



ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERÍA TÉCNICA
INDUSTRIAL DE BILBAO



GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

2015/2016

*DISEÑO MECÁNICO DE LOS ELEMENTOS DE
TRANSMISIÓN DE UN AEROGENERADOR DE 1,3
MW*

DOCUMENTO 2 : MEMORIA

DATOS DE LA ALUMNA O DEL ALUMNO

NOMBRE : AITOR

APELLIDOS : FUENTE ARES

FDO. :

FECHA : 11-04-2016

DATOS DEL DIRECTOR O DE LA DIRECTORA

NOMBRE : ERIK

APELLIDOS : MACHO MIER

DEPARTAMENTO : INGENIERÍA MECÁNICA

FDO. :

FECHA : 11-04-2016

ÍNDICE

2.1.- OBJETO DEL PROYECTO	1
2.3.- ALCANCE DEL PROYECTO	2
2.4.- ANTECEDENTES	3
2.4.1.-Evolución histórica de la energía eólica	3
2.4.2.-El viento. Origen y comportamiento.	8
2.4.3.-Impacto medioambiental	15
2.4.4.-Costes de la energía eólica.....	18
2.4.5.-Estado de desarrollo de la energía eólica.....	21
2.4.6.-Tipos de aerogeneradores	25
2.4.7.-Componentes de un aerogenerador.....	31
2.4.8.-Control de la potencia del aerogenerador	85
2.5.- NORMAS Y REFERENCIAS.....	89
2.5.1.-Disposiciones legales y normas aplicadas	89
2.5.2.-Bibliografía	90
2.5.3.-Programas de cálculo	92
2.6.- DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.....	92
2.7.- REQUISITOS DE DISEÑO	100
2.8.- ANÁLISIS DE SOLUCIONES	100
2.9.- RESULTADOS FINALES.....	102
2.9.1.- Prediseño del rotor	102
2.9.2.- Predimensionamiento de las palas	104
2.9.3.- Mecanismo de orientación de las palas	108
2.9.4.- Buje.....	110
2.9.5.- Nacelle	111
2.9.6.- Eje principal.....	111
2.9.7.- Multiplicadora.....	113
2.9.8.- Portasatélites	116
2.9.9.- Satélites.....	118
2.9.10.- Coronas dentadas	118
2.9.11.- Ejes satélites.....	119

2.9.12.- Eje piñón.....	122
2.9.13.- Eje de entrada	122
2.9.14.- Eje de salida	125
2.9.15.- Tapas.....	127
2.9.16.- Cuerpo etapa planetaria	128
2.9.17.- Cuerpo etapa ordinaria.....	129
2.9.18.- Acoplamiento eje rápido-alternador	129
2.9.19.- Freno mecánico.....	130
2.9.20.- Sistema de orientación.....	131
2.10.- PLANIFICACIÓN	132
2.11.- ORDEN DE PRIORIDAD DE LOS DOCUMENTOS	132

2.- MEMORIA

2.1.- OBJETO DEL PROYECTO

En una sociedad donde la preocupación por el aumento de la temperatura del planeta (cambio climático) y de la extinción de los recursos energéticos (petróleo) va en aumento, la ingeniería debe centrarse en el óptimo aprovechamiento de los recursos naturales inagotables, como lo es la energía del viento. Una manera adecuada es la implantación de aerogeneradores eólicos en aquellas zonas donde la densidad de potencia eólica disponible sea suficiente y el impacto ambiental mínimo.

El presente Proyecto Fin de Grado tiene por objeto el diseño mecánico de los elementos de transmisión de un aerogenerador tripala de eje horizontal de 1,3MW.

Es por tanto el objeto del proyecto realizar los cálculos, el diseño gráfico y el presupuesto para la fabricación del mismo.

El perfil aerodinámico de la pala desvía la línea de corriente del viento, generando más presión en una cara que en la otra de la pala. Esa diferencia de presiones aplicada sobre la superficie aerodinámica del perfil crea una fuerza, la cual al estar a una distancia sobre el eje de giro origina un momento que hace que las palas giren solidarias al eje del rotor.

Debido a que la velocidad de giro del rotor no coincide con la velocidad de giro del alternador, en el proyecto se incluye el diseño de una caja multiplicadora de tres etapas, dos de ellas planetarias y una última ordinaria, encargada de realizar dicha conversión.

Para lograr un mayor aprovechamiento de la energía eólica, el aerogenerador incluye un mecanismo de cambio del ángulo de paso de las palas.

El mecanismo de cambio del ángulo de las palas permite, para cada velocidad de viento, adaptar el ángulo de las palas de tal forma que se extraiga de forma controlada el óptimo de energía del viento aprovechable.

En el caso de velocidades de viento inferiores a la velocidad nominal (*12 m/s*), se regula el paso con el fin de extraer el máximo posible de energía. En cambio, para el caso de velocidades de viento superiores al nominal se adapta el ángulo de paso, introduciendo pérdidas de carga, de manera que el aerogenerador extrae la potencia

nominal. Además, el sistema debe ser capaz de detener el aerogenerador (*recoger las palas*) si la velocidad del viento supera los 25 m/s (*velocidad de corte*).

Es por eso que la tecnología de paso variable, además de maximizar la energía del viento, minimiza las cargas sobre la máquina y permite el empleo de la pala completa como freno aerodinámico.

Este proyecto se desarrollará de acuerdo a la norma UNE 157001 aprobada el 28 de febrero de 2002 (B.O.E. nº 99 de 25 de abril), al tratarse de un proyecto de diseño, una vez finalizada su redacción de acuerdo a norma se dará por finalizado, dejando el proyecto de construcción en manos de otro técnico.

2.3.- ALCANCE DEL PROYECTO

Este proyecto se centra en el diseño, cálculo, representación gráfica y valoración económica de los mecanismos de un aerogenerador tripala cuyo fin es aprovechar la densidad de potencia eólica disponible en el posible emplazamiento (*no se especifica para el presente Proyecto*) para producir energía eléctrica por valor de 1,3MW por máquina instalada .

Los cálculos de los elementos del aerogenerador se exponen en el “Documento 3”. La representación gráfica viene dada por los planos que se muestran en el “Documento 4”. El desglose económico de los componentes que forman parte del diseño se refleja en el “Documento 6”, que contendrá de forma conjunta las mediciones y el presupuesto.

Exceptuando la torre, su cimentación, el generador eléctrico y los controladores electrónicos, todos los demás elementos serán objeto de estudio.

El fin de este proyecto es garantizar el correcto funcionamiento, gracias al correcto dimensionamiento de los elementos, del aerogenerador y garantizar su fiabilidad a lo largo de los 20 años de vida útil para los que ha sido diseñado; así como optimizar todos los factores que contribuyen al coste final de la energía.

Conviene reseñar que se parte de una serie de condiciones iniciales impuestas por el cliente: Potencia nominal (*1,3MW*), número de palas (*3*), velocidad de arranque

(4,16 m/s o 15 km/h) y corte (25 m/s o 90 km/h), velocidad nominal (12 m/s), velocidad máxima en la punta de la pala (65 m/s), velocidad del eje de salida (1500 r.p.m.). El resto de parámetros a fijar quedan a elección del diseñador, intentando siempre contribuir a la disminución del coste final de la energía.

2.4.- ANTECEDENTES

2.4.1.-Evolución histórica de la energía eólica

El uso más antiguo de la energía eólica del que se tiene documentación es como medio de locomoción. La energía eólica encontró su aplicación masiva en el panorama energético de la civilización humana con el uso de la vela para la propulsión de embarcaciones.

Salvo aplicaciones menores, los persas fueron probablemente los primeros en aplicar la energía eólica a la agricultura de forma masiva, usando motores de eje vertical para elevar agua de irrigación y moler grano (siglo VII). Estos aparatos estaban compuestos por velas montadas verticalmente unidas a un eje vertical, el empuje del aire sobre las velas proporcionaba un movimiento giratorio.

Hacia el siglo XIV se desarrolló el molino de torre. En éstos sólo gira la parte superior del molino, que incluye el rotor, mientras que la parte inferior es una torre de ladrillo o piedra solidaria al suelo.



Figura 1: Molino de torre

La potencia máxima del molino occidental podría cifrarse en unos 7 a 15 KW y se podía controlar bien por la cantidad de aspa recubierta de tela, bien con el uso de postigos de madera en las mismas.

El molino occidental se ha usado no sólo para moler sino para bombear agua, mover serrerías, extraer mineral y para aplicaciones en las que se requería potencia concentrada.

Ya en el siglo XVII se realizaron mejoras tecnológicas en los molinos de viento, como dar cierta torsión a la pala a lo largo de su envergadura con el fin de mejorar su rendimiento aerodinámico, que empiezan a configurar los molinos modernos.

En el siglo XVIII se refinan los mecanismos del interior del molino, siendo ya común la existencia de rodamientos en los ejes de los molinos más avanzados. Las aspas pasan de ser un enrejado plano de madera recubierto de una lona con un larguero central, a ser un ala rudimentaria de iguales materiales. A finales de este siglo se podían encontrar molinos de viento por toda Europa y América del Norte y del Sur.

En el siglo XIX cabe destacar el desarrollo de la turbina eólica multipala americana, que consiste en un rotor multipala de unos 3 metros de diámetro conectado a un mecanismo de bielamanivela.



Figura 2: Multipala americana

Por la misma época, en 1892, en Dinamarca, país con importantes recursos eólicos, el profesor Latour diseñó el primer aerogenerador eléctrico, marcando el

comienzo del desarrollo de la moderna tecnología eólica. Antes de la primera guerra mundial se llegaron a instalar aerogeneradores con una potencia máxima de 25 KW.

A comienzos del siglo XX se produjeron muchas aportaciones científicas y técnicas fundamentadas en la mecánica de fluidos. El investigador alemán Betz demostró que la máxima fracción de energía extraíble de una corriente uniforme abierta es el 60 %, conocido como límite de Betz.

Asimismo, Glauert, experto en mecánica de fluidos, demostró que puede obtenerse mayor rendimiento cuanto mayor es el coeficiente de velocidad λ , cociente entre la velocidad de punta de pala debida al giro y la velocidad incidente del viento.

En 1927 Dekker construyó el primer rotor provisto de palas de sección aerodinámica (redondeado en su borde de ataque (barlovento) y afilado en su borde de salida (sotavento), permitiendo velocidades de punta de pala de 4 a 5 veces la velocidad del viento incidente. La teoría había ya demostrado que al aumentar esta relación de velocidades, menor era la influencia del número de palas sobre el rendimiento, por lo que empezaron a aparecer aeroturbinas de dos y tres palas, lo que abarataría su construcción.

En 1924, Savonius desarrolla una aeroturbina de eje vertical consistente en dos semicilindros huecos, decalados y dispuestos según un eje vertical. Tenían la ventaja de ofrecer par de arranque pero su bajo rendimiento y su reducida velocidad de giro hacían que sus aplicaciones se limitasen a bombeo de pistón.



Figura 3: Aerogenerador Savonius

En 1927, Darrieus desarrolla la turbina de eje vertical consistente en dos o más palas dispuestas con la forma que toma una cuerda sujeta por sus extremos y sometida a un movimiento giratorio. Su rendimiento y velocidad eran comparables a las turbinas de eje horizontal pero presentaba algunas desventajas como la ausencia del par de arranque, lo que hacía necesario motorizar la turbina para que comience a girar y el empleo de tensores adicionales para garantizar la estabilidad estructural.



Figura 4: Aerogenerador Darrieus

Como consecuencia de la crisis energética de 1973 y el encarecimiento del precio del petróleo en el periodo 1973-1986, se produce un resurgimiento de la tecnología del aprovechamiento del viento, que lleva a la aparición de los actuales aerogeneradores.



Figura 5: Aerogenerador actual de eje horizontal

A finales de la década de los setenta aparecen los primeros aerogeneradores comerciales que denominaremos nueva generación de sistemas de conversión eólica.

La energía eólica representa hoy día una de las fuentes energéticas más baratas y con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura.

En la siguiente tabla se presenta una comparativa entre las tecnologías utilizadas en las instalaciones eólicas de finales del siglo XX con los actuales aerogeneradores.

	1985	1995	2008
Diámetro rotor (m)	15	40	72
Altura torre (m)	20	40	62
Potencia nominal (KW)	55	500	1500
Producción anual (MWh)	110	1451	4560
Peso total (t)	12	50	84
Coste estimado (€)	66600	450000	900000
Producción/Área barrida (MWh/m²)	0.621	1.155	1.16
Peso palas/Área barrida (Kg/m²)	1,6	1.2	1.09
Peso góndola/Área barrida (kg/m²)	31	18	10
Peso total/Área barrida (Kg/m²)	68	40	17
Coste /Potencia instalada (€/KW)	1212	900	600

Figura 6: Tabla evolución de los aerogeneradores

2.4.2.-El viento. Origen y comportamiento.

El viento es la variable de estado de movimiento del aire. En meteorología se estudia el viento como aire en movimiento tanto horizontal como verticalmente. Los movimientos verticales del aire caracterizan los fenómenos atmosféricos locales, como la formación de nubes de tormenta.

El viento es causado por las diferencias de temperatura existentes al producirse un desigual calentamiento de las diversas zonas de la Tierra y de la atmósfera. Las masas de aire más caliente tienden a ascender, y su lugar es ocupado entonces por las masas de aire circundante, más frío y, por tanto, más denso. Se denomina propiamente "viento" a la corriente de aire que se desplaza en sentido horizontal, reservándose la denominación de "corriente de convección" para los movimientos de aire en sentido vertical.

La dirección del viento depende de la distribución y evolución de los centros isobáricos; se desplaza de los centros de alta presión (anticiclones) hacia los de baja presión (depresiones) y su fuerza es tanto mayor cuanto mayor es el gradiente de presiones. En su movimiento, el viento se ve alterado por diversos factores tales como el relieve y la aceleración de Coriolis.

En superficie, el viento viene definido por dos parámetros: la dirección en el plano horizontal y la velocidad.

Circulación general en la atmósfera

El aire de la atmósfera experimenta unos procesos de circulación de carácter general que determinan la climatología y la estacionalidad y evolución de los fenómenos meteorológicos.

La radiación solar

La energía calorífica de la radiación solar es la generatriz de todos los procesos meteorológicos y climáticos que se dan en la tierra. Al incidir sobre el planeta, atraviesa el gas atmosférico sin apenas calentarlo; en cambio sí calienta la superficie terrestre que es la que acaba transmitiendo el calor al aire atmosférico en contacto con ella. Así pues, es la tierra la que calienta directamente la atmósfera y no la radiación solar. Esto tiene

una importante trascendencia para entender la dinámica de todos los procesos que se dan en meteorología.

Sin embargo, no toda la superficie de la tierra recibe por igual la misma energía: los polos son las que menos y las zonas ecuatoriales son las que más. De este modo, la superficie de la tierra no transmite de una forma uniforme el calor al aire que tiene sobre ella.

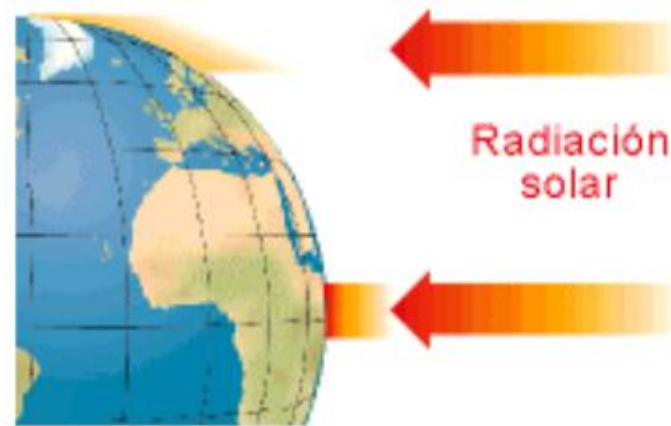


Figura 7: Radiación solar

La tierra del ecuador se calienta más por la acción solar que la de los polos, debido a que recibe más cantidad de radiación por unidad de superficie.

Esto origina que se produzcan intercambios térmicos entre las zonas más calientes y las más frías para restablecer el equilibrio: el aire caliente se desplaza hacia los polos y el aire frío hacia el ecuador. De este modo, las masas de aire nivelan y suavizan el clima en la Tierra y establecen los principios de la circulación general.

Regiones depresionarias y anticiclónicas

El aire caliente de la zona ecuatorial se hace más ligero y se eleva. Al ascender, se dirige en altura hacia los polos. A medida que se desplaza hacia el polo sufre la acción de la fuerza de Coriolis, desviándose hacia su derecha en el hemisferio Norte y hacia su izquierda en el hemisferio Sur.

Cuando el aire se enfría cae, y una vez en la superficie de la tierra retorna al ecuador absorbido por las bajas presiones que se generan en la zona al ascender el aire caliente. En este trayecto se vuelve a desviar debido a la fuerza de Coriolis, de manera que al llegar a la zona subtropical es ya un viento del Noreste en el hemisferio Norte, y del sureste en el hemisferio Sur. Estos vientos son los denominados alisios.

En los polos ocurre lo contrario. El aire frío y pesado se desplaza desde la zona polar a ras de suelo en dirección al ecuador. La fuerza de Coriolis, lo desvía al Noreste en el hemisferio Norte, y al sureste en el hemisferio Sur. Al descender de latitud el aire se calienta y asciende, volviendo al la zona polar por arriba, absorbido por la depresión en altitud que genera el aire. Sobre el polo vuelve a enfriarse descendiendo y se cerrando el ciclo.

El ciclo ecuatorial abarca desde el ecuador hasta los 30° de latitud en ambos hemisferios. El polar desde ambos polos hasta los 60°.

En las latitudes templadas que quedan entre los 30 y los 60° de latitud se origina otro ciclo. El aire de la zona es más caliente que el polar y más frío que el subtropical. Por ello el aire de la zona tiene tendencia a trasladarse hacia el polo para llenar el vacío dejado por el aire ascendente en los 60° de latitud; al ser desviados de nuevo por la fuerza de Coriolis adquieren una marcada componente oeste en ambos hemisferios. Son los denominados vientos de los oestes cuyo predominio en la zona templada genera el denominado "cinturón de los oestes".

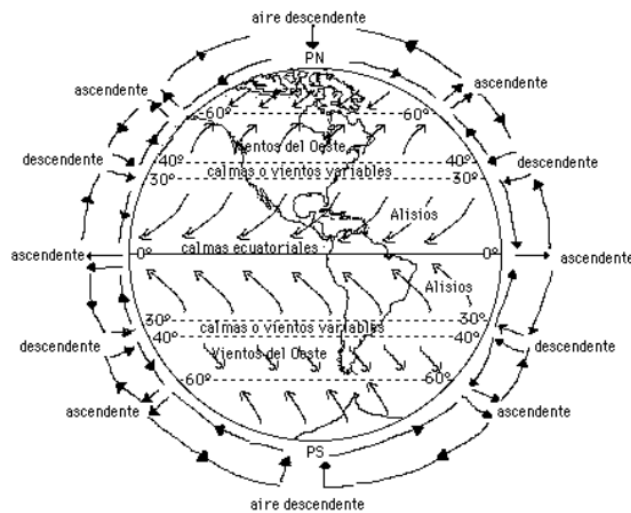


Figura 8: Las zonas depresionarias y anticiclónicas se intercalan con otras de vientos dominantes.

Distribución en latitud de las zonas depresionarias y anticiclónicas

Debido a esta circulación general las zonas de presión atmosférica relativa quedan distribuidos de este modo sobre cada hemisferio de la tierra:

1. Sobre el polo un anticiclón.
2. Una zona de depresiones en torno a los 60° de latitud, a la que se dirigen vientos polares y subtropicales.

3. Una zona de anticiclones sobre los 30° de latitud, que envía vientos de componente oeste (SO en el hemisferio norte y NO en el sur) hacia las regiones templadas y de componente este (NE en el hemisferio norte y SE en el sur) hacia la región ecuatorial.
4. Una zona depresionaria en el cinturón ecuatorial, con vientos en calma pero con fuertes corrientes verticales ascendentes. La denominada zona de convergencia intertropical.

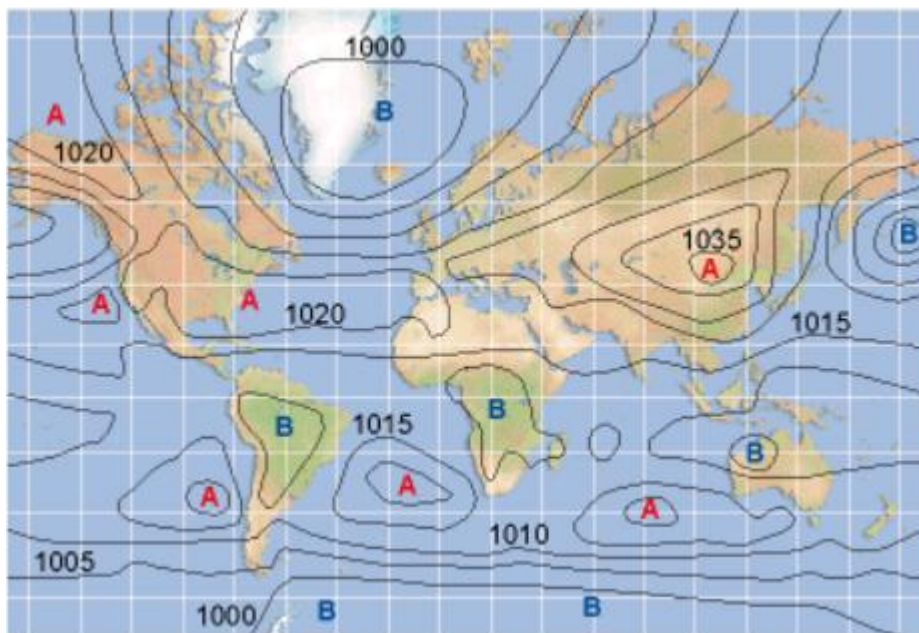


Figura 9: Isobaras dominantes el mes de enero.

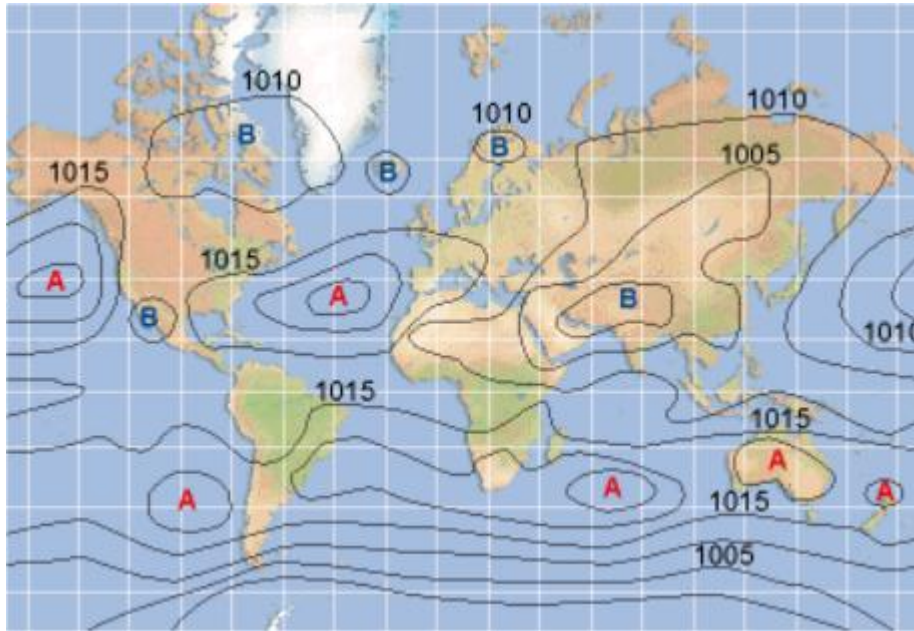


Figura 10: Isobaras dominantes el mes de julio.

La influencia de los continentes

Este equilibrio es el que se produciría si el planeta tuviera una superficie homogénea, pero en realidad hay tierra y agua que se calientan y enfrían de forma distinta. En el hemisferio norte predominan las grandes masas continentales y en el sur el agua, por lo que el modelo de circulación general experimenta variaciones en cada caso. También las masas de tierra y agua se encuentran mezcladas sin uniformidad, por lo que la distribución de las depresiones y los anticlones no es tampoco homogénea en cada hemisferio.

En general, en verano (enero para el hemisferio sur, y julio para el hemisferio norte) la zona anticiclónica de los 30° de latitud tiende a interrumpirse en los continentes debido a su intenso calentamiento debido a alta absorción de la radiación solar de la tierra que genera la aparición de depresiones denominadas térmicas (El aire caliente asciende). Son las depresiones suramericana, sudafricana y australiana en el verano austral, y las centroasiática y Norteamericana, en el boreal.

En invierno (enero para el hemisferio norte, y julio para el sur) la zona anticiclónica se refuerza sobre los continentes al enfriarse el aire sobre ellos más que sobre los océanos. El anticiclón es más denso en los continentes del hemisferio norte, donde la extensión de tierra es superior, que en el sur. Son los anticlones siberiano y Norteamericano.

La fuerza de Coriolis

La denominada fuerza de Coriolis influye en todos los fenómenos de traslación que se realizan sobre la superficie de la tierra.

Debido a su rotación, se genera una fuerza que, en el hemisferio Sur, desvía hacia el Este toda partícula en movimiento de Norte a Sur y hacia el Oeste a las que lo hacen de Sur a Norte.



Figura 11: Composición vectorial de cualquier movimiento de traslación sobre la superficie de la tierra.

Es decir, en el hemisferio Sur, la fuerza de Coriolis desvía hacia la izquierda los movimientos de las masas de aire y agua. En el hemisferio Norte se produce el efecto inverso: la desviación se produce hacia la derecha.

Desviación por la fuerza de Coriolis

La rotación terrestre genera la denominada fuerza de Coriolis que se produce de forma perpendicular a la dirección del movimiento. En el hemisferio sur, el aire procedente de los anticiclones es desviado hacia la izquierda, girando en el sentido contrario de las agujas del reloj. En las depresiones, el viento gira en sentido de las agujas del reloj. En el hemisferio norte se produce el efecto contrario, lo que explica que el viento de las borrascas y los anticiclones gire en sentido inverso.

Este efecto es la base de la denominada Ley de Buys-Ballot que enuncia que un observador que se coloque cara al viento en el hemisferio sur tendrá siempre las bajas presiones a su derecha y las altas presiones a su izquierda.

TABLA II
TABLA DE ESPECIFICACIONES PARA LA ESCALA BEAUFORT DE VIENTO.

Número Beaufort	TÉRMINO DESCRIPTIVO	Velocidad del viento.				ESPECIFICACIONES
		m/seg	km/h	Millas por hora	Nudos	
0	Calma	0 a 0,2	1	1	0	Calma; el humo se eleva verticalmente.
1	Ventolina	0,3 a 1,5	1 a 5	1 a 3	1 a 3	La dirección del viento se revela por el movimiento del humo, pero no por la veleta.
2	Brisa suave	1,6 a 3,3	6 a 11	4 a 7	4 a 6	El viento se percibe en el rostro; las hojas se agitan; la veleta se mueve
3	Brisa leve	3,4 a 5,4	12 a 19	8 a 12	7 a 10	Hojas y ramitas agtadas constantemente; el viento despliega banderolas
4	Brisa moderada	5,5 a 7,9	20 a 28	13 a 18	11 a 16	El viento levanta polvo y hojitas de papel; ramitas agitadas.
5	Viento refrescante	8,0 a 10,7	29 a 38	19 a 24	17 a 21	Los arbustos con hojas se balancean; se forman alitas con cresta en las aguas interiores.
6	Viento fuerte	10,8 a 13,8	39 a 49	25 a 31	22 a 27	Las grandes ramas se agitan; los hilos telegráficos silban; el uso de paraguas se hace difícil.
7	Viento muy fuerte	13,9 a 17,1	50 a 61	32 a 38	28 a 33	Los árboles enteros se agitan; la marcha contra del viento es penosa.
8	Temporal	17,2 a 20,7	62 a 74	39 a 46	34 a 40	El viento rompe las ramas; es imposible la marcha contra el viento.
9	Temporal fuerte	20,8 a 24,4	75 a 88	47 a 54	41 a 47	El viento ocasiona ligeros daños en las viviendas (arranca cañerías, chimeneas, tejados).
10	Temporal muy fuerte	24,5 a 28,4	89 a 102	55 a 63	48 a 55	Raro en los continentes; árboles arrancados; importantes daños en las viviendas.
11	Tempestad	28,5 a 32,6	103 a 117	64 a 72	56 a 63	Observado muy raramente; acompañado de extensos destrozos.
12	Huracán	32,7 o más	118 o más	73 o más	64 o más	Estragos graves y extensos.

Dirección y velocidad del viento

Se llama dirección del viento el punto del horizonte de donde viene o sopla. Para distinguir uno de otro se les aplica el nombre de los principales rumbos de la brújula, según la conocida rosa de los vientos. Los cuatro puntos principales corresponden a los cardinales: Norte (N), Sur (S), Este (E) y Oeste (W). Se consideran hasta 32 entre estos y los intermedios.

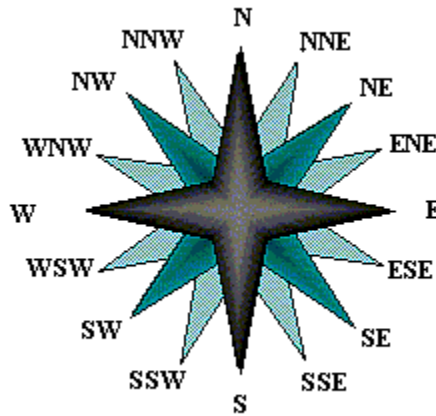


Figura 12: Rosa de los vientos.

La velocidad se mide con el anemómetro estableciéndose una escala llamada “escala de Beaufort” que clasifica el viento en función de su velocidad:

Figura 13: Tabla de especificaciones para la escala Beaufort de viento.

Esta clasificación establece los valores de viento sobre la superficie de la tierra, pero la velocidad del viento aumenta con la altura así hay que aplicar el siguiente factor de corrección:

$$\frac{v'}{v} = \left(\frac{z'}{z}\right)^\alpha$$

z' = altura de referencia

z = altura del rotor

v' = velocidad de referencia

v = velocidad a la altura del rotor

α = factor dependiente de la rugosidad del terreno

Como se ha explicado, el viento variará dependiendo de su emplazamiento ya sea junto al mar, en la montaña o en una ladera, a lo que habrá que añadir la rugosidad del terreno para caracterizar el viento tanto en dirección como en velocidad, lo que se traducirá en rendimiento del aerogenerador en cuanto a tiempo de producción se refiere, por ello será de vital importancia un buen estudio de viabilidad del emplazamiento para el posible emplazamiento del parque eólico.

2.4.3.-Impacto medioambiental

Los parques eólicos, al igual que cualquier obra humana, afectan el entorno, y sus efectos negativos son resentidos por el suelo, la flora y la fauna del lugar donde se instalan. No obstante, estos problemas pueden manejarse y minimizarse a través de una adecuada planeación, que debe considerar que las zonas naturales protegidas o aquellas áreas donde la fragilidad ecológica del territorio sea alta, estén prohibidas para el desarrollo de estos complejos.

