



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE
INGENIERÍA EN ENERGÍA**



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**“DISEÑO Y DIMENSIONADO DE UN AEROGENERADOR TRIPALA
COMO SISTEMA ALTERNATIVO DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA
PARA LA PLATAFORMA FLOTANTE (CHATA) SAN ANTONIO III,
PESQUERA DIAMANTE S.A (SAMANCO)”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

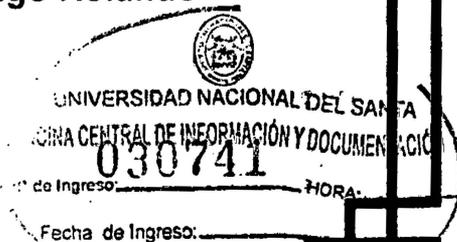
AUTORES:

Bach. JARA COMETIVOS, Exson
Bach. PONCE QUIÑONES, Jhonny Henry

ASESOR :

Ms. Sc. CALDERON TORRES, Hugo Rolando

**NUEVO CHIMBOTE - PERÚ
ABRIL 2015**





UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas. Estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la universidad nacional del santa de acuerdo a la denominación siguiente:

TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL
DE INGENIERO EN ENERGIA

“DISEÑO Y DIMENSIONADO DE UN AEROGENERADOR TRIPALA COMO SISTEMA ALTERNATIVO DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA PARA LA PLATAFORMA FLOTANTE (CHATA) SAN ANTONIO III, PESQUERA DIAMANTE S.A (SAMANCO)”


Msc. CALDERON TORRES, Hugo Rolando.
ASESOR



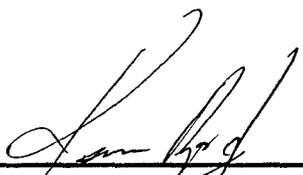
UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

CARTE DE CONFORMIDAD DEL JURADO
EVALUADOR DE TESIS

Damos conformidad del presente informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y conforme al reglamento general para obtener el grado académico de bachiller y título profesional en la Universidad Nacional Del Santa, titulado:

“DISEÑO Y DIMENSIONADO DE UN AEROGENERADOR TRIPALA COMO SISTEMA ALTERNATIVO DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA PARA LA PLATAFORMA FLOTANTE (CHATA) SAN ANTONIO III, PESQUERA DIAMANTE S.A (SAMANCO)”

Revisado y evaluada por el siguiente jurado evaluador:


Mg. Amancio Rojas flores
Presidente


Ms Sc. CALDERON TORRES, Hugo Rolando
Integrante


Mg. Robert Guevara Chinchayan
Integrante

DEDICATORIA

JARA COMETIVOS, Exson

A Dios; por iluminarme y estar siempre presente en mi vida.

A mis padres **Jovita Cometivos Sajami** y **Jara Rodríguez Américo**;
por ser siempre las fuerzas que me impulsa para poder seguir
adelante; el apoyo más grande en mi realización profesional, mi
eterna gratitud.

A mi hermano **Manuel** y hermana **Lise** por su sacrificio día a día,
mi agradecimiento infinito.

A mis tías: **Edita Arenas** y **Almeida Jara** por los buenos consejos
que siempre me dieron, mi agradecimiento infinito.



DEDICATORIA

PONCE QUIÑONES, Jhonny Henry

Gracias a esas personas importantes en mi vida, que siempre estuvieron listas para brindarme toda su ayuda, ahora me toca regresar un poquito de todo lo inmenso que me han otorgado. Con todo mi cariño esta tesis se las dedico a ustedes:

A mis queridos;

Mama, Papa, Tías y hermanos.

RESUMEN

El siguiente proyecto describe el cálculo y el diseño de un aerogenerador de eje horizontal tripala para el abastecimiento de energía eléctrica en forma parcial a una plataforma flotante denominado San Antonio III perteneciente a Pesquera Diamante S.A.

El objeto de este proyecto es proporcionar toda la información necesaria para la construcción e instalación de un aerogenerador de este tipo en la bahía de Samanco, concretamente en el Departamento de Ancash, provincia del Santa, distrito de Samanco, donde se realizó una investigación deductiva utilizando la estadística, los mismos que estarán basados en leyes físicas, mecánicas y eléctricas.

