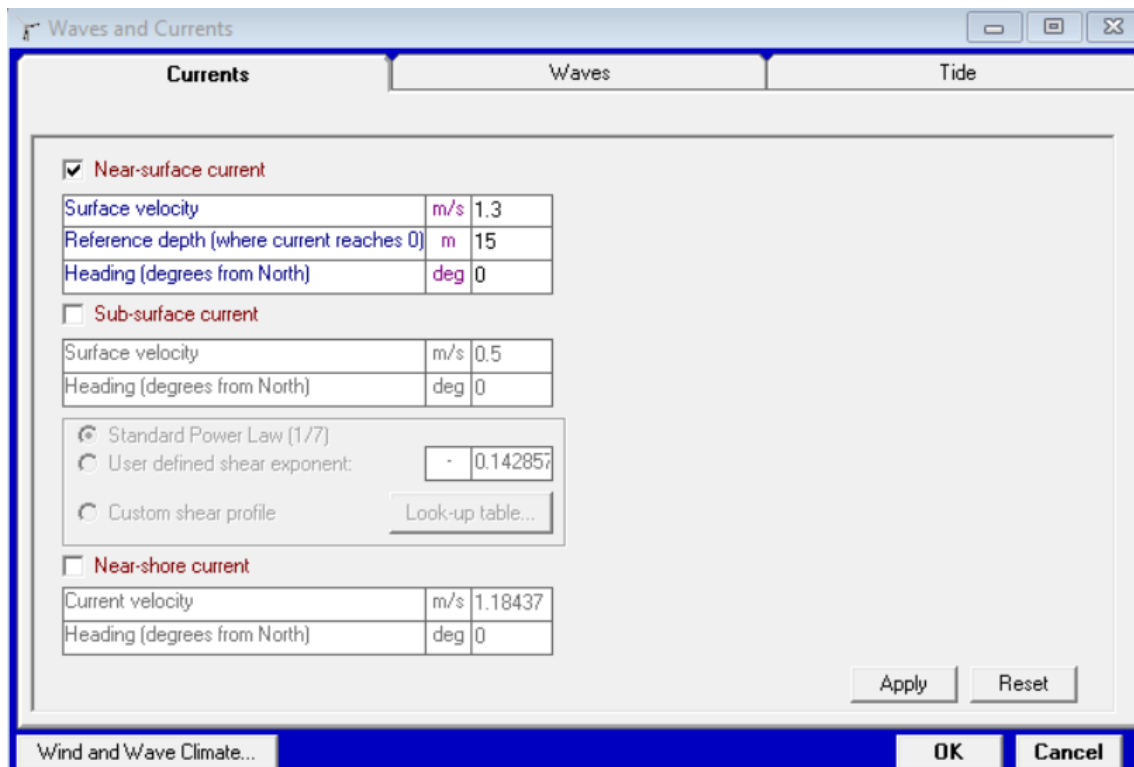


Ilustración 30: Parametrización de corrientes – Bladed Educational 4.3.

En esta pestaña se definen:

- La velocidad superficial de la corriente [m/s]
- La profundidad de referencia de la corriente [m]
- La dirección de la corriente en grados

Posteriormente se define el oleaje:

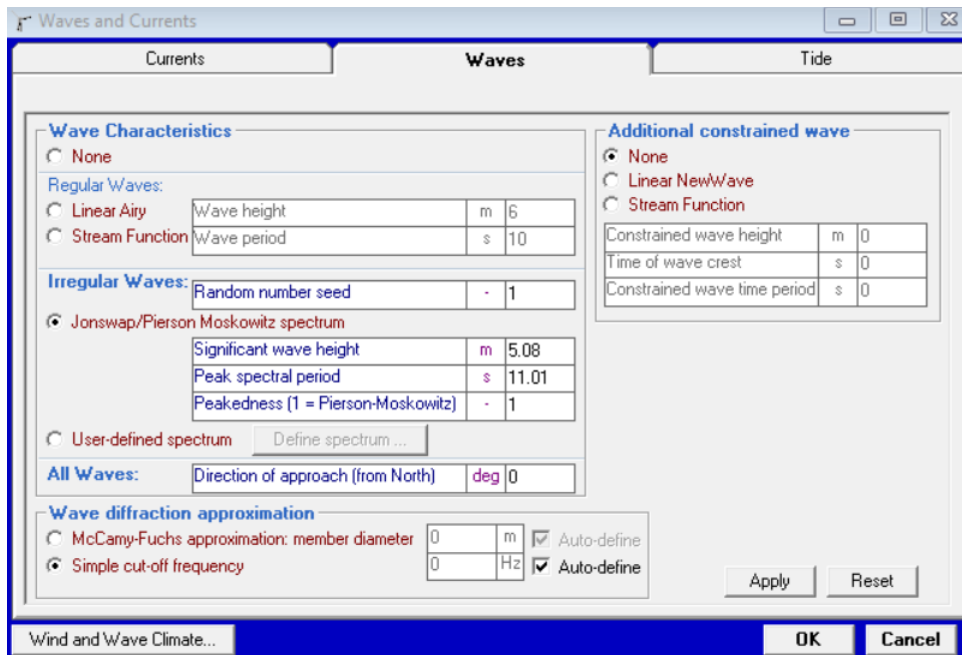
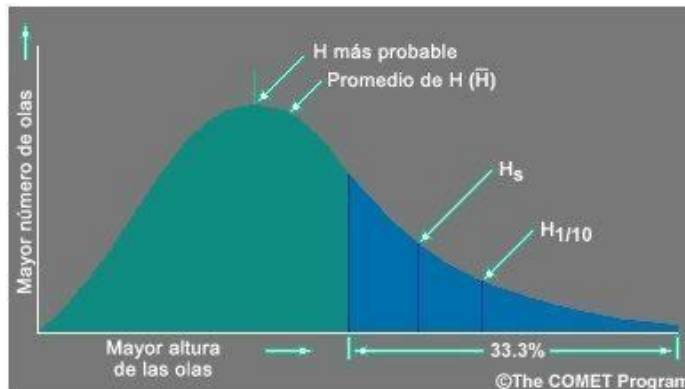


Ilustración 31: Parametrización del oleaje - Bladed Educational 4.3.

En esta pestaña los parámetros definidos son:

- Numero aleatorio de inicio del espectro de oleaje.
- Altura significativa de las olas [m] (La altura significativa o significante (H_s) es la media aritmética de la altura del tercio de olas más altas registradas en un período de 20 a 30 minutos.

Su valor se aproxima a la altura de las olas que percibe visualmente un observador experimentado, puesto que éste pone inconscientemente más atención a las olas mayores).



- El periodo del espectro de picos [s].

4. DISEÑO DEL CONTROL

4.1. Introducción

Un sistema de control suele estar formado por un conjunto de sensores y actuadores que reciben información y llevan a cabo órdenes, después de haber sido procesadas por el software, con el objetivo de ejecutar aquello necesario para garantizar seguridad y eficiencia dentro de un sistema.

Los dos controladores (de par y de ángulo de paso) que se utilizarán en el aerogenerador marino estudiado son de lazo cerrado, es decir, con realimentación.

El objetivo de estos controladores es que la turbina se mantenga dentro de un régimen de operación definido, que garantice la mayor extracción de potencia posible, sin renunciar a la seguridad.

Son especialmente necesarios cuando se trata con regímenes de viento turbulentos y que muestran variabilidad en la intensidad.

Estos controles requieren una respuesta rápida para evitar grandes desviaciones de las curvas que deben seguirse para lograr el mayor rendimiento y evitar los efectos perjudiciales.

El controlador que se va a emplear es un controlador de turbina eólica de velocidad variable con ángulo de paso ajustable.