La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos ni contribuye al efecto invernadero; tampoco genera productos secundarios peligrosos. Pero algunos de sus efectos requieren atención:

-Impacto visual

Los mejores emplazamientos en lo que a velocidad del viento se refiere se encuentran en las cimas y las pendientes de relieves montañosos donde los parques

eólicos son visibles desde largas distancias lo que no suele ser tolerable por los ciudadanos de la zona.

-Impacto sobre el terreno o flora (obras, accesos...)

La erosión como consecuencia de los trabajos de construcción de un parque eólico es natural. A ello también debe sumarse la posible pérdida de flora, debido al movimiento de tierras en la preparación de accesos al lugar y la realización de cimentaciones para aerogeneradores y edificios de control.

Según las condiciones climáticas y la magnitud de dichas instalaciones, las consecuencias nocivas de estas acciones pueden combatirse a través de un programa posterior de restauración de la cobertura vegetal. Una vez que termina la vida útil de los aerogeneradores —que se estima en unos 25 o 30 años- se deben retirar los molinos y revegetarse los huecos que provocaron.

-Impacto sobre la fauna (mortandad de aves)

La gran altura de las torres eólicas actuales provoca que las aspas en movimiento se encuentren situadas a la altura de vuelo de muchas especies y esto provoca que las aves colisionen contra ellas matando aves de estas especies que en muchas ocasiones se encuentran en peligro de extinción. Debido a esto, es necesario el estudio de las rutas migratorias de estas especies, para evitar construir en zonas de su apareamiento y reproducción. Al finalizar la instalación y durante la explotación de un parque eólico es aconsejable presentar informes medioambientales periódicos.



Figura 14: Peligro de los aerogeneradores para las aves.

-Impacto acústico

Cualquier ingenio con partes móviles genera ruido, y los aerogeneradores no son una excepción. Aparte del impacto visual el ruido generado por estos aparatos suele salir a colación como inconveniente, sin embargo, no es tan intenso como mucha gente piensa.

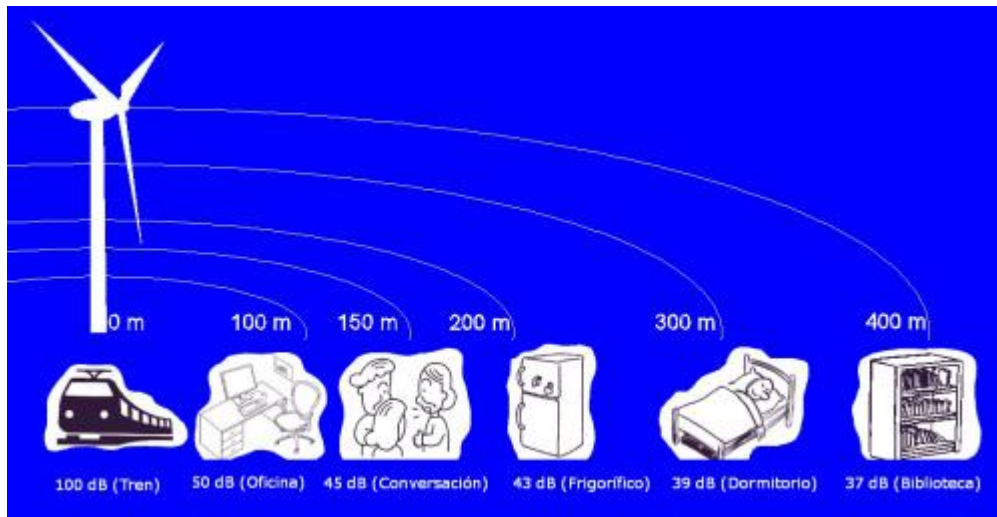


Figura 15: Ruido generado por un aerogenerador en función de la distancia.

El viento al incidir sobre las palas de los aerogeneradores produce ruido. También hay otros ruidos generados por los mecanismos internos de la góndola, aunque son menos importantes. Los últimos modelos de aerogeneradores incorporan la posibilidad de programarlos para que la producción de ruido sea menor en algunas horas o días concretos. Esta opción podría ser interesante para lugares objeto de visita, como espigones de puertos o miradores turísticos.

En cualquier caso, el ruido producido no es excesivo, aunque podría producir algún inconveniente en lugares de especial protección para algunos animales.

El ruido generado por un aerogenerador depende de muchos factores, sin embargo los principales son los siguientes:

La intensidad del viento reinante en ese momento.

La distancia al aerogenerador.

Como se aprecia en el gráfico a 300 m de un aerogenerador el ruido producido es muy reducido, no suponiendo mayor problema al instalarse éstos en áreas aisladas.

Relación entre velocidad del viento y ruido generado por un aerogenerador. (Fuente Vestas)		
11	km/h	96.7 dB (A)
14	km/h	98.1 dB (A)
18	km/h	101.2 dB (A)
22	km/h	104.3 dB (A)
25	km/h	104.4 dB (A)
29	km/h	104.2 dB (A)
32	km/h	104.1 dB (A)

Figura 16: Relación velocidad/ruido de un aerogenerador.

El débil sonido que producen aunque bajo, sí es repetitivo. Se podría comparar al de las olas del mar.

La tendencia actual es la de fabricar aerogeneradores cada vez mayores. Estos modelos tienen mayores potencias y permiten su instalación en áreas de menor viento al girar a menor velocidad. Por lo que se puede deducir que cada vez los aerogeneradores son más silenciosos, ya que se instalan en lugares con vientos más tranquilos, y giran a menor velocidad. La mayor altura de los modernos generadores también disminuye la presión sonora generada.

Los aerogeneradores generan un ruido muy reducido a distancias superiores a los 300 m. Si se instalan a distancias superiores a cualquier área residencial no se generarán trastornos. Efectivamente con viento intenso los aerogeneradores producen más ruido, pero es difícil distinguirlo del mismo ruido de fondo generado por el viento mismo.

Por lo anterior la instalación de los aerogeneradores no se debería ver comprometida por los ruidos generados.

2.4.4.-Costes de la energía eólica

Los costes de la energía eólica se pueden analizar desde distintos puntos de vista. Para el inversor, o el promotor de una instalación, los costes a considerar son los costes privados, es decir, los soportados directamente por éste, como los costes de inversión, de explotación, los gastos administrativos, etc. Sin embargo, si la inversión se

analiza desde un punto de vista público, o social, es necesario tener en cuenta también otros valores a la hora de determinar su rentabilidad, como el ahorro energético que se produce, el valor de capacidad que aporta al sistema eléctrico, o los costes y beneficios medioambientales que supone la instalación.

Costes privados

Los costes privados de una instalación eólica son: el coste de la inversión, y los costes de explotación.

El coste de inversión incluye los aerogeneradores, la instalación del sistema eléctrico, el sistema de control y edificaciones auxiliares, los accesos, la ingeniería del proyecto, así como las licencias y gastos administrativos que sean necesarios.

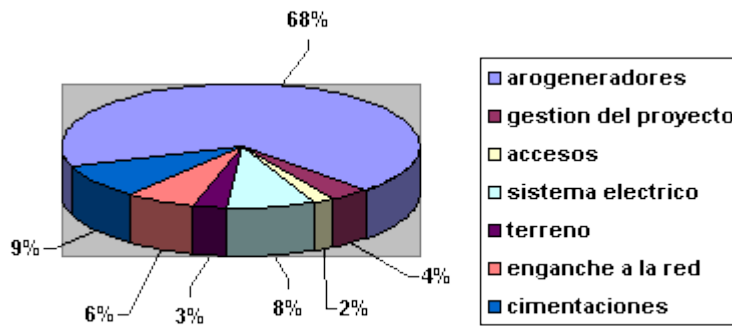


Figura 17: Distribución de costes de inversión de un parque eólico.

Los costes anuales de explotación suelen oscilar entre el 2 y el 4% de la inversión inicial. Comprenden los gastos de personal, costes financieros, costes de operación y mantenimiento, las reparaciones y sustituciones de los equipos, así como, en su caso, el alquiler de los terrenos.

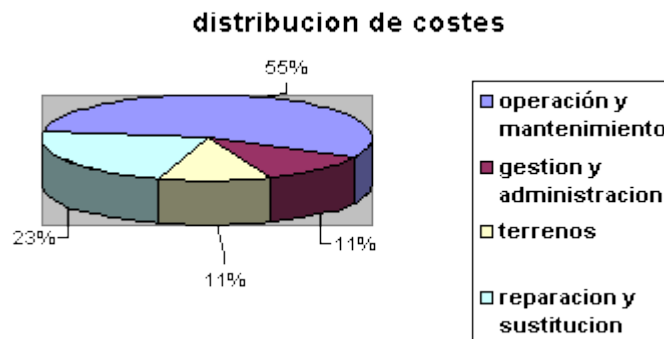


Figura 18: Distribución de costes de explotación de un parque eólico.

Costes sociales

Como ya se ha mencionado, existen otros valores económicos que es preciso considerar, si la inversión se analiza desde un punto de vista social. Así, la energía eólica presenta una serie de aspectos en cuanto a ahorro energético, aumento de la capacidad del sistema, creación de empleo, o ventajas medioambientales, que pueden traducirse en unos beneficios sociales. Algunos de ellos son conocidos como beneficios externos, o externalidades.

Las externalidades son fallos del mercado, producidos cuando una actividad económica produce costes o beneficios en otra actividad, o en la sociedad, sin que estos costes o beneficios se reflejen en el precio del producto. Esto hace que el mercado no funcione correctamente, y que por ello no se produzca una asignación eficiente de los recursos. Para conseguir una asignación óptima, estos beneficios deberían ser cuantificados en términos monetarios, e incorporados al precio que se paga por la energía eólica. Esto es la llamada internalización de externalidades.

Comparativa con otros tipos de energía

Se puede observar a continuación una comparativa de la relación entre costes de inversión y el coste de la energía generada, para distintos tipos de instalaciones:

Costes de la energía		
Tipo de instalación	Coste de inversión €/kWh	Coste de la energía generada €/kWh
Instalación eólica multimegavatio	1000 - 2200	0,04 - 0,08
Central térmica de carbón	1000 - 1350	0,05 - 0,09
Central térmica de gas	500 - 700	0,03 - 0,04

Figura 19: Comparativa de instalaciones energéticas.

Otro factor decisivo en la comparativa de las distintas energías es el coste de las externalidades que se puede observar a continuación:

Costes de las externalidades								
Fuente	Carbón	Petróleo	Gas	Nuclear	FV	Biomasa	Hidroeléctrica	Eólica
€/kWh	20 - 15	3 - 11	1 - 3	0,2 - 0,7	0,6	0,08 - 0,3	0,3 - 1	0,05 - 0,25

Figura 20: Coste de las externalidades.

Por último y más importante por cada kWh generado por la energía eólica no se emiten a la atmósfera emisiones contaminantes tal y como puede verse en la siguiente figura donde otros medios de producción emiten contaminantes de efecto invernadero.

Tipo de sustancia	kg/kWh
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,675
Oxidos de nitrógeno (NO _x)	0,0015
Dióxido de azufre (SO ₂)	0,0014

Figura 21: Contaminantes no emitidos por kWh

2.4.5.-Estado de desarrollo de la energía eólica

Eólica en España

La energía eólica en España es una fuente de energía eléctrica renovable en la que España ha sido pionera a nivel mundial, produciendo en 2007 el 2% de la electricidad eólica mundial, y convirtiéndose en líder en investigación y desarrollo de esta tecnología.

A 30 de Abril de 2012 la potencia eólica instalada era de 21.288 MW (21 % de la potencia bruta instalada del sistema eléctrico nacional), cubriendo durante 2011 el 16 % de la demanda eléctrica. Además, desde el 2009 se trata así mismo de la tercera fuente de energía tras superar a la generada mediante carbón, y durante el mes de marzo de 2011 fue la principal tecnología de generación eléctrica del país (21% de la demanda).

Desde la década de 2000 ha sufrido un aumento espectacular, incentivada por una legislación que estimulaba fuertemente las investigaciones y las inversiones en este sector (Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo) mediante primas.

El 29 de enero de 2015 se produjo el máximo histórico de producción instantánea hasta entonces con 17 553 MW a las 19:27, un 2,9 % superior respecto al anterior anotado el 6 de febrero de 2013 con 17 056 MW. Esta potencia equivale a más del doble de la capacidad de generación de las seis centrales nucleares que hay en España (7004 MW). Asimismo se produjo ese día el máximo de producción horaria con 17 436 MWh entre las 19 y las 20 horas.

En 2011, el gobierno de España aprobó en el Plan Nacional de Energías Renovables unos objetivos eólicos para el periodo 2011-2020 de 35.000 MW instalados a 2020 en eólica en tierra y 3.000 MW en eólica marina.

En 2005, el Gobierno de España aprobó una nueva ley nacional con el objetivo de llegar a los 20.000 MW de producción en 2010. El plan energético español preveía generar el 30% de su energía de las energías renovables hasta llegar a los 20,1 GW en 2010 y los 36 GW en 2020. Se espera que la mitad de esta energía provenga del sector eólico, con lo que se evitaría la emisión de 77 millones de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera.

Potencia instalada

Desde mediados de los años 90, la evolución de la potencia instalada eólica ha aumentado espectacularmente desde un 1,54 % en 1998, a un 21% en 2012:

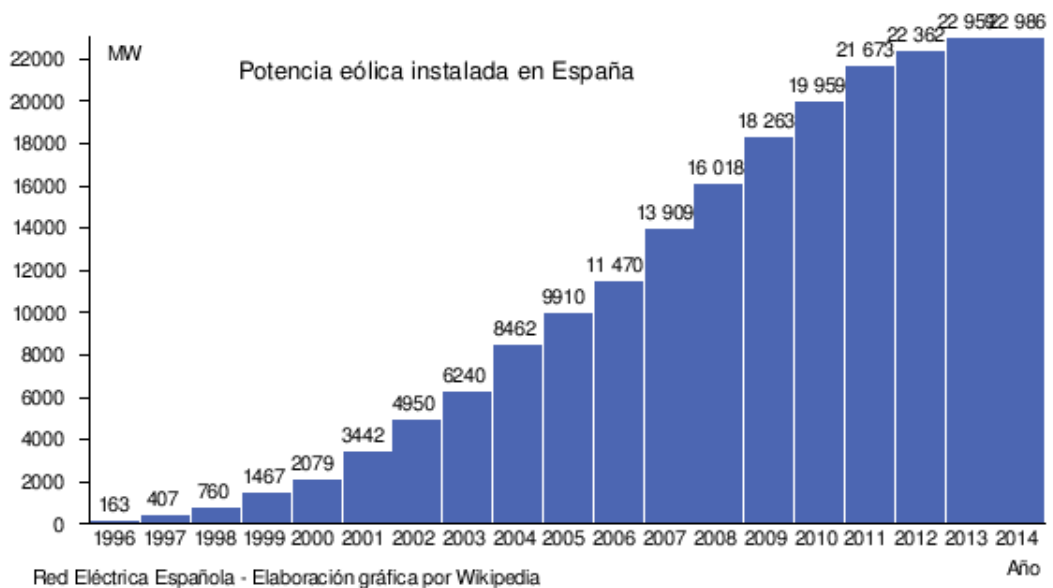


Figura 22: Potencia eólica instalada en España.

Potencia instalada (MW)¹³			
Posición	Comunidad autónoma	2012	MW/100 km²
1	Castilla y León	5510,6	5,85
2	Castilla-La Mancha	3806,5	4,79
3	Galicia	3311,5	11,20
4	Andalucía	3263,2	3,74
5	Aragón	1893,3	3,97
6	Cataluña	1258,1	3,92
7	Comunidad Valenciana	1189,0	5,11
8	Navarra	979,9	9,43
9	Principado de Asturias	512,5	4,83
10	La Rioja	446,6	8,85
11	Región de Murcia	262,0	2,32
12	Canarias	160,1	2,15
13	País Vasco	153,3	2,12
14	Cantabria	35,3	0,66
15	Islas Baleares	3,7	0,07
Total en España (MW)		22.785,5	

Figura 23: Potencia instalada por Comunidad Autónoma 2012.

Factor de carga

Según datos de 2012, la potencia instalada eólica era de 21.288 MW, y la producción entre Abril de 2011 y Abril de 2012 fue de ese mismo año fue de 43.112 GWh. Por lo tanto, el factor de carga del parque eólico español fue de aproximadamente el 23%.

Producción de energía eléctrica

A 31 de abril de 2012 la capacidad de energía eólica era de 21.288 MW (21 % de la potencia instalada del sistema eléctrico nacional), cubriendo durante el año 2011 el 16 % de la demanda eléctrica.

España es el segundo productor de energía eólica en Europa, después de Alemania, y el cuarto del mundo, detrás de China, Estados Unidos y Alemania. Esto es debido a un marco regulatorio estable, un mejor conocimiento de los recursos, y una mejora en la tecnología, que ha propiciado una considerable reducción de la inversión inicial, el mantenimiento, y la explotación.

Evolución en la cobertura de la demanda eléctrica

La penetración de la eólica en la cobertura de la demanda eléctrica se ha incrementado de forma constante en los últimos años:

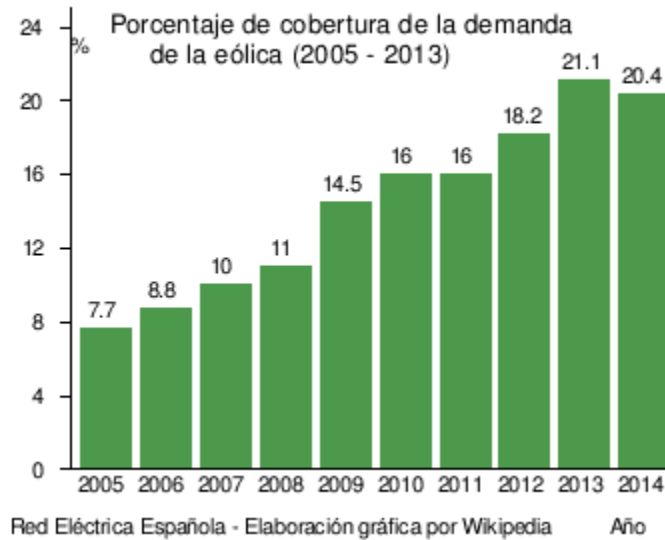


Figura 24: Porcentaje de cobertura de la demanda de la eólica.

Cabe señalar que durante el año 2009 la generación de energía de origen eólico fue superior a la del carbón (con un 14,5 % frente a un 12,1 % de esta última), convirtiéndose así en la tercera fuente de energía por detrás del ciclo combinado y la nuclear.

Situación eólica mundial

Existe una gran cantidad de aerogeneradores operando, con una capacidad total de 369 597 MW a finales de 2014, de los que Europa cuenta con el 36,3 %. China y Estados Unidos representan juntos casi el 50 % de la capacidad eólica global, mientras que los primeros cinco países (China, EE.UU., Alemania, España e India) representaron el 71,7 % de la capacidad eólica mundial en 2014.

Alemania, España, Estados Unidos, India y Dinamarca han realizado las mayores inversiones en generación de energía eólica. Dinamarca es, en términos relativos, la más destacada en cuanto a fabricación y utilización de turbinas eólicas, con el compromiso realizado en los años 1970 de llegar a obtener la mitad de la producción de energía del país mediante el viento. En 2014 generó el 39,1 % de su electricidad

mediante aerogeneradores, mayor porcentaje que cualquier otro país, y el año anterior la energía eólica se consolidó como la fuente de energía más barata del país.

Potencia eólica total instalada (MW)

#	País	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	% crecimiento en el último año	% crecimiento anualizado en los 5 últimos años
-	Unión Europea	48 122	56 614	65 255	74 919	84 278	93 957	106 454	117 289	12,5	13,3
1	China	2599	5912	12 210	25 104	44 733	62 733	75 564	91 424	20,0	66,5
2	Estados Unidos	11 603	16 819	25 170	35 159	40 200	46 919	60 007	61 091	27,9	29,0
3	Alemania	20 622	22 247	23 903	25 777	27 214	29 060	31 332	34 250	7,8	7,0
4	España	11 630	15 145	16 740	19 149	20 676	21 674	22 796	22 959	5,1	8,5
5	India	6270	7850	9587	10 925	13 064	16 084	18 421	20 150	14,5	18,6
6	Reino Unido	1963	2389	3288	4070	5203	6540	8445	10 531	29,1	28,7
7	Italia	2123	2726	3537	4850	5797	6747	8144	8552	20,7	24,4
8	Francia	1589	2477	3426	4410	5660	6800	7196	8254	5,8	23,8
9	Canadá	1460	1846	2369	3319	4008	5265	6200	7803	17,8	27,4
10	Dinamarca	3140	3129	3164	3465	3752	3871	4162	4772	7,5	5,8
11	Portugal	1716	2130	2862	3535	3702	4083	4525	4724	10,8	16,3
12	Suecia	571	831	1067	1560	2163	2970	3745	4470	26,1	35,1
13	Brasil	237	247	339	606	932	1509	2508	3456	66,2	59,0
14	Polonia	153	276	472	725	1107	1616	2497	3390	54,5	55,3
15	Australia ⁴⁶	651	824	1306	1712	1991	2176	2584	3239	18,8	25,7
16	Turquía	65	207	433	801	1329	1799	2312	2959	28,5	62,0

Figura 25: Potencia eólica instalada.

2.4.6.-Tipos de aerogeneradores

Para la elaboración del presente Proyecto Fin de Grado se han tenido en cuenta las siguientes alternativas atendiendo al tipo de rotor y a la disposición de su eje de giro:

- Aerogeneradores de eje vertical VAWT (Vertical Axis Wind Turbine)
- Aerogeneradores de eje horizontal HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine)

Mientras que los aerogeneradores VAWT representan el 1% del total de aerogeneradores instalados, los aerogeneradores HAWT son los más extendidos con un 99% del total instalado. A su vez dentro de los aerogeneradores de eje horizontal la opción más utilizada es la configuración tripala.

2.4.6.1.-Rotores de eje vertical

Las turbinas con rotores de eje vertical tienen la ventaja fundamental de que no precisan ningún sistema de orientación activo para captar la energía contenida en el viento. Presentan la ventaja añadida, con respecto a las turbinas de eje horizontal, de

disponer el tren de potencia, el generador eléctrico y los sistemas de control a nivel del suelo.

Los diseños más conocidos de eje vertical son los rotores tipo *Darrieus* y los rotores tipo *Savonius*.

Rotores Darrieus

Inventada en América en 1931 por el ingeniero G.J.M Darrieus. Son aeroturbinas de eje vertical que constan de dos o más palas dispuestas como la forma que toma una cuerda sujeta por sus extremos y sometida a un movimiento giratorio, como se aprecia en la figura:



Figura 26: Rotor Darrieus

Entre las ventajas cabe citar que su rendimiento y velocidad de giro son comparables a las aeroturbinas de eje horizontal. Sin embargo, presenta algunas desventajas como son:

- Ausencia del par de arranque. Es necesario acoplar un motor a la turbina para que empiece a girar.

- Es necesario emplear tensores adicionales para garantizar la estabilidad estructural de la máquina.

- Cada una de las palas está sometida a fluctuaciones de par elevadas debido al efecto sombra de la torre.

A pesar de estos inconvenientes se llegaron a desarrollar prototipos de 625 KW de potencia y 34 metros de diámetro. De manera comercial se instalaron máquinas comerciales de 170 KW y 17 metros de diámetro en California.

Rotores Savonius

Fue desarrollada en Finlandia por S.J.Savonius. Su principal característica es que dispone de dos palas que son las mitades de un cilindro cortadas por una generatriz y desplazadas lateralmente, como se aprecia en la figura:

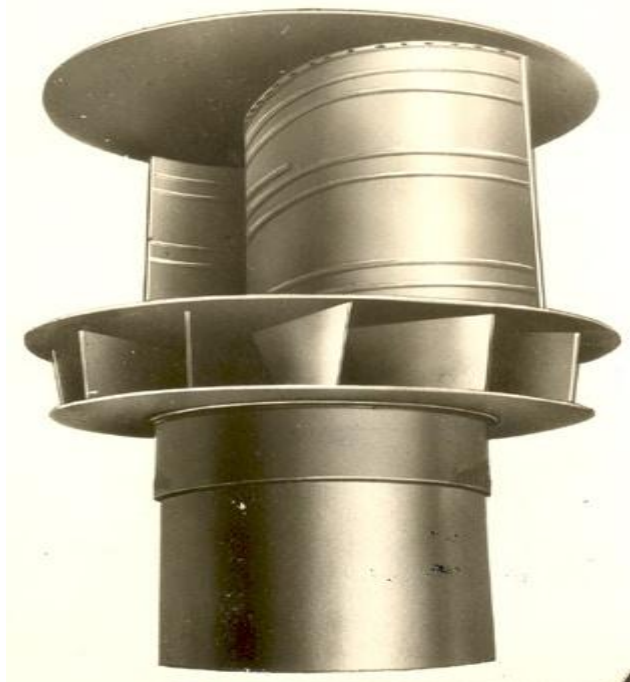


Figura 27: Rotor Savonius.

Tiene la ventaja de ofrecer par de arranque y se puede construir fácilmente, pero su bajo rendimiento y su reducida velocidad de giro hacen que sus aplicaciones se limiten a bombeos de pistón. No obstante se han desarrollado prototipos de 5 KW para

aplicaciones de producción de electricidad en sistemas aislados, por ejemplo en la universidad de Kansas.

2.4.6.2.- Rotores de eje horizontal

Los rotores de eje horizontal se caracterizan porque hacen girar sus palas en dirección perpendicular a la velocidad del viento. La velocidad de giro de las turbinas de eje horizontal sigue una relación inversa al número de sus palas, o de forma más precisa al parámetro denominado solidez (*indica el cociente entre la superficie ocupada por las palas y la superficie barrida por el rotor*).

Las turbinas de eje horizontal se clasifican en aeroturbinas lentas (*rotor multipala*) o aeroturbinas rápidas (*rotor tipo hélice*).

Rotores multipala. Aeroturbinas lentas

Los rotores multipala se caracterizan por tener un número de palas que puede variar de 6 a 24 y por la tanto son turbinas de una elevada solidez.



Figura 28: Rotor multipala.

Presentan elevados pares de arranque y una reducida velocidad de giro. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas, en condiciones de diseño, es del mismo orden de la velocidad del viento.

Estas características hacen que la aplicación fundamental de estas turbinas haya sido tradicionalmente el bombeo de agua, no se utilizan en aplicaciones de generación de energía eléctrica debido a su bajo régimen de giro.

Rotores tipo hélice. Aeroturbinas rápidas

Son los más apropiados para la generación de energía eléctrica.

Los rotores tipo hélice giran a una velocidad mayor que los rotores múltipala. La velocidad lineal en la punta de la pala es del orden de 6 a 14 veces la velocidad del viento.

Este tipo de rotores presentan un par de arranque reducido que, en la mayoría de aplicaciones, es suficiente para hacer girar el rotor durante el proceso de conexión.

Dentro de los rotores tipo hélice los más utilizados son los de tres palas, debido a su mejor estabilidad estructural y aerodinámica, menor emisión de ruido y mayor rendimiento energético frente a los rotores de una o dos palas.



Figura 29: Rotor tripala.

Otra distinción que se da en este tipo de aeroturbinas es su disposición frente a la velocidad del viento. Las turbinas pueden diseñarse para que funcionen en la configuración de barlovento o sotavento:

- Las máquinas en posición de barlovento necesitan un sistema de orientación activo ya que la velocidad del viento inicialmente incide sobre el rotor eólico y posteriormente sobre la torre.

- Las máquinas orientadas a sotavento utilizan un sistema de orientación pasivo que se basa en inclinar ligeramente las palas, de forma que en su movimiento de rotación describen un cono.

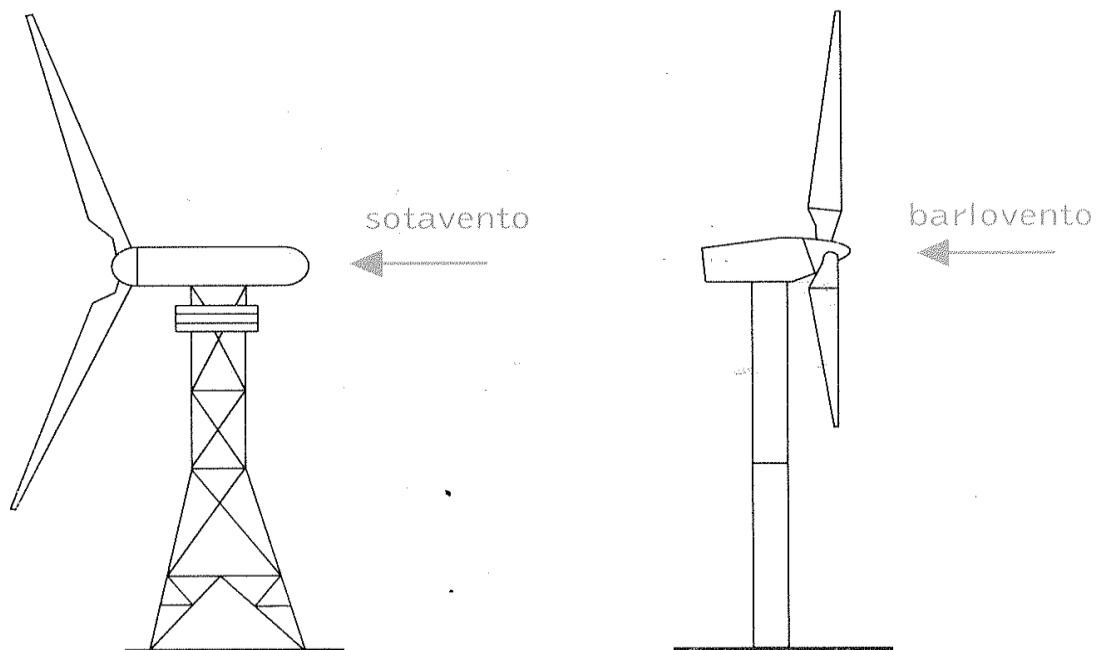


Figura 30: Disposición frente al viento.

A pesar de utilizar un sistema de orientación activo, la configuración a barlovento es la opción más elegida debido a las elevadas cargas aerodinámicas que aparecen sobre la máquina cuando la disposición es a sotavento.

2.4.7.-Componentes de un aerogenerador

En el presente apartado se realizará una breve descripción de los distintos elementos que componen un aerogenerador de eje horizontal. En la figura que se presenta a continuación se pueden observar los distintos componentes:

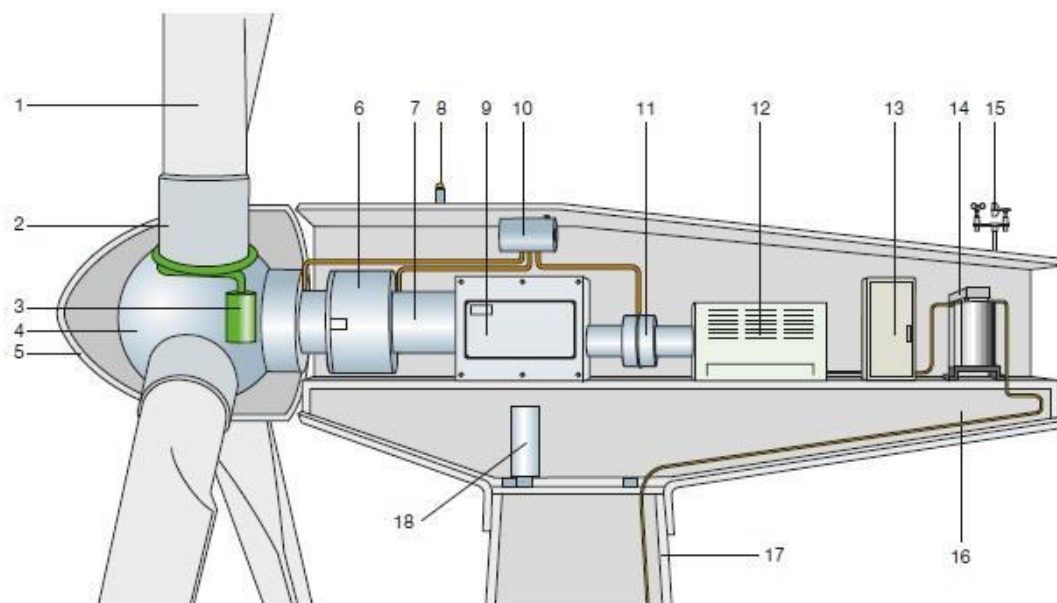


Figura 31: Componentes de un aerogenerador.