En el proyecto se estudia los antecedentes del estudio situación energética mundial, Centrándose en el caso de Sudamérica y poniendo especial atención al caso de Perú. Además, se explica la importancia de la energía y la necesidad de ésta como medio para el cumplimiento de los Objetivos del Milenio de la ONU.

A continuación, se realiza un análisis detallado del lugar donde va a desarrollarse e instalarse el primer prototipo del aerogenerador. Así, se hace un estudio completo del recurso eólico de la zona, gracias a datos proporcionados por la estación meteorológica de Huarmey que fueron tomados durante el periodo setiembre 2012 hasta setiembre 2013 periodos de tiempo de aproximadamente un año de duración.

Se estudia detalladamente la demanda energética 3925 W-h/día de la plataforma flotante ubicada en la bahía de Samanco corroborando los datos con la estación meteorológica de Huarmey.

Con los datos de la necesidad energética calculados, se dimensiona el aerogenerador, para así poder determinar el diseño del aerogenerador propuesto (500 W), así como todos sus componentes (palas, eje, generador eléctrico, sistema de transmisión, estructura de soporte). Donde el costo de generación de 1kW-h es de 0.1439 US\$ / kW-h.



Donde se concluye que es posible diseñar y dimensionar un aerogenerador capaz de cubrir 3 925 W-h/día presentando de esta forma la alternativa de generación eléctrica por medio de energía eólica como una alternativa factible y viable para solucionar la innovación tecnológica (reemplazo en forma parcial la tecnología de combustible fósil por la energía eólica) logrando obtener una energía limpia no contaminante.

Después se realiza el Montaje, Mantenimiento con un análisis económico y Ambiental en el cual con un factor de reducción de emisión de CO₂ de 544.95 tCO₂e/GW.h-año (Petromont - 2008) nos da una reducción anual de 0.77001435 tCO₂e/año, el costo promedio de la tonelada de CO₂ eólico es de US\$ 15.00 / tCO₂e con lo cual tenemos un ingreso adicional de US\$ 11.55.

ABSTRACT

The following project describes the calculation and design of a three-bladed horizontal axis wind turbine to supply electricity in part to a floating platform called San Antonio III belonging to Pesquera Diamante SA

The purpose of this project is to provide all information necessary for the construction and installation of a wind turbine of this type in the Bay of Samanco, particularly in the Department of Ancash, province of Santa, Samanco district, where a deductive research was done using statistics, the same that will be based on physical, mechanical and electrical laws.

The draft background study of the global energy situation, focusing on the case of South America, with special attention to the case of Peru is studied. Moreover, the importance of energy and the need for it as a means of meeting the Millennium Development Goals of the UN says.

Next, a detailed site where it will be developed and installed the first prototype wind turbine analysis is performed. Thus, a comprehensive study of the wind resource in the area, thanks to data provided by the meteorological station of Huarmey that were taken during the period September 2012 to September 2013 period of time of about one year is done.

Energy demand 3925 W-h /day floating platform in the Bay of Samanco corroborating data with the meteorological station of Huarmey is studied in detail.

With data from the calculated energy requirement, the turbine is sized, in order to determine the design of the proposed wind turbine (500 W) and all its components (blades, hub, generator, transmission system, supporting structure). Where the cost of generating 1kW-h is 0.1439 US \$ / kW-h.



Which concluded that it is possible to design and sizing a wind turbine capable of covering 3925 W-h /day showing in this way the alternative power generation through wind power as a viable and feasible alternative to solve technological innovation (replacement partially the fossil fuel technology for wind power) being able to obtain a clean energy.

After assembly, maintenance with economic and environmental analysis in which a factor of CO₂ emission reduction of 544.95 tCO₂e / GW.h-year (Petro Mont - 2008) is performed gives us an annual reduction of 0.77001435 tCO₂e / year the average cost per ton of CO₂ wind is US \$ 15.00 / tCO₂e so we have an additional income of US \$ 11.55.