A la hora de diseñar el control, este presenta algunas características que se mantienen constantes. Sin embargo, hace falta diferenciar bien entre el control de par y el control de ángulo de paso, pues cada uno es requerido para una zona de trabajo diferente, dependiendo de la velocidad del viento en el buje:

1. Zona de velocidades inferior a la nominal:

En esta zona de trabajo es el control de par el que actúa sobre la regulación de la turbina. Puesto que las velocidades del viento no serán excesivamente altas, los esfuerzos que sufra el aerogenerador no serán determinantes.

Bajo esta zona de trabajo, se intentará mantener un ángulo de paso próximo a 0 grados, para así aprovechar al máximo la energía eólica.

Por estar el par definido por una función no lineal, esta regulación tendrá mayor complejidad.

2. Zona de velocidades superior a la nominal

Bajo esta zona de velocidades del viento, el control de ángulo de paso será el encargado de regular el aerogenerador. En este caso, las velocidades altas del viento sí pueden suponer una amenaza para las cargas que sufra el aerogenerador.

Bajo las órdenes de este control, las palas rotarán sobre su eje, variando el ángulo de paso y buscando mantener constante el par transmitido al eje. El aumento del ángulo de paso provocará una disminución en el par dado que, se reducirá el ángulo de ataque y, con él, la fuerza de sustentación (F_L en la figura), mientras que aumenta el arrastre (F_D), frenando el motor.

El máximo ángulo de paso alcanzable será 90 grados (“situación de bandera”).

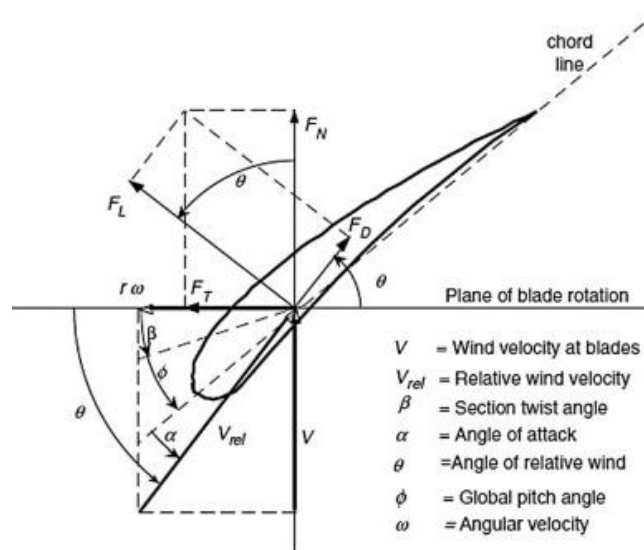


Figura 37: Descripción gráfica del ángulo pitch

A continuación, se muestra un esquema del control de un aerogenerador de velocidad y paso variables:

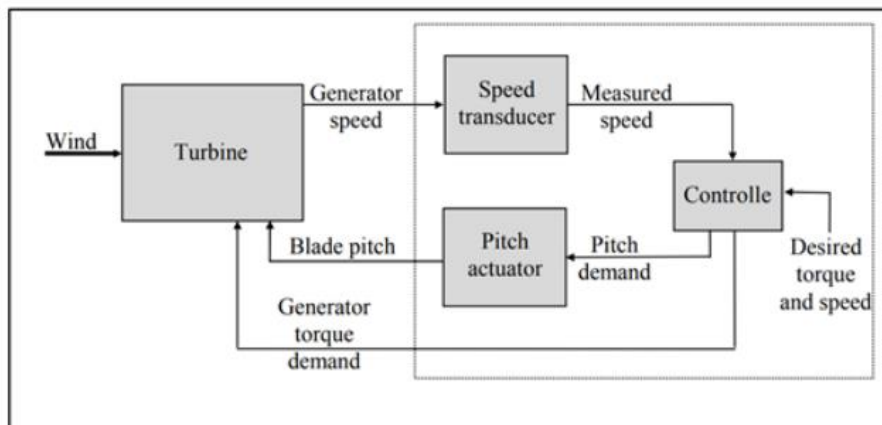


Ilustración 32: Esquema del control de un aerogenerador de velocidad y paso variables

4.2. Cálculo de parámetros generales

A la hora de definir las características del control que se mantienen constantes en ambas zonas de velocidad del viento, uno se encuentra con el modo de ganancia óptimo (optimal mode gain), expresada como K_{opt} .

Este parámetro depende de la densidad del aire, del coeficiente de potencia, de la relación de transformación y del “Tip speed ratio”.

Por lo tanto, esta queda definida como:

$$K_{OPT} = \frac{\pi \rho R^5 C_p}{2 \lambda^3 G^3}$$

Ecuación 4: definición del modo de ganancia óptimo (K_{opt})

Siendo

K_{opt} : Modo de ganancia óptimo”

ρ : Densidad del aire

R : Radio del rotor

C_p : coeficiente de potencia

λ : Tip speed ratio

G : relación de transformación.

Con esto, se procede a calcular el modo de ganancia óptimo.

En primer lugar, Bladed ofrece calcular el coeficiente de potencia y el Tip Speed Ratio, relacionados en la gráfica de la siguiente hoja:

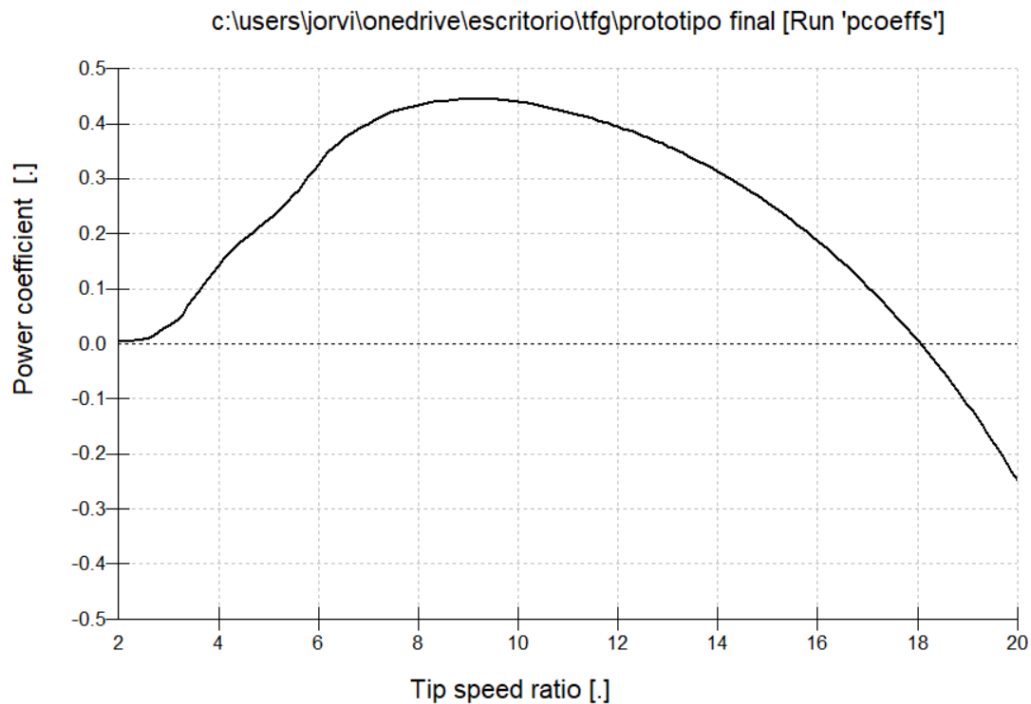


Figura 38: Power coefficient vs Tip speed Ratio

Para la mejor visualización de los datos, Bladed permite tabular los datos extraídos en Excel:

8,7	0,443049
8,8	0,444132
8,9	0,445064
9	0,445443
9,1	0,445301
9,2	0,445288
9,3	0,44498

Tabla 1: Tip speed ratio vs Power coefficient

De esta tabla se obtiene el máximo power coefficient ($C_p = 0.445443$), para el cual $\lambda = 9$.