1. Pala
2. Soporte de la pala
3. Mecanismo de orientación de la pala
4. Buje
5. Nariz
6. Soporte del eje de alta velocidad
7. Eje de alta velocidad
8. Luces de señalización
9. Multiplicadora
10. Dispositivos hidráulicos de refrigeración
11. Freno mecánico
12. Alternador
13. Dispositivos de control y protección

14. Transformador
15. Anemómetro
16. Estructura de soporte de la góndola
17. Torre
18. Mecanismo de orientación de la góndola

El convertidor y el transformador pueden ubicarse en la góndola lo que hace compensar el peso del rotor o pueden situarse en la parte baja de la torre lo que reduce el tamaño y peso de la góndola.

En cuanto a términos de costes la proporción del coste de cada componente en proporción con el coste total se puede observar en la siguiente figura:

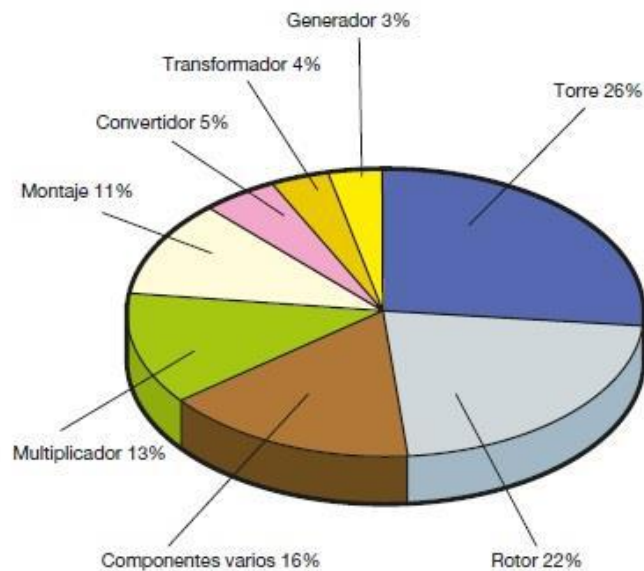


Figura 32: Proporción del coste de cada componente.

2.4.7.1.-Palas

Las palas del aerogenerador son unas de las partes más importantes por no decir la más importante ya que son las encargadas de recoger la energía del viento, convertir el movimiento lineal de este en un movimiento de rotación, esta energía es transmitida al buje, del buje pasa a un sistema de transmisión mecánica y de ahí al generador que transforma el movimiento de rotación en energía eléctrica. El diseño de las palas es muy parecido al del ala de un avión.

Las palas están elaboradas de un material compuesto de matriz polimérica (poliéster) con un refuerzo de fibras de vidrio o carbono para dar mayor resistencia. Se busca una gran resistencia estructural y a la fatiga, ya que estarán expuestos a inclemencias climáticas, fuertes vientos y en los casos de aerogeneradores offshore a un alto grado de salinidad. Pueden medir en el rango desde un metro hasta 52 metros y van conectados al buje del rotor o al rodamiento de giro en caso de disponer de un sistema de control de paso, a su vez este rodamiento va unido al buje.

El proceso de fabricación de las palas es laborioso, especialmente por los tamaños con los que se trabaja tal y como puede apreciarse en la siguiente figura.



Figura 33: Fabricación de una pala.

Proceso de fabricación:

El proceso de fabricación de las palas generalmente sigue las siguientes etapas:

1. Fabricación de la viga

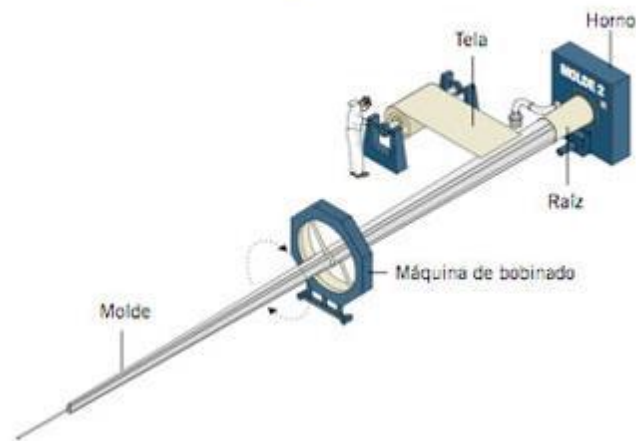


Figura 34: Fabricación de la viga.

La base se compone de materiales formados por fibra de carbono y fibra de vidrio, que previamente han sido impregnados con resina epoxy, se parten distintas telas que se ubican en un molde y a continuación se someten a un proceso de curado.

2. Fabricación de las conchas

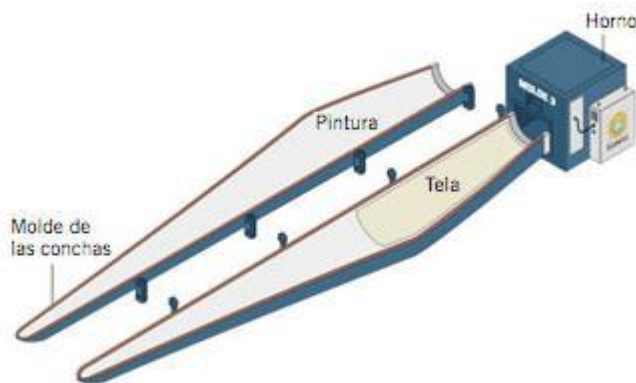


Figura 35: Fabricación de las conchas.

Después de aplicar una capa de pintura que ofrecerá protección a la pala, la fibra de vidrio es utilizada para la elaboración de las conchas, siguiendo el mismo proceso de fabricación que la viga.

3. Ensamblaje

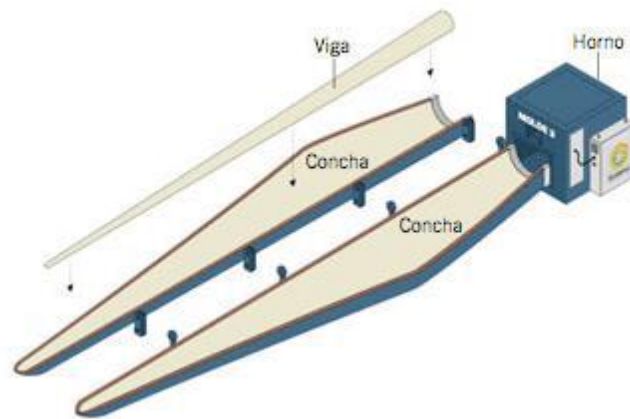


Figura 36: Ensamblaje.

Cuando se tienen las dos conchas una vez endurecidas, se procede al ensamblaje y pegado de la viga entre las dos conchas.

4. Curado

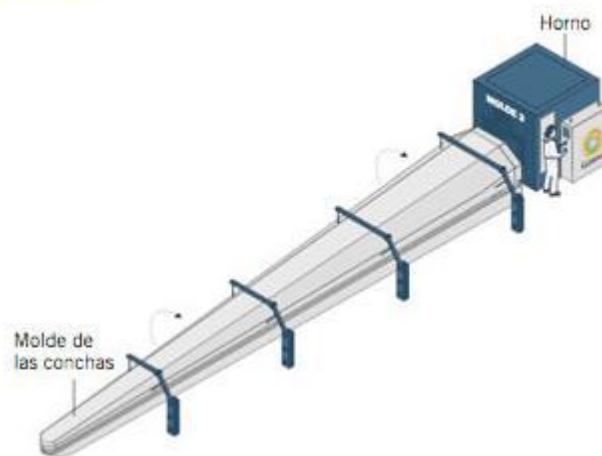


Figura 37: Curado.

El conjunto encajado pasa de nuevo por el horno hasta integrar una unidad compacta.

5. Desbarbado y pulido

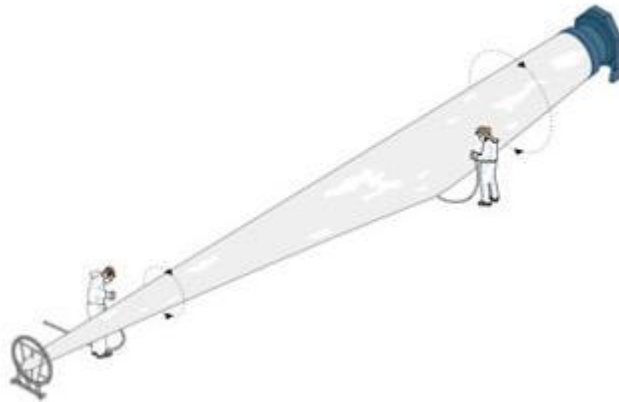


Figura 38: Desbarbado y pulido.

Se desmolda el conjunto que constituye la pala, se pasa a la zona de acabado, donde se terminarán los bordes de ataque y salida de la pala, y se realizará una última revisión de ésta.

Las cualidades mecánicas que debe de cumplir la pala son:

- 1) Resistencia a fatiga (en particular a tensiones alternas debidas a vibraciones).
- 2) Tener una resistencia estructural adecuada a las condiciones de trabajo a las que va a ser sometida.
- 3) Peso bajo.
- 4) Resistencia a agentes medioambientales (erosión, corrosión) han ido incrementándose en los últimos 20 años.
- 5) Rigidez.

Ensayos a los que son sometidas las palas:

Test estático

Las palas son sometidas a cargas estáticas extremas durante un tiempo predeterminado (10-15s), para probar su resistencia a la rotura: son flexionadas en dos direcciones (flapwise y edgewise).

Test dinámico

Se somete a la pala a oscilaciones proporcionadas con su frecuencia natural: cinco millones de ciclos respecto de los dos ejes principales. Recurriendo a un ciclo próximo a la frecuencia natural de la pala en cada dirección. La frecuencia natural es aquella con la que la pala oscilará de una parte a otra, si se la empuja en una determinada dirección y se la suelta. Las frecuencias naturales son diferentes en la dirección de flap y en la dirección periférica, la pala tiende a ser mucho más rígida en esta última, por lo que tiene una frecuencia natural más alta para la flexión periférica.

Mientras se comprueba con una cámara de infrarrojos de alta resolución para verificar si hay pequeñas roturas en el laminado de la pala y se registran las medidas de deformación procedentes de galgas extensométricas colocadas sobre la superficie de la pala.

Test de rotura

Cuando se ha realizado un cambio significativo en el diseño de la pala o se usa un nuevo material, se realiza además un test de rotura, que no es más que llevar el test estático al caso extremo, aplicando una carga estática creciente en valor hasta lograr que la pala fragmente, realizando los análisis posteriores de la superficie de fractura.

Inspección con infrarrojos (Termografía)

Se utiliza para dejar ver un aumento significativo del calor local en la pala. Esto puede indicar que:

- 1) Existe un área con humedecimiento estructural.
- 2) Un área de laminación o un área que se está moviendo hacia el punto de rotura de las fibras.

Material de fabricación de las palas:

Los materiales más utilizados en la fabricación de las palas son:

Aleaciones de acero y de aluminio, tienen los inconvenientes de peso y de fatiga del metal, respectivamente, son en la actualidad utilizadas sólo en aerogeneradores muy pequeños.

Fibra de vidrio reforzada con resina poliéster, utilizado para la mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores (dificultad de localizar el c.d.g).

Fibra de vidrio reforzada con resina epoxy ("GRP"), en forma de láminas previamente impregnadas. Son palas más ligeras, con mayor flexibilidad, menor deformación bajo temperaturas extremas y con una excelente resistencia a la absorción de agua.

Fibra de carbono o aramidas (Kevlar 29 o Kevlar 49), como material de refuerzo en tiras por sus buenas propiedades mecánicas. Tiene una alta resistencia específica y son palas muy ligeras. Estas palas son muy caras para grandes aerogeneradores.

Mixtos fibra de vidrio-fibra de carbono.

Materiales compuestos de madera, madera-epoxy, o madera-fibra-epoxy, aún no se han introducido en el mercado de las palas de rotor, aunque existe un desarrollo continuado en ese área.

Perfil alar:

En los modernos aerogeneradores el perfil transversal de las palas tiene una geometría capaz de generar una distribución de presiones tal que genere sustentación en una de sus caras, a esto se le conoce como perfil alar.

Los perfiles pueden ser más finos o gruesos, simétricos o no, e incluso el perfil puede ir variando a lo largo del eje longitudinal del ala dependiendo de las características que se quieran obtener.

Los perfiles alares en aerogeneradores fueron obtenidos de la aviación donde se encuentran normalizados, en el caso de los rotores eólicos lo más usual es encontrar perfiles NACA llamados así porque fueron normalizados por el National Advisory Committee for Aeronautics (Comité Consejero Nacional para la Aeronáutica), en la figura 31 se muestran algunos tipos de perfiles.

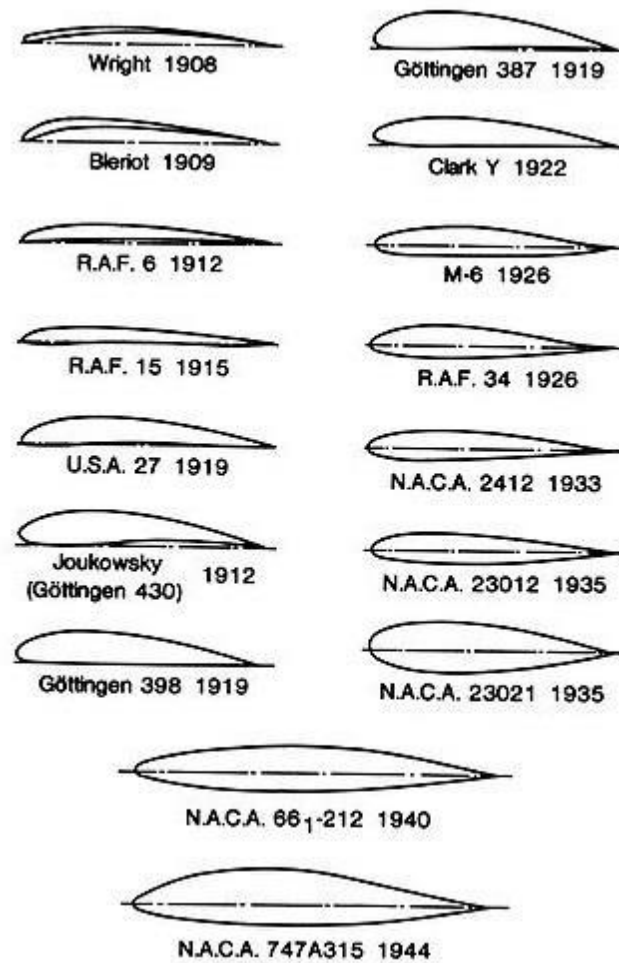


Figura 39: Tipos de perfil.

La principal ventaja que presenta el uso de este tipo de perfiles, es la menor oposición que genera el flujo del viento al desplazamiento del ala, esto repercute en una mayor eficacia de la turbina.

2.4.7.2.-Buje

Es la pieza de unión entre las palas y el eje principal o de baja velocidad, y por lo tanto el trasmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola. En función de si el rotor está compuesto por dos o tres palas pueden presentarse dos tipos de buje:

Rígido:

Utilizado en aerogeneradores de tres palas compuesto de una estructura metálica hueca que típicamente se construye con base en una fundición de acero nodular. Permite un acoplamiento firme de las palas a través de pernos roscados o espigas metálicas embebidas en el material de las palas.

Se incluyen grupos hidráulicos encargados de accionar los frenos aerodinámicos de punta de pala (palas de paso fijo) o los mecanismos de giro de palas (paso variable). Se acopla rígidamente con el eje principal del aerogenerador.



Figura 40: Buje rígido.

Basculante:

Utilizados en aerogeneradores de dos palas. Permite un ligero movimiento de las palas en una dirección perpendicular al plano del rotor (permite un desplazamiento angular de $2,5^\circ$ respecto al plano normal del eje de rotación). Esto Ayuda a reducir las cargas dinámicas.

El buje está instalado en la parte frontal del aerogenerador acoplado al eje de baja velocidad, es el único elemento exterior que gira. Habitualmente se fabrica con acero fundido.

2.4.7.3.-Nariz

Es un elemento aerodinámico que se sitúa en frente de la dirección de viento sobresaliendo de la zona de unión entre las palas y el buje. Su misión consiste en redireccionar el viento de la parte frontal del rotor a los respiraderos de la góndola y a la vez evitar turbulencias en la parte frontal del rotor.



Figura 41: Nariz del rotor.

2.4.7.4.-Góndola

Es el chasis principal del aerogenerador, se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica. Se encuentra unida a la torre por una corona dentada para permitir la orientación del rotor al viento, y rotor y las palas por el eje principal que transmitirá la fuerza del viento al multiplicador y al motor sucesivamente. En su parte exterior lleva instalado un anemómetro y una veleta conectados a los sistemas de control de aerogenerador, y unos respiraderos para garantizar la refrigeración del motor. Se construyen en acero forjado y placas de fibra de vidrio.



Figura 42: Góndola.

2.4.7.5.-Multiplicadora

El tren de potencia está compuesto por el eje lento, el soporte principal de dicho eje, la multiplicadora de velocidades y el acoplamiento. Su objetivo es transmitir la potencia mecánica generada por el rotor al generador eléctrico en las condiciones adecuadas para la generación de electricidad.

La multiplicadora tiene en la entrada el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a la salida gire en torno a 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad.

El eje principal es una pieza tubular de acero macizo de gran diámetro, unido al rotor y que gira a velocidades de entre 22 y 75 r.p.m., según el modelo de aerogenerador y las condiciones de operación. Sin embargo un alternador estándar de generación eléctrica requiere velocidades de giro de entorno a las 1500 r.p.m., por lo que es necesaria una caja multiplicadora que amplifique la velocidad de giro transmitida.

En el diseño de una caja de engranes para aerogeneradores se busca:

- Una relación óptima entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso.

- Operar con una eficiencia alta y emitir poco ruido.
- Tamaño compacto.
- Las cajas de engranes deben ser fiables y fáciles de mantener.

Los engranajes son los componentes responsables de la transmisión de par y velocidad entre etapas, así como multiplicar la velocidad etapa a etapa.

Para el diseño de las cajas multiplicadoras los engranajes utilizados pueden ser de dos tipos: engranajes rectos o helicoidales.

Los engranajes rectos se utilizan en cajas multiplicadoras de ejes paralelos y presentan una relación de multiplicación máxima en cada etapa de 1:5. Los engranajes helicoidales tienen un diseño más sofisticado que los engranajes rectos y se suelen emplear en cajas multiplicadoras de tipo planetario, aunque si las fuerzas a transmitir son de elevado valor también se pueden encontrar presentes en las cajas multiplicadoras de ejes paralelos. La relación de multiplicación en cada etapa en las cajas multiplicadoras de ejes planetarios puede ser como máximo de 1:12.

Generalmente, las cajas multiplicadoras de ejes paralelos son más sencillas de diseño y por lo tanto más baratas que los diseños planetarios. No obstante, ante igualdad en la relación de transmisión y en la potencia transferida los diseños con ejes planetarios son más resistentes y menos pesados, lo que hace que ésta opción sea la más utilizada en las máquinas de gran potencia.



Figura 43: Multiplicadora de ejes planetarios.

Actualmente los diseños de cajas multiplicadoras que incorporan los aerogeneradores se realizan de forma concreta para esta aplicación. Los nuevos diseños de este componente contienen parte de los apoyos del eje de baja velocidad en su propia estructura. Las principales ventajas que presenta este diseño son por una parte su reducido peso y su facilidad de ensamblaje con otros elementos del tren de potencia durante el período de montaje.

Otros diseños utilizan, al menos una etapa de engranajes rectos para conseguir que los ejes de la caja multiplicadora no estén alineados. Esta configuración se emplea en la actualidad en máquinas de paso variable donde es posible utilizar un eje de baja velocidad hueco a través del cual se conecta un vástago movido por un pistón hidráulico para modificar el ángulo de paso de las palas.

Para el correcto funcionamiento de la multiplicadora esta debe estar siempre perfectamente lubricada ya que está formada por engranajes metálicos que al estar en movimiento soportando grandes esfuerzos, tienden a calentarse debido al rozamiento y a degradarse, por lo que sin una correcta lubricación su vida útil se vería reducida de forma drástica pudiendo provocar graves problemas.

El sistema de lubricación dispone de una bomba que:

- Puede estar dentro o fuera de la multiplicadora.
- Recircula el aceite y lo distribuye por los conductos internos.
- Lubrica los engranajes por salpicadura.

Se debe conservar el aceite en buen estado para ello ha de ser filtrado y refrigerado o calentado para que no pierda propiedades.

a) Sistema de filtrado en línea: los filtros de aceite están situados en el circuito de refrigeración. Mejoran la calidad del aceite. Evitan daños mayores a la multiplicadora. Mediante este sistema se pueden detectar problemas de contaminación.

b) Sistema de filtrado fuera de línea: el filtro offline está instalado de apoyo al circuito de filtrado y refrigeración. El filtro offline es un circuito cerrado con su propia bomba y filtro. La filtración es continúa incluso con el aerogenerador parado. Este sistema tiene mayor poder de filtrado y se obtiene una gran calidad de filtrado. De esta manera se alarga la vida de la multiplicadora y mejora la calidad del aceite.

2.4.7.6.-Sistema de freno

La instalación de aerogeneradores requiere la dotación de importantes medidas de seguridad que aseguren la integridad de personas y bienes a lo largo de la vida útil de la máquina. Para ello resulta necesario examinar la velocidad del aerogenerador en todo momento, evitando sobrepasar sus límites mecánicos.

Algunos aerogeneradores incorporan frenos aerodinámicos mediante el control de paso en las palas, mientras que otros necesitan de un sistema mecánico de frenado que limite la velocidad de giro.

Todos los aerogeneradores incorporen o no un sistema de frenado activo necesitan de un método independiente de frenado que permita la detención del aerogenerador en cualquier momento o circunstancia (reparación, pérdida de red, motivos de seguridad, etc.).

Sistema de freno aerodinámico:

El sistema de frenado primario o principal de la mayoría de aerogeneradores es el sistema de frenado aerodinámico, que consiste en:

- Girar las palas del rotor unos 90 grados alrededor del eje longitudinal, lo que se conoce como posición de bandera; solo en caso de las turbinas de regulación por cambio en el ángulo de paso. Este sistema además de cómo freno sirve para el control de la potencia del aerogenerador.
- Girar la punta de las palas del rotor 90 grados.



Figura 45: Detalle de la punta de la pala.

Estos sistemas suelen estar accionados mediante resortes con el fin de que, incluso en caso de fallo de suministro eléctrico, sigan funcionando, y son automáticamente activados si el sistema hidráulico de la turbina pierde presión. Una vez que la situación de peligro ha pasado el sistema hidráulico de la turbina devuelve las palas, o la punta de las palas, a su posición original.

La experiencia demuestra que los sistemas de freno aerodinámico son extremadamente seguros. Frenarán la turbina en cuestión de un par de vueltas como mucho. Además, ofrecen una forma muy suave de frenar la turbina, sin ningún esfuerzo, desgaste o rotura importante en la torre ni en la maquinaria.

Así pues, la forma habitual de frenar una turbina moderna (por cualquier razón) es la de utilizar el sistema de freno aerodinámico.

Sistema de freno mecánico:

El freno mecánico es utilizado como sistema de apoyo del sistema de freno aerodinámico o como freno de estacionamiento, una vez que la turbina ha sido parada, en el caso de una turbina de regulación por pérdida aerodinámica.

Las turbinas de regulación por cambio del ángulo de paso no suelen necesitar activar el freno mecánico (excepto en trabajos de mantenimiento), dado que el rotor apenas si puede moverse cuando las palas del rotor están giradas 90 grados.

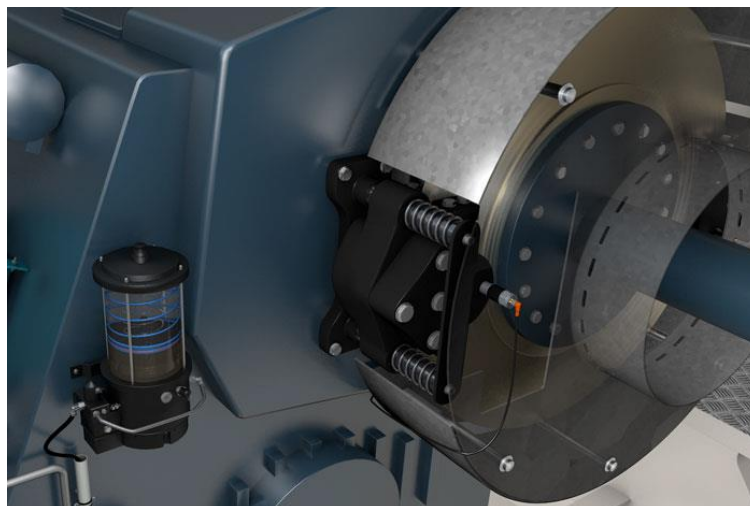


Figura 46: Freno mecánico.

En los aerogenerador con caja multiplicadora el freno mecánico se coloca en el eje de alta velocidad ya que el par motor es relativamente bajo en él lo que repercute en un sistema de frenado menos voluminoso, lo que mejorará el peso y los problemas de temperatura.

2.4.7.7.-Alternador

El generador se ubica en la parte trasera de la góndola. A su lado se localiza el armario de contactores del generador y el módulo de tiristores. Este último se encarga del arranque y acoplamiento suave del generador a la red así como de la conmutación entre generadores. También se localiza en la góndola el módulo de compensación de reactiva.

El generador o alternador convierte la energía mecánica producida por el rotor en energía eléctrica. Existen tres tipos de generadores: generador asíncrono de jaula de ardilla, generador asíncrono de rotor bobinado y generador síncrono.

Los generadores asíncronos son motores de inducción que se utilizan de forma contraria, haciéndolos girar a una velocidad mayor que su velocidad de sincronismo. Cuando a un motor de inducción, interconectado a la red eléctrica, se le hace girar por encima de su velocidad de sincronismo, aplicando un par motriz en su eje de rotación, la potencia mecánica aplicada se convierte en energía eléctrica.

Generador asíncrono de jaula de ardilla:

Los del tipo jaula de ardilla son los más utilizados debido a su bajo coste. Otra principal ventaja es que requieren poco mantenimiento, ya que son robustos. Este tipo de generadores se pueden conectar de forma directa (a través de protecciones y medios de desconexión adecuados) a la línea eléctrica a la que entregarán energía.

El generador de jaula de ardilla consta de un rotor formado por una serie de conductores metálicos (habitualmente de aluminio) dispuestos de forma paralela unos a otros, y cortocircuitados en sus extremos por unos anillos metálicos, esto es lo que forma la llamada jaula de ardilla por su similitud gráfica con una jaula de ardilla.

Esta 'jaula' se rellena de material, normalmente chapa apilada. De este modo, se obtiene un sistema n-fásico de conductores (siendo n el número de conductores) situado

en el interior del campo magnético giratorio creado por el estator, por lo tanto tenemos un sistema físico muy eficaz, simple, y muy robusto (básicamente, sin necesidad de mantenimiento).

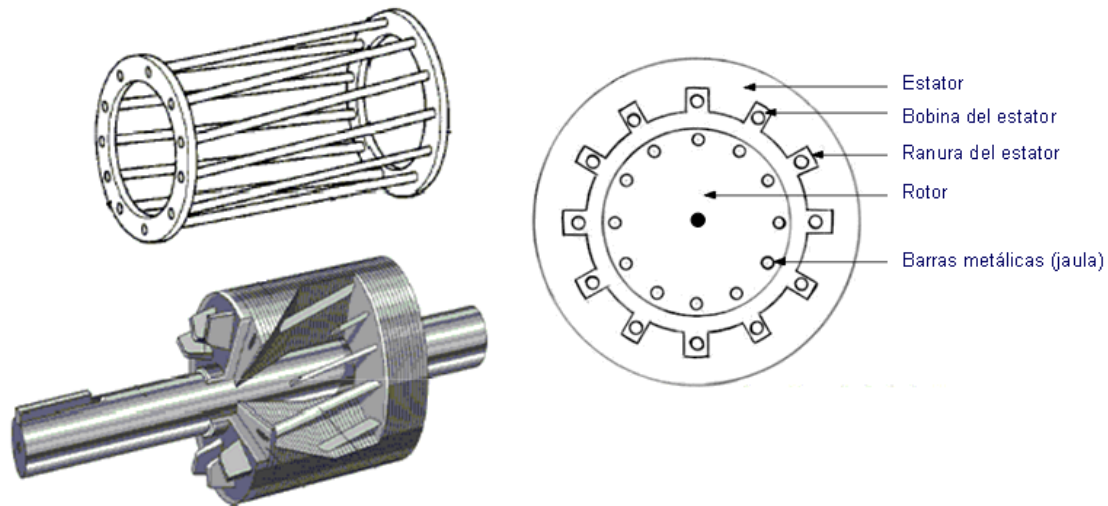


Figura 47: Generador de jaula de ardilla.

Una desventaja de estos generadores es que necesitan tomar potencia reactiva de la línea eléctrica a la cual están conectados, lo cual origina un factor de potencia bajo que debe mejorarse mediante baterías de condensadores.

En la actualidad, cerca del 95 % de los aerogeneradores comerciales son sistemas de velocidad constante con generadores eléctricos asíncronos.

Generador asíncrono de rotor bobinado:

El generador de rotor bobinado tiene un rotor compuesto por una serie de conductores bobinados sobre él en una serie de ranuras situadas sobre su superficie. De esta manera se obtiene un bobinado en el interior del campo magnético del estator, de un número determinado de polos y en movimiento. Este rotor es mucho más complejo de fabricar y conservar que el de jaula de ardilla, pero admite el acceso al mismo desde el exterior a través de unos anillos que son los que cortocircuitan los bobinados. Esto tiene como ventajas:

- Permite inyectar y extraer energía del rotor.

- Al inyectar diferentes frecuencias al rotor se consigue poder generar a velocidades muy diferentes de la de sincronismo.
- Al permitir la extracción de energía del rotor, se consigue generar hasta un 10% de la energía producida.