2.5	Velocidad del Viento	25
2.6	Energía Útil del Viento	29
2.7	Descripción general de un aerogenerador y sus componentes	32
2.7.1	Sistema de soporte	32
2.7.2	Sistema de transmisión	34
2.7.3	Sistema rotor o turbina eólica	35
2.7.4	Sistema de control	36
2.7.5	Generador síncrono.	36

CAPITULO III (METODOS Y MATERIALES)

1.1.	Materiales y equipos	40
1.1.1.	Materiales	40
1.1.1.1.	Recopilación Bibliográfica	40
1.1.2.	Equipos	40
1.1.2.1.	Equipos de medición	40
1.1.2.2.	Equipos de protección	40
1.1.2.3.	Equipo de recopilación de datos	40
1.1.2.4.	Software de trabajo	40
1.2.	Metodología de la investigación	41
1.2.1.	Métodos de la Investigación	41
1.2.2.	Procedimientos de la investigación	41
1.2.3.	Descripción del sistema	42
1.2.3.1.	Grupo electrógeno	42
1.2.4.	Descripción del sistema proyectado	44
1.2.4.1.	Grupo electrógeno	44
1.2.4.2.	Aerogenerador de eje horizontal de 500 W	45

CAPITULO IV (CALCULOS Y RESULTADOS)

4.0	Ingeniería del proyecto	49
4.1	Calculo de la demanda	49
4.1.1	Estudio Previo A La Selección De La Potencia	49

4.1.2	Estudio Energético de la Plataforma Flotante	49
4.1.3	Estudio Eólico	51
4.1.4	Selección de la potencia del aerogenerador	56
4.2	Cálculos de diseño	60
4.2.1	Parámetros de diseño de las palas.	60
4.2.2	Esfuerzos sobre la pala	68
4.2.2.1	Calculo de la fuerza centrífuga	68
4.2.2.2	Calculo de la resistencia aerodinámica de la pala	69
4.2.2.3	Calculo del momento flector en la pala	71
4.2.3	Calculo de los rodamientos del eje horizontal.	73
4.2.4	Calculo del eje horizontal a la fatiga	83
4.2.5	Calculo de la chaveta	87
4.2.6	Calculo de la inferencia eje horizontal y botón	89
4.2.7	Calculo de la soldadura	93
4.2.7.1	Soldadura que soporta rodamiento A y Base	94
4.2.7.1.1	Soldadura 1	94
4.2.7.1.2	Soldadura 2	96
4.2.7.2	Soldadura soporte rodamiento B y base	97
4.2.7.2.1	Soldadura 3	97
4.2.7.2.2	Soldadura 4	98
4.2.8	Calculo de los tornillos unión Buje y palas	99
4.2.8.1	Fuerza de montaje necesaria	99
4.2.8.2	Calculo de la rigidez del tronillo y de las piezas	100
4.2.8.3	Calculo del asentamiento	102
4.2.8.4	Comprobación de la fuerza de montaje (Seguridad de la unión)	103
4.2.8.5	Comprobación del tornillo	103
4.2.9	Calculo de los tornillos de la unión brida y soporte rodamiento	105
4.2.9.1	Calculo de la rigidez de los tornillos y de las piezas	105
4.2.9.2	Calculo del asentamiento	107
4.2.9.3	Comprobación de la unión	108
4.2.9.4	Comprobación del tornillo	109

4.2.9.5 Comprobación de los tornillos a fatiga	109
4.2.10 Cálculo de los rodamientos del eje vertical	110
4.2.11 Cálculo de los ajustes	114
4.2.11.1 Ajuste eje horizontal con anillo interior rodamientos	114
4.2.11.2 Ajuste soporte rodamientos horizontal con anillos exterior y rodamientos	114
4.2.11.3 Ajuste brida con soporte de rodamientos	115
4.2.11.4 Ajuste buje- casquillo con eje horizontal	115
4.2.11.5 Ajuste buje con embellecedor	116
4.2.11.6 Ajuste eje vertical con anillo interior de rodamientos	116
4.2.11.7 Ajuste soporte rodamientos verticales con anillo exterior de rodamientos	117
4.2.11.8 Ajuste eje vertical con botón del eje vertical	117
4.2.11.9 Ajuste eje vertical con base	118
4.2.11.10 Ajuste estator con patas del alternador	118
4.2.11.11 Ajuste rotor del alternador con eje horizontal	119
4.2.12 Estudio de cotas	120
4.2.13 Dispositivos de orientación	122
4.2.14 Transmisión de la potencia	124
4.2.14.1 Buje	125
4.2.15 Rodamientos	127
4.2.16 Eje Horizontal	128
4.2.17 Unión rotor del alternador con el eje horizontal	128
4.2.18 Góndola	130
4.2.19 Unión Torre - Góndola	131
4.2.20 Rodamientos	132
4.2.21 Eje vertical	133
4.2.22 Soporte rodamientos	133
4.2.23 Generador	134
4.2.24 Sistema de frenado	137
4.2.25 Palas	139
4.2.26 Torre	141