Para la densidad del aire se toma el valor de $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$

El radio del rotor es de 63.39m

$G = 1$, por ser transmisión directa.

Y con los datos generados, el propio Bladed calcula $K_{opt} = 1.206 \text{ E}+06$

A la hora de diferenciar las dos zonas de trabajo, se debe hallar la velocidad nominal del viento que provoca que la máquina alcance su par nominal:

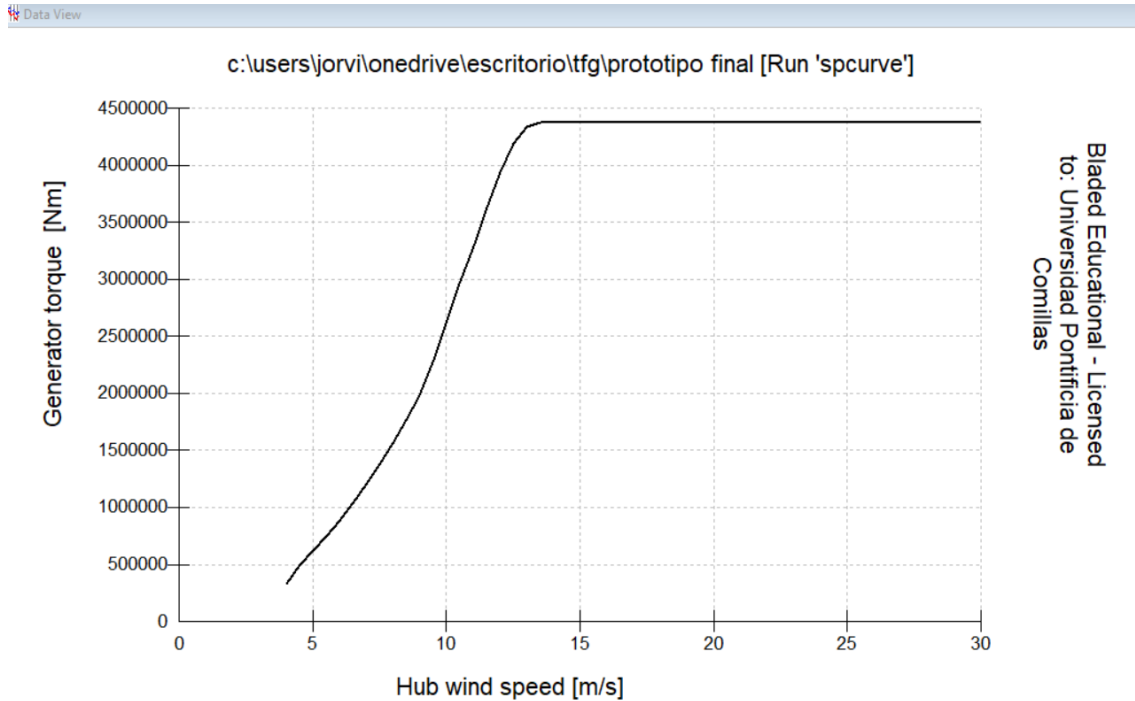


Figura 39: Curva par - velocidad del viento en el buje

Tabulando los datos de la curva, se obtiene que la velocidad nominal del viento en el buje es de 12.5 m/s.

Es en esta zona de transición donde el regulador de par dará paso al regulador de ángulo de pitch para controlar el aerogenerador, garantizando que la máquina no se embale ni produzca cargas sobre el aerogenerador no deseadas.

4.3. Cálculo de parámetros del control de par

Como bien se ha mencionado previamente, el control de par actúa en la regulación del aerogenerador mientras este trabaje por debajo de sus condiciones nominales de par.

Bajo estas condiciones de viento, lo que se busca es seguir la línea discontinua mostrada en la figura a continuación, es decir, la línea de coeficiente de potencia óptimo.

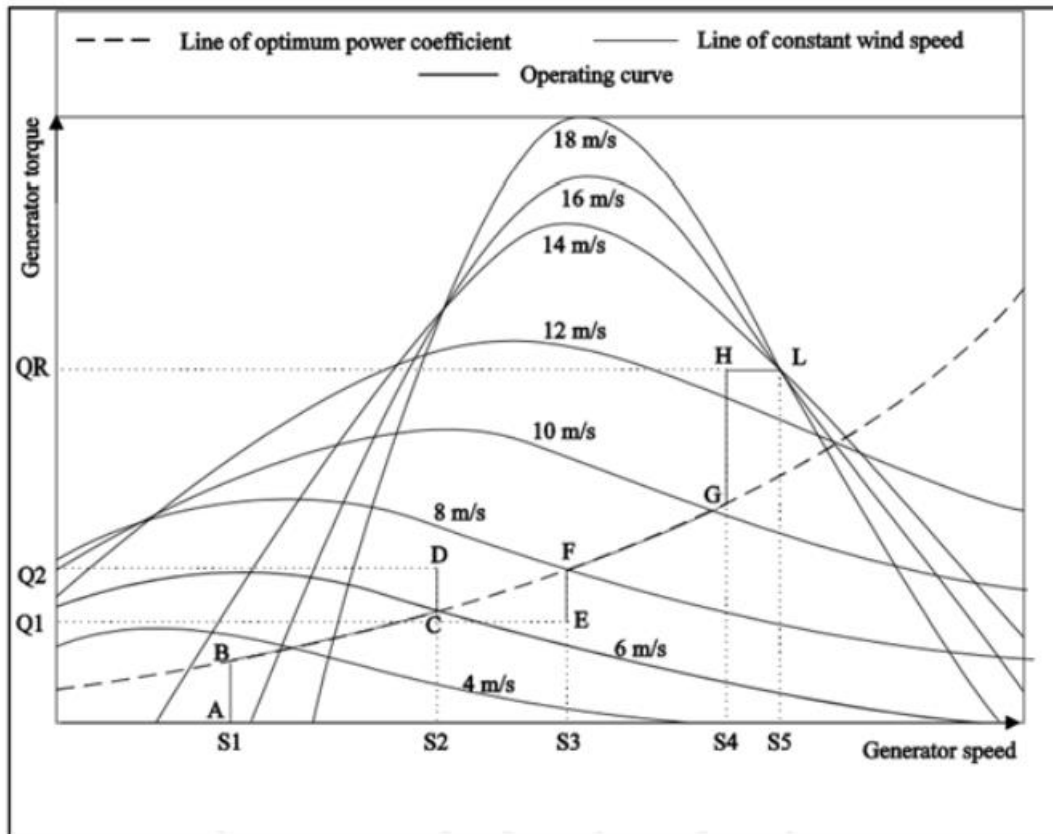


Figura 40: Curva de operación de un aerogenerador de velocidad y pitch variable

Referido a esta figura, la zona de trabajo del regulador de par estaría entre los puntos B (arranque) y H (obtención del par nominal).

Como se mostraba en la Figura 39: Curva par - velocidad del viento en el buje, la velocidad de viento nominal para la cual el aerogenerador alcanza su par nominal es de 12.5 m/s. Por lo tanto, para el control de par, se utilizarán archivos de viento creados en Bladed con una velocidad inferior a la nominal.

Debido a que el par viene dado por una ecuación no lineal (depende del cuadrado de la velocidad de rotación del generador), la obtención de las ganancias proporcional e integral del control PI será más compleja que en el caso del control de ángulo de paso.

Para hallar dicho parámetros, se empleará el método empírico de Ziegler-Nichols, sobre el cual se entrará en detalle a continuación.

4.3.1. Método Ziegler-Nichols

El método Ziegler-Nichols para ajuste de controladores PI es uno de los métodos más difundidos y empleados. Este método cuenta con la gran ventaja de no necesitar conocer las ecuaciones de planta o el sistema que se va a tratar de regular, lo cual es de gran ayuda puesto que Bladed no proporciona dicha información.