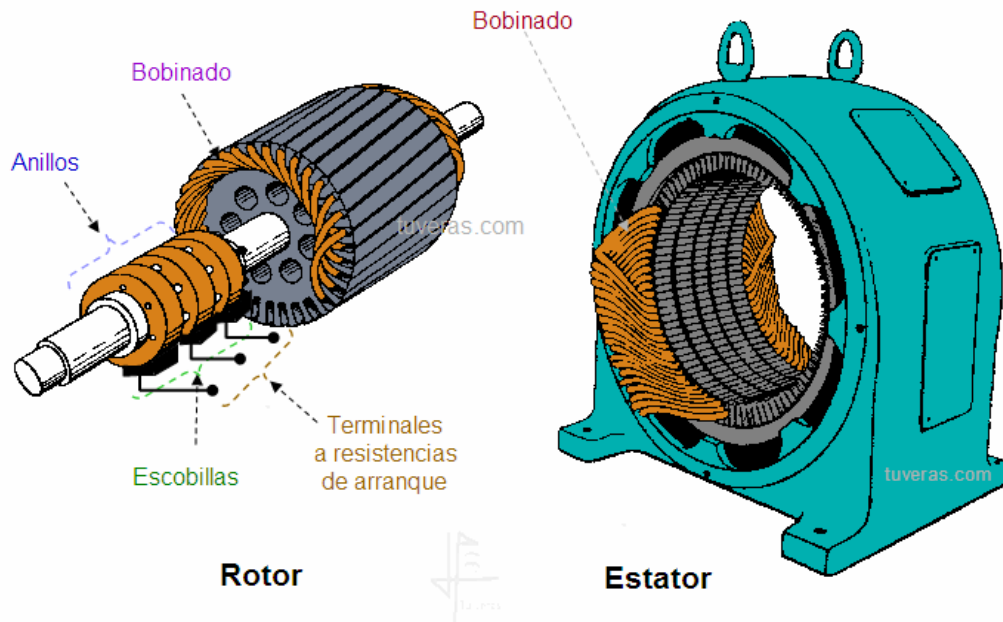


Figura 48: Generador asíncrono de rotor bobinado.

Generador síncrono:

Los generadores síncronos no son muy adecuados para integrarlos en aerogeneradores de velocidad constante porque al conectarlo directamente a la línea eléctrica resultan un sistema excesivamente rígido en cuanto a su relación par-velocidad.

Como principales desventajas se podrían numerar las siguientes:

- Originan cargas dinámicas importantes que exigen en su construcción la utilización de estructuras robustas, provocando un incremento de peso.
- Los rotores trabajan con una eficacia menor a la que han sido diseñados.

Debido a estas desventajas se produjo el desarrollo de los llamados sistemas de velocidad variable, ya que para estos sistemas la velocidad de operación no está limitada por la frecuencia de la línea eléctrica.

En los generadores de velocidad variable las principales características consisten en que el generador eléctrico no se conecta directamente a la línea eléctrica, para que la velocidad de rotación del rotor siga a la velocidad del viento. De esta forma, las cargas dinámicas se reducen y la eficiencia aumenta.

Como consecuencia se produce electricidad de frecuencia variable, que hace necesario su conversión a la frecuencia de red para poder trasladar la energía producida a una línea eléctrica convencional. Para convertir la frecuencia se utiliza un transformador electrónico de potencia que se completa con un rectificador (para convertir la corriente alterna en corriente continua) y un inversor (para convertir la corriente continua en corriente alterna). Esta configuración se conoce como CA-CC-CA.

2.4.7.8.-Sistema de refrigeración

Las infraestructuras de aerogeneradores en zonas donde el clima alcanza altas temperaturas y/o elevados porcentajes de humedad muestran la dificultad de conseguir que estos aerogeneradores trabajen en condiciones nominales, no pudiendo trabajar a máxima capacidad.

Una de las causas principales de este inconveniente reside en las propias limitaciones que marcan los componentes internos de los aerogeneradores situados en la góndola del aerogenerador frente a la temperatura, como es el caso de la multiplicadora y el generador.

No sólo la temperatura externa produce una elevada temperatura en el interior de la góndola del aerogenerador, también los propios equipos generan calor debido a su funcionamiento, que debe ser eliminado, para poder obtener un rendimiento óptimo de la instalación. A altas temperaturas los sistemas de disipación de calor por ventilación resultan escasos.

Uno de los nuevos sistemas de refrigeración de aerogeneradores patentado por Gamesa Innovation & Technology S.L se basa en el enfriamiento del interior de la

góndola del aerogenerador desde el interior de la torre y está formado de un sistema de producción de agua refrigerada, garantizando el funcionamiento del aerogenerador en condiciones nominales cuando la temperatura y/o la humedad exceda los límites marcados por los componentes del propio aerogenerador, así como un resultando poco invasivo en el interior del propio aerogenerador, de esta forma, se evita el rediseño de componentes y sistemas existentes, así como la redistribución del espacio interior para su alojamiento.

Este sistema se basa en el enfriamiento del interior de la góndola del aerogenerador desde el interior de la torre y para ello consta de un sistema de producción de agua refrigerada, situado en el exterior del aerogenerador, acoplado mediante tuberías frigoríficas a un grupo hidráulico para acumulación y bombeo del agua refrigerada que se impulsa por medio de tuberías hasta una unidad terminal, formada de una batería de intercambio térmico y un ventilador, que se sitúa lo más próxima posible a la góndola del aerogenerador y en la cual se enfría el aire del interior de la torre y se impulsa enfriado al interior de la góndola.

El equipo consta también de un sistema de deshumidificación que garantiza que la humedad relativa en el interior de la torre no supere un valor predeterminado, por ejemplo un 75%, el cual pudiera provocar corrosión y/o derivaciones y cortocircuitos, y que no sea desmesuradamente bajo, por ejemplo inferior al 30%, para impedir la aparición de problemas por acumulación de electricidad estática.

El funcionamiento del equipo es regularizado por un sistema de control que monitoriza continuamente la temperatura y/o humedad existentes, de manera que en función de la temperatura existente en el interior de la torre, si ésta excede una temperatura de consigna prefijada, el sistema activa el equipo. Por otro lado, siempre que se exceda una temperatura exterior fijada, el equipo arrancará para conservar la reserva del depósito de agua fría, y así poder abastecer agua de forma instantánea a la temperatura adecuada cuando se supere la temperatura interior de consigna.

El sistema de producción de agua refrigerada está compuesto por un condensador, situada en el exterior de la torre, y un grupo hidráulico formado esencialmente por un intercambiador térmico, un depósito de inercia, un vaso de expansión, y una bomba, todo bajo la plataforma inferior de acceso al aerogenerador.

El agua enfriada se bombea a través de unas tuberías hidráulicas que se sitúan en el interior de la torre, acopladas entre el grupo hidráulico y la unidad terminal ubicada en la plataforma de la torre más próxima a la góndola del aerogenerador, donde a través de unas baterías de intercambio térmico aire-agua a la que llegan las tuberías hidráulicas, el aire del interior de la góndola será enfriado y empujado mediante un ventilador hacia el interior de la góndola.

Se prevé que el sistema sea reversible, de manera que también trabaje en ambientes con climas fríos originando agua caliente en lugar de fría, invirtiendo el ciclo de funcionamiento.

2.4.7.9.-Estructura

El chasis principal (góndola o nacelle) es una estructura metálica donde se monta el tren de potencia, el generador eléctrico, las mordazas del freno y, en su caso, las unidades hidráulicas. También puede ir acoplado el transformador, que suele tener la función de contrapeso del rotor.

El proceso de ensamblaje de los componentes de la góndola consta de las siguientes etapas:

1. Ensamblaje del bastidor

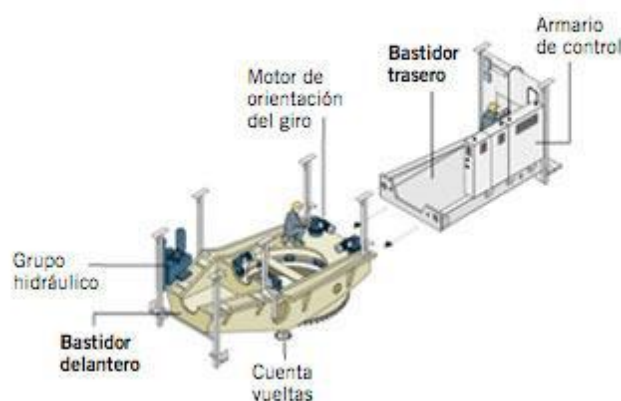


Figura 49: Ensamblaje del bastidor.

Acoplado el sistema de giro con sus motores de orientación, columnas y grupo hidráulico, y superado el test de giro, se acopla el conjunto con el bastidor trasero.

Posteriormente, se colocan las vigas raíl, el polipasto de servicio y se cablea el armario de control.

2. Ensamblaje de la multiplicadora

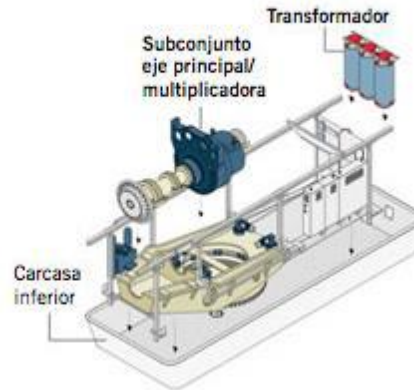


Figura 50: Ensamblaje de la multiplicadora.

Se instala el conjunto de la nacelle dentro de la carcasa inferior y se acoplan el transformador de potencia y el subconjunto eje principal/multiplicadora

3. Ensamblaje del generador

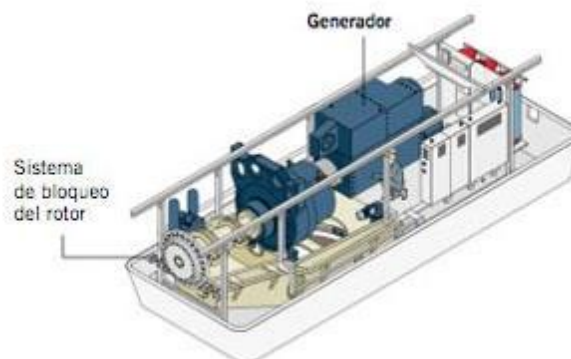


Figura 51: Ensamblaje del generador.

El proceso continúa con el ensamblaje y alineado del generador y la conexión eléctrica de todos los componentes al armario de control. Una vez conectados, se somete a la nacelle a una completa comprobación final, representando su funcionamiento en el parque eólico.

4. Ensamblaje de la carcasa

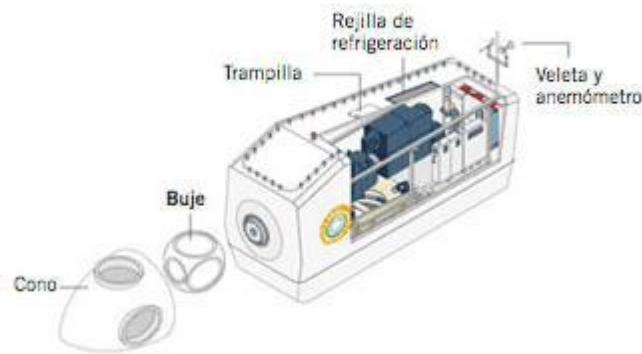


Figura 52: Ensamblaje de la carcasa.

Aprobado con éxito el test de comprobación de la nacelle, se acopla la carcasa superior, y la nacelle está lista para ser enviada al parque eólico que corresponda.

La dimensión y el peso del chasis principal dependerán de las cargas que deba soportar, al igual que su diseño que obedecerá a la geometría, masa y volumen del conjunto. Solapado a este chasis va colocada una cubierta cuyo propósito es salvaguardar los componentes del sistema contra los efectos del medio ambiente.

2.4.7.10.-Sistema de giro

Los métodos de control en un aerogenerador tienen dos importantes funciones, el primero es el aprovechamiento máximo de la fuerza del viento mediante la orientación del rotor, el segundo es la protección del aerogenerador ante velocidades de viento que podrían dañar la instalación.

Para la orientación el aerogenerador cuenta con aparatos anemométricos y de veletas para la medida de la dirección del viento instalados sobre la góndola. Los datos almacenados pasan al ordenador de control, que según un algoritmo determinado, decidirá como deberá mover la góndola gracias al sistema de corona dentada y motor de giro instalados en la base de la góndola en su unión con la torre.

Es preciso aclarar que el control sobre la orientación del rotor no se realiza a tiempo real, si no que el algoritmo, con los datos almacenados, debe ser capaz de garantizar que realmente el viento ha variado de dirección de forma estable, antes de

que se produzca el giro de la góndola, ya que en caso contrario daría lugar a un movimiento errático del sistema que reduciría su eficiencia.

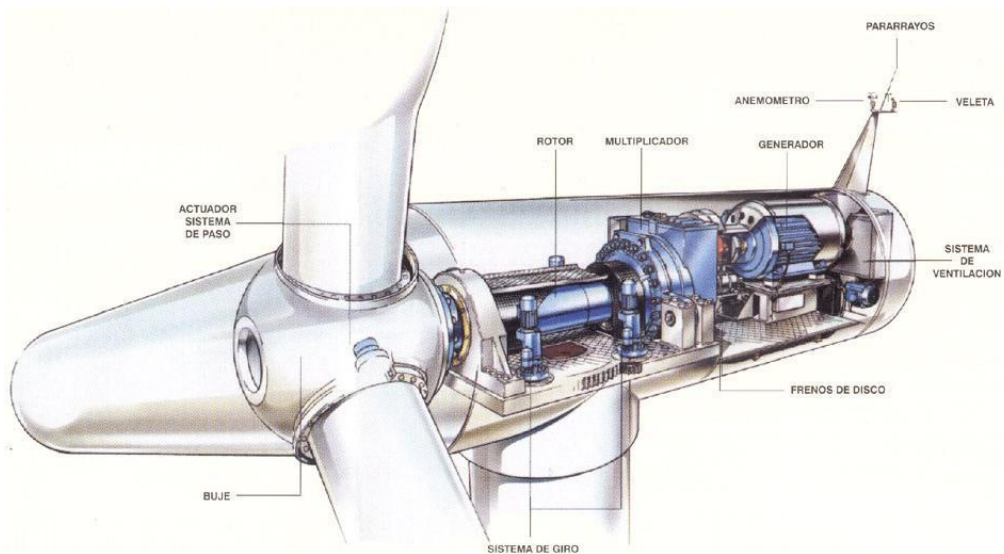


Figura 53: Nacelle.

Los principales instrumentos para la obtención de la velocidad y la dirección del viento son, para la velocidad el anemómetro rotativo de cubeta o anemómetro de hélice, y para la dirección del viento, se utiliza una tradicional veleta industrial, de paletas o paletas separadas.

Anemómetro:

Tanto el anemómetro rotativo de cubeta como el anemómetro de hélice constan de dos subconjuntos; el sensor y el transductor. El sensor es el dispositivo que rota por acción de la fuerza del viento y el transductor es el que genera la señal que se grabará.

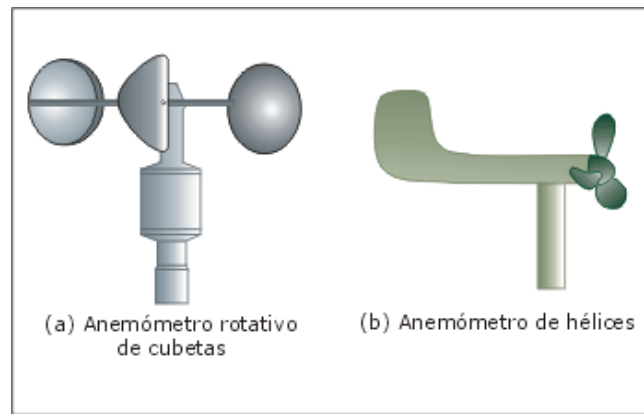


Figura 54: Anemómetros.

Anemómetros rotativos de cubetas

Generalmente el anemómetro rotativo de cubetas está formado por tres cubetas cónicas o hemisféricas montadas simétricamente respecto a un eje vertical de rotación.

Sus cubetas (cazoletas o copelas) se unen al eje por medio de un brazo de manera perpendicular, deben estar posicionadas a un ángulo equidistante de 120° en relación al eje. Esta disposición inducirá un giro sobre el eje y por tanto un número de revoluciones por segundo que se podrán registrar de forma electrónica. La forma de las cubetas provoca un rozamiento muy pequeño con respecto al viento para evitar pérdidas

Anemómetros con hélices o con montura fija

Habitualmente el anemómetro con hélices está compuesto de una hélice de dos, tres o cuatro paletas radiales que rotan sobre un eje de giro horizontal frente al viento. Existen varios anemómetros de hélice que emplean moldes ligeros de plástico o de espuma de poliestireno para que las paletas de la hélice debido a su menor masa necesiten bajas velocidades de viento al inicio.

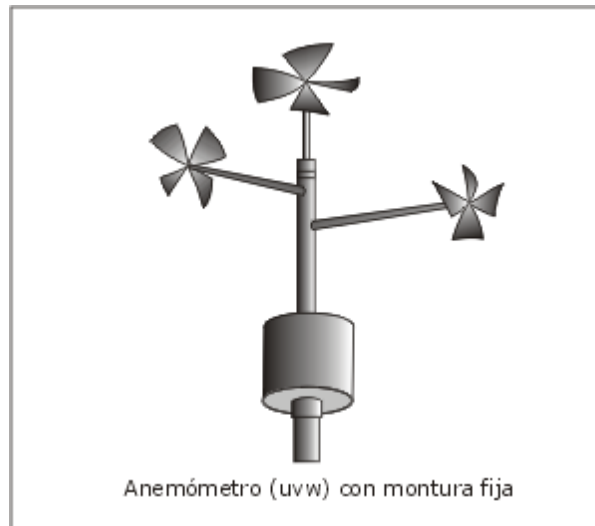


Figura 55: Anemómetro con montura fija.

Para determinar la velocidad y la dirección del viento horizontal se usan hélices dispuestas de forma ortogonal. Para determinar la componente vertical del viento, se puede emplear una tercera hélice con una montura fija que gira sobre un eje vertical.

Veleta

La veleta es un aparato para comprobar la dirección del viento. Una pequeña veleta acoplada en la capota del aerogenerador, detecta la dirección del viento y remite una señal al sistema de control que ubica el rotor de frente al viento.



Figura 56: Veleta.

La veleta de cola y el sistema de protección contra vientos fuertes en los rotores eólicos de eje horizontal, cumplen tres funciones:

a) Como un sistema de orientación: para bajas y medias velocidades del viento, cuando el aerogenerador está en operación, la veleta mantiene el rotor de frente al viento. Mientras más tiempo permanezca posicionado frente al viento, más energía produce el aerogenerador.

b) Como un sistema de regulación de velocidad: a altas velocidades del viento, el «mecanismo de protección contra vientos fuertes» provoca que el rotor salga de la posición de frente al viento, es decir, lo desorienta. La velocidad de rotación y la potencia entregada disminuyen, por lo que protege al rotor de un embalamiento.

c) Como un sistema de frenado: si la velocidad del viento sigue aumentando accionará los mecanismos de detención del rotor.

2.4.7.11.-Sistema de control

Un buen diseño de un aerogenerador puede tener un funcionamiento incorrecto o llegar a destruirse si no se desarrolla un sistema de control adecuado. El sistema de control deberá ser diferente en función del tamaño del aerogenerador. Para pequeñas máquinas, el control será simple y normalmente pasivo, por el contrario, para grandes máquinas - media y alta potencia -, el sistema de control será más complicado debido a los múltiples parámetros a medir y el aumento de precisión requerido, pero representará un coste, que aunque alto, es pequeño en comparación con el coste total del sistema.

Así, los controles pasivos hacen sus medidas de la manera más simple posible y utilizan fuerzas naturales para actuar, mientras que los sistemas de control activos utilizan sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, neumáticos o combinaciones de los anteriores para alcanzar su propósito.

Los objetivos principales de un sistema de control son los siguientes:

- Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.

- Conseguir que la turbina funcione en consonancia con el viento (orientación, control de potencia, etc.).
- Decidir la conexión/desconexión del generador y realizar correctamente los arranques y paradas del aerogenerador.
- Proteger al sistema (sobrevelocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, enrollamientos de los cables de interconexión).
- Maximizar el rendimiento del sistema.
- Señalizar posibles averías o funcionamientos incorrectos disminuyendo los costes de mantenimiento.
- Aumentar la vida útil del aerogenerador (minimizando las cargas imprevistas que se puedan presentar).

Todos estos objetivos nos llevan a un tratamiento global, flexible de las estrategias posibles de control sobre todo en grandes máquinas.

En el control activo se deberán medir múltiples variables que darán información sobre el estado del sistema, al control central.

Estas señales (velocidad del viento, orientación, velocidad del rotor, ángulo de paso, temperatura del generador, tensión y corriente de salida, etc) se mostrarán mediante transductores que deberán ser extremadamente fiables y precisos, ya que toda la estrategia de control puede ser inútil si las medidas son erróneas. Por ejemplo, se deberán proteger los elementos electrónicos y el cableado contra posibles descargas de origen atmosférico o contra interferencias electromagnéticas que puedan producirse.

El sistema de control deberá diseñarse para proteger a todo el sistema, pero de forma que la instalación de múltiples protecciones, no interfiera en la correcta operación de la máquina haciendo que su funcionamiento sea a veces pesado (continuos arranques y paradas).

Existen múltiples métodos y estrategias de control de aerogeneradores, casi tantos como tipos de máquinas, aquí se expondrá una visión general de los sistemas más utilizados actualmente.

El sistema de control integra los dispositivos necesarios de seguridad para garantizar la parada del aerogenerador en caso de producirse alguna condición anormal (falta de tensión de red, vibración excesiva, calentamiento excesivo del generador eléctrico, velocidad del viento o de giro del rotor excesiva, etc.).

Los sistemas de control actuales se basan normalmente en microprocesadores, específicamente desarrollados para su uso en control de aerogeneradores. Estos sistemas de control permiten integrar de forma eficiente todas los subsistemas que intervienen en la correcta operación del aerogenerador, permitiendo además modificaciones de programas por el usuario, centralizado de la comunicación y recogida de datos, telecontrol de varios aerogeneradores en el caso de parques eólicos, interconexión con centrales meteorológicas, etc.

De cara a facilitar la maniobrabilidad del sistema, los sistemas de control actuales son modulares, incluyendo dispositivos de visualización de todas las variables que intervienen, así como las entradas y las salidas, permitiendo incluso la posibilidad de controlar manualmente la operación del aerogenerador. Para garantizar la fiabilidad de las señales de medida y control frente a perturbaciones de origen electromagnético, todas las entradas se suelen aislar mediante optoacopladores y las salidas mediante relés libres de potencial. La transmisión de datos se suele realizar mediante salida serie RS-232 o RS-485 para conectarse a ordenadores externos existiendo a veces la posibilidad de salida módem para casos en los que se pueda disponer de línea telefónica.

El control suele estar físicamente realizado mediante un PLC (Control con Lógica Programable) compuesto por uno o más microprocesadores que componen la unidad central de proceso, una etapa de memoria donde esta el programa de control, un dispositivo de visualización y una etapa con entradas/salidas con sus respectivos convertidores (ver figura 1), a través de la cual el sistema de control se comunica con los sistemas que se desea gobernar. Asimismo se suele disponer de la posibilidad de conectar una etapa de comunicación mediante la cual el sistema de control se puede conectar a un equipo de programación, mediante el cual se puede introducir o modificar el programa de control.

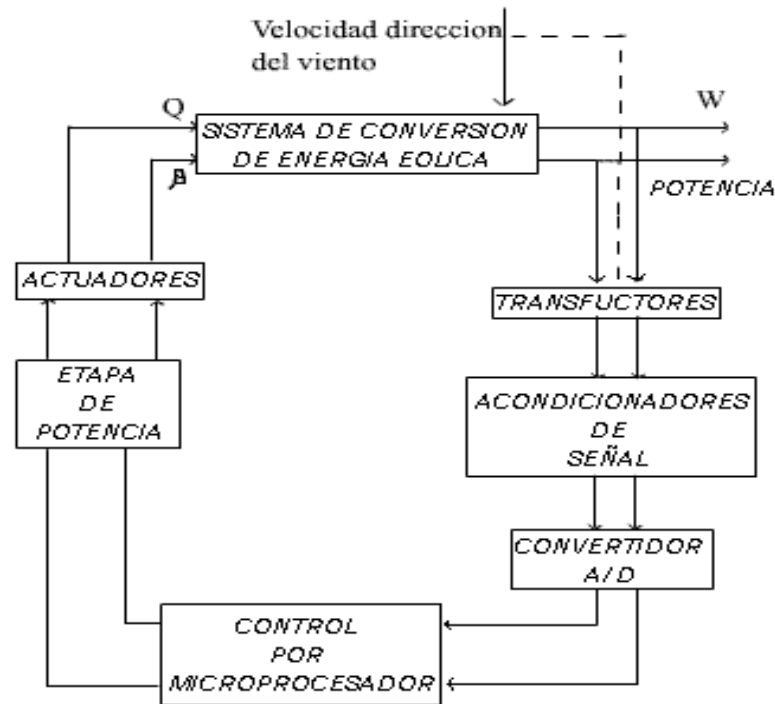


Figura 57: Esquema de actuación de un PLC.

El programa de control necesariamente debe incluir un programa de auto comprobación o diagnóstico que detecte inmediatamente mal funcionamiento tanto en el propio sistema de control como en los demás sistemas del aerogenerador, debiendo parar inmediatamente el aerogenerador y señalar lo más preciso posible la causa del problema, de esta manera se garantiza la seguridad del sistema y se disminuyen los costes de operación y mantenimiento al permitir localizar rápidamente el origen del fallo.

Los sistemas de control están integrados principalmente por tres etapas:

1. **Etapas de entrada de control:** Esta etapa se encarga de conducir las señales procedentes de los sensores dispuestos por toda la máquina hasta el control central para procesarse inmediatamente y enviar las órdenes de mando adecuadas en cada momento a los dispositivos de actuación.
2. **Etapas de señales de alarma:** Esta etapa se encarga de recoger las señales correspondientes a situaciones anómalas o malfunciones en sistemas vitales, ordenando con prioridad absoluta por encima de cualquier otra orden la parada

de emergencia del aerogenerador, hasta que desaparezca la causa que originó la emergencia.

3. **Etapa de salida de control:** Esta etapa transmite las señales eléctricas de ejecución de las instrucciones que recibe del sistema central de control, accionando los actuadores correspondiente.

Los típicos parámetros límite que supervisa de modo continuo un sistema de control de aerogeneradores para evitar situaciones de emergencia son los siguientes:

- Errores internos en el sistema de control:
 - Problemas en la transmisión de datos, volcado de programa, etc.
 - Problemas en la lectura/escritura en memoria
 - Fallo en alimentación.
- Parámetros de red:
 - Frecuencia de red máxima y mínima.
 - Tensión de red máxima y mínima.
 - Sobretensión.
 - Corrientes asimétricas.
 - Sobrecarga en el generador. (Normalmente se definen dos niveles de sobrecarga)
 - Corriente máxima.
 - Corriente máxima en motorización.
- Potencia de salida.
 - Detección de fallo en anemómetro.
 - Potencia mínima.
- Velocidad del viento.

- Velocidad mínima para arranque.
- Velocidad mínima para parada.
- Velocidad máxima para parada.
- Velocidad máxima para nuevo arranque.
- Velocidad de detección de fallo de anemómetro.
- Velocidad de giro del rotor.
 - Sobrevelocidad en rotor de baja.
 - Sobrevelocidad en rotor de alta.
 - Velocidad para actuación de freno eléctrico.
 - Máxima velocidad con fallo de freno.
- Control de temperaturas.
 - Temperatura máxima de los devanados del generador eléctrico.
 - Temperatura máxima del aceite de la caja multiplicadora.
 - Temperatura máxima de los dispositivos electrónicos.
 - Temperatura en sistema de orientación.
- Sensores comparadores.
 - Relación de revoluciones eje alta/baja.
 - Relación de pulsos y revoluciones en el generador.
 - Enrollado/desenrollado de cables
 - Detección de retraso en la comparación de sensores.
- Sistemas hidráulicos.
- Bajo nivel de aceite
- Excesivas conexiones/desconexiones

Todas las limitaciones anteriormente descritas que el sistema de control durante su operación puede detectar a través de anomalías, en el caso de que aparezcan, afectaran al aerogenerador de diversas formas. Se suelen programar distintos niveles de alarmas como son las alarmas de parada de máquina, las cuales obligan a inspeccionar la máquina y puesta en operación manual. Otras alarmas permiten a la maquina conectarse automáticamente cuando desaparece la causa de la alarma. Otras solo informan de una anomalía pero sin parar la máquina.

Conexión a red

El proceso de conexión de un aerogenerador a la red eléctrica difiere según sea el tipo de la máquina, así máquinas de paso fijo y velocidad fija seguirán una estrategia, si disponen de sistema de cambio de paso seguirán otra (ver más adelante el apartado de simulación de operación de aerogenerador con regulación de potencia por cambio de ángulo de paso) y por último máquinas con cambio de paso y velocidad variable tendrán otra. En cualquier caso, todos los sistemas intentarán realizar la operación lo más suave posible para evitar puntas de par, lo menos complejo posible y las menos veces posibles. Para ello se deberán implementar sensores de medida adecuados a los parámetros que se miden (detectar el límite de vueltas del rotor antes de superar el deslizamiento máximo debe ser un proceso muy preciso) y deberán seleccionar valores adecuados de esos parámetros para que el control tome decisiones correctas (evitar múltiples conexiones y desconexiones alarga la vida útil de los elementos de la máquina, en especial caja multiplicadora, ejes, rotor, generador, contactores etc.).

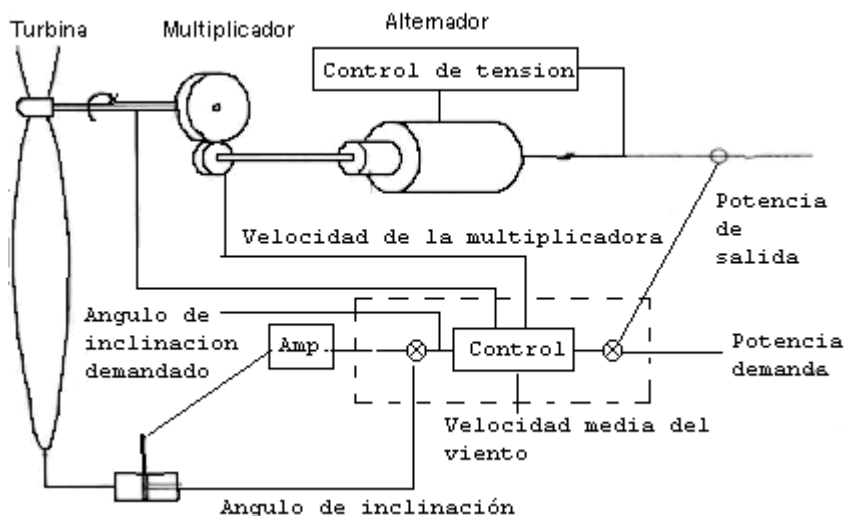


Figura 58: Esquema de sistema de control para generador de vueltas constantes y paso variable.

En el caso de aerogeneradores con paso fijo y velocidad fija el proceso de arranque que se sigue es el siguiente.

Una vez que el control ha chequeado todas las variables necesarias y no ha detectado ninguna anomalía, esperará a que se supere el límite mínimo de velocidad de viento para comenzar a generar. Si se cumple esta condición activa el sistema de orientación y una vez orientado libera el freno eléctrico a la vez que coloca las palas en posición de operación (mínimo ángulo) en el caso de máquina de paso variable o los aerofrenos en el caso de paso fijo. El aerogenerador de esta manera está ya preparado para efectuar la conexión a red.