CAPITULO V (CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES)

5.0	Conclusiones	145
5.1	Recomendaciones	147

CAPITULO VI (MONTAJE)

6.0	Montaje	149
-----	---------	-----

CAPITULO VII (MANTENIMIENTO)

7.0	Mantenimiento	151
-----	---------------	-----

CAPITULO VIII (ANALISIS ECONOMICO)

8.0	Análisis económico	153
8.1	Presupuesto del proyecto	153
8.2	Estudio de la rentabilidad	154
8.2.1	Calculo del costo de generación de energía	154
8.2.2	Calculo del periodo de retorno de la inversión comparando con el tarifario BT5-B	156
8.2.3	Calculo del periodo de retorno de la inversión comparando con el consumo de combustible del grupo electrógeno de 25 KVA	160
8.2.3.1	Calculo del VAN y TIR	162

CAPITULO IX (ANALISIS AMBIENTAL)

9.0	Análisis ambiental	165
9.1	Fase de planificación y diseño	165
9.2	Fase de operación	165
9.2.1	Avifauna	165
9.2.2	Impacto Visual	166
9.2.3	Impacto derivado del ruido	166
9.2.4	Impacto derivado de las sombras	166

CAPÍTULO I
ASPECTOS REFERENTES AL
ESTUDIO

1. GENERALIDADES Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.1. GENERALIDADES

1.1.1. Antecedentes

1.1.1.1. La energía eólica en el mundo

El uso de fuentes de energía no convencionales ha comenzado a ser de gran interés mundial, gracias a las oportunidades de diversificación de la matriz energética que ofrecen y por la mayor conciencia en los países respecto al cuidado del medio ambiente. Respecto a esto, se han suscrito diversos compromisos internacionales como el protocolo de Kyoto (1997), el acuerdo de Copenhague (2009) y la plataforma de Durban (2011) con el fin de mitigar los efectos del cambio climático.

Según la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), la generación eléctrica mundial con RERNC presentó un crecimiento promedio anual de 8.63% entre 1990-2010, superior al crecimiento promedio de otras fuentes de energía: combustibles fósiles (2.81%), hidroeléctrica convencional (2.22%) y nuclear (1.52%). Este crecimiento se aceleró desde 2004 debido a las políticas energéticas renovables adoptadas, principalmente, por EE.UU, Alemania, China y Europa. No obstante, la producción en base a RERNC aún no logra una participación importante en la generación eléctrica mundial, representó el 3.8% de la generación mundial en 2010, lo cual indica que la generación RERNC se encuentra en una etapa incipiente pero con alto dinamismo en su crecimiento.

La generación proveniente de RERNC a nivel internacional muestra una mayor acogida hacia energías eólicas y solares. Dichas tecnologías pasaron de representar 13% y 1% del total de RERNC en 2000 a 45% y 4% en 2010, respectivamente (ver Fig. N°1.2). Este mayor posicionamiento se debe al reconocimiento de que las tecnologías que aprovechan los RERNC son menos contaminantes; y, además, la energía eólica presenta costos de inversión y mantenimiento cada vez más bajos. Cabe destacar que China es el país con mayor capacidad instalada en energía eólica (62.4 GW en 2011), logrando un crecimiento de 64% en 2011; estos resultados fueron impulsados por la promulgación de la Ley de Energías Renovables en 2005.