Ziegler-Nichols cuenta con dos métodos. El método que interesa más en este caso es el segundo método, al tratarse de un controlador en lazo cerrado.

Este método se basa en la respuesta en frecuencia del sistema. Su sintonización se realiza mediante el cálculo de la “*Ganancia crítica en lazo cerrado*”.

Antes de entrar en detalle sobre el control de par, conviene recordar la ecuación del controlador PID y la definición de ganancia crítica:

$$U(s)/E(s) = \left(\frac{K_i}{s} + K_p + \frac{K_d s}{1 + s\tau} \right)$$

Ecuación 5: Función de transferencia de un controlador PID

En primer lugar, se ha de mencionar que en el caso del controlador del aerogenerador marítimo con el que se trabaja, la ganancia derivativa (K_d) será nula en todo momento, pues no se cuenta con la parte derivativa.

Por otro lado, se comienza, también, igualando la ganancia integral (K_i) a cero, pues el método de “*Ganancia crítica en lazo cerrado*” de Ziegler-Nichols consiste en hallar en primer lugar la ganancia proporcional (K_p) crítica, y luego relacionar la integral (K_i) con esta.

Para comprender bien el método de Ziegler-Nichols, se realizará una breve explicación de lo que es la ganancia crítica, con la ayuda del *Diagrama de Nyquist*:

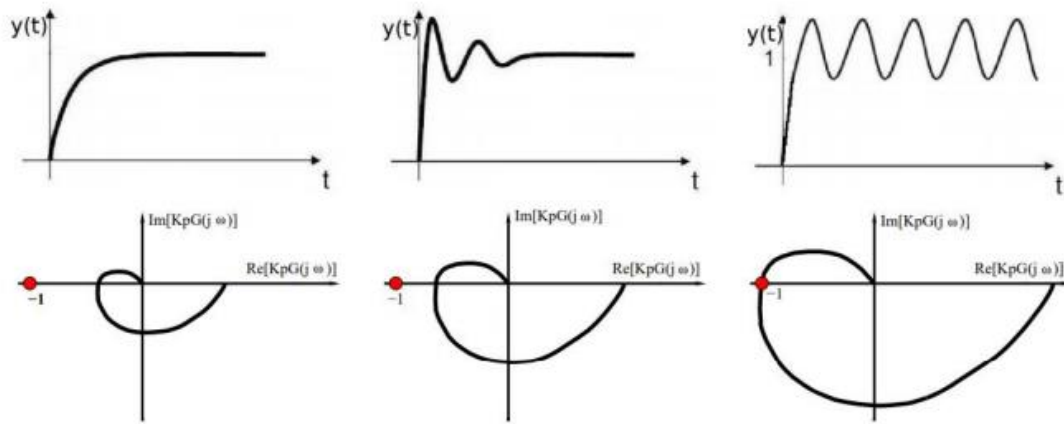


Figura 41: Respuesta temporal y diagrama de Nyquist de un controlador proporcional

En la figura mostrada justo encima, se observan tres imágenes de respuesta temporal en un sistema que consta de un controlador proporcional y sus tres respectivos diagramas de Nyquist.

La ganancia crítica es aquella que produce que el sistema muestre una respuesta mantenida oscilatoria en la salida (imagen de la derecha). El módulo de la ganancia crítica es igual a 1, y su fase es -180° (definición de la ganancia crítica según el diagrama de Nyquist)

De ese modo, se irá aumentando la ganancia proporcional del control hasta obtener en la salida una respuesta oscilatoria mantenida:

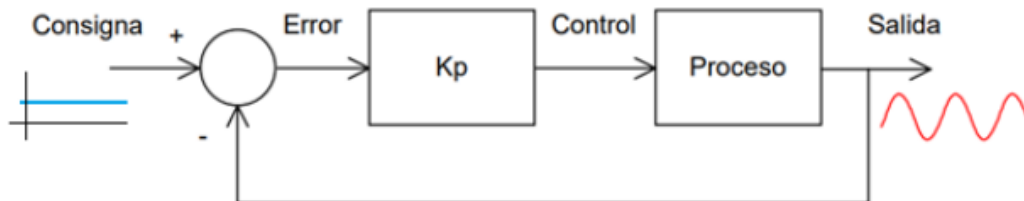
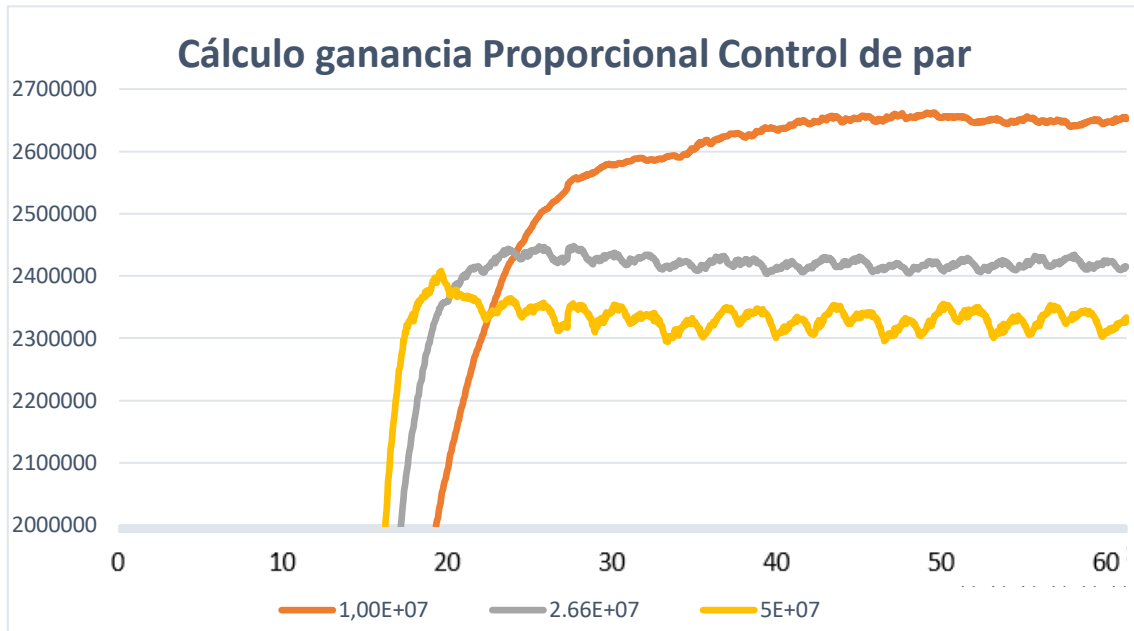


Ilustración 33: Definición gráfica de obtención de ganancia crítica proporcional (Ziegler-Nichols)

De esa manera, se procedió a aumentar la ganancia proporcional del control de par de Bladed, obteniendo valores del orden de 10^7 :



Para hallar esta ganancia, insertamos un escalón de viento (régimen transitorio) en el segundo 15 para ver su adaptación, con una magnitud de 12 m/s (próxima a la velocidad nominal del viento). Cuanto mayor sea la ganancia, mayor es la rapidez del sistema, pero también mayor es el sobrepaso inicial y la oscilación.

Cabe destacar que, otra vez, el tiempo de simulación de Bladed versión educativa supone una traba a la hora del cálculo. Según la norma IEC [13], una simulación debe contar con 10 minutos para ser fehaciente.

Tras varias iteraciones, se concluyó que la ganancia a partir de la cual se mantiene una oscilación repetida es una ganancia proporcional de valor $2,66 \times 10^7$. Es decir, la ganancia crítica (K_c) es de $2,66 \times 10^7$.

De este modo, de acuerdo con la tabla de Ziegler-Nichols, que relaciona las ganancias proporcional, integral y derivativa con la ganancia crítica, se obtuvo el valor de ganancia proporcional.