El aerogenerador comenzará a girar hasta alcanzar una velocidad mínima de rotación del eje de alta, momento en el cual activa el sistema de arranque suave para que la conexión se produzca sin esfuerzos mecánicos ni sobrecorrientes de conexión. Una vez efectuada la conexión el sistema de control puentea el sistema de arranque suave y conecta las etapas de compensación de reactiva.

En el caso de una desconexión por pequeñas variaciones a bajas velocidades de viento el control se conectará en cuando las revoluciones superen mínimamente la velocidad de rotación nominal sin pasar por el proceso de arranque suave para evitar fluctuaciones.

En el caso de sistemas de paso variable y velocidad variable el proceso que se sigue es el siguiente:

El sistema mide la velocidad de viento continuamente. Si durante pocos minutos se detecta una velocidad de viento suficiente para el funcionamiento del aerogenerador, se inicia el proceso de arranque automático. Para ello se coloca en una determinada posición se lleva a cabo un chequeo de los sensores entorno a 1 minuto. A continuación se alinea la góndola en la dirección del viento y las palas del rotor se ponen en posición de funcionamiento. Para ello se absorben durante un corto plazo una pequeña potencia de la red. Al alcanzar el límite inferior de revoluciones el aerogenerador comienza a inyectar potencia a la red. En éste sistema no existen las corrientes de conexión clásicas.

Desconexión de red

El sistema de control está continuamente supervisando las revoluciones del rotor de alta, si las revoluciones disminuyen por debajo de un valor mínimo, se desconecta la compensación de reactiva y a continuación el aerogenerador de la red.

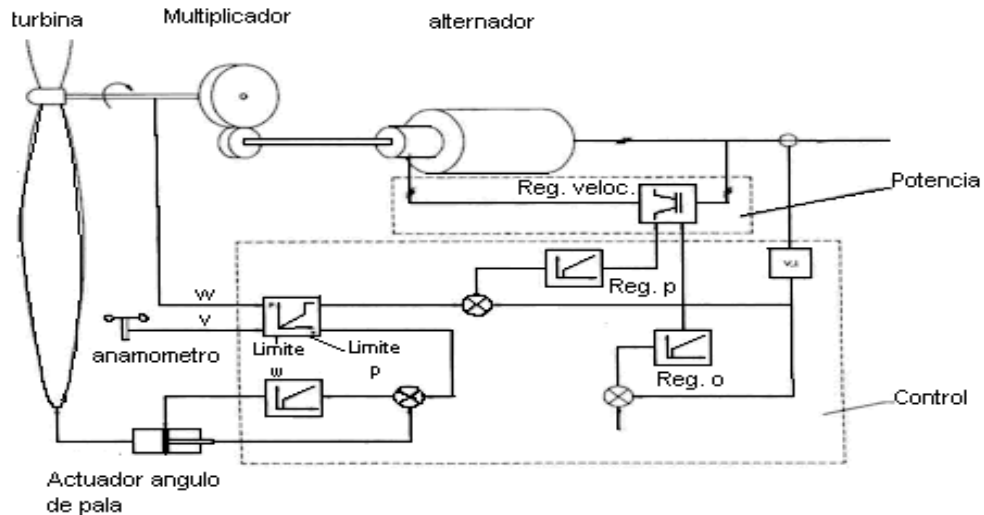


Figura 59: Esquema de sistema de control para generador de vueltas variables y paso variable.

En sistemas de paso fijo, en el caso de que se alcance el límite superior de revoluciones, se deberá actuar con el frenado de emergencia mediante aerofrenos en el primer momento hasta bajar un número de revoluciones suficiente, pero sin desconectar de la red al aerogenerador, con el fin de no perder el par resistente del generador y evitar embalamientos. El aerogenerador se podrá desconectar de red cuando la velocidad de giro del rotor sea como máximo la de sincronismo. Por último y ya a bajas revoluciones se puede aplicar el freno eléctrico para efectuar la parada total.

En sistemas de paso variable, por encima de la velocidad nominal se mantienen las revoluciones del rotor, mediante la regulación del ángulo de paso de las palas. Para parar la máquina ya sea de forma manual o por control se desregula el ángulo de las palas y con ello se reduce para el viento la superficie de incidencia efectiva de las mismas, hasta que el aerogenerador reduce su velocidad hasta casi la parada total. Existen sistemas de paso variable con unidades totalmente independientes entre si pero que actúan siempre sincrónicamente, en este tipo de sistemas se prevé que si falla en el

proceso de parada una de las unidades, las otras dos son suficientes para cambiando el ángulo de paso frenar la máquina.

Un problema en los aerogeneradores son las paradas por pérdida de red o salida de los límites de operación. En éste caso los sistemas de paso fijo deben actuar con los aerofrenos, en el caso de paso variable deben colocar inmediatamente las palas en bandera. El efecto de la caída de tensión debido a la imprevista apertura del contactor se puede evitar mediante grandes condensadores conectados en paralelo con la red. Pero el mayor problema es la pérdida del control de frecuencia. La regulación de frecuencia solo es válida cuando se está conectado a red, ya que el generador está generalmente libre de cambiar la frecuencia mediante el cambio de velocidad del rotor. El sistema de control deberá detectar rápidamente cualquier situación de éste tipo. En el caso de sistemas de velocidad variable, la desconexión de la red es inmediata, en cuando se ha superado algún límite de red. Dado que no hay condensadores de compensación, el inversor se desconecta de la red en 10 ms de manera que no haya puntas de corriente.

2.4.7.12.-Torre

La torre es uno de los principales componentes de una turbina de eje horizontal. Esta circunstancia es a la vez una ventaja y una desventaja. La desventaja viene a ser los costes elevados en los que está envuelta, que puede constituir alrededor del 20% del coste total de la turbina.

Uno de los parámetros de diseño más importantes de la torre es lógicamente su *altura*. Cuanto mayor es la altura de la torre, la producción de energía de la turbina aumenta siempre que el perfil vertical de la velocidad del viento en el emplazamiento sea creciente. Sin embargo, un aumento de la altura de la torre implica un aumento del coste del componente y una mayor dificultad para la instalación de equipo. Teóricamente la óptima altura de la torre resulta del punto dónde se cruzan la construcción de las dos funciones: coste y rendimiento energético. Desafortunadamente, este punto de intersección no puede ser indicado por una fórmula general válida. Así pues, la elección de la altura de la torre responde a una solución de compromiso entre las ventajas e inconvenientes que supone aumentar este parámetro de diseño. En las turbinas más grandes, los costes de construcción aumentan más rápidamente con la

altura de la torre que en las pequeñas turbinas. Los materiales válidos para la construcción son el hormigón o el acero; en el segundo caso la estructura varía desde celosías, hasta torres tubulares, con o sin tirantes.

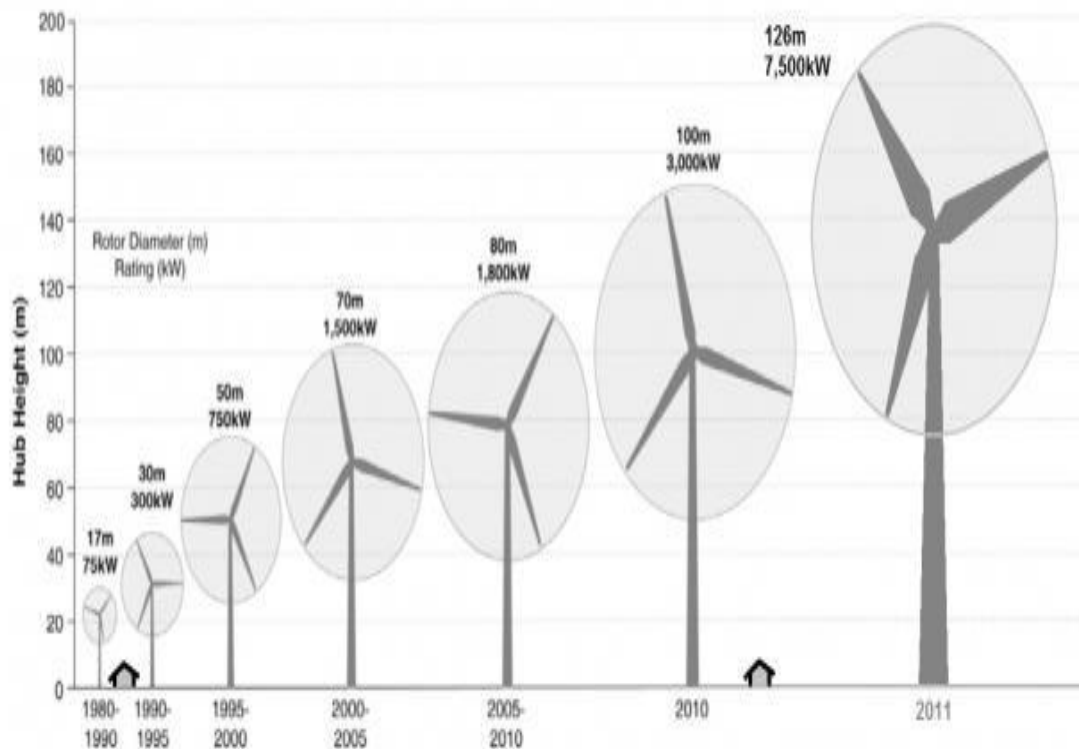


Figura 60: Evolución del tamaño de los aerogeneradores.

Después de la altura, la *rigidez* es el segundo parámetro de diseño importante de una torre, que debe presentar una rigidez suficiente para soportar las cargas de empuje transmitidas por el rotor eólico, y por supuesto, las cargas que ejerce el viento a lo largo de la torre. Además, el diseño estructural de la torre debe fijar su frecuencia natural de flexión de tal forma que en ninguna condición de funcionamiento estable se excite esta frecuencia propia. Fijar esta frecuencia es un factor decisivo para el diseño puesto que va ligado con el material requerido y, por tanto, con los costes de construcción. La meta del diseño de la torre es realizar la torre deseada con la rigidez requerida al más bajo coste de construcción posible.

Los requerimientos técnicos planteados por todo el sistema en su totalidad puede ser conocido casi por una variante: la óptima economía, sin embargo, sólo se logra con

una sensible combinación de los requerimientos que existen para los aerogeneradores, el emplazamiento y la selección del diseño de la torre. Esto muestra claramente que la torre de un aerogenerador representa un componente convencional cuando se considera de forma aislada, sin embargo, su diseño estructural requiere un conocimiento general del funcionamiento del sistema en su totalidad y su aplicación.

Aparte de ese aspecto funcional, no se debería pasar por alto que la torre, incluso más que la góndola, determina la apariencia exterior del aerogenerador. Por ello a la estética debería concederse la debida atención, incluso si implica algún coste adicional.

Torre de celosía

El más simple método para construir una alta y rígida torre es una celosía tridimensional, así, son llamadas torres de celosía. Este tipo de torre consiste en una estructura metálica en la que se sustenta el rotor eólico y los componentes mecánicos de la transmisión. Las torres de celosías fueron entonces los diseños preferidos para las primeras pruebas de turbinas y continúan siéndolo para las más pequeñas turbinas en algunos casos hoy. Alrededor de una altura de 30 metros, la celosía es una práctica común. Presentan la ventaja de tener un coste reducido, pero tienen una accesibilidad compleja que dificulta las tareas de mantenimiento. El impacto visual de las torres de celosía es elevado a distancias cercanas a la torre, sin embargo este tipo de torre se confunde con el horizonte cuando la máquina se observa a una distancia suficientemente lejana. Ocasionalmente, esta ventaja es considerada más importante que el impacto estético cercano.



Figura 61: Torre de celosía.

Torres con tensores

Los tensores se utilizan en aerogeneradores de baja potencia, para dar rigidez a torres de gran esbeltez, dando como consecuencia un conjunto estructural liviano y económico.

Permiten tumbar la torre para bajar el aerogenerador a nivel del suelo, y efectuar tareas de mantenimiento. Este tipo de torre es fácil de montar y puede instalarse tanto en terrenos planos como irregulares, aunque es preferible su utilización en zonas llanas. Tienen la desventaja de inutilizar el espacio alrededor del mástil, por lo que su emplazamiento más apropiado es en zonas aisladas.



Figura 62: Torre con tensores.

Muchos de los aerogeneradores pequeños están contruidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de coste. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre. Finalmente, este tipo de torres es más propenso a sufrir actos vandálicos, lo que compromete la seguridad del conjunto.

Torres tubulares de acero

Consisten en grandes tubos de acero de forma tubular que procuran en su interior espacio para los equipos de suelo y para el acceso a resguardo hacia la góndola. Precisan una instalación más laboriosa y cara, pero ofrecen una mayor resistencia y

necesitan un menor mantenimiento que las torres de celosía. Son las más utilizadas en equipos de generación de energía.

Las torres se construyen con diámetro y espesor creciente hacia la base, con el fin de alcanzar mayor rigidez en esta y al mismo tiempo ahorrar material. Algunas poseen todos sus tramos tronco-cónicos y otras combinan tramos cilíndricos y cónicos.



Figura 63: Torres tubulares.

Las limitaciones para el transporte y las posibilidades estructurales y económicas del acero delimitan la altura de estas torres a 80 m, por lo que en general son utilizadas para aerogeneradores de potencia hasta 3MW.

El proceso constructivo de este tipo de torres consta de las siguientes etapas:

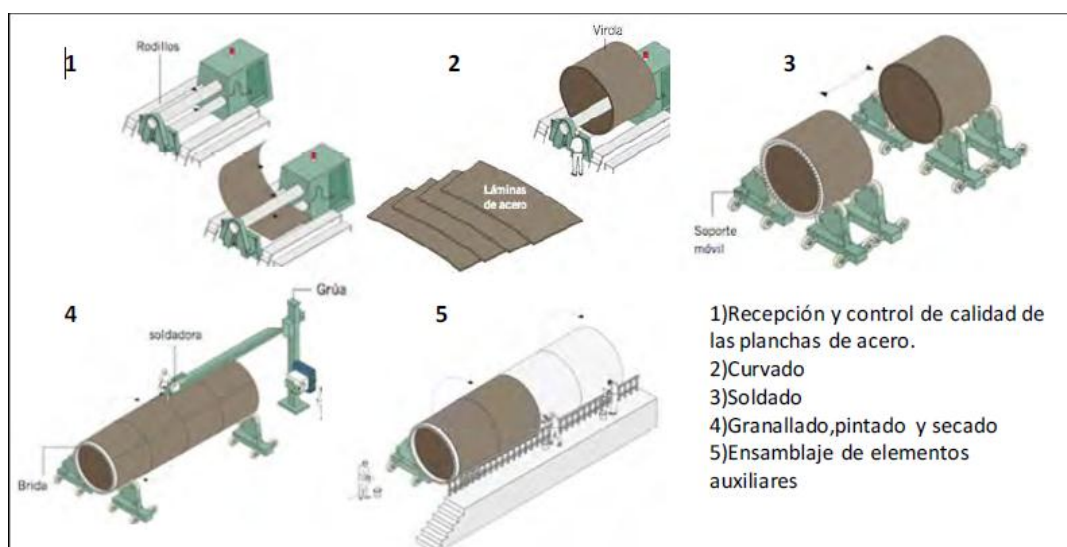


Figura 64: Proceso constructivo de la torre.

1. Recepción y control de calidad de las planchas de acero: los cilindros que componen la torre de un aerogenerador parten de unas láminas de chapa oxicortada e imprimada.
2. Curvado: estas láminas son introducidas en una máquina con grandes rodillos que van conformando las virolas.
3. Soldado: las virolas se sueldan por arco sumergido hasta formar secciones de diferente longitud.
4. Granallado, pintado y secado: la estructura se introduce en un túnel de pintado y secado. Terminada la torre en chapa, se procede al tratamiento superficial, que consiste en un granallado y un recubrimiento de pintura.
5. Ensamblaje de elementos auxiliares: una vez que la torre está seca, se procede al montaje de todos los elementos de servicio, tales como plataformas y escaleras.

Tramos



Figura 65: Tramos de torre.

Dependiendo del modelo y de la altura requerida (de 14 a 29 metros), los tramos pueden estar formados por un número de virolas que va de 4 a 12.

Torre de hormigón

El diseño de estas permite alcanzar alturas mayores que las torres de acero; carecen de resonancia y su balanceo es mucho menor por lo que son más estables.

Las torres de hormigón no se fabrican de una sola pieza sino en segmentos de diferentes tamaños. Los tramos con mayor diámetro se dividen en dos o tres secciones para facilitar su traslado. Para unir los tramos entre sí se emplea una junta de resina epoxi. Posteriormente los tramos se tensan mediante tirantes de acero que discurren desde el extremo superior hasta la base.

Sus ventajas son:

- 1) La libertad de geometría.
- 2) Mayor control de su frecuencia natural y respuesta dinámica.
- 3) La amortiguación del ruido.
- 4) Su gran durabilidad.
- 5) El poco mantenimiento necesario.

En relación a torres metálicas equivalentes, las construidas en hormigón al tener mayor peso son más estables, por lo tanto necesitan menor inversión en las cimentaciones para igualdad de tamaño y además reducen las sollicitaciones de fatiga en la estructura, favoreciendo una mayor vida útil de la misma.

Cuando las dimensiones de la estructura impiden el traslado de los segmentos prefabricados, se recurre al hormigonado “in situ”. Éste modo más artesanal, cuenta con mayores incertidumbres constructivas y tiempos de realización. La eficacia de la estructura depende de la tecnología de los encofrados y las condiciones meteorológicas que influyen más que cuando se emplea hormigones prefabricados. Habitualmente sólo se hormigona “in situ” la parte inferior de la torre, dado que no es una opción económicamente favorable.

La desventaja que puede mostrar el hormigón es el debilitamiento y disminución de rigidez debido a desviaciones de temperatura. Estas cargas térmicas conviene incluirse en el cálculo estructural.



Figura 66: Torre de hormigón prefabricado.

Las torres de hormigón aún están en etapa experimental y siguen estudiándose sus propiedades resistentes, pueden compararse con las chimeneas industriales de gran altura, que han sido bien estudiadas.

Torres híbridas de hormigón y acero

Los productores de turbinas multimegavatio se encuentran a la exploración de soluciones estructurales factibles para obtener alturas de buje del orden de los 150 metros. Por este motivo varias empresas fabricantes de torres están experimentando distintas opciones de torres híbridas, tipología que al momento parece ser la más favorable para el caso.

Consisten en un tramo inferior de hormigón al que se ajusta una estructura metálica. La combinación de materiales logra dureza en la base de la torre y más flexibilidad en la parte superior. Habitualmente se recurren a hormigones premoldeados de alta resistencia y secciones tubulares de acero. La sección transversal puede ser de distintas formas: cilíndrica, triangular, octogonal o en forma de cruz.

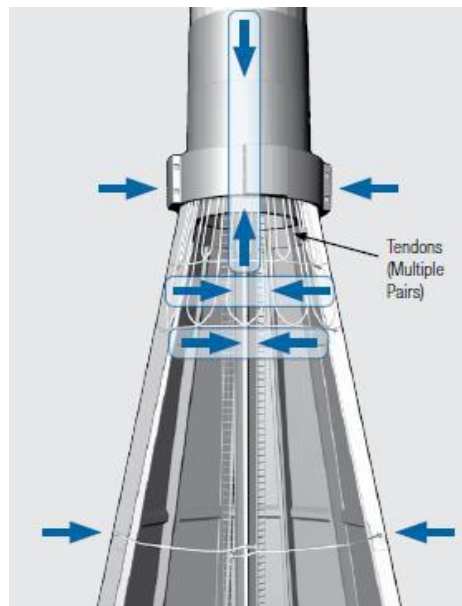


Figura 67: Base de una torre híbrida.

Estas torres híbridas permiten alcanzar longitudes mayores a 100m y logran frecuencias naturales que evitan la resonancia con la frecuencia del viento.

Este diseño, además de su eficiencia estructural, facilita el transporte, agiliza el montaje y es visualmente agradable. Para la parte superior de acero, se utiliza torres metálicas de fabricación estándar.

Los inconvenientes de estas torres híbridas son:

1. Aprovechan la tecnología actual, pero de nuevo conservan sus inconvenientes, dejando de aprovechar las ventajas del hormigón como material durable, dúctil y libre de mantenimiento.
2. El pretensado se realiza en campo: lo que aumenta la complejidad de la ejecución y el aumento de plazos.
3. Dependen de la logística y suministro de ambas tecnologías.
4. No resulta ventajosa económicamente hablando.

2.4.7.13.-Cimentación

Se distinguen dos grandes tipos de cimentación dependiendo de la ubicación del aerogenerador: cimentación onshore (sistemas ubicados físicamente en tierra firme) y cimentación offshore (sistemas ubicadas físicamente mar adentro).

Cimentación onshore

La cantidad y nivel de detalle de la investigación geotécnica para el estudio de las condiciones de cimentación dependerá de las características de los aerogeneradores y su emplazamiento. A partir de estudios “in situ” y de laboratorio, la información geotécnica imprescindible puede resumirse de la siguiente manera:

- 1) Descripción del perfil del suelo, mediante la identificación de las diferentes capas y/o niveles geotécnicos en profundidad.
- 2) La posición del nivel freático.
- 3) Propiedades de identificación y clasificación de los suelos, mediante análisis granulométrico, índices de Atterberg, humedad natural, pesos específicos, etc.
- 4) Las propiedades resistentes del suelo en condiciones drenadas y no drenadas (ángulo de rozamiento, cohesión).

5) Las propiedades de deformación, en términos de sus módulos de deformación en condiciones estáticas y dinámicas.

6) Las características sísmicas del emplazamiento, a partir de la caracterización de las acciones sísmicas en cuanto a magnitud y aceleración de cálculo, y caracterización de la respuesta sísmica de los suelos.

7) Evaluación del potencial de licuación.

Una de las partes esenciales de un aerogenerador es la forma en que la torre se sujeta al terreno. La elección del tipo de cimiento dependerá principalmente de la ubicación del aerogenerador y las condiciones del terreno. Según la European Wind Energy Association (2013), la cimentación supone aproximadamente el 6,5% del coste total para proyectos onshore y el 34% para proyectos offshore, lo que justifica una optimización de este tipo de estructuras. Actualmente, se construyen la mayoría de las turbinas eólicas en tierra, en suelos firmes y rígidos, pero la tendencia actual es la construcción de aerogeneradores offshore.

El cálculo de la cimentación dependerá de las cargas producidas por el rotor eólico en diferentes circunstancias de operación, por esto la tecnología del aerogenerador juega un papel fundamental.

La forma más frecuente de cimentar un aerogenerador es una zapata de hormigón. Las cimentaciones sobre losas de hormigón podrían dejar de ser apropiadas, pues grandes dimensiones provocan asientos diferenciales inadmisibles. La altura de las torres puede variar mucho, entre 40 y 130 m. Cuanta más alta sea la torre, mayor velocidad de viento, y por tanto, mayor generación de esfuerzos sobre la cimentación.



Figura 68: Hormigonado de la cimentación.

Los aerogeneradores se sitúan en áreas con buenas condiciones de viento pero que, en la mayoría de ocasiones, se encuentran en terrenos inhóspitos o con malas condiciones de acceso, lo que dificulta la realización de las cimentaciones de estas estructuras. Para anclar estas torres habitualmente se utilizan cimentaciones o zapatas que sujetan la estructura al terreno mediante gravedad, o bien mediante pilotes realizados sobre terrenos poco firmes.

Se pretende garantizar la estabilidad de la estructura y certificar una transmisión de cargas al terreno con la adecuada intensidad para que este no colapse. En muchos casos los terrenos no permiten dicho anclaje, por lo que es habitual el uso de zapatas masivas realizadas con hormigón armado. Sin embargo, las geometrías empleadas en planta son muy diversas. Se utilizan soluciones con planta poligonal, circular e incluso cruciforme, siendo esta última un caso muy aislado. Se ha probado que la cimentación superficial con geometría en planta circular es la que mejores resultados promete a nivel estructural y económico.

Las ventajas de la prefabricación de la cimentación son evidentes, reduciéndose también la cantidad de material necesario respecto a cimentaciones ejecutadas “in situ”. La prefabricación disminuye los problemas de hormigonado in situ de grandes volúmenes, que no sólo crean problemas importantes cuando los accesos se encuentran alejados de las plantas de fabricación de hormigón e incrementan considerablemente el calor de hidratación en el fraguado del hormigón, sino que las temperaturas extremas pueden reducir el número de días de trabajo efectivo.

Asimismo, teniendo en cuenta que la vida útil de un aerogenerador puede ser de 20 a 25 años, la prefabricación hace más fácil la fase de desmantelamiento de las instalaciones.

Una vez la cimentación entre en carga, por un lado, deberá asegurar la estabilidad del aerogenerador impidiendo su vuelco y deslizamiento a causa de las acciones horizontales. Y por otro lado, la reacción del terreno cuando se le transmiten las cargas, creará una distribución de presiones bajo la zapata, que ocasionará esfuerzos de flexión y corte en el hormigón, siendo necesaria la colocación de barras de acero.

Un correcto acondicionamiento del terreno donde se va a posicionar la cimentación es de vital importancia, así algunos métodos de acondicionamiento del suelo son:

Realizar una precarga, compactación, o vibración

Empleando este método se puede alcanzar la fijación del terreno y reducir así futuros asentamientos. Otros métodos de mejora del terreno consisten en dejar caer al terreno pesos desde cierta altura, o introducir vibradores que reorganicen las partículas que conforman el suelo.

Realizar infiltraciones al terreno con lechada de cemento

Inyectando nuevos materiales al suelo, normalmente, lechadas de cemento. De esta manera se modifica la permeabilidad del terreno y por consiguiente el flujo de agua, además se incrementa su capacidad portante.

Mediante el jet-grouting

El Jet-Grouting es una tecnología que utiliza la inyección radial de fluidos, a muy alta velocidad, para erosionar el terreno, sustituyendo parcialmente el material erosionado y mezclándolo con un agente de cementación para formar un nuevo material denominado lechada. Al introducir este material fresco en el terreno, además de contribuir por sí mismo a la mejora de las propiedades geomecánicas y físicas de la zona inyectada una vez haya fraguado, consigue confinar el terreno circundante de forma significativa.

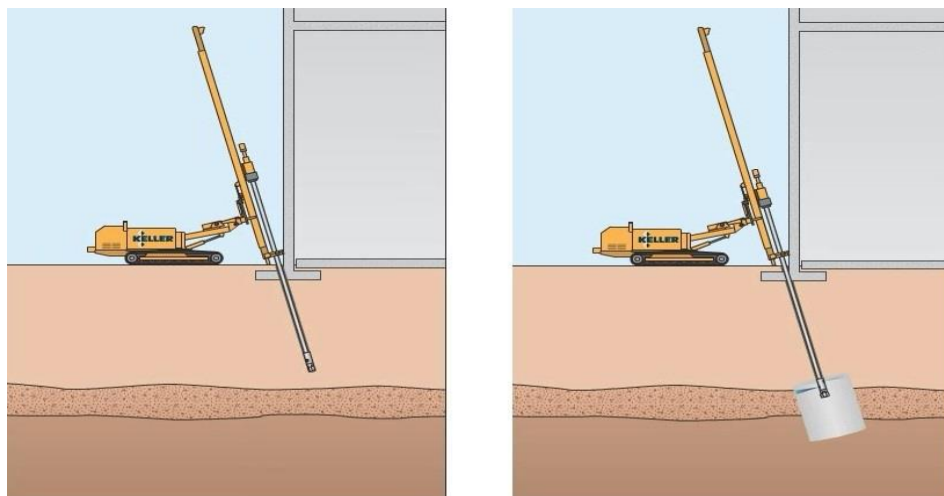


Figura 69: Fases del Jet-Grouting.

Para su ejecución se requiere de una máquina perforadora con una tubería de perforación en su extremo, monitor con toberas de inyección y bombas de alta presión que deben suministrar constantemente grandes volúmenes de lechada.

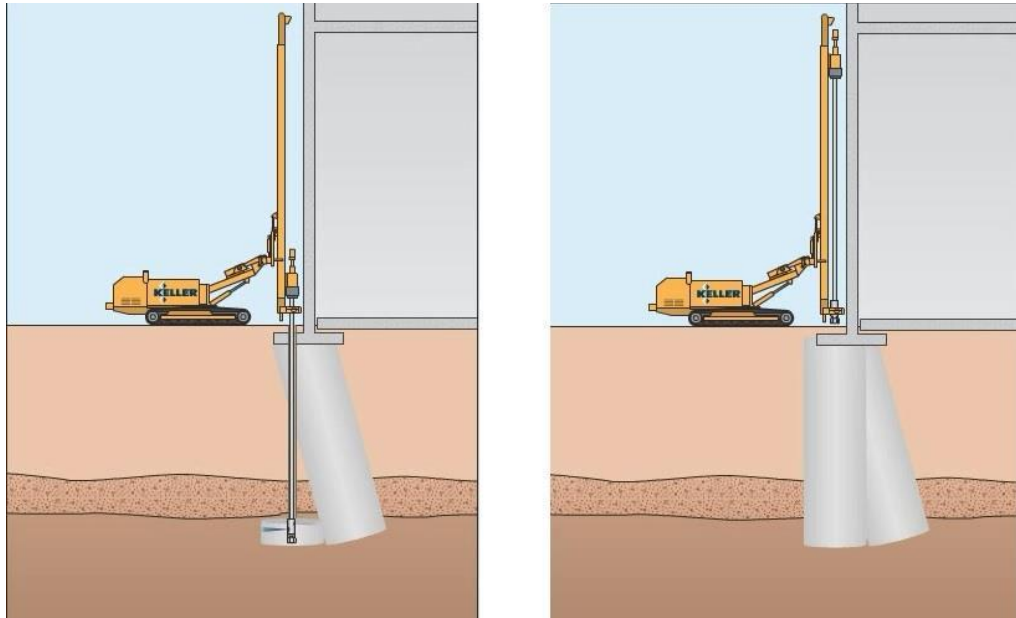


Figura 70: Fases del Jet-Grouting.

Cimentación offshore

En un primer momento los parques estaban ubicados en tierra (onshore) por su simplificación en todos los aspectos, ya sean constructivos, de gestión..., pero debido al impacto medioambiental, a la limitación de espacio y al estudio de mejores condiciones climáticas, se inició la construcción de parques marinos (offshore).

Las principales ventajas que los parques marinos suponen son: la posibilidad de construir con mayores dimensiones, ya que no hay limitaciones para el transporte por mar (en tierra se depende de los radios de curvatura de las carreteras, o de la altura en los túneles) y la mayor estabilidad del viento en el mar, debido a la escasa rugosidad que presenta la superficie del agua en comparación con el terreno firme por sus montañas, árboles o edificios.

Sin embargo, los parques offshore presentan algunos inconvenientes. Por una parte, emplazar correctamente los elementos y posteriormente fijarlos al fondo marino es altamente difícil, ya que requiere técnicas de construcción y emplazamiento muy

costosas. Por otra parte, las tareas de inspección y mantenimiento pueden verse dificultadas por la limitada accesibilidad que el medio marino conlleva. Además se podría afirmar que las condiciones extremas que pueden ocurrir en el mar superan las peores expectativas en tierra.