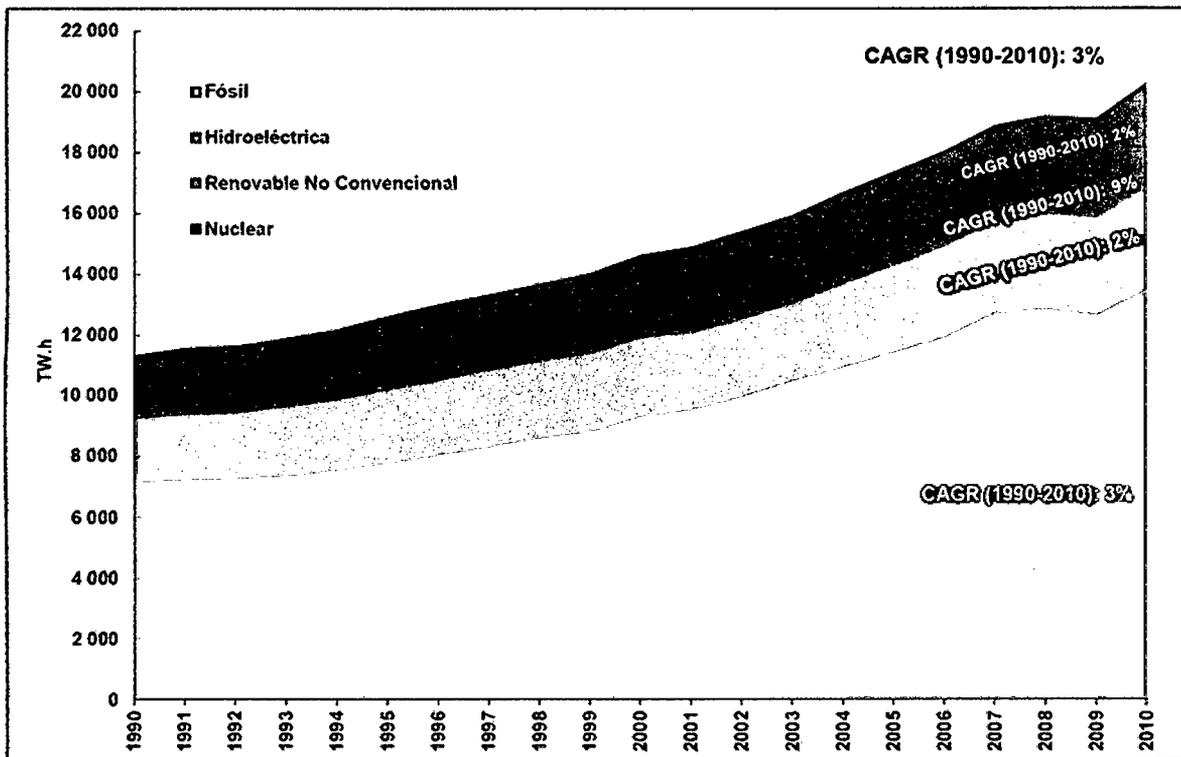


Fig. N° 1.1, Generación de energía eléctrica mundial por fuente, 1990-2010 (TW-h)
Fuente: EIA (International Energy Statistics)