Ziegler-Nichols method

Control Type	K_p	K_i	K_d
P	$0.50K_u$	-	-
PI	$0.45K_u$	$1.2K_p/P_u$	-
PID	$0.60K_u$	$2K_p/P_u$	$K_pP_u/8$

Tabla 2: Relación ganancias Ziegler-Nichols

Con todo esto:

$$K_p \text{ (control de par)} = 0.45 * 2.66 * 10^7 = 1.25 * 10^7 \text{ [Nms/rad]}$$

Por su parte, la ganancia integral del control de par se puede hallar directamente sabiendo la ganancia crítica y el periodo crítico que, habiendo tabulado los datos de la gráfica donde se muestran las ganancias proporcionales, se obtiene que: $T_c=6.3 \text{ s}$.

Con esto:

$$K_i \text{ (control de par)} = 1.2 * 1.25 * 10^7 / 6.3 = 2.38 * 10^6 \text{ [Nm/rad]}$$

4.4. Cálculo de parámetros del control de paso

Para el cálculo de las ganancias del control PI de paso, se realizó el mismo proceso iterativo, tomando como referencia los datos del control de paso del archivo de demostración de Bladed:

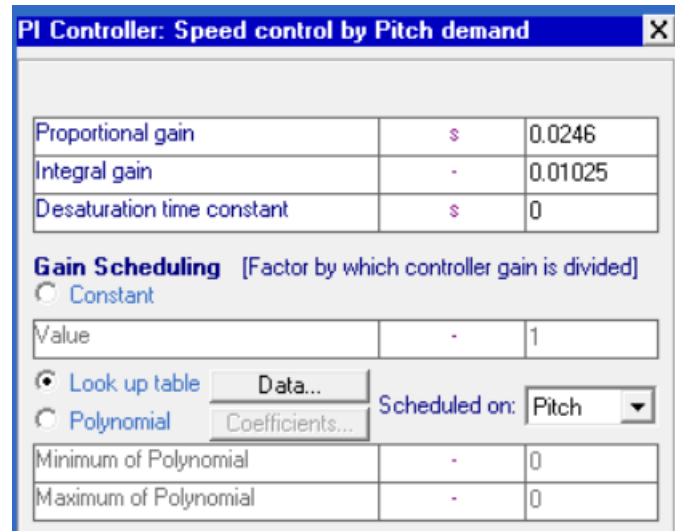


Ilustración 34: Control de paso de demostración de Bladed

Al ser estas ganancias muy próximas a 0, se fue aumentando muy paulatinamente. Y rápidamente se obtuvo una ganancia proporcional que hacía oscilar al sistema, con un valor de 5.5

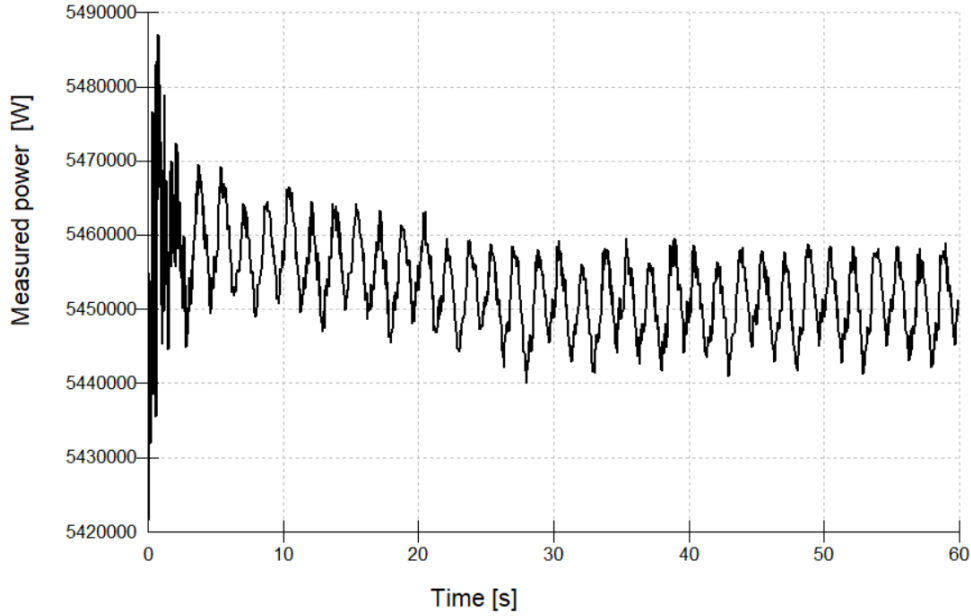
De ese modo, como se ha demostrado antes, a través la tabla de Ziegler-Nichols, se obtuvo una ganancia proporcional (K_p):

$$K_p (\text{control de pitch}) = 5.5 * 0.45 = 2.475 \text{ [s]}$$

Y con el periodo crítico (mucho menor que en el control de par):

$$K_i (\text{control de pitch}) = 1.2 * 2.475 / 0.8 = 3.7$$

Con esos valores de ganancia proporcional e integral de control de paso, y un viento turbulento de 25 m/s (por encima de la velocidad nominal), se obtiene una potencia prácticamente constante y muy próxima a la máxima extraíble (5.5 MW):



Bladed Educational - Licensed to: Universidad Pontificia de Comillas

Figura 42: Potencia eléctrica generada con el control de paso- Bladed

Para su mejor visualización, se exportan los datos a Excel y se genera una gráfica con diferente escala:

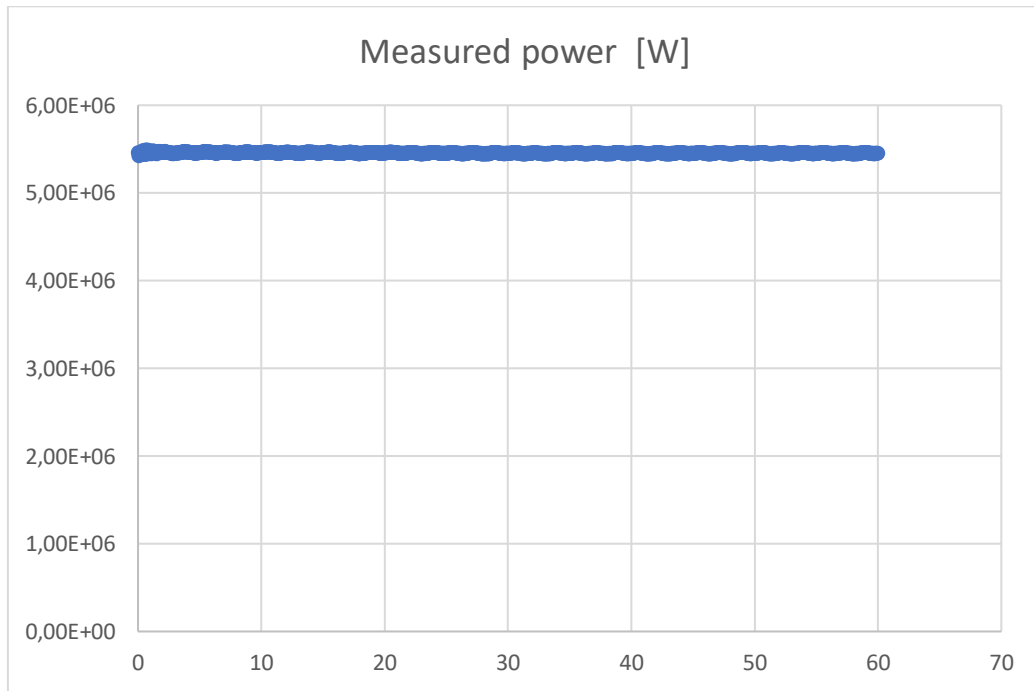


Figura 43: Potencia eléctrica extraída con el control de paso (Excel)

5. CONCLUSIONES

Como se ha podido observar, el control ofrece unas prestaciones que se adaptan perfectamente a las variaciones súbitas en el régimen del viento; a los bajos regímenes de viento, o a los regímenes turbulentos constantes de alta velocidad, sin comprometer en ningún momento la generación eléctrica.