Se pueden diferenciar los siguientes tipos de cimentaciones offshore: por gravedad, monopilote, trípode, tripilote, jacket y flotante. Cada una de estas variantes de subestructura marina está pensada para determinados rangos de profundidad del fondo marino, tal y como se explica a continuación.

Por gravedad

Este método de cimentación tiene por objetivo contrarrestar el efecto de las mareas u otras fuerzas sobre la torre por medio de un peso de enorme magnitud situado en la base del aerogenerador.

Con este sistema de cimentación no hay que penetrar el suelo para poder implantar esta subestructura. No obstante, el peso necesario para contrarrestar los componentes sobre la torre aumenta en gran medida según aumenta la profundidad. Por dicha razón la cimentación por gravedad está limitada a profundidades de menos de 20 metros.



Figura 71: Cimentación por gravedad.

Monopilote

Para profundidades de entre 15 y 30 metros, puede que la solución óptima sea el monopilote. Consiste en “clavar” exactamente un pilote en el fondo marino, a unos 10 metros bajo el suelo, sobre el cual se ubicarán los módulos de la torre.

Este sistema proporciona mucha estabilidad al aerogenerador, pero para torres de gran altura se generarían esfuerzos enormes de flexión en la base de la misma. Por ello, cuando la cota superior prevista es demasiado elevada este método tiende a ser descartado.



Figura 72: Cimentación por monopilote.

Trípode

Para profundidades superiores a 30 metros, sería necesario reforzar la base de la torre. Para ello surge la solución denominada como “trípode”, que es, una subestructura consistente en tres “patas” que actúan como pilotes que se reparten los esfuerzos y sobre dicho trípode se colocaría la torre.



Figura 73: Cimentación por trípode.

Tripilote

Con el mismo concepto que el trípode, este tipo de subestructura persigue mejorar el modelo de cimentación por monopilote para profundidades del entorno de los 50 metros. Consiste en colocar tres pilotes paralelos que se unen en la base de la torre. Aportan mucha estabilidad pero demandan una gran cantidad de acero. Sin embargo, la unión con la torre resulta más sencilla que la del sistema trípode.



Figura 74: Cimentación por tripilote.

Jacket

Obtenida de la ingeniería petrolífera, este sistema consiste en unas subestructuras más ligeras, de 4 columnas interconectadas en forma de celosía, que sería útil en casos en los que la implantación del trípode resultase inviable. Admite mayores profundidades y prueba de ello son las instalaciones de extracción de crudo que hay en el mar.



Figura 75: Cimentación por Jacket.

Flotantes

Se trata del sistema más novedoso para hacer frente a profundidades mayores a 100 metros, donde alguna de las anteriores posibilidades encarecería mucho la implantación del aerogenerador. Consiste en hacer flotar el aerogenerador equilibrando el empuje sobre la torre y el peso del material. Así quedan contrarrestados los balanceos y el hundimiento de la torre. No obstante para que el aerogenerador no flote a la deriva, se fija su situación por medio de unos cables que hace las veces de tensores anclados al fondo marino.

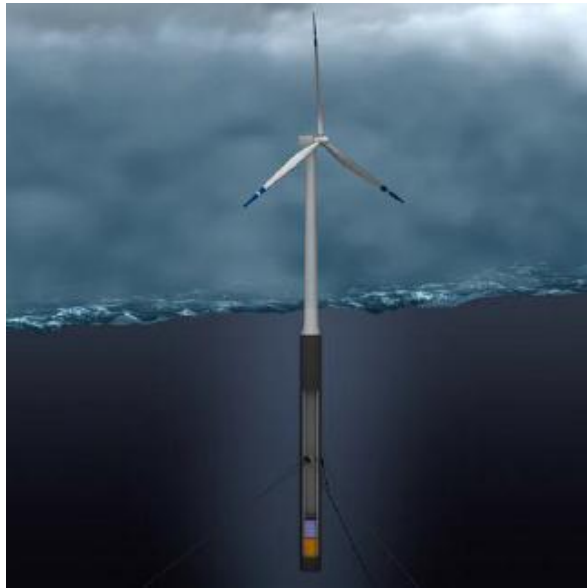


Figura 76: Cimentación flotante.

2.4.8.-Control de la potencia del aerogenerador

Cuando el viento ha superado la velocidad nominal de trabajo, en la que se consigue la máxima potencia producida por el equipo, existen dos métodos de control, para evitar que puedan producirse daños y mantener la potencia desarrollada por el rotor lo más estable posible. Estos métodos son mediante el control activo por cambio de paso del ángulo de las palas y por el control pasivo por desprendimiento de flujo o pérdida.

Control activo por cambio de paso del ángulo de las palas

Mediante un dispositivo mecánico las palas giran el perfil enfrentado al viento modificando su aerodinámica, de este modo mantiene constante la rotaciones del rotor y así se mantiene constante la entrega de potencia. Es el método más caro pero también es el que ofrece un mayor control.

El ángulo de paso de la pala se define como el ángulo que se forma entre la cuerda del perfil aerodinámico de la pala y el plano de rotación del rotor. Si se varía el ángulo de paso, el ángulo con el que el viento incide sobre el perfil variará, por lo que también lo harán las fuerzas de resistencia y sustentación, encargadas de generar la potencia producida.

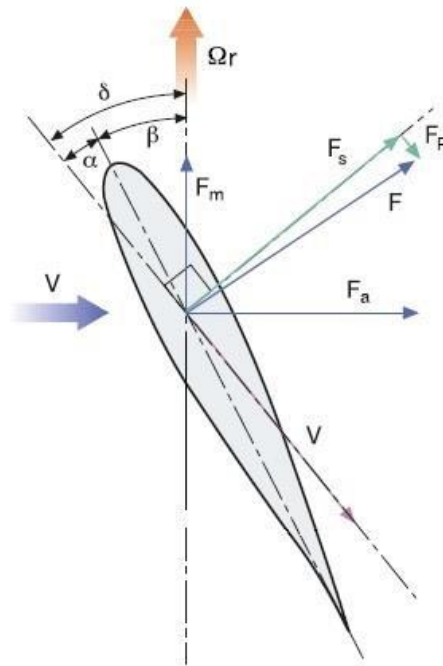


Figura 77: Fuerzas en un perfil alar.

La variación de las fuerzas de resistencia y sustentación modifican la velocidad angular del rotor, y a su vez la velocidad relativa también cambia, lo que nuevamente modifica tanto al ángulo de ataque como al número de Reynolds, y como consecuencia, esto modifica el valor de los coeficientes de sustentación y resistencia.

Existen otros factores que modifican la respuesta dinámica del rotor: en la práctica, la velocidad del viento cambia constantemente, además de que en el comportamiento dinámico, las características del rotor pueden ser modificadas debido a la flexión de las palas, a la inercia del rotor, a la respuesta de flujo alrededor de la pala, a la falta de alineación del rotor al viento y por la suciedad que se adhiere a las palas.

La variación del ángulo de paso de las palas consiste en hacerlas girar sobre su eje longitudinal. Los mecanismos de giro se encuentran situados en la raíz de la pala. El cambio del ángulo de paso puede ser de forma independiente como de todo del grupo de palas.

La fuerza para realizar el movimiento de rotación del cambio del ángulo de paso puede darse a través de mecanismos impulsados por dispositivos hidráulicos o eléctricos:

- Los mecanismos eléctricos son sistemas individuales montados en la raíz de la pala. Básicamente, este tipo de sistemas está integrado por un motorreductor acoplado a una corona dentada con un rodamiento en la base de la pala.
- Los mecanismos hidráulicos son dispositivos centralizados y usualmente se montan sobre el chasis principal. Su funcionamiento modifica simultáneamente el paso de todas las palas. Estos sistemas se construyen con una unidad hidráulica y un servomotor que mueve linealmente una barra actuadora que pasa hasta el cubo del rotor.

Control pasivo por desprendimiento de flujo o pérdida

En este caso las palas no poseen ningún tipo de mecanismo de variación del ángulo ofrecido al viento, si no que permanecen fijas al rotor en todo momento. Las palas con este mecanismo de control se crean de tal manera que para velocidades exageradas de viento se producen turbulencias en la parte de la pala de baja presión, por lo que la diferencia de presiones entre un lado y otro de la pala disminuye.

Es decir, pasado un mínimo de velocidad del viento, este reduce la fracción de energía transmitida al movimiento de las palas por las turbulencias producidas, rebajando la velocidad de giro del rotor. Este procedimiento de control es mucho más económico, pero menos exacto y eficiente que el activo, por lo que este sistema se utiliza solo en aerogeneradores de pequeña potencia.

En este tipo de sistemas a medida que aumenta la velocidad del viento también lo hace la velocidad relativa produciéndose al mismo tiempo una variación del ángulo de ataque. En función de la geometría del perfil alar, existe un valor de la velocidad del viento para el cual el ángulo de ataque es tal que el coeficiente de sustentación alcanza su máximo valor.

A partir de ese punto, el coeficiente de sustentación comienza a disminuir, mientras que el coeficiente de resistencia empieza a crecer rápidamente. Esto hace disminuir la potencia del rotor de manera natural, pues el flujo en la cara “aguas abajo” de las palas comienza a desprenderse creando un vórtices y a su vez una resistencia al giro del rotor.

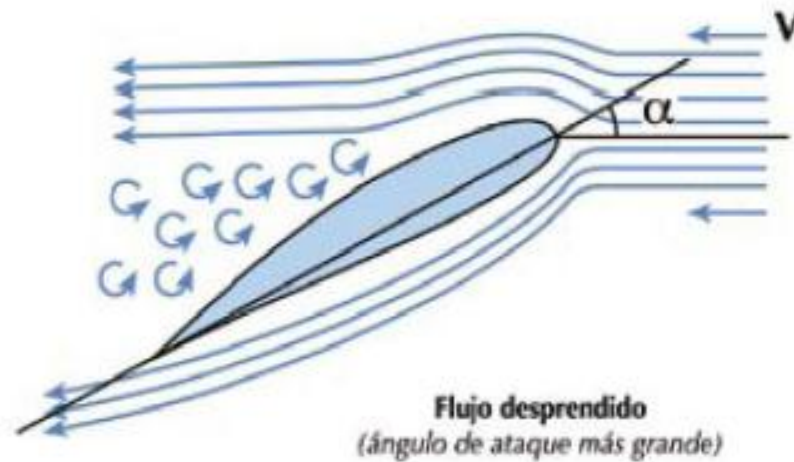


Figura 78: Desprendimiento de flujo.

Para unas mismas condiciones de funcionamiento los aerogeneradores que se controlan por desprendimiento de flujo producen menos energía que aquellos en los que la regulación de potencia se realiza modificando el ángulo de paso de las palas. La diferencia se estima del 3 a 5 %.

En la búsqueda de una mayor eficiencia, limitando el gasto, dio lugar a otra configuración que consiste en el control activo por desprendimiento de flujo, variando el ángulo de paso en sentido negativo se consigue incrementar el ángulo de ataque y así controlar el desprendimiento de flujo. Para ello también se utilizan mecanismo de giro, pero con un rango de trabajo menor y por consiguiente los mecanismos son más baratos.

2.5.- NORMAS Y REFERENCIAS

2.5.1.-Disposiciones legales y normas aplicadas

Para la realización de este proyecto se han tomado las directrices surgidas de los libros especializados y los catálogos comerciales con las empresas del sector. Asimismo, se han tenido en cuenta también las normas DIN y las normas UNE durante todo el proceso de diseño del aerogenerador. Cabe mencionar las siguientes:

Norma UNE 157001/2002 titulada “Criterios generales para la elaboración de proyectos”.

Norma UNE 50132:94 titulada “Numeración de las divisiones y subdivisiones en los documentos escritos”.

Norma UNE-1.027-76 para el plegado de planos.

Norma UNE-1.026-83 para las dimensiones del cajetín.

Norma UNE-1.036 para las escalas adoptadas.

Norma UNE 61400-1:95 “Sistemas de generación de energía eléctrica para turbinas eólicas. Parte 1: Requisitos de seguridad”.

Norma UNE-EN 61400-12:1999 “Aerogeneradores. Parte 12: Ensayo de curva de potencia”.

Norma UNE-EN 61400-1:2005 “Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de seguridad”.

Norma UNE-EN 61400-1:2006 “Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño. (CEI 61400-1:2005)”.

Norma DIN 6885 para las dimensiones de las chavetas.

Normas UNE 18033 y UNE 18004 para la terminología relativa a ruedas dentadas.

Documento básico seguridad estructural en acero.

2.5.2.-Bibliografía**A) Libros:**

[1] Escudero, J.M., "Manual de Energía Eólica"; Ed. Mundi-Prensa, Madrid, 2004.

[2] Manwell, J.F. y Otros, "Wind Energy Explained, theory, design and application"; Ed. Wiley, Chichester, 2006.

[3] Désire Le Gourières, "Energía eólica, teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones"; Ed. Masson, Barcelona, 1983.

[4] Rodríguez Amenedo, J.C. y Otros, "Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica"; Ed. Rueda, Madrid, 2003.

[5] Villarubia, M., "Energía eólica"; Ed. Ceac, Barcelona, 1975.

[6] Perales Benito, Tomás, "Guía del instalador de energía eólica: fundamentos de eólica, aerogeneradores, instalaciones, mantenimiento"; Creaciones Copyright, Las Rozas, Madrid 2010.

[7] Zorrilla, E. y Muniozguren, J., "Normalización Básica Dibujo Técnico"; Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Ingenieros de Telecomunicación, Bilbao, 1996.

[8] Caro Rodríguez, J.L. y Otros, "Normalización del dibujo industrial"; Centro de publicaciones de la E.U.I.T.I., Bilbao, 1989.

[9] Spotts, M.F., "Proyecto de elementos de máquinas"; Ed. Reverte, Barcelona, 2003.

[10] M. Gere, James y P. Timoshenko, Stephen, "Mecánica de Materiales"; ITP cuarta edición, México, 1997.

B) Catálogos comerciales

[11] ROTHE ERDE IBERICA, S.A.- ROTEISA; "Grandes Rodamientos".

[12] BONFIGLIOLI, S.A.; "Solutions for Wind Energy".

[13] SKF 2006; "Catalogo general".

[14] SVENDBORG BRAKES ESPAÑA S.A.; “Dualspring brakes”.

[15] OPAC S.L.; “Elementos Normalizados”.

[16] JAURE, S.A.; “Acoplamiento flexible de láminas LAMIDISC”.

C) Páginas Web

<http://www.windpower.org>

<http://www.renovables-energia.com>

<http://www.renovetec.com>

<http://twenergy.com>

<http://www.gamesa.es>

<http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>

<http://www.wikipedia.org>

<http://www.aenor.es/aenor/normas/buscadornormas/buscadornormas.asp#>.

http://www.iso.org/iso/catalogue_ics<http://www.ingeteam.com/>

<http://www.skf.com>

<http://www.rodamientos.mx>

http://www.imac.unavarra.es/web_imac/pages/docencia/asignaturas/DyCDM/DyCDM_Cap6.pdf

D) Empresas consultadas

ROTHERDE IBERICA, S.A.- ROTEISA; Ctra. Castellón, Km.7- Polígono industrial “La Cartuja” E-50720 La Cartuja Baja Zaragoza.

JAURE, S.A. “Transmisiones mecánicas en Elbarrena”; C/Ernio, s/n, 20150 Zizurkil (Guipuzkoa).

2.5.3.-Programas de cálculo

Los planos del presente Proyecto fin de Grado han sido llevados a cabo con:

- AUTOCAD 2007

Para la redacción del presente Proyecto se ha utilizado:

- Microsoft Office Professional Plus 2010

2.6.- DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

-**A** = Área de la sección.

-**a** = Constante para rodamientos / Distancia entre ejes / Número de mordazas actuando en el disco.

-**A_{APLAST}** = Área de aplastamiento.

-**A_C** = Área de la carcasa.

-**A_{COMP}** = Área a compresión.

-**A_{CORTA}** = Área a cortadura.

-**b** = Anchura de la chaveta / Anchura del diente.

-**C** = Capacidad de carga básica dinámica.

-**C** = Longitud característica la cuerda

-**CS** = Coeficiente de seguridad.

-**C_m** = Coeficiente numérico combinado para impacto y fatiga, aplicable en cada caso al momento flector calculado (*código ASME*).

-**C_P** = Coeficiente de potencia.

-**C_t** = Coeficiente numérico combinado para impacto y fatiga, aplicable en cada caso al momento torsor calculado (*código ASME*).

-**C_x** = Coeficiente de arrastre.

- C_z = Coeficiente de sustentación.

- D = Diámetro del rotor.

- d_c = Diámetro de cabeza.

- d_e = Diámetro exterior.

- d_f = Diámetro de fondo.

- d_i = Diámetro interior.

- D_L = Diámetro de rodadura del rodamiento.

- D_0 = Diámetro del disco.

- D_p = Diámetro primitivo.

- $D_{\text{piñon}}$ = Diámetro del piñón.

- $D_{\text{rodamiento}}$ = Diámetro del rodamiento.

- E = Modulo de elasticidad del material.

- e = Factor de cálculo para rodamientos.

- e_{abs} = Error absoluto.

- e_{rel} = Error relativo.

- F_a = Fuerza axial.

- F_{axial} = Fuerza axial.

- $F_{CORTANTE}$ = Fuerza cortante.

- F_c = Fuerza centrífuga.

- F_D = Carga de diseño radial requerida.

- F_m = Fuerza media.

- F_{max} = Fuerza máxima.

- F_{min} = Fuerza mínima.

- F_M = Fuerza de tensado.
- F_r = Resultante radial / Resultante cortante / Fuerza radial.
- F_R = Capacidad radial nominal de catálogo.
- F_R = Fuerza de frenado.
- f_{STAT} = Factor de carga para dimensionado estático dado por el fabricante
- F_{tang} = Fuerza tangencial.
- f_v = Factor de velocidad.
- G = Vida útil del rodamiento en giros.
- H = Altura de la torre / Reacción horizontal.
- h = Altura de la chaveta / Altura del diente.
- HB = Dureza Brinell.
- h_c = Altura de la cabeza del engranaje (Addendum).
- h_f = Altura de fondo del engranaje (Deddendum).
- I = Ángulo de inclinación.
- i = Ángulo de incidencia / Relación de transmisión entre un par de engranajes.
- i_a = Relación de transmisión aparente.
- $i_{máx}$ = Relación de transmisión máxima.
- I_{LN} = Momento de inercia respecto a la línea neutra.
- I_P = Momento de inercia polar.
- k = Coeficiente de concentración de tensiones.
- K_{adm} = Característica de rodadura admisible.
- l = Longitud de la chaveta.
- l = Anchura de la pala o profundidad del perfil.

- L_D = Duración nominal de proyecto.
- L_R = Duración nominal de catálogo.
- m = Módulo del engranaje.
- M_A = Par de apriete.
- m_a = Módulo aparente.
- M_{beh} = Par provocado por la inercia.
- M_F = Momento Flector o de batimiento.
- $m_{Góndola}$ = Masa de la góndola.
- M_k = Momento resultante o de vuelco.
- m_n = Módulo normal.
- m_{pala} = Masa de la pala.
- M_r = Par de rozamiento de arranque.
- $M_{T_{max}}$ = Momento torsor máximo.
- M_{TORSOR} = Momento torsor.
- N = Resultante axial / Potencia.
- n = Velocidad de rotación del rotor.
- N_C = Potencia transmitida.
- n_D = Velocidad nominal de proyecto del rotor.
- N_N = Fuerza ponderada de empuje en condiciones nominales de viento.
- N_r = Componente axial variable.
- n_R = Velocidad nominal de catálogo.
- N_W = Fuerza debida al propio peso del rotor.
- P = Peso.

- p** = Número de palas.
- **P_{beh}** = Potencia de inercia.
- **P_m** = Potencia mecánica.
- **P_n** = Potencia nominal del aerogenerador.
- **P_t** = Potencia después de la transmisión mecánica.
- **P_u** = Potencia útil.
- **P_w** = Potencia de viento disponible.
- q** = Coeficiente de Wissman / Carga uniformemente distribuida.
- R** = Radio del rotor / Fiabilidad para cada rodamiento.
- **R_C** = Radio de cabeza.
- **R_E** = Radio exterior.
- Re** = Número de Reynolds.
- **r_e** = Radio exterior.
- **r_i** = Radio interior.
- SF** = Factor de servicio combinado.
- **SF_A** = Factor de servicio de la máquina accionada o conducida.
- **SF_D** = Factor de servicio de la máquina motriz o conductora.
- **S_a** = Desviación angular.
- T** = Momento torsor.
- **t_1** = Profundidad del chavetero del eje.
- **t_2** = Profundidad del chavetero del cubo.
- **t_e** = Espesor de la brida.
- **T_m** = Momento torsor medio.

- T_r = Momento torsor variable.
- U = Fuerza tangencial.
- V = Fuerza cortante / Reacción vertical.
- v_{nom} = Velocidad nominal de funcionamiento del aerogenerador.
- v_0 = Velocidad del viento.
- v_{o_2} = Velocidad en el centro del satélite.
- v_{p/o_2} = Velocidad del punto P que vería un observador situado en el centro del satélite.
- v_{tang} = Velocidad tangencial o azimutal.
- W = Millones de rodaduras.
- Y = Factor de cálculo para rodamientos.
- Z = Número de dientes.
- Z_{corona} = Número de dientes de la corona.
- Z_n = Número de dientes virtuales.
- Z_p = Número de dientes del piñón.
- α = Ángulo de asiento.
- α_a = Ángulo de presión aparente.
- α_r = Ángulo de presión real.
- β_a = Ángulo de inclinación aparente.
- β_r = Ángulo de inclinación real.
- γ_{AC} = Peso específico del acero.
- γ_n = Factor de forma de los dientes.
- ε = Coeficiente de engrane.

- η = Coeficiente de rendimiento del accionamiento.

- η_g = Rendimiento del generador.

- η_m = Rendimiento de la multiplicadora.

- η_0 = Rendimiento total del aerogenerador.

- λ = Velocidad específica.

- λ_0 = Velocidad específica en punta de pala.

- μ = Coeficiente de rozamiento.

- π = Número PI.

- ρ = Densidad del fluido

- σ_{APLAST} = Tensión de aplastamiento.

- σ_{adm} = Tensión admisible.

- σ_{COMP} = Tensión de compresión.

- σ_e = Tensión de fatiga.

- σ_{FL} = Tensión de fluencia.

- σ_L = Tensión de Lewis.

- σ_N = Tensión debida al esfuerzo normal.

- σ_{N_m} = Tensión normal media.

- σ_{N_r} = Tensión normal alterna.

- σ_M = Tensión debida al momento flector.

- σ_S = Tensión de Soedberg.

- σ_{trab} = Tensión de trabajo.

- τ_C = Tensión de cortadura.

$-\tau_{CORTA}$ = Tensión a cortadura.

$-\tau_T$ = Tensión cortante debida al torsor.

$-\tau_{T_m}$ = Tensión tangencial media.

$-\tau_{T_r}$ = Tensión tangencial alterna.

$-\tau_V$ = Tensión debida al esfuerzo cortante.

$-\nu$ = Viscosidad del fluido

$-\psi$ = Factor de guiado del diente.

$-\omega$ = Velocidad de rotación.

$-\omega_{corona}$ = Velocidad de rotación de la corona.

$-\omega_1$ = Velocidad de giro de la carcasa

$-\omega_m$ = Velocidad de giro de la rueda de salida.

$-\omega_{motor}$ = Velocidad de giro del eje del motor.

$-\omega_0$ = Velocidad de giro de la rueda de entrada.

$-\omega_{pala}$ = Velocidad de rotación de la pala.

$-\omega_{piñon}$ = Velocidad de rotación del piñón.

2.7.- REQUISITOS DE DISEÑO

El cliente estableció la necesidad de diseñar y calcular los mecanismos de un aerogenerador tripala, para el óptimo aprovechamiento de la energía eólica disponible en un lugar (no se especifica emplazamiento en el presente Proyecto Fin de Grado). Además, impuso una serie de condiciones que se especifican a continuación:

- **Potencia nominal:** 1,3 MW
- **Velocidad nominal:** 12 m/s (43,2 km/h)
- **Velocidad de arranque:** 4,16 m/s (15 km/h)
- **Velocidad de corte:** 25 m/s (90 km/h)
- **Velocidad máxima de la punta de la pala:** 65 m/s
- **Velocidad del eje de salida:** 1500 r.p.m.

Se dispone de libertad para el diseño del resto de condiciones, pero se ha de encauzar el diseño para aminorar el coste final de la energía producida.

2.8.- ANÁLISIS DE SOLUCIONES

Tomando en consideración las condiciones impuestas por el cliente y tras un estudio exhaustivo de la gran variedad de soluciones constructivas descritas en el apartado 2.4.6, se ha optado por una aeroturbina rápida con rotor tipo hélice de tres palas, por ser la solución que mejor se adapta tanto tecnológicamente como económicamente a las necesidades del cliente, la generación de energía eléctrica para su suministro a través de la red eléctrica pública.

Se decide orientar la máquina a barlovento, es decir, enfrentando el rotor a la dirección de viento predominante, por dos razones:

- Se obtiene un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento.
- No presenta interferencias aerodinámicas con la torre ni con la góndola.

Para lograr un mayor aprovechamiento de la energía eólica es necesario que el rotor esté enfrentado en todo momento a la dirección del viento, por ello se dota a la máquina de un sistema mecánico capaz de orientarla a cualquier dirección. El sistema

consta de un rodamiento dentado de grandes dimensiones y un motorreductor capaz de hacer girar la góndola.

Otra de las consideraciones constructivas que cabe destacar es el mecanismo de cambio del ángulo de las palas que permite, para cada velocidad de viento, adaptar el ángulo de las palas de tal forma que se extraiga de forma controlada el óptimo de energía de la corriente del viento.

El tamaño de las palas del aerogenerador viene indirectamente delimitado por las condiciones impuestas por el cliente. Para conseguir producir la potencia exigida por el cliente se opta por un tamaño y un perfil capaces de extraer de manera óptima la densidad de potencia eólica disponible. Además las palas deberán ser de un material ligero de gran resistencia estructural y a la fatiga, por lo tanto estarán fabricadas en fibra de vidrio con resina de poliéster (*GRP, glass reinforced plastic*).

La caja multiplicadora es la encargada de realizar la conversión entre la potencia de alto par torsor que se obtiene de la turbina eólica girando lentamente (w_e), y la potencia de bajo par torsor a alta velocidad (w_{gen}) que utiliza el generador eléctrico. Todos los engranajes son cilíndricos de dientes helicoidales (puesto que transmiten más potencia que los rectos, son más silenciosos y más duraderos, a pesar de que son más caros). La caja multiplicadora constará de tres etapas, las dos primeras planetarias, constituidas por una corona exterior fija de dentado interior, sobre la cual rotan los tres engranajes planetarios que engranan a su vez con el piñón, aumentando la velocidad de este último que es el que enlaza con la siguiente etapa. La tercera etapa será ordinaria.

El sistema de freno utilizado en la máquina eólica es un freno de disco accionado mediante una pinza hidráulica, ya que el disco de freno se calienta menos en su funcionamiento y las pinzas de freno hidráulicas proporcionan una presión de frenado más uniforme y una mayor fuerza de frenado.

La altura del aerogenerador depende de la velocidad a la que extrae la potencia nominal de la aeroturbina y de las condiciones de viento de la zona de instalación del mismo. A mayor altura se obtiene una mayor velocidad y se consigue extraer una potencia mayor. Por norma general cuanto mayor tamaño posee la máquina mayor potencia es capaz de generar, pero entran en juego otros factores como las condiciones de viento de la zona y las propias características de la máquina.

Las decisiones que se han tomado para la realización del presente Proyecto han sido siempre buscando un diseño fiable e intentando aminorar el coste final de la energía producida.

2.9.- RESULTADOS FINALES

Se procederá a la exposición de los resultados más relevantes obtenidos a la largo del proyecto, haciendo referencia a los apartados en los que han sido detalladamente calculados y a los planos en los que han sido representados, para una mejor comprensión del conjunto.

2.9.1.- Prediseño del rotor

Para comenzar, tomando en consideración las exigencias del cliente es necesaria la fijación de ciertos parámetros y la obtención de las dimensiones de la máquina a diseñar.

Los parámetros más destacables que han sido fijados:

PARÁMETRO	VALOR
Coeficiente de potencia (C_P)	0,46
Velocidad específica en punta de pala (λ_0)	7
Potencia nominal del aerogenerador (P_n)	1,3 MW
Velocidad nominal de funcionamiento del aerogenerador (v_{nom})	12 m/s

Figura 79: Tabla de parámetros fijados.

Los parámetros sombreados en azul han sido fijados por el diseñador y los sombreados en rojo son especificaciones del cliente.

A continuación se observará un esquema del proceso, en el que se observa una serie de pérdidas debido a los distintos rendimientos:

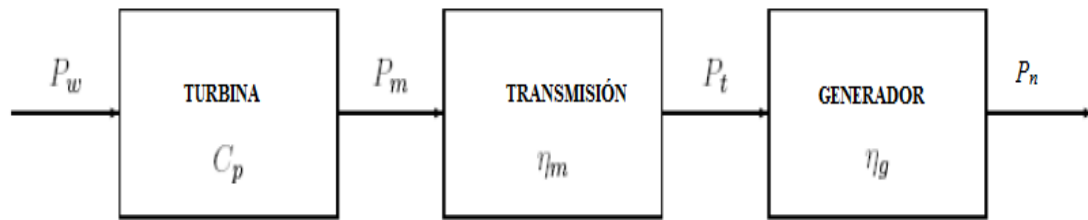


Figura 80: Esquema de la pérdida de potencia del proceso.

Rendimientos:

RENDIMIENTO	VALOR
Rendimiento de la caja multiplicadora η_m	0,94
Rendimiento del generador η_g	0,96
Rendimiento global η_0	0,9024

Figura 81: Tabla de rendimientos.

Dimensiones:

DIMENSIONES	VALOR
D= diámetro del rotor	60 m
H= altura de la torre	55 m

Figura 82: Tabla de dimensiones.

Otro dato importante calculado es la velocidad de giro del rotor :

$$N = 26,74 \text{ r.p.m.}$$

Para cualquier duda, se acudirá al apartado 3.2 del Anexo Cálculos donde se expone con claridad de donde se obtienen los resultados reflejados.

2.9.2.- Predimensionamiento de las palas

Las palas del aerogenerador son las encargadas de hacer girar el eje principal, transmitiéndole potencia. Esto es debido a que el perfil aerodinámico de la pala desvía la línea de corriente del aire, habiendo más presión en una cara que en la otra del alabe.

Esa diferencia de presión aplicada sobre la superficie aerodinámica de la pala crea una fuerza resultante, la cual al estar aplicada a una distancia sobre el eje de giro crea un momento que hace girar las palas.