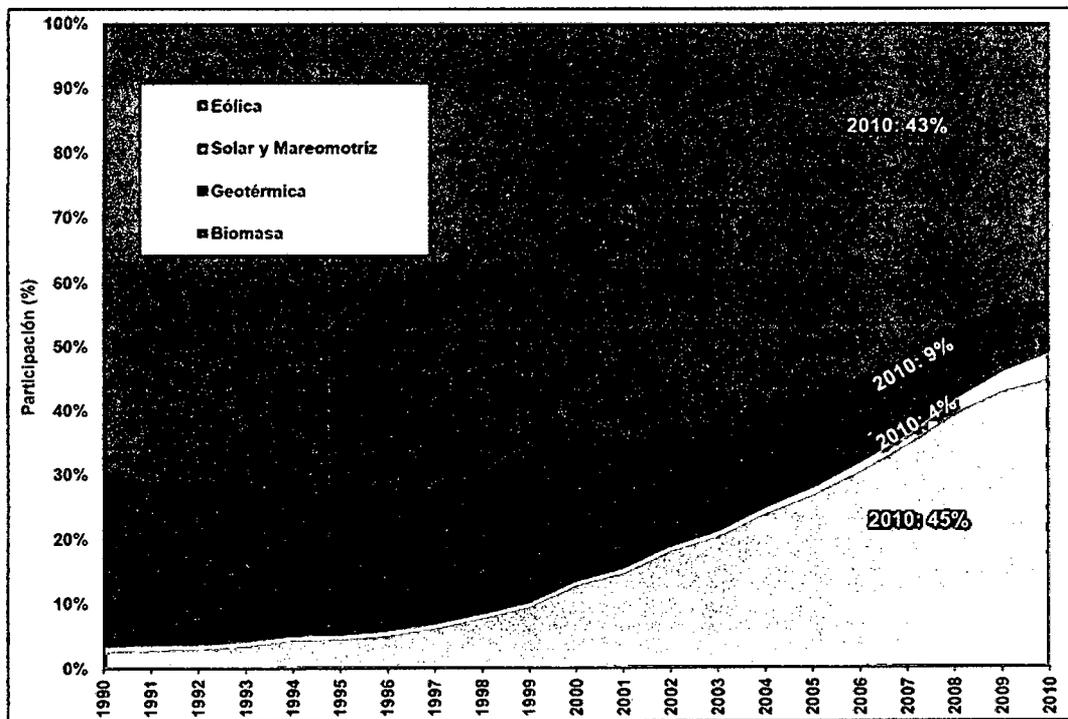


Fig. N° 1.2, Participación de RERNC por tecnología, 1990-2010
Fuente: EIA (International Energy Statistics)

La potencia eólica en todo el mundo llegó a 336.327 MW a finales de junio de 2014, de los cuales 17.613 MW se añadieron en los primeros seis meses de 2014 (Fig. N° 1.4). Este aumento es sustancialmente mayor que en el primer semestre de 2013 y 2012, cuando se añadieron 13.9 GW y 16.4 GW eólicos, respectivamente.

Todos los aerogeneradores eólicos instalados en el mundo a mediados de 2014 pueden generar alrededor de 4% de la demanda mundial de electricidad. La capacidad de energía eólica mundial creció un 5.5 por ciento en los seis meses (después del 5% en el mismo período en 2013 y 7.3% en 2012) y un 13.5 por ciento sobre una base anual (a mediados de 2014 en comparación con mediados de 2013).

En comparación, la tasa de crecimiento anual en 2013 fue menor (12.8%). Razones para el desarrollo relativamente positivo de los mercados de energía eólica en todo el mundo son sin duda las ventajas económicas de la energía eólica; después de todo cada vez pesa más su creciente competitividad y la imperiosa necesidad de ir a por las tecnologías libres de emisiones de CO₂ con el fin de mitigar el cambio climático y la contaminación atmosférica.