Queda demostrado, pues, que la inversión en el sistema de pitch es necesaria y su incorrecto funcionamiento puede tener fatales consecuencias en la generación, provocando bajísimos rendimientos o turbulencias no soportables.

Por otro lado, en cuanto al programa de Bladed Educational, ha sido de gran utilidad, a pesar de sus limitaciones, especialmente la referida al tiempo de simulación.

No obstante, hay que agradecer a DNV la posibilidad de haberlo utilizado sin necesidad de pago, y mencionar que es un programa muy completo.

6. PRESUPUESTO

En esta sección se determinará el coste la torre estudiada en el proyecto. Este cálculo se realizará apoyándose en el método propuesto por “National Renewable Energy Laboratory” (NREL), que ofrece unas hojas de cálculo que permiten estimar el presupuesto requerido para los diferentes elementos de un aerogenerador de características concebidas como comunes. [14]

Estas hojas de cálculo tienen en cuenta variables como masas, precios por unidad de longitud, densidades...

A pesar de no ser esas hojas de acceso libre, en el documento referenciado se encuentra un ejemplo similar al generador con el que se ha trabajado:

From Input Page		
Machine Rating (kW)	3000	
Rotor Diameter (meters)	90	
Hub Height (meters)	80	

Offshore Turbine		
Cost in \$		2005
Component	Component Costs \$1000	Component Mass kgs
Rotor	477	50,957
Blades	319	28,809
Hub	69	14,842
Pitch mchsm & bearings	83	6,162
Spinner, Nose Cone	6	1,145
Drive train, nacelle	1,425	88,552
Low speed shaft	59	6,251
Bearings	32	1,650
Gearbox	408	20,973
Mech brake, HS cpling etc	6	
Generator	211	10,426
Variable spd electronics	266	
Yaw drive & bearing	46	4,312
Main frame	168	40,426
Electrical connections	150	
Hydraulic, Cooling system	41	240
Nacelle cover	38	4,273
Control, Safety System, Condition Monitoring	60	
Tower	415	200,762
Marinization (13.50% of Turbine and Tower System)	321	
TURBINE CAPITAL COST (TCC)	2,698	340,271
Monopile foundation/Support Structure	1,114	
Transportation	281	
Port and staging equipment	74	
Turbine Installation	371	
Electrical Interface/Connect	926	
Permits, Engineering, Site Assessment	119	
Personnel Access Equipment	64	
Scour Protection	204	
Surety Bond (Decommissioning - 3.0% of ICC)	176	
BALANCE OF STATION COST (BOS)	3,331	0

Sin embargo, este es el caso de una turbina marina en 2005, fabricada en Estados Unidos.

Teniendo en cuenta que los precios de los componentes de la turbina han variado de acuerdo a la inflación en Estados Unidos desde el 2005, el precio habría aumentado un 32.3% .

Además, hay que tener en cuenta que las dimensiones de la turbina de 3 MW no son las mismas que las de 5 MW.

Para hallar el valor estimado de este aerogenerador de 5 MW, se hará una burda regla de tres por falta de datos de proveedores.

- Coste del aerogenerador de 5 MW (sin costes secundarios) = **4,496 M €**
- Coste del aerogenerador de 5 MW (incluyendo transporte, mantenimiento, mano de obra...) = **5,552 M€**

En cuanto al sistema de pitch, de acuerdo con la ecuación de NREL [14]:

- Coste del sistema de pitch (en 2005) = $2,28 * (\text{Ørotor}^{2.6578} * 0.2106) = \mathbf{210,902.3€}$
- Teniendo en cuenta la inflación desde 2005 en EEUU: **279,023.75 €**

ANEXO I: Especificaciones preliminares proporcionadas por el tutor

- Clase IEC: I
- Turbulencia: B (según GL)
- Condiciones de viento (emplazamiento A): 10,6 m/s de velocidad media, K Weibull 1,979
- Profundidad emplazamiento A: 40 m
- Condiciones de viento (emplazamiento B): 10,8 m/s de velocidad media, K Weibull 1,985
- Profundidad emplazamiento B: 50 m
- Potencia eléctrica generada: 5 MW+10%
- Diámetro rotor aerodinámico: 126 m
- Rango de viento operativo: 3,5m/s-30m/s
- Tipo generador: síncrono a imanes permanentes
- Tipo de transmisión: directa.
- Revoluciones mínimas/nominales/máximas: 6 rpm/12 rpm/ 20rpm
- Ángulo de inclinación eje principal: +6 grados.
- Angulo de conicidad de las palas: -3 grados.
- Longitud de las palas: 61,5m
- Diámetro del buje: 3m
- Altura buje sobre el nivel medio del mar: 92m
- Clase sistema de control: control de paso
- Velocidad máxima giro palas: 8 grados/segundo
- Tiempo de aceleración giro: 0,2 segundos.
- Coordenadas del centro geométrico del buje: X=-5213; Z=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.
- Amortiguamiento de los modos de resonancia de la pala (todos los modos): 0,477%
- Posición del cojinete anterior: XA= -3197; ZA= 2936mm
- Posición del cojinete posterior: XB= 950; ZB=2500mm
- Diámetro interno del rotor en el generador: 6800 mm

- Masas rotóricas de la transmisión más generador: 5 E4 kg
- Masas no rotóricas de transmisión+generador: 5,5E4 kg
- Centro de masas de la transmisión más generador: X=-1340, Z=2710mm
- Pérdidas mecánicas de la transmisión (incluido rotor generador): 4%
- Dimensiones de la góndola: cilindro con diámetro 8,5 m, longitud 8m
- Masa global de la góndola (no incluido rotor aerodinámico): 2E5 kg
- Centro de masas de la góndola: X=- 1000; Z=+3000mm
- Diámetro interior torre: 5700 mm
- Altura sumergida flotante: 45 m
- Altura entrada acoplamiento cables: 55 m
- Altura total torre A: 133 m
- Masa total torre en espera del diseño: 1,9E6 kg
- Diámetro entrehierro del generador: 7000 mm
- Entrehierro del generador: 6 mm
- Número de polos: 360
- Longitud axial de los polos y yugos: 1300 mm
- Altura/anchura de los polos (imanes): 18mm/42,5 mm
- Clase de los imanes: N3616
- Altura de yugos rotórico/estatórico : 15mm/13mm
- Altura y anchura de las ranuras estatoricas: 83mm/9,26 mm
- Número de ranuras por paso polar: 3
- Resistencia del estator: calcular 7,7E-2/30 ohmios
- Impedancia síncrona: calcular 3,5E-2 ohmios
- Pérdidas en el hierro: calcular 4,4E4 W
- Rendimiento del generador: calcular 95%
- Tensión nominal: 690V
- Factor de potencia: 0,9
- Máxima corriente del convertidor: 6E3A
- Máxima tensión del convertidor: 800V
- Rendimiento del convertidor: 97%
- Potencia de cargas auxiliares: 1E4 W
- Diámetro primitivo de sistema de orientación: 5925 mm
- Módulo sistema de orientación: 24 mm
- Velocidad de orientación: 0,3grados/segundo
- Tiempo de aceleración giro: 6 segundos
- Par nominal de cada accionamiento: 49,0 kNm
- Par de pico de cada accionamiento: 98,1 kNm
- Relación engranajes: 1253,6
- Z piñón: 14
- Potencia nominal motor: 5,5 kW

- Velocidad motor: 940 rpm
- Rendimiento (motor+reductora): 70,00%
- Condiciones marítimas
- Máxima altura significativa de ola (50 años): 5,08 m
- Periodo pico de ola: 11,01 segundos
- Densidad del agua: 1027 kg/m³
- Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m
- Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s

CARGAS AERODINÁMICAS EN EL CENTRO DEL BUJE (estimación preliminar)