Todas las dimensiones principales de las palas así como los ángulos y coeficientes para cada diferencial de sección se muestran en la siguiente figura:

**ÁNGULOS DE LA PALA, COEFICIENTES AERODINÁMICOS Y ANCHURAS
DE CADA SECCIÓN DE LA ZONA AERODINÁMICA**

R [mm] 30000 P 3

r [mm]	λ_0	λ	$\cotg l$	l [rad]	l [°]	i [°]	α [°]	C_z	C_x	l [mm]
3000	7	0,70	1,050	0,761	43,60	12,00	31,60	1,42	0,0294	5792,94
3250	7	0,76	1,138	0,721	41,32	11,94	29,38	1,42	0,0289	5564,63
3500	7	0,82	1,225	0,685	39,23	11,88	27,35	1,42	0,0284	5348,19
3750	7	0,88	1,313	0,651	37,30	11,81	25,49	1,41	0,0279	5143,91
4000	7	0,93	1,400	0,620	35,54	11,75	23,79	1,40	0,0274	4951,68
4250	7	0,99	1,488	0,592	33,91	11,69	22,22	1,40	0,0268	4771,19
4500	7	1,05	1,575	0,566	32,41	11,63	20,79	1,39	0,0263	4601,96
4750	7	1,11	1,663	0,542	31,03	11,56	19,46	1,39	0,0258	4443,42
5000	7	1,17	1,750	0,519	29,74	11,50	18,24	1,38	0,0253	4294,96
5250	7	1,23	1,838	0,498	28,56	11,44	17,12	1,38	0,0247	4155,94
5500	7	1,28	1,925	0,479	27,45	11,38	16,08	1,37	0,0242	4025,75
5750	7	1,34	2,013	0,461	26,42	11,31	15,11	1,36	0,0237	3903,78
6000	7	1,40	2,100	0,444	25,46	11,25	14,21	1,36	0,0231	3789,47
6250	7	1,46	2,188	0,429	24,57	11,19	13,38	1,35	0,0226	3682,26
6500	7	1,52	2,275	0,414	23,73	11,13	12,60	1,34	0,0221	3581,67
6750	7	1,58	2,363	0,400	22,94	11,06	11,88	1,34	0,0215	3487,21
7000	7	1,63	2,450	0,388	22,20	11,00	11,20	1,33	0,0210	3398,45
7250	7	1,69	2,538	0,375	21,51	10,94	10,57	1,32	0,0205	3315,00
7500	7	1,75	2,625	0,364	20,85	10,88	9,98	1,32	0,0200	3236,49
7750	7	1,81	2,713	0,353	20,24	10,81	9,42	1,31	0,0195	3162,59
8000	7	1,87	2,800	0,343	19,65	10,75	8,90	1,30	0,0190	3092,97
8250	7	1,93	2,888	0,333	19,10	10,69	8,41	1,29	0,0185	3027,35
8500	7	1,98	2,975	0,324	18,58	10,63	7,95	1,29	0,0180	2965,49
8750	7	2,04	3,063	0,316	18,08	10,56	7,52	1,28	0,0176	2907,13
9000	7	2,10	3,150	0,307	17,61	10,50	7,11	1,27	0,0171	2852,06
9250	7	2,16	3,238	0,300	17,16	10,44	6,73	1,26	0,0167	2800,07
9500	7	2,22	3,325	0,292	16,74	10,38	6,36	1,25	0,0162	2750,99
9750	7	2,28	3,413	0,285	16,33	10,31	6,02	1,24	0,0158	2704,65
10000	7	2,33	3,500	0,278	15,95	10,25	5,70	1,24	0,0154	2660,88
10250	7	2,39	3,588	0,272	15,58	10,19	5,39	1,23	0,0151	2619,56
10500	7	2,45	3,675	0,266	15,22	10,13	5,10	1,22	0,0147	2580,54
10750	7	2,51	3,763	0,260	14,88	10,06	4,82	1,21	0,0144	2543,70
11000	7	2,57	3,850	0,254	14,56	10,00	4,56	1,21	0,0126	2486,55
11250	7	2,63	3,938	0,249	14,25	9,94	4,31	1,20	0,0125	2448,72
11500	7	2,68	4,025	0,244	13,95	9,88	4,08	1,20	0,0125	2412,53
11750	7	2,74	4,113	0,239	13,67	9,81	3,85	1,19	0,0124	2377,88

r [mm]	λ_0	λ	$\cotg l$	l [rad]	l [°]	i [°]	α [°]	C_z	C_x	l [mm]
12000	7	2,80	4,200	0,234	13,39	9,75	3,64	1,18	0,0123	2344,71
12250	7	2,86	4,288	0,229	13,13	9,69	3,44	1,18	0,0122	2312,92
12500	7	2,92	4,375	0,225	12,88	9,63	3,25	1,17	0,0122	2282,45
12750	7	2,98	4,463	0,220	12,63	9,56	3,07	1,16	0,0121	2253,24
13000	7	3,03	4,550	0,216	12,40	9,50	2,90	1,15	0,0120	2225,21
13250	7	3,09	4,638	0,212	12,17	9,44	2,73	1,15	0,0119	2198,32
13500	7	3,15	4,725	0,209	11,95	9,38	2,57	1,14	0,0119	2172,51
13750	7	3,21	4,813	0,205	11,74	9,31	2,43	1,13	0,0118	2147,72
14000	7	3,27	4,900	0,201	11,53	9,25	2,28	1,13	0,0117	2123,91
14250	7	3,33	4,988	0,198	11,34	9,19	2,15	1,12	0,0117	2101,04
14500	7	3,38	5,075	0,195	11,15	9,13	2,02	1,11	0,0116	2079,06
14750	7	3,44	5,163	0,191	10,96	9,06	1,90	1,11	0,0115	2057,93
15000	7	3,50	5,250	0,188	10,78	9,00	1,78	1,10	0,0114	2037,63
15250	7	3,56	5,338	0,185	10,61	8,94	1,67	1,09	0,0114	2018,10
15500	7	3,62	5,425	0,182	10,44	8,88	1,57	1,09	0,0113	1999,33
15750	7	3,68	5,513	0,179	10,28	8,81	1,47	1,08	0,0112	1981,28
16000	7	3,73	5,600	0,177	10,12	8,75	1,37	1,07	0,0112	1963,93
16250	7	3,79	5,688	0,174	9,97	8,69	1,28	1,06	0,0111	1947,24
16500	7	3,85	5,775	0,171	9,82	8,63	1,20	1,06	0,0110	1931,19
16750	7	3,91	5,863	0,169	9,68	8,56	1,12	1,05	0,0110	1915,75
17000	7	3,97	5,950	0,167	9,54	8,50	1,04	1,04	0,0109	1900,91
17250	7	4,03	6,038	0,164	9,40	8,44	0,97	1,04	0,0108	1886,65
17500	7	4,08	6,125	0,162	9,27	8,38	0,90	1,03	0,0108	1872,94
17750	7	4,14	6,213	0,160	9,14	8,31	0,83	1,02	0,0107	1859,76
18000	7	4,20	6,300	0,157	9,02	8,25	0,77	1,02	0,0107	1847,10
18250	7	4,26	6,388	0,155	8,90	8,19	0,71	1,01	0,0106	1834,94
18500	7	4,32	6,475	0,153	8,78	8,13	0,65	1,00	0,0105	1823,26
18750	7	4,38	6,563	0,151	8,66	8,06	0,60	0,99	0,0105	1812,05
19000	7	4,43	6,650	0,149	8,55	8,00	0,55	0,99	0,0104	1801,30
19250	7	4,49	6,738	0,147	8,44	7,94	0,50	0,98	0,0104	1790,99
19500	7	4,55	6,825	0,145	8,34	7,88	0,46	0,97	0,0103	1781,11
19750	7	4,61	6,913	0,144	8,23	7,81	0,42	0,97	0,0102	1771,65
20000	7	4,67	7,000	0,142	8,13	7,75	0,38	0,96	0,0102	1762,59
20250	7	4,73	7,088	0,140	8,03	7,69	0,34	0,95	0,0101	1753,93
20500	7	4,78	7,175	0,138	7,93	7,63	0,31	0,95	0,0101	1745,65
20750	7	4,84	7,263	0,137	7,84	7,56	0,28	0,94	0,0100	1737,75
21000	7	4,90	7,350	0,135	7,75	7,50	0,25	0,93	0,0100	1730,22
21250	7	4,96	7,438	0,134	7,66	7,44	0,22	0,93	0,0099	1723,05
21500	7	5,02	7,525	0,132	7,57	7,38	0,19	0,92	0,0098	1716,23
21750	7	5,08	7,613	0,131	7,48	7,31	0,17	0,91	0,0098	1709,75
22000	7	5,13	7,700	0,129	7,40	7,25	0,15	0,90	0,0097	1703,61
22250	7	5,19	7,788	0,128	7,32	7,19	0,13	0,90	0,0097	1697,80
22500	7	5,25	7,875	0,126	7,24	7,13	0,11	0,89	0,0096	1692,31

r [mm]	λ_0	λ	$\cotg l$	l [rad]	l [°]	i [°]	α [°]	C_z	C_x	l [mm]
22750	7	5,31	7,963	0,125	7,16	7,06	0,10	0,88	0,0096	1687,14
23000	7	5,37	8,050	0,124	7,08	7,00	0,08	0,88	0,0095	1682,29
23250	7	5,43	8,138	0,122	7,01	6,94	0,07	0,87	0,0095	1677,74
23500	7	5,48	8,225	0,121	6,93	6,88	0,06	0,86	0,0094	1673,50
23750	7	5,54	8,313	0,120	6,86	6,81	0,05	0,86	0,0094	1669,55
24000	7	5,60	8,400	0,118	6,79	6,75	0,04	0,85	0,0093	1665,90
24250	7	5,66	8,488	0,117	6,72	6,69	0,03	0,84	0,0093	1662,55
24500	7	5,72	8,575	0,116	6,65	6,63	0,03	0,84	0,0092	1659,48
24750	7	5,78	8,663	0,115	6,59	6,56	0,02	0,83	0,0092	1656,70
25000	7	5,83	8,750	0,114	6,52	6,50	0,02	0,82	0,0091	1654,20
25250	7	5,89	8,838	0,113	6,46	6,44	0,02	0,81	0,0091	1651,98
25500	7	5,95	8,925	0,112	6,39	6,38	0,02	0,81	0,0090	1650,04
25750	7	6,01	9,013	0,111	6,33	6,31	0,02	0,80	0,0090	1648,37
26000	7	6,07	9,100	0,109	6,27	6,25	0,02	0,79	0,0089	1646,98
26250	7	6,13	9,188	0,108	6,21	6,19	0,02	0,79	0,0089	1645,87
26500	7	6,18	9,275	0,107	6,15	6,13	0,03	0,78	0,0088	1645,02
26750	7	6,24	9,363	0,106	6,10	6,06	0,03	0,77	0,0088	1644,45
27000	7	6,30	9,450	0,105	6,04	6,00	0,04	0,77	0,0088	1644,15
27250	7	6,36	9,538	0,104	5,99	5,94	0,05	0,76	0,0087	1644,12
27500	7	6,42	9,625	0,104	5,93	5,88	0,06	0,75	0,0087	1644,37
27750	7	6,48	9,713	0,103	5,88	5,81	0,07	0,75	0,0086	1644,88
28000	7	6,53	9,800	0,102	5,83	5,75	0,08	0,74	0,0086	1645,67
28250	7	6,59	9,888	0,101	5,78	5,69	0,09	0,73	0,0086	1646,73
28500	7	6,65	9,975	0,100	5,72	5,63	0,10	0,72	0,0085	1648,06
28750	7	6,71	10,063	0,099	5,68	5,56	0,11	0,72	0,0085	1649,67
29000	7	6,77	10,150	0,098	5,63	5,50	0,13	0,71	0,0084	1651,55
29250	7	6,83	10,238	0,097	5,58	5,44	0,14	0,70	0,0084	1653,72
29500	7	6,88	10,325	0,097	5,53	5,38	0,16	0,70	0,0084	1656,17
29750	7	6,94	10,413	0,096	5,49	5,31	0,17	0,69	0,0083	1658,90
30000	7	7,00	10,500	0,095	5,44	5,25	0,19	0,68	0,0083	1661,92

Figura 83: Tabla ángulos, coeficientes y anchura de cada sección.

La fuerza resultante se divide en dos componentes: una de sustentación que nos da la potencia C_z y otra de arrastre C_x que nos da las pérdidas. Las dos componentes dependen del tipo de perfil de la pala (*NACA 23015*) y del ángulo de incidencia i , el cual también es función del perfil de la pala.

El ángulo de incidencia varía desde $5,25^\circ$ en el extremo de la pala, $R = 30$ m, hasta 12° a la distancia $r = 3$ m del eje (*zona aerodinámica de la pala*). De esta forma se

ha asegurado un rendimiento conveniente debido a que las incidencias escogidas se encuentran en la parte ascendente de la curva polar (figura 84: Curva polar del perfil NACA 23015 del Anexo Cálculos apartado 3.3.) por lo que la fuerza de sustentación siempre crecerá en mayor medida que la de arrastre.

A partir de una distancia $r = 3$ m y hasta la raíz, la pala carece de perfil aerodinámico.

La pala tiene una longitud total de 30,9 metros y está fabricada en fibra de vidrio con resina de poliéster (*GRP, glass reinforced plastic*), puesto que presenta buenas propiedades estructurales y de resistencia a fatiga. Además, es un material comúnmente utilizado para la protección frente a los rayos debido a su baja conductividad térmica.

En el extremo de cada pala se mecanizan 40 agujeros roscados para efectuar la unión con el rodamiento ROTHE ERDE 061.40.1600.009.29.1503. Para la unión se emplearan tornillos de cabeza hexagonal de M 24x270 según DIN 601 de acero calidad 10.9 y arandelas planas de diámetro interior d25 según DIN 125 y material acero al carbono F-1110.

Para cualquier aclaración consúltese el apartado 3.3 del Anexo Cálculos en el que se explican detalladamente todos los cálculos o véase el Plano 4 del Anexo Planos donde está representada gráficamente la geometría de la pala.

2.9.3.- Mecanismo de orientación de las palas

El mecanismo de cambio de paso de pala tiene como función mantener la velocidad de rotación constante y regular y limitar la potencia eólica aprovechada por el rotor.

Es muy importante que las palas puedan girar alrededor de su eje longitudinal de manera que podamos controlar la potencia para cada velocidad del viento. Esto se consigue aumentando el ángulo de paso para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación y poder consumir de esta forma el exceso de energía del viento, garantizando así la durabilidad de los elementos mecánicos. La variación del ángulo de paso se realizará a través de un rodamiento de grandes dimensiones y un motorreductor.

Previamente se ha de obtener las fuerzas y momentos para cada posición límite de las palas. Se presenta a continuación el resumen de dichos esfuerzos y momentos:

1ª POSICIÓN	Combinación de cargas I	F_a'	1.044.561,25 [N]
		M_K'	1.610.896,25 [N·m]
	Combinación de cargas II	F_a'	714.912,01 [N]
		M_K'	1.973.347,91 [N·m]
2ª POSICIÓN	Combinación de cargas I	F_a'	822.519,42 [N]
		M_K'	1.105.472,48 [N·m]
	Combinación de cargas II	F_a'	620.079,49 [N]
		M_K'	1.354.203,78 [N·m]
3ª POSICIÓN	Combinación de cargas I	F_a'	578.355,11 [N]
		M_K'	556.207,09 [N·m]
	Combinación de cargas II	F_a'	513.515,29 [N]
		M_K'	681.353,68 [N·m]

Figura 85: Tabla resumen de esfuerzos y momentos para cada posición.

Tras obtener las fuerzas y los momentos en la raíz de la pala generados por la acción del viento se procede a seleccionar y diseñar los elementos necesarios que componen el sistema mecánico:

- Se ha optado por un rodamiento de una hilera de bolas con dentado exterior 061.40.1600.009.29.1503 de la serie KD 600 del fabricante ROTHE ERDE, que se ha comprobado que soporta las sollicitaciones a las que se ve sometido.

Rodamientos con dentado exterior

Número de plano Dígito clasificado rodadura D_i [mm]	Peso [kg]	Díámetro exterior D_e [mm]	Díámetro interior D_i [mm]	Altura total H [mm]	Díámetro círculo base exterior L_e [mm]	Díámetro círculo base interior L_i [mm]	Cantidad de bolas por círculo n	Díámetro del taladro B [mm]	Medida de tornillo M [mm]	Cantidad de engranado- res n_1	Díámetro O [mm]	Díámetro U [mm]	Altura del aro H_1 [mm]	Altura del aro H_2 [mm]	Separación abajo aros exterior/interior H_3 [mm]	Separación arriba aros exterior/interior H_4 [mm]	Díámetro primitivo d [mm]	Módulo m [mm]	Cantidad de dientes z	Corrección perfil x [mm]	Corrección perfil m [mm]	k [mm]	Alfiler cabeza de diente k [mm]	Altura del diente b [mm]	Fuerza tangencial admitida normal [kN]	Fuerza tangencial admitida máxima [kN]
061.40.1400.000.19.1504 061.40.1400.001.29.1504	404	1593,6	1266	94	1482	1318	36	26	24	6	1401	1398	85	81	13	9	1560	12	130	+6,0	-1,2	85	64,05	128,1	93,6	187,2
061.40.1600.008.19.1503 061.40.1600.009.29.1503	479	1803,2	1466	94	1682	1518	40	26	24	8	1601	1598	85	81	13	9	1764	14	126	+7,0	-1,4	85	74,7	149,4	109,2	218,4
061.40.1800.013.19.1503 061.40.1800.014.29.1503	531	1999,2	1666	94	1882	1718	44	26	24	11	1801	1798	85	81	13	9	1960	14	140	+7,0	-1,4	85	74,7	149,4	109,2	218,4

Corona dentada en material normalizado
Corona dentada en material bonificado

Figura 86: Características del rodamiento.

-Para permitir el giro de las palas se empleará un motorreductor BONFIGLIOLI 710 T especialmente diseñado para ello.

Type タイプ	Nominal torque 公称トルク	Peak static torque ピーク静トルク	Range of ratios 比率範囲	Available pinion module 使用可能ピニオンモジュール	Weight 重量
	Nm	Nm	1:	m	kg
706 T	8000	15000	600-3000	10 ÷ 14	120
707 T	12000	25000	600-3000	12 ÷ 16	170
709 T	21000	52000	600-3000	12 ÷ 20	300
710 T	25000	60000	600-3000	14 ÷ 20	350
711 T	30000	75000	600-3000	16 ÷ 20	400
712 T	42000	105000	600-3000	16 ÷ 20	550
714 T	60000	150000	600-3000	20 ÷ 24	650
716 T	80000	200000	600-3000	22 ÷ 26	1000
717 T	100000	250000	600-3000	26 ÷ 30	1800
718 T	120000	300000	600-3000	30 ÷ 36	2100

The indicated data are for reference only; please contact Bonfiglioli Group for more detailed information.
表示されているものは参考データです。詳細については、ボンフィリオリ・グループまでお問い合わせください。

Figura 87: Características del motorreductor BONFIGLIOLI.

El eje de salida del motorreductor lleva acoplado un piñón que engrana con el dentado exterior del rodamiento ROTHE ERDE 061.40.1600.009.29.1503. El módulo de engrane es 14 mm y el piñón de accionamiento tiene 26 dientes y el rodamiento tiene 126 dientes.

Para una explicación detallada de las decisiones tomadas con sus pertinentes comprobaciones acúdase al apartado 3.5 del Anexo Cálculos o véase el Plano 2 del Anexo Planos donde está representado gráficamente dicho mecanismo.

2.9.4.- Buje

Es elemento de unión de las palas con el mecanismo de rotación. Geométricamente es una esfera hueca en la que existen cuatro agujeros, tres para la unión con los rodamientos de las palas y uno para la unión con el eje principal (*Plano 3*).

La brida de unión a los rodamientos de las palas se realiza mediante 40 agujeros de diámetro 22 mm por los que pasarán los tornillos de cabeza hexagonal de M 24X270 según DIN 601 de acero calidad 10.9. Para la sujeción de dichos tornillos se usarán

tuercas de M 24 según DIN 555 de acero calidad 10 y arandelas de diámetro interior d25según DIN 125 de acero al carbono F-1110.

Para la unión con el eje principal se mecanizaran 20 agujeros de diámetro 31 mm por los que pasaran los tornillos de M 30x335 según DIN 601 de acero de calidad 10.9. Para la fijación de dichos tornillos se usaran tuercas de M 30 según DIN 555 de acero de calidad 10, contratuercas de M 30 según DIN 936 de acero de calidad 10 y arandelas de diámetro interior d31 según DIN 125 de acero al carbono F-1110.

El material del buje es una fundición de grafito esferoidal EN-GJS-400-18-LT.

2.9.5.- Nacelle

Es el elemento que cubre todos los mecanismos que forman el rotor (*Plano 5*).

La unión con el eje principal se realizará mediante 20 agujeros pasantes de diámetro 31 mm.

En su interior se encuentran 3 pletinas de 25 mm de espesor. Sobre cada pletina se fijara cada uno de los 3 motorreductores mediante 24 tornillos hexagonales de M20x90 según DIN 601 de acero de calidad 6.8. La fijación se realizará mediante tuercas de M20 según DIN 555 de acero de calidad 6 y las arandelas de diámetro interior d21 según DIN 125 de acero al carbono F-1110.

El material del nacelle es fibra de vidrio con resina de poliéster.

2.9.6.- Eje principal

El eje principal o eje lento es el eje que recibe la potencia de bajo giro y elevado par torsor de las palas y la entrega a la multiplicadora.

Es un eje hueco de sección variable apoyado sobre dos rodamientos de rodillos a rotula con agujero cónico montados sobre manguitos de fijación, siendo libre el rodamiento más cercano al buje y fijo el más cercano a la multiplicadora.

Los dos rodamientos están fijos a la bancada de la góndola, por lo que se consigue que la caja multiplicadora no absorba ninguna carga excepto el par que queremos transmitir.

Las características del rodamiento más cercano al buje se muestran a continuación:

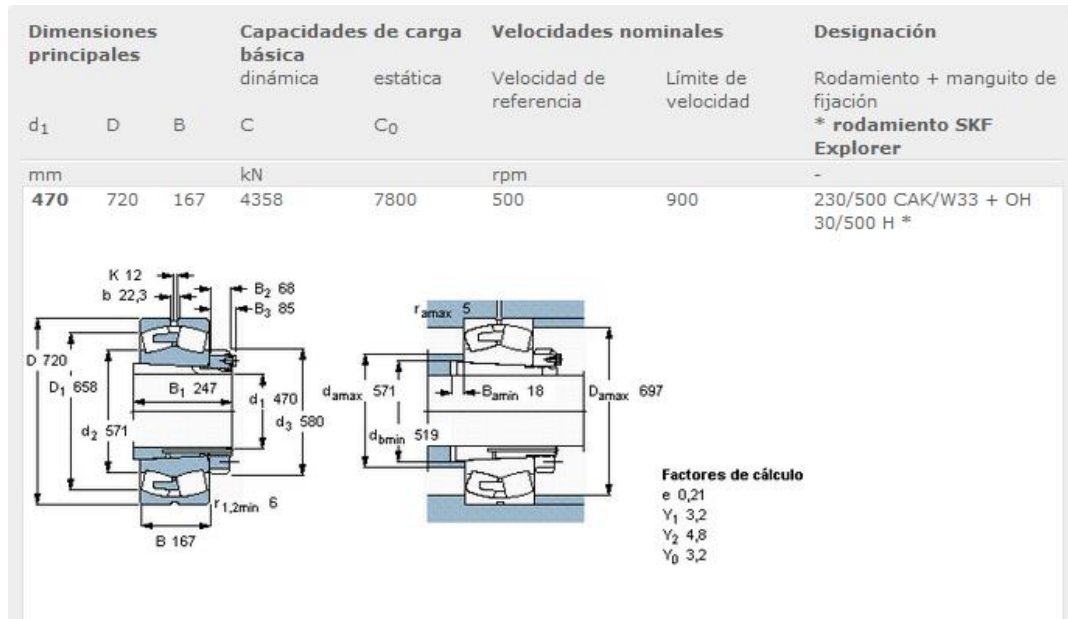


Figura 88: Características del rodamiento.

Las características del rodamiento más cercano a la multiplicadora se muestran a continuación:

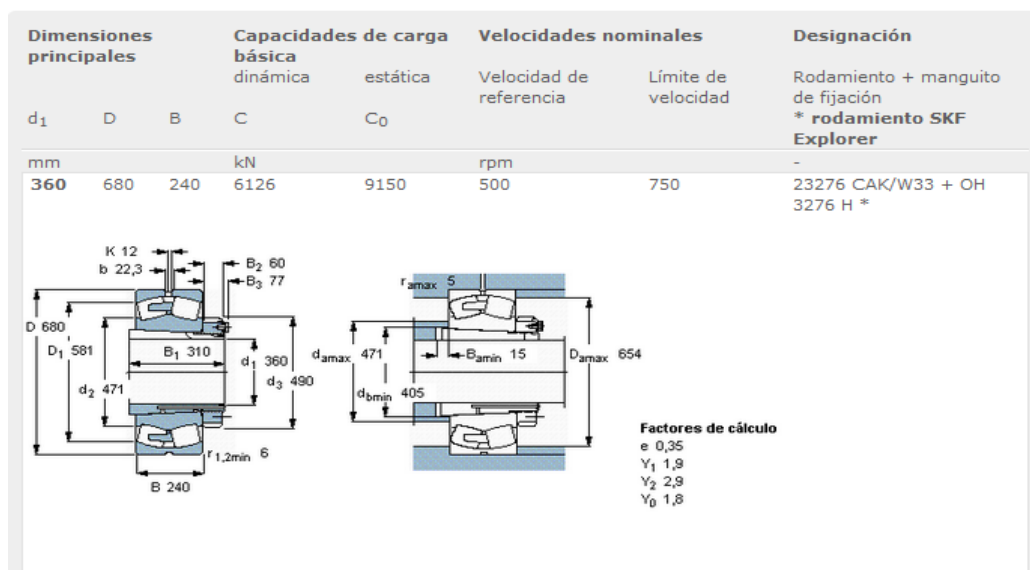


Figura 89: Características del rodamiento.

En el extremo de unión con el rotor se encuentra la brida en la que se mecanizan 20 agujeros pasantes de 31 mm (*Plano 7*).

En el extremo de unión con el eje de entrada de la caja multiplicadora se mecanizan tres chaveteros para el montaje Kennedy de las lengüetas de ajuste A70x36x315 según DIN 6885 de acero al carbón F-1110. Los chaveteros tienen un acabado N5.

El eje está fabricado en un acero aleado F-1251 templado y revenido. La calidad superficial del eje es N8 salvo en las secciones de apoyo de los rodamientos que es N5.

Para obtener información detallada acúdase al apartado 3.7 del Anexo Cálculos o véase el Plano 6 del Anexo Planos donde está representado gráficamente dicho eje.

2.9.7.- Multiplicadora

Tiene como fin realizar la conversión de la potencia de alto par tursor y baja velocidad de giro procedente del eje principal a la potencia de bajo par tursor y alta velocidad de giro ($n = 1500 \text{ r.p.m}$) del alternador (*Plano 8*).

Este proceso se realiza en tres etapas, las dos primeras planetarias y una última etapa ordinaria. La etapas planetarias son trenes epicicloidales recurrentes (*se denomina epicicloidal cuando una rueda gira en torno a un eje que no es fijo y es recurrente cuando el eje de salida y de entrada son coaxiales*) en los que el porta-satélites (*brazo que gira*) gira a la velocidad del rotor para la primera etapa y a la velocidad del piñón 1 para la segunda etapa, y sobre el que van montados tres satélites. A su vez, estos engranan con una corona interiormente, y con el piñón solar exteriormente.

Las características de las ruedas de la primera etapa planetaria se muestran a continuación:

	RUEDA1	RUEDA 2	RUEDA 3
Módulo normal m_n	16 mm	16 mm	16 mm
Módulo aparente m_a	16,92 mm	16,92 mm	16,92 mm
Ángulo de presión real α_r	20°	20°	20°
Ángulo de presión aparente α_a	21,05°	21,05°	21,05°

Ángulo de inclinación aparente β_a	19°	19°	19°
Ángulo de inclinación real β_r	17,81°	17,81°	17,81°
Número de dientes Z	23	37	97
Diámetros primitivos d	389,16 mm	626,04 mm	1.641,24 mm
Altura de los dientes h	36 mm	36 mm	36 mm
Diámetros de cabeza d_c	421,16 mm	658,04 mm	1609,24mm
Diámetro de fondo d_f	349,16 mm	586,04 mm	1681,24mm
Ancho de los dientes b	480 mm	480 mm	480 mm

Figura 90: Tabla ruedas de la primera etapa.

La distancia entre ejes de la primera etapa es de 507,6 mm.

Las características de las ruedas de la segunda etapa planetaria se muestran a continuación:

	RUEDA4	RUEDA 5	RUEDA 6
Módulo normal m_n	12 mm	12 mm	12 mm
Módulo aparente m_a	12,42 mm	12,42 mm	12,42 mm
Ángulo de presión real α_r	20°	20°	20°
Ángulo de presión aparente α_a	20,65°	20,65°	20,65°
Ángulo de inclinación aparente β_a	15°	15°	15°
Ángulo de inclinación real β_r	14,08°	14,08°	14,08°
Número de dientes Z	29	31	91
Diámetros primitivos d	360,18 mm	385,02 mm	1.130,22 mm
Altura de los dientes h	27 mm	27 mm	27 mm
Diámetros de cabeza d_c	384,18 mm	409,02 mm	1.106,22 mm
Diámetro de fondo d_f	330,18 mm	355,02 mm	1160,22 mm
Ancho de los dientes b	360 mm	360 mm	360 mm

Figura 91: Tabla ruedas de la segunda etapa.

La distancia entre ejes de la segunda etapa es de 372,6 mm.

La etapa ordinaria es un tren ordinario simple, ya que todos los ejes de las ruedas (*eje de entrada y salida*) se apoyan sobre un mismo bastidor fijo. Cada eje contiene únicamente una rueda con dentado helicoidal. Las dimensiones de las ruedas se muestran a continuación:

	RUEDA 7	RUEDA 8
Módulo normal m_n	12 mm	12 mm
Módulo aparente m_a	12,77mm	12,77 mm
Ángulo de presión real α_r	20°	20°
Ángulo de presión aparente α_a	21,17°	21,17°
Ángulo de inclinación aparente β_a	20°	20°
Ángulo de inclinación real β_r	18,75°	18,75°
Número de dientes Z	39	15
Diámetros primitivos d	498,03 mm	191,55 mm
Altura de los dientes h	27 mm	27 mm
Diámetros de cabeza d_c	525,03 mm	218,55 mm
Diámetro de fondo d_f	468,5 mm	161,55 mm
Ancho de los dientes b	360 mm	360 mm

Figura 92: Tabla ruedas de la tercera etapa.

La distancia entre ejes de la segunda etapa es de 344,79 mm.

Todas las ruedas son de engranajes helicoidales y para resistir el desgaste al que se les va a someter a lo largo de su vida útil se dota a la superficie del diente de un tratamiento de cementado.

La calidad del acabado superficial de los dientes es N5.

Para obtener información más detallada acúdase al apartado 3.8 del Anexo Cálculos.

2.9.8.- Portasatélites

Los portasatélites son las piezas de revolución sobre la cual se apoyan los ejes de los 3 satélites, que están separados entre sí 120° (*Plano 8, Plano 9 y Plano 25*).

En la primera etapa el portasatélites es el encargado de recibir el par torsor que le transmite el eje principal, al que está acoplado por las 3 lengüetas de ajuste A70x36x315 según DIN 6885 de acero al carbón F-1110 dispuestas en montaje Kennedy.