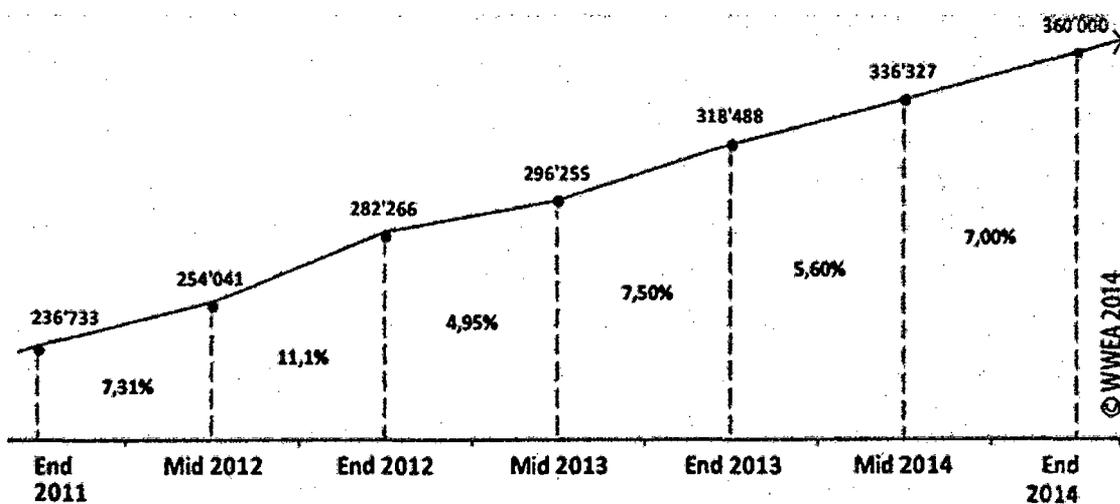


Fig. N° 1.3, Potencia instalada (MW), 2011-2014

Fuente: WWEA

Aun así los cinco países eólicos tradicionales, China, EE UU, Alemania, España e India, representan conjuntamente una cuota del 72% de la capacidad mundial de energía eólica. También en términos de nueva capacidad, la participación de los cinco grandes en nueva capacidad se incrementó del 57% al 62%. Sin embargo, el mercado eólico español no ha contribuido en absoluto a esto, ya que ha llegado a un

estancamiento total, con sólo 0.1 MW de nuevas instalaciones eólicas en 2014 hasta junio.

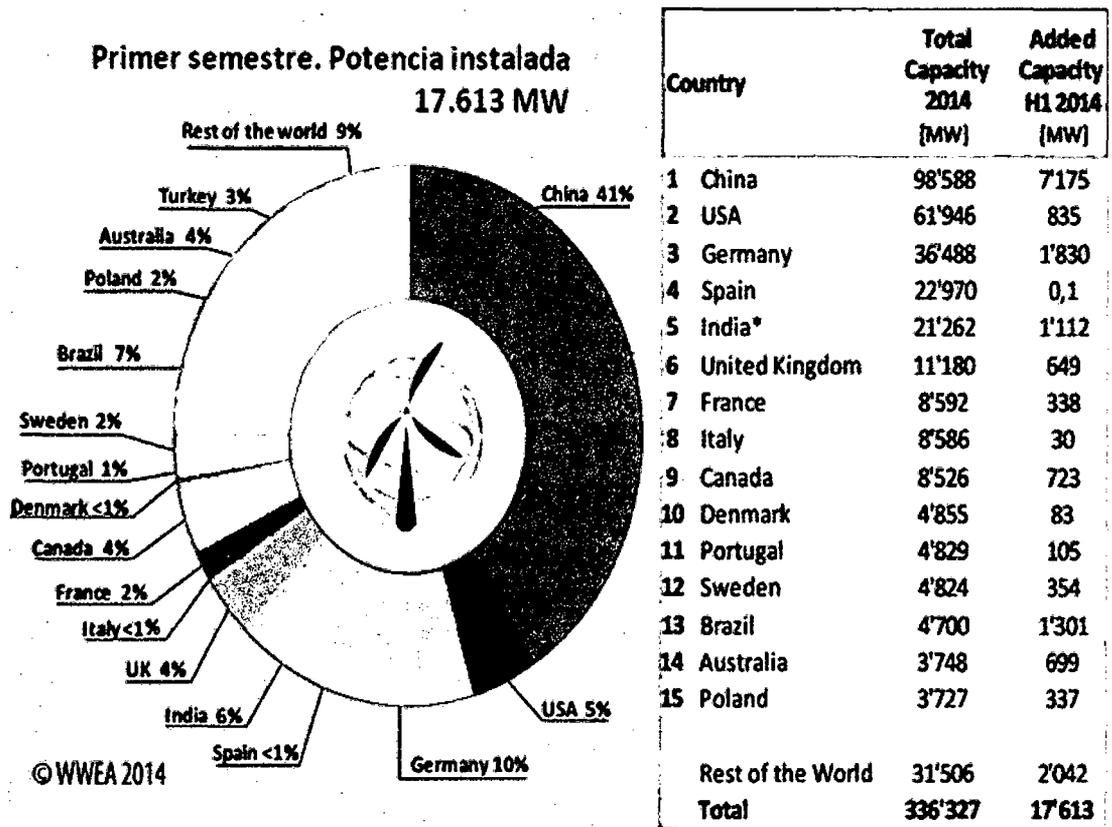


Fig. N° 1.4, Potencia instalada (MW) en el primer semestre 2014

Fuente: WWEA

El mercado eólico chino mostró un muy buen desempeño y añadió 7.2 GW, sustancialmente más que en los años anteriores. China alcanzó una capacidad eólica total de 98 GW en junio de 2014 y ahora ha cruzado la marca 100 GW eólicos.