HUB SHAFT EXTREM LOADS (according to GL)		Caso de	PSF	Fx	Fy	Fz	Fyz	Mx	My	Mz	Myz	Description	Azimuth	BldPitch1
(FAST simulations)		carga		[KN]	[KN]	[KN]	[KN]	[KNM]	[KNM]	[KNM]	[KNM]		(deg)	(deg)
Min	Fx	1,5	1,2	-331,7	-16,7	-1431,6	1469,5	-0,1	486,6	925,4	925,4	Producción. Ráfaga. Caída tensión.	316,1	17,0
Max	Fx	1,3	1,35	1375,7	114,4	-1751,0	1754,7	6453,0	430,7	10053,5	10062,7	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	315,6	1,9
Min	Fy	1,2	1,35	212,5	-286,3	-1590,3	1615,9	5248,8	3437,1	-10058,9	10629,9	Producción. Turbulencia extrema	94,0	32,7
Max	Fy	6,4	1,2	69,7	233,8	-1508,4	1526,4	0,0	-328,3	-618,4	700,1	Parada. Turbulencia normal	85,9	90,0
Min	Fz	1,3	1,35	1082,3	16,9	-1933,2	1933,3	6293,7	-10077,8	-12044,7	15704,6	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	151,4	-1,0
Max	Fz	7,2	1,1	74,6	21,2	-1188,0	1188,2	0,0	656,0	90,0	662,2	Parada. Condición fallo.	135,0	90,0
Max	Fyz	1,3	1,35	1096,5	24,2	-1933,2	1933,4	6343,7	-10094,0	-11912,4	15613,9	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	152,8	-0,9
Min	Mx	1,4	1,2	447,2	-14,8	-1410,0	1479,2	-0,4	1538,4	-3450,0	3450,0	Producción. Viento normal. Caída red	67,5	28,5
Max	Mx	1,6	1,35	531,6	-65,3	-1591,7	1678,1	6453,0	2936,3	3122,6	7168,8	Producción. Ráfaga extrema.	315,0	28,4
Min	My	1,2	1,35	429,6	-210,5	-1514,7	1529,3	6420,6	-11712,6	1952,1	11874,2	Producción. Turbulencia extrema	188,8	30,9
Max	My	1,3	1,35	1006,7	-54,2	-1904,9	1905,6	6143,9	15862,5	-2393,6	16042,1	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	23,3	-1,0
Min	Mz	1,3	1,35	981,5	-80,1	-1567,4	1569,4	6453,0	-7408,8	-12842,6	14826,4	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	126,6	-0,9
Max	Mz	1,3	1,35	989,7	-42,2	-1898,1	1898,6	6057,5	-5904,9	14904,0	16031,1	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	261,8	-1,0
Max	Myz	1,3	1,35	1006,7	-54,2	-1904,9	1905,6	6143,9	15862,5	-2393,6	16042,1	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	23,3	-1,0

ANEXO II: Objetivos de Desarrollo Sostenible

“Los [Objetivos de Desarrollo Sostenible \(ODS\)](#) constituyen un llamamiento universal a la acción para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo. En 2015, todos los Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron 17 Objetivos como parte de la [Agenda 2030](#) para el Desarrollo Sostenible, en la cual se establece un plan para alcanzar los Objetivos en 15 años.” [15]



Este proyecto, mediante la implantación del aerogenerador en la costa africana, se compromete con los siguientes objetivos de desarrollo sostenible:

1. **Objetivo 7:** “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, además de no contaminante”, pues se trata de una energía renovable, cuyas metas más detalladas son las siguientes:

7.1 De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos

7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas

7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética

7.a De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias

7.b De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo

2. **Objetivo 8:** “Promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos” y crecimiento económico, ya que su pretensión es la de abastecer energéticamente a la población africana cercana a la costa, que actualmente vive intermitencia [3] . Más concretamente, las siguientes metas del objetivo 8:

8.2 Lograr niveles más elevados de productividad económica mediante la diversificación, la modernización tecnológica y la innovación, entre otras cosas centrándose en los sectores con gran valor añadido y un uso intensivo de la mano de obra.

8.4 Mejorar progresivamente, de aquí a 2030, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados

3.Objetivo 13: “Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos”:

13.b Promover mecanismos para aumentar la capacidad para la planificación y gestión eficaces en relación con el cambio climático en los países menos adelantados y los pequeños Estados insulares en desarrollo, haciendo particular hincapié en las mujeres, los jóvenes y las comunidades locales y marginadas

ANEXO III: Cálculos

En este apartado se muestran los cálculos llevados a cabo para completar el modelo de simulación de Bladed:

1. Rotor:

1.1. Inercias del rotor:

$$I_x = \frac{1}{2} \text{Masa rotor} \left(\frac{\Phi_{\text{exterior rotor}}^2}{4} + \frac{\Phi_{\text{interior rotor}}^2}{4} \right) = 255118,06 \text{ kgm}^2$$

$$I_y = \frac{1}{4} \text{Masa rotor} \left(\frac{\Phi_{\text{exterior rotor}}^2}{4} + \frac{\Phi_{\text{interior rotor}}^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \text{Masa rotor} L^2 = 129348,08 \text{ kgm}^2$$

Donde:

$$\text{Masa rotor} = \rho L \left(\pi \frac{\Phi_{\text{exterior rotor}}^2}{4} - \pi \frac{\Phi_{\text{interior rotor}}^2}{4} \right) = 21448,4 \text{ kg}$$

$$\Phi_{\text{exterior rotor}} = \Phi_{\text{entre hierro}} - \text{entrehierro generador} = 6994 \text{ mm}$$

Y $\Phi_{\text{interior rotor}}$ es un dato especificado por el tutor (6800 mm)

$$\rho_{\text{acero}} = 7800 \text{ kg/m}^3$$

$$L = 1300 \text{ mm}$$

2. Estator:

2.1. Inercias del estator:

$$I_x = \frac{1}{2} \text{Masa estator} \left(\frac{\Phi_{\text{exterior estator}}^2}{4} + \frac{\Phi_{\text{interior estator}}^2}{4} \right) = 274975,77 \text{ kgm}^2$$

$$I_y = \frac{1}{4} \text{Masa estator} \left(\frac{\Phi_{\text{exterior estator}}^2}{4} + \frac{\Phi_{\text{interior estator}}^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \text{Masa estator} L^2 = 140563,65 \text{ kgm}^2$$

Donde:

$$\Phi_{\text{exterior estator}} = \Phi_{\text{interior estator}} + 2(H_{ye} + H_{re}) = 7192 \text{ mm}$$

$$Y: \text{Masa estator} = \rho L \left(\pi \frac{\Phi_{\text{exterior estator}}^2}{4} - \pi \frac{\Phi_{\text{interior estator}}^2}{4} \right) = 21839,75 \text{ kg}$$

3. Par máximo

$$M_{max} = \frac{P_{nominal}}{w_{nominal}} = 4,367 * 10^6 Nm$$

4. Buje:

Tomando el buje como un paraboloides de densidad 7850 kg/m^3 y masa 40000 kg :

Su volumen será el cociente entre la masa y la densidad:

$$Volumen buje = \frac{Masa buje}{\rho} = 5,1 m^3 \frac{\pi (\phi_{bujes}/2)^2 h}{\rho} \Rightarrow h = 1,44 m$$

4.1. Inercia del buje:

$$I_x = \frac{Masa buje (\phi_{bujes}/2)^2}{3} = 3000 \text{ kgm}^2$$

$$I_y = I_z = \frac{1}{2} Masa buje \left(\frac{1}{3} (\phi_{bujes}/2)^2 + h^2 \right) = 56587,28 \text{ kgm}^2$$

4.2. Coeficiente de arrastre del buje:



Shape		Drag Coefficient
Sphere	→ 	0.47
Halfsphere	→ 	0.42

Ilustración 35: Coeficiente de arrastre de una semiesfera (para el buje)