En la segunda etapa, el portasatélites recibe el par del eje piñón de la primera etapa, al cual está unido mediante dos lengüetas de ajuste A 56x32x90 según DIN 6885 de acero al carbono F-1110. Los chaveteros se mecanizaran con calidad superficial N5.

Para fijar el eje de cada satélite se mecanizan en el apoyo derecho del eje un agujero.

En la primera etapa, el agujero es de 17 mm y la unión entre el los tres ejes de los satélites y del portasatélites se hará mediante tres tornillos hexagonales de M 15x60 según DIN 555 de calidad 6.8 y tres arandelas de diámetro interior d16 según DIN 125 de acero al carbono F-1110.

En la segunda etapa, el agujero es de 11 mm y la unión entre los tres ejes de los satélites y del portasatélites se hará mediante tres tornillos hexagonales de M 10x55 según DIN 555 de calidad 6.8 y tres arandelas de diámetro interior d10,5 según DIN 125 de acero al carbono F-1110.

Los apoyos de ambos portasatélites son rodamientos de rodillos cónicos de una hilera. El asiento de los rodamientos requiere un acabado superficial N5 y para la fijación axial de los rodamientos se han mecanizado los resaltes de acuerdo a las tablas del fabricante, así como las entalladuras E 4 x 0,5 según DIN 509 para su unión con los asientos de los aros interiores.

La carcasa de la primera etapa se apoya sobre dos rodamientos iguales de una hilera de rodillos cónicos de la marca SKF y modelo EE 843220/290, de diámetro interior 558,8 mm. A continuación se puede observar las características de dichos rodamientos:

Dimensiones principales			Capacidad de carga básica dinámica estática C	Carga límite de fatiga C ₀	Carga límite de fatiga P _u	Velocidades		Masa	Designación	Serie
d	D	T				Velocidad de referencia	Velocidad límite			
mm/pulg			kN	kN	rpm	kg	-	-		
498,475 19,6250	634,873 24,9950	80,962 3,1875	1 470	3 650	270	600	850	59,5	EE 243196/250/HA2	243000
→ 558,800 22,0000	736,600 29,0000	88,108 3,4688	1 830	4 150	305	500	750	92,5	EE 843220/290	843000 ←
	736,600 29,0000	104,775 4,1250	2 330	5 700	405	500	750	115	LM 377449/410	LM 377400

Figura 93: Características del rodamiento.

Para obtener una información más detallada véase el apartado 3.8.1.10. del Anexo Cálculos.

La carcasa de la segunda etapa se apoya en los puntos A y B sobre rodamientos de rodillos cónicos de una hilera de la marca SKF:

Rodamiento en A: L 865547/512, cuyo diámetro interior es 381 mm

Dimensiones principales			Capacidad de carga básica dinámica estática C	Carga límite de fatiga C ₀	Carga límite de fatiga P _u	Velocidades		Masa	Designación	Serie
d	D	T				Velocidad de referencia	Velocidad límite			
mm/pulg			kN	kN	rpm	kg	-	-		
346,075 13,6250	488,950 19,2500	95,250 3,7500	1 420	3 150	255	850	1 200	55,0	HM 262749/710	HM 262700
→ 381,000 15,0000	479,425 18,8750	49,213 1,9375	594	1 500	120	800	1 200	20,0	L 865547/512	L 865500 ←
384,175 15,1250	546,100 21,5000	104,775 4,1250	1 870	4 150	320	750	1 100	77,0	HM 266449/410	HM 266400

Figura 94: Características del rodamiento.

Rodamiento en B: L 770949/910, cuyo diámetro interior es 457,2 mm

Dimensiones principales			Capacidad de carga básica dinámica estática C	Carga límite de fatiga C ₀	Carga límite de fatiga P _u	Velocidades		Masa	Designación	Serie
d	D	T				Velocidad de referencia	Velocidad límite			
mm/pulg			kN	kN	rpm	kg	-	-		
406,400 16,0000	549,275 21,6250	85,725 3,3750	1 380	3 050	236	700	1 000	53,5	LM 567949/910/HA1	LM 567900
→ 457,200 18,0000	603,250 23,7500	85,725 3,3750	1 450	3 400	265	630	950	61,5	LM 770949/910	LM 770900 ←
488,950 19,2500	634,873 24,9950	84,138 3,3125	1 450	3 650	265	600	850	63,5	LM 772748/710/HA1	LM 772700

Figura 95: Características del rodamiento.

Para obtener una información más detallada véase el apartado 3.8.2.10. del Anexo Cálculos.

El acabado superficial para el resto de la pieza será de N8. Los dos portasatélites están fabricados en acero al carbono F-1140.

2.9.9.- Satélites

Los satélites son ruedas dentadas huecas que engranan exteriormente con el piñón e interiormente con la corona (*Plano 8, Plano 13 y Plano 17*). Cada portasatélites, tanto el de la primera como el de la segunda etapa, dispone de 3 satélites dispuestos a 120° cada uno.

El interior del satélite tiene un acabado superficial N5 pues es ahí donde vamos a alojar el aro interior de los rodamientos de rodillos cónicos de una hilera. Para la fijación axial de los rodamientos se han mecanizado los resaltes de acuerdo a las tablas del fabricante, así como las entalladuras E 4 x 0,5 según DIN 509 para su unión con los asientos de los aros interiores (*primera y segunda etapa*).

Los satélites de la primera etapa tienen un módulo de 16 mm y 37 dientes y los de la segunda etapa tienen un módulo de 12 mm y 31 dientes.

Los satélites están fabricados en acero aleado para cementación 37 Mn Si 5.

2.9.10.- Coronas dentadas

Son las encargadas de engranar interiormente con los satélites en cada etapa planetaria (*Plano 8, Plano 12 y Plano 18*).

La corona de la primera etapa se une a la tapa anterior y al cuerpo de la etapa planetaria mediante 48 agujeros roscados (*24 a cada lado*) de M 20 para tornillos hexagonales con M 20x180 según DIN 555 de calidad 6.8 y arandelas de diámetro interior d21 según DIN 125 de acero al carbono F-1110.

La corona de segunda etapa se une al cuerpo de la etapa planetaria y al cuerpo de la etapa ordinaria mediante 32 agujeros roscados (*16 a cada lado*) de M 20 para

tornillos hexagonales con M 20x180 según DIN 555 de calidad 6.8 y arandelas de diámetro interior d21 DIN 125 de acero al carbono F-1110.

La corona de la primera etapa tiene un módulo de 16 mm y 97 dientes, la corona de la segunda etapa tiene un módulo de 12 mm y 91 dientes.

Las coronas están fabricadas en acero mejorado al manganeso 30 Mn 5.

2.9.11.- Ejes satélites

El giro de los satélites es un efecto combinado del giro del portasatélites y el propio engrane con el piñón. Por tanto, el eje permanece fijo, no gira y solo sirve de apoyo para los rodamientos cónicos. Es por eso que la calidad superficial de los ejes satélites de las dos etapas será N5 (*Plano 15*).

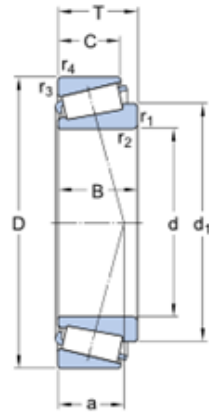
Los extremos de los ejes de las dos etapas están achaflanados y llevan sendos agujeros roscados en los extremos derechos para la unión del eje con el portasatélites.

En los ejes satélites de la primera etapa serán agujeros roscados de M 15 y en la segunda etapa de M 10. La unión se hará mediante tornillos hexagonales y arandelas, tal y como se indicó en el *apartado 2.9.8.- Portasatélites*.

Los ejes satélites están fabricados en acero al carbono F-1140. El diámetro para el eje de los satélites de la primera etapa será de 24 cm. El eje se apoyará sobre dos rodamientos, los cuales serán iguales y del modelo T4EB 240/VE174, cuyas características se pueden observar a continuación:

T4EB 240/VE174

Dimensions



d	240	mm
D	320	mm
T	42	mm
d ₁	≈ 276.8	mm
B	39	mm
C	30	mm
r _{1,2}	min. 3	mm
r _{3,4}	min. 3	mm
a	60	mm

Calculation data

Basic dynamic load rating	C	429	kN
Basic static load rating	C ₀	815	kN
Fatigue load limit	P _u	73.5	kN
Reference speed		1300	r/min
Limiting speed		1900	r/min
Calculation factor	e	0.46	
Calculation factor	Y	1.3	
Calculation factor	Y ₀	0.7	

Mass

Mass bearing		8.47	kg
--------------	--	------	----

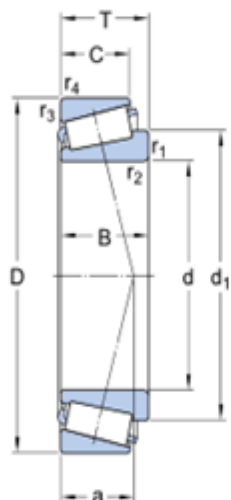
Figura 96: Características del rodamiento.

Para una información más exhaustiva véase los apartados 3.8.1.7. y 3.8.1.8. del Anexo Cálculos.

El diámetro para el eje de los satélites de la primera etapa será de 16 cm. El eje se apoyará sobre dos rodamientos, los cuales serán iguales y del modelo T4DB 160, cuyas características se pueden observar a continuación:

T4DB 160

Dimensions



d	160	mm
D	220	mm
T	32	mm
d ₁	≈ 187.8	mm
B	30	mm
C	23	mm
r _{1,2}	min. 3	mm
r _{3,4}	min. 3	mm
a	44	mm

Calculation data

Basic dynamic load rating	C	242	kN
Basic static load rating	C ₀	415	kN
Fatigue load limit	P _u	41.5	kN
Reference speed		2000	r/min
Limiting speed		2800	r/min
Calculation factor	e	0.48	
Calculation factor	Y	1.25	
Calculation factor	Y ₀	0.7	

Mass

Mass bearing	3.264	kg
--------------	-------	----

Figura 97: Características del rodamiento.

Para una información más exhaustiva véase los apartados 3.8.2.7 y 3.8.2.8 del Anexo Cálculos.

2.9.12.- Eje piñón

El eje piñón (*Plano 14*) es un eje hueco que lleva tallado el piñón de la primera etapa planetaria. El eje piñón engrana con los satélites de la primera etapa y transmite el par al portasatélites de la segunda etapa, al que está acoplado mediante dos lengüetas de ajuste como se indicó en el apartado 2.987.- Portasatélites. Los chaveteros para alojar las lengüetas de ajuste se mecanizan en un acabado superficial N5.

El eje tiene un diámetro exterior de 250 mm y sus extremos están achaflanados. Está fabricado en un acero aleado para cementación 16 Mn Cr 5.

2.9.13.- Eje de entrada

El eje de entrada es un eje hueco que transmite la potencia que recibe el piñón de la segunda etapa planetaria que se encuentra tallado en su extremo. Dicha potencia se la transmite a la rueda conductora de la etapa ordinaria (*Plano 8, Plano 21*).

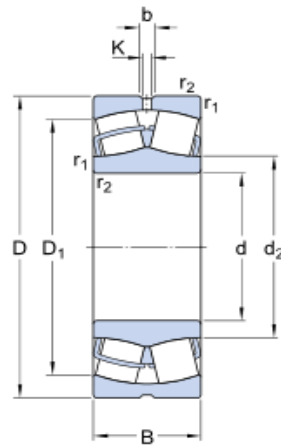
El eje se apoya sobre dos rodamientos a rótula uno libre y otro fijo, siendo el rodamiento fijo el más cercano a la tapa portaejes y libre el otro. El asiento de ambos rodamientos será sobre una superficie con acabado superficial N5.

El rodamiento libre elegido es de la marca SKF referenciado como 23956 CC/W33 y sus características se pueden observar a continuación:

23956 CC/W33

SKF Explorer

Dimensions



d	280	mm
D	380	mm
B	75	mm
d ₂	≈ 308	mm
D ₁	≈ 352	mm
b	11.1	mm
K	6	mm
r _{1,2}	min. 2.1	mm

Calculation data

Basic dynamic load rating	C	1016	kN
Basic static load rating	C ₀	1760	kN
Fatigue load limit	P _u	143	kN
Reference speed		1600	r/min
Limiting speed		1700	r/min
Calculation factor	e	0.16	
Calculation factor	Y ₁	4.2	
Calculation factor	Y ₂	6.3	
Calculation factor	Y ₀	4	

Mass

Mass	25	kg
------	----	----

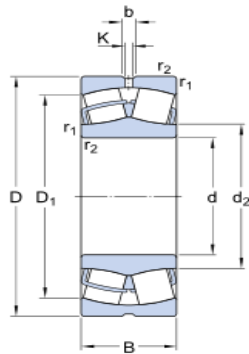
Figura 98: Características del rodamiento.

Para el rodamiento fijo se elegirá un rodamiento de la marca SKF referenciado como 23940 CC/W33 cuyas características se pueden observar a continuación:

23940 CC/W33

SKF Explorer

Dimensions



d	200	mm
D	280	mm
B	60	mm
d ₂	≈ 222	mm
D ₁	≈ 258	mm
b	8.3	mm
K	4.5	mm
r _{1,2}	min. 2.1	mm

Calculation data

Basic dynamic load rating	C	651	kN
Basic static load rating	C ₀	1040	kN
Fatigue load limit	P _u	93	kN
Reference speed		2200	r/min
Limiting speed		2400	r/min
Calculation factor	e	0.19	
Calculation factor	Y ₁	3.6	
Calculation factor	Y ₂	5.3	
Calculation factor	Y ₀	3.6	

Mass

Mass		11.5	kg
------	--	------	----

Figura 99: Características del rodamiento.

Para una información más detallada véase los apartados 3.8.3.5 y 3.8.3.6 del Anexo Cálculos.

Para la fijación axial de los rodamientos se han mecanizado los resaltes de acuerdo a las tablas del fabricante, así como las entalladuras E 4 x 0,5 según DIN 509 para su unión con los asientos de los aros interiores. Además, debido al elevado giro del eje de entrada se mecanizaran las ranuras para alojar dos anillos de seguridad; de 280x5 según DIN 471 para el rodamiento libre y de 200x4 según DIN 471 para el rodamiento fijo.

Se mecanizará un chavetero para la lengüeta de ajuste A50x18x110 según DIN 6885 de acero al carbono F-1110 que impedirá el giro relativo de la rueda conductora.

Es preciso garantizar la fijación axial de la rueda conductora debido a que su dentado helicoidal produce fuerzas en dicha dirección. Por tanto, se mecanizará un resalte. Además, la unión entre el resalte y el asiento de la rueda conductora se hará mediante una entalladura E 4 x0,5 DIN 509.

El eje de entrada está fabricado en un acero aleado para cementación 16MnCr5.

2.9.14.- Eje de salida

El eje de salida es un eje macizo que lleva tallada la rueda conducida de la etapa ordinaria (*Plano 22*).

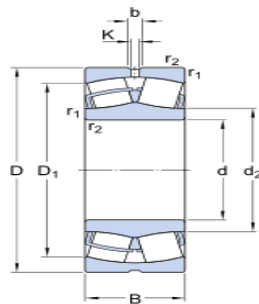
Se apoya sobre dos rodamientos de rodillos a rótula, siendo libre el rodamiento más cercano a la tapa portaejes y fijo el otro. El asiento de ambos rodamientos será sobre una superficie con acabado superficial N5.

Para el rodamiento fijo se ha elegido el modelo 23230 CC/W33:

23230 CC/W33

SKF Explorer

Dimensions



d	150	mm
D	270	mm
B	96	mm
d ₂	≈ 175	mm
D ₁	≈ 228	mm
b	11.1	mm
K	6	mm
r _{1,2}	min. 3	mm

Calculation data

Basic dynamic load rating	C	1129	kN
Basic static load rating	C ₀	1460	kN
Fatigue load limit	P _u	137	kN
Reference speed		1600	r/min
Limiting speed		2200	r/min
Calculation factor	e	0.35	
Calculation factor	Y ₁	1.9	
Calculation factor	Y ₂	2.9	
Calculation factor	Y ₀	1.8	

Mass

Mass		24.5	kg
------	--	------	----

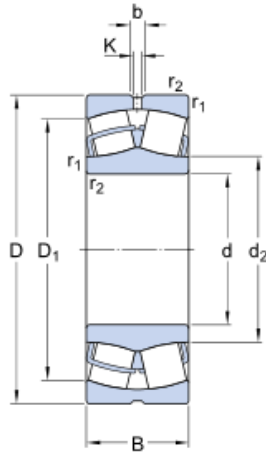
Figura 100: Características del rodamiento.

Para el rodamiento libre se elegirá el modelo 23028 CC/W33:

23028 CC/W33

SKF Explorer

Dimensions



d	140	mm
D	210	mm
B	53	mm
d ₂	≈ 158	mm
D ₁	≈ 190	mm
b	8.3	mm
K	4.5	mm
r _{1,2}	min. 2	mm

Calculation data

Basic dynamic load rating	C	485	kN
Basic static load rating	C ₀	680	kN
Fatigue load limit	P _u	68	kN
Reference speed		2600	r/min
Limiting speed		3400	r/min
Calculation factor	e	0.22	
Calculation factor	Y ₁	3	
Calculation factor	Y ₂	4.6	
Calculation factor	Y ₀	2.8	

Mass

Mass		6.55	kg
------	--	------	----

Figura 101: Características del rodamiento.

Para una información más detallada véase los apartados 3.8.3.8 y 3.8.3.9 del Anexo Cálculos.

Para la fijación axial de los rodamientos se han mecanizado los resaltes de acuerdo a las tablas del fabricante, así como las entalladuras E 4 x 0,5 según DIN 509 para su unión con los asientos de los aros interiores. Además, debido al elevado giro del

eje de salida se mecanizarán las ranuras para alojar dos anillos de seguridad; de 320x8 según DIN 472 para el rodamiento libre y de 140x4 según DIN 471 para el rodamiento fijo.

En el extremo del eje de salida que se encuentra fuera de la caja multiplicadora se ha mecanizado un chavetero de calidad superficial N5 donde irá alojada la lengüeta de ajuste A36x12x110 según DIN 6885 de acero al carbono F-1110 encargada de realizar la unión con el acoplamiento flexible JAURE SFXD 255-6.

El otro extremo está roscado M 150 para unirse con la tuerca de fijación con arandela de fijación SKF KM30 que nos garantiza la fijación axial del rodamiento.

El eje de salida está fabricado en un acero aleado para cementación 16 Mn Cr 5.

2.9.15.- Tapas

Todas las tapas son abiertas y tienen mecanizadas las cajeras para alojar las obturaciones radiales de ejes que aseguran la estanqueidad de la multiplicadora. Las obturaciones radiales van alojadas: la primera en la tapa principal (*Plano 10*); la segunda en la tapa eje de entrada (*Plano 23*) y la última en la tapa eje de salida (*Plano 23*).

La **tapa principal** (*Plano 10*) además de la cajera para alojar la obturación radial, tiene mecanizados 8 agujeros de diámetro 22 mm para su unión con la tapa anterior. Dicha unión se realizara mediante 8 tornillos hexagonales de M 20x90 según DIN 555 de acero de calidad 6.8 y 8 arandelas de diámetro interior d21 según DIN 125 de acero al carbono F-1110.

La **tapa anterior** (*Plano 11*) por una parte se encuentra unida a la tapa principal mediante 8 agujeros roscados de M 20 y por la otra parte se une con la corona de la primera etapa mediante 24 agujeros de diámetro 22 mm. Los tornillos y arandelas empleados ya se describieron en el apartado 2.9.10.- Coronas dentadas.

En las superficies donde se colocan el rodamiento de rodillos cónicos de una hilera el acabado superficial será N5.

Además, incorpora unos salientes para su fijación con la bancada de la góndola como se observa en el Plano 1.

Las tapas de **entrada y salida** (*Plano 23*) además de la cajera para la obturación radial tienen mecanizados 8 agujeros de 11 mm cada una para su unión con la tapa portaejes. Dicha unión se realizara con 8 tornillos hexagonales de M 10x40 según DIN 555 de acero de calidad 6.8 y arandelas de diámetro interior d11 según DIN 125 de acero al carbono F-1110.

La **tapa portaejes** (*Plano 24*) constan de 16 agujeros roscados para la unión con las tapas de entrada y salida, con los tornillos y arandelas explicados en el apartado anterior.

La fijación con el cuerpo de la etapa ordinaria se realiza por medio de 18 agujeros roscados de métrica M 20. La unión se hará mediante tornillos hexagonales de M 20x110 según DIN 601 de acero de calidad 6.8 y arandelas planas de diámetro interior d21 según DIN 125 de acero al carbono F-1110.

El las superficies donde se colocan los rodamientos el acabado superficial será N5. Además, se mecanizara una entalladura E 4 x 0,5 según DIN 509 para el rodamiento del eje de entrada.

Todas las tapas están fabricadas en acero moldeado no aleado F-8100.

2.9.16.- Cuerpo etapa planetaria

Es el elemento de unión entre la las coronas de primera y segunda etapa (*Plano 16*).

En su interior se mecanizan los resaltes correspondientes a los dos rodamientos que alberga de acuerdo a los valores que indica el fabricante, así como también sus entalladuras E 4 x 0,5 según DIN 509 correspondientes.

Para la unión con la corona de la primera etapa se mecanizan 24 agujeros pasantes de 22 mm de diámetro y para la unión con la corona de la segunda etapa se mecanizan 16 agujeros pasantes de 22 mm de diámetro. El modo de unión ya se describió en el apartado 2.9.10.- Coronas dentadas.

Esta fabricado en un acero moldeado no aleado F-8100 y el acabado superficial es N8 a excepción de los apoyos de los rodamientos que será N5.

2.9.17.- Cuerpo etapa ordinaria

Es el elemento de unión entre la corona de segunda etapa y la tapa portaejes (Plano 19).

En su interior se mecanizan los resaltes correspondientes a los tres rodamientos que alberga de acuerdo a los valores que indica el fabricante, así como también sus entalladuras E 4 x 0,5 según DIN 509 correspondientes.

Para la unión con la corona de la segunda etapa se mecanizan 16 agujeros pasantes de 22 mm de diámetro y para la unión con la etapa portajes se mecanizan 18 agujeros roscados de métrica M 20. El modo de unión ya se describió en el apartado 2.9.10.- Coronas dentadas y en el apartado 2.9.15.- Tapas.

Está fabricado en un acero moldeado no aleado F-8100 y el acabado superficial es N8 a excepción de los apoyos de los rodamientos que será N5.

2.9.18.- Acoplamiento eje rápido-alternador

Se trata de un acoplamiento flexible de láminas Lamidisc de la marca Jaure modelo SFXD 255-6 que lleva solidario un disco de freno, sus características técnicas se pueden en observar a continuación:

Tipo de Acoplamiento SFXD Tamaño	1) PAR NOMINAL Nm.	PAR DE PICO Nm.	2) MAX. VELOCIDAD r.p.m.	DIMENSIONES (mm.)								Tornillo pos.A 6)		7) J Inercia Kgm ²	7) Peso Kg.	Desalin. Axial 8) ±Ka mm.	Desalin. Ang 8) ±Kw grados
				d1-d2 max. 3)	4) D	D1	D2	l1	l2	5) DBSE	X	Z-M	Nm				
132-6	1.100	2.200	3.500 3.100	65	315 355	132	89	85	60	105	80	12-M8	35	0,241 0,381	23,5 28,5	2,6	1,5°
158-6	2.000	4.000	3.500 3.100 2.800	75	315 355 395	158	104	110	70	131	105	12-M10	60	0,269 0,409 0,605	31 36 41,5	3,1	
185-6	3.300	6.600	2.800 2.500 2.200	87	395 445 495	185	121	110	80	148	105	12-M12	120	0,653 0,997 1,478	49 57 65,7	3,7	
202-6	4.600	9.200	2.500 2.200 2.000	95	445 495 550	202	132	140	90	170	135	12-M14	190	1,054 1,536 2,263	64,6 73 84	3,8	1°
228-6	7.000	14.000	2.200 2.000 1.800	107	495 550 625	228	150	170	100	187	165	12-M16	295	1,665 2,393 3,805	87 97,7 114	4,2	
255-6	10.200	20.400	1.800 1.600	117	625 705	255	163	170	115	241	165	12-M18	405	4,016 6,200	130,5 150,2	4,7	
278-6	14.200	28.400	1.800 1.600 1.400	131	625 705 795	278	183	210	125	263	205	12-M20	580	4,297 6,480 10,004	153 172,7 197,7	5,2	
302-6	20.000	40.000	1.600 1.400	145	705 795	302	201	210	135	282,3	205	12-M22	780	6,883 10,407	194,8 219,8	5,7	
325-6	25.000	50.000	1.600 1.400	156	705 795	325	219	250	145	302 245	245	12-M22	780	7,389 10,914	219 244	6,5	

Figura 102: Características técnicas del acoplamiento.

Es capaz de absorber la desalineación axial, radial y es torsionalmente rígido. Consiste en dos cuerpos cuyas bridas se unen a un cuerpo central, también embridado en sus extremos. Entre las dos bridas se intercala el citado disco de freno.

Para obtener información más detallada acúdase al apartado 3.9 del Anexo Cálculos.

El acoplamiento de los ejes se realiza mediante una lengüeta de ajuste A 36x12x110 según DIN 6885 de acero al carbono F-1110.

2.9.19.- Freno mecánico

La función principal del freno mecánico es mantener bloqueado el eje de giro durante las operaciones de puesta en marcha y mantenimiento del aerogenerador o en condiciones extremas de viento. Se ha optado por freno de la marca SVENDBORG modelo BSFI 3050 que desarrolla una fuerza de frenado mínima de 40 KN y sus especificaciones técnicas pueden observarse a continuación:

Brake type	Clamping force ⁽¹⁾		Loss of force ⁽³⁾	F _b braking force ⁽²⁾	Operating pressure	Brake pad surface pressure N/mm ²
	Min.	Max.				
BSFI 3020	20000 N	23000 N	5%	16000 N	40 bar	0.39 - 0.63
BSFI 3030	30000 N	33500 N	5%	24000 N	50 bar	0.56 - 0.93
BSFI 3040	40000 N	44000 N	4%	32000 N	65 bar	0.74 - 1.22
BSFI 3050	50000 N	55000 N	6%	40000 N	80 bar	0.92 - 1.53
BSFI 3060	60000 N	66000 N	5%	48000 N	95 bar	1.11 - 1.83
BSFI 3070	70000 N	77000 N	4%	56000 N	115 bar	1.29 - 2.14
BSFI 3080	80000 N	88000 N	8%	64000 N	130 bar	1.34 - 2.44
BSFI 3090	90000 N	98500 N	13%	72000 N	145 bar	1.65 - 2.74
BSFI 3100	100000 N	109000 N	11%	80000 N	160 bar	1.83 - 3.03
BSFI 3110	110000 N	119000 N	10%	88000 N	175 bar	2.00 - 3.31
BSFI 3120	120000 N	130000 N	9%	96000 N	190 bar	2.18 - 3.61

Figura 103: Especificaciones técnicas del freno.

Para una información más detallada de la elección véase el apartado 3.10 del Anexo Cálculos.

2.9.20.- Sistema de orientación

Una vez obtenidos las fuerzas y momentos que actúan sobre el sistema de orientación, se procederá al diseño de los elementos que lo conforman:

- Rodamiento de grandes dimensiones de la empresa ROTHE ERDE. La serie de rodamientos escogida es la KD 600 y el modelo es el 062.50.2240.001.49.1504 cuyas características se pueden observar a continuación:

Rodamientos con dentado interior

Número de plano Diámetro círculo rodadura D ₁ [mm]	Peso [kg]	Diámetro exterior D _e [mm]	Diámetro interior D _i [mm]	Altera total H [mm]	Diámetro círculo tallado exterior L _e [mm]	Diámetro círculo tallado interior L _i [mm]	Cantidad tallados por círculo n	Diámetro del tallado B [mm]	Medida del tornillo M [mm]	Cantidad de engranajes n ₁	Diámetro O [mm]	Diámetro U [mm]	Altera del eje H ₁ [mm]	Altera del eje H ₂ [mm]	Separación abajo entre exterior e interior H ₃ [mm]	Separación arriba entre exterior e interior H ₄ [mm]	Diámetro primitivo d [mm]	Módulo m [mm]	Cantidad de dientes z	Corrección perfil, signo +0,00, 0,00, -0,00, -0,00, -0,00, -0,00 x · m [mm]	Ajuste cubos de dientes k · m [mm]	Altera del diente b [mm]	Fuerza tangencial admisible normal [kN]	Fuerza tangencial admisible máxima [kN]	Curvas
062.50.1800.001.49.1504	762	1971	1554	109	1905	1695	36	33	30	9	1798	1802	100	99	10	9	1568	14	112	-7,0	-	100	128,5	257,0	58
062.50.2000.001.49.1504	843	2171	1764	109	2105	1895	40	33	30	8	1998	2002	100	99	10	9	1778	14	127	-7,0	-	100	128,5	257,0	59
062.50.2240.001.49.1504	961	2411	1984	109	2345	2135	48	33	30	8	2238	2242	100	99	10	9	2000	16	125	-8,0	-	100	146,8	293,6	40
062.50.2490.001.49.1504	1053	2661	2240	109	2595	2385	54	33	30	9	2488	2492	100	99	10	9	2256	16	141	-8,0	-	100	146,8	293,6	41
062.50.2800.001.49.1504	1205	2971	2544	109	2905	2695	60	33	30	12	2798	2802	100	99	10	9	2560	16	160	-8,0	-	100	146,8	293,6	42

Aros en material bonificado

Figura 104: Características del rodamiento.

- Un motorreductor de la marca BONFIGLIOLI, siendo el modelo elegido el 709T de 21 kN·m de par nominal, cuyas características se muestran en la siguiente tabla:

ピッチドライブ					
Type タイプ	Nominal torque 公称トルク	Peak static torque ピーク静トルク	Range of ratios 比率範囲	Available pinion module 使用可能ピニオンモジュール	Weight 重量
	Nm	Nm	1:	m	kg
703 T	2500	4500	100-250	10 ÷ 12	60
705 T	4000	8000	100-250	10 ÷ 12	90
706 T	8000	16500	100-250	10 ÷ 14	120
707 T	12000	25000	100-250	12 ÷ 16	170
709 T	21000	40000	100-250	12 ÷ 20	300
710 T	25000	55000	100-250	14 ÷ 20	350
711 T	35000	70000	100-250	16 ÷ 20	400
712 T	40000	95000	100-250	18 ÷ 20	600

The indicated data are for reference only; please contact Bonfiglioli Group for more detailed information.
表示されているものは参考データです。詳細については、ボンフィリオリ・グループまでお問い合わせください。

Figura 105: Características del motorreductor BONFIGLIOLI.

Para una información más exhaustiva de las opciones escogidas acúdase al apartado 3.11 del Anexo Cálculos.

2.10.- PLANIFICACIÓN

Una vez finalizado el proyecto las diferentes etapas, las metas o hitos a alcanzar y los plazos de entrega correrán a cargo de la empresa solicitante del proyecto.

2.11.- ORDEN DE PRIORIDAD DE LOS DOCUMENTOS

El orden de los documentos es el siguiente:

- 1) Índice general
- 2) Memoria
- 3) Anexos (Cálculos)
- 4) Planos
- 5) Pliego de condiciones
- 6) Presupuesto y Estado de las mediciones
- 7) Resumen