Alemania tuvo un fuerte desempeño con la adición de 1.8 GW en el medio primer año. Parte de este nuevo crecimiento se debe a los cambios previstos en la legislación de energías renovables, que pueden llevar a una desaceleración del mercado eólico alemán en los próximos años.

Para primera vez, Brasil ha entrado en los mejores mercados al convertirse en el tercer mayor mercado de nuevas turbinas eólicas, que representan el 7% de todas las nuevas ventas de aerogeneradores. Con esto, Brasil ha sido capaz de extender su liderazgo eólico indiscutible en América Latina.

India mantiene claramente su posición como número dos de Asia y el número cuatro en todo el mundo y pronto superará a España, con 1.1 GW de nueva capacidad eólica.

El mercado eólico de Estados Unidos, después de su colapso en 2013, mostró fuertes signos de recuperación, con un tamaño de mercado de 835 MW, ligeramente por delante de Canadá (723 MW), Australia (699 MW) y Reino Unido, que reduce a la mitad su tamaño del mercado eólico y ha instalado 649 MW en el primer semestre de 2014.

Al igual que en 2013, los cuatro países instalaron más de 1 GW en el primer semestre de 2014: China (7.1 GW de nueva capacidad), Alemania (1.8 GW), Brasil (1.3 GW) y la India (1.1 GW).

Los diez primeros países en energía eólica muestran un panorama similar en del primer semestre de 2014, aunque sobre una base de rendimiento ligeramente superior: cinco países crecieron más fuertemente que en 2013: China, EE.UU., Alemania, Francia y Canadá.

Cinco países registraron un mercado decreciente: España, Reino Unido, Italia, Dinamarca y, en menor medida, India. España e Italia vieron prácticamente un estancamiento total, con sólo 0.1 MW y 30 MW, respectivamente, de la nueva capacidad instalada. Polonia se encuentra ahora en la lista de los 15 países de la capacidad mundial eólica instalada, mientras que Japón sigue estancado.

En el segundo semestre de 2014, se espera una capacidad adicional de 24 GW para ser erigidos en todo el mundo, lo que traería nuevas instalaciones anuales a 41 GW. Se espera que la capacidad de energía eólica instalada total llega a 360 GW a finales de este año de 2014, lo suficiente para proporcionar el 4% de la demanda mundial de electricidad.

Las perspectivas a medio plazo para la inversión de energía eólica siguen siendo positivas. Aunque no está claro que la comunidad mundial sea capaz de llegar a un acuerdo sobre el clima en 2015, la eólica ha alcanzado un nivel de competitividad y fiabilidad, lo que la convierte en una opción natural para los gobiernos, los productores de electricidad, así como los consumidores de todo el mundo.

1.1.1.2. Disponibilidad de recursos energéticos renovable no convencionales en el Perú

El Plan de Desarrollo para las RER 2012- 2040 del MEM indica que la participación de las RERNC en la oferta de generación a mediano y largo plazo debe alcanzar 20%. El monto de inversión requerido para alcanzar dicha participación al 2040, se estima por el MEM en US\$ 8 757 millones.

Energía eólica

La energía eólica es un tipo de energía renovable cuya fuente es la fuerza del viento, y la forma típica de aprovechar esta energía es a través de la utilización de aerogeneradores o turbinas de viento.

El Perú tiene un potencial eólico de 77 394 MW y una potencia aprovechable de 22 452 MW, según el Atlas Eólico del MEM. En el que consigna que el país posee 28 de los 32 climas identificados a nivel mundial que son apropiados para la generación de la energía eólica, cuya vida útil es de 25 años como mínimo.

En el país, después de los resultados de las dos subastas RER, donde se adjudicó cuatro proyectos de parques eólicos, los mismos que entrarán en operación en el 2013 y 2014.

Sin embargo, esta asignación de energía aprovechable aún no guarda correspondencia con el potencial eólico de la costa peruana. Tomando en cuenta los datos del atlas eólico del MEM que consigna un mayor potencial en el ámbito departamental, por ejemplo