Se toma el buje como una semiesfera

5. Torre:

5.1. Diámetro exterior de la torre:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Volumen torre} = L \left(\pi \frac{\phi_{\text{exterior torre}}^2}{4} - \pi \frac{\phi_{\text{interior torre}}^2}{4} \right) \Rightarrow \phi_{\text{exterior torre}} = 5,9 \text{ m} \\ \text{Masa torre} = \rho \text{ Volumen torre} \end{array} \right.$$

5.2. Espesor de la torre:

$$\delta = \frac{\phi_{\text{exterior torre}} - \phi_{\text{interior torre}}}{2} = 0,1 \text{ m}$$

5.3. Coeficiente de arrastre:

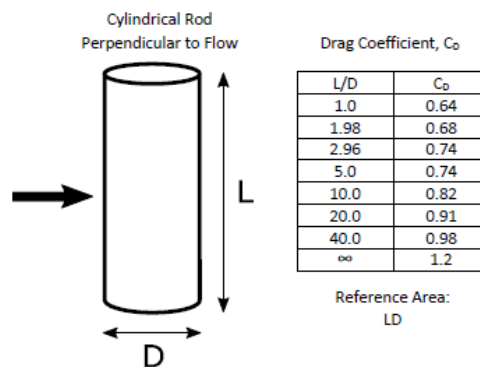


Ilustración 36: Coeficiente de arrastre para un cilindro (torre)

$$\frac{\text{Longitud torre}}{\phi_{\text{exterior torre}}} = 22,54$$

Con lo que su coeficiente de arrastre, mediante extrapolación, se toma como 0,92

6. Góndola

Esta se aproxima por un cilindro

6.1. Inercia de guiñada:

$$I_y = \frac{1}{4} \text{Masa góndola} \left(\frac{\phi_{\text{exterior góndola}}^2}{4} + \frac{\phi_{\text{interior góndola}}^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \text{Masa góndola} L^2 = 1,82 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

6.2. Inercia de cabeceo:

$$I_y = \frac{1}{4} \text{Masa góndola} \left(\frac{\phi_{\text{exterior góndola}}^2}{4} + \frac{\phi_{\text{interior góndola}}^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \text{Masa góndola} L^2 = 1,82 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

6.3. Inercia de alabeo:

$$I_x = \frac{1}{2} \text{Masa góndola} \left(\frac{\phi_{\text{exterior góndola}}^2}{4} + \frac{\phi_{\text{interior góndola}}^2}{4} \right) = 2,27 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

Donde

$$\begin{aligned} \text{Masa góndola} &= \text{Masa global} - \text{Masa rotórica} - \text{masa estatórica} = \\ &= 2 \cdot 10^5 - 5 \cdot 10^4 - 2,184 \cdot 10^4 = 128160 \text{ kg} \end{aligned}$$

Y el diámetro:

$$\text{Masa góndola} = \rho L \left(\pi \frac{\phi_{\text{exterior góndola}}^2}{4} - \pi \frac{\phi_{\text{interior góndola}}^2}{4} \right) \Rightarrow \phi_{\text{interior góndola}} = 8,35 \text{ m}$$

6.4. Coeficiente de arrastre de la góndola:

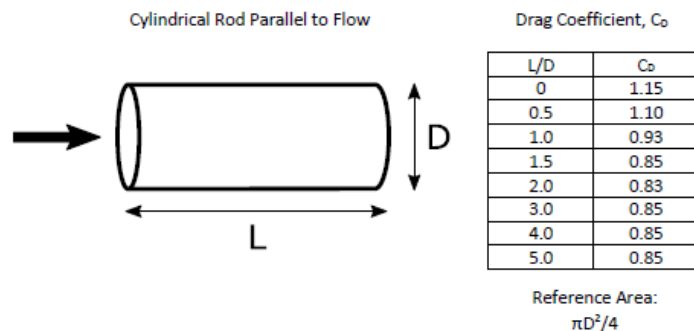


Ilustración 37: Coeficiente de arrastre de un cilindro horizontal

7. Eje de potencia

7.1. Inercias de la transmisión:

$$I_x = \frac{1}{2} \text{Masa transmisión} \left(\frac{\Phi_{\text{exterior transmisión}}^2}{4} + \frac{\Phi_{\text{interior transmisión}}^2}{4} \right) = 3,1810^5 \text{ kgm}^2$$

$$I_y = \frac{1}{4} \text{Masa transmisión} \left(\frac{\Phi_{\text{exterior transmisión}}^2}{4} + \frac{\Phi_{\text{interior transmisión}}^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \text{Masa transmisión } L^2 = 2 \cdot 10^5 \text{ kgm}^2$$

Donde:

$$\text{Masa transmisión} = \text{Masa rotórica} - \text{Masa rotor} = 28551,6 \text{ kg}$$

$$L = \text{Posición cojinete posterior} - \text{Posición cojinete anterior} = 4,15 \text{ m}$$

$$\text{Masa transmisión} = \rho L \left(\pi \frac{\Phi_{\text{exterior transmisión}}^2}{4} - \pi \frac{\Phi_{\text{interior transmisión}}^2}{4} \right)$$

$$\text{De donde se obtiene: } \Phi_{\text{interior transmisión}} = 6,54 \text{ m}$$

7.2. Pérdidas:

$$M_{\text{perdidas}} = M_{\text{max}} (1 - \eta) = 175 \text{ kNm}$$

8. Controles

Todo detallado en la página 85

Bibliografía

- [1] ENERDATA, «Anuario estadístico mundial de energía,» 2020.
- [2] Asociación Empresarial Eléctrica, «Anuario Eólico 2020. Toda la información del sector en el 2019.,» 2020.
- [3] European Investment Bank (EIB), «Responder a las necesidades energéticas de África,» 2017.
- [4] Global Wind Atlas, «Global Wind Atlas,» 2021. [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/>. [Último acceso: 16 Junio 2021].
- [5] J. Moragues y A. Rapallini, «Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi",» 2003. [En línea]. [Último acceso: 2 Julio 2021].
- [6] World Wind Energy Association (WWEA), 2020. [En línea]. Available: <https://www.smartgridsinfo.es/2021/03/26/potencia-eolica-mundial-alcanza-744-gw-asociacion-mundial-energia-eolica-wwea>. [Último acceso: 23 Mayo 2021].
- [7] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, Wiley: 2nd Edition, 2001.
- [8] M. G. Molina, «Modelling and Control Design of Pitch-Controlled Variable Speed Wind Turbines,» Abril 2011. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/221911675_Modelling_and_Control_Design_of_Pitch-Controlled_Variable_Speed_Wind_Turbines. [Último acceso: 5 Julio 2021].
- [9] J. Laks, L. Pao y A. Wright, «Control of wind turbines: Past, Present and Future,» de *American Control Conference*, St. Louis, 2009.
- [10] Escuela Técnica Superior de Ingeniería (Universidad de Sevilla), «Generalidades sobre aerogeneradores,» [En línea]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70162/fichero/Volumen+%C3%BAnico%252F02+Generalidades+sobre+aerogeneradores.pdf>. [Último acceso: 2 Julio 2021].
- [11] DNV GL, «Wind turbine software - Bladed,» [En línea]. Available: <https://www.dnv.com/services/wind-turbine-design-software-bladed-3775>. [Último acceso: 7 Julio 2021].
- [12] DNV GL, Bladed Educational Guide V1.1.
- [13] IEC, «IEC, Wind - Part 1: Design Requirements,» Ginebra, 2005.

- [14] L. Fingersh, M. Hand and A. Laxson. "Wind Turbine Desing Cost and Scaling Model" Techncal Report NREL/TP-500-40566. Dec. 2006
- [15] Organización de las Naciones Unidas (ONU), «United Nations,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>. [Último acceso: 6 Julio 2021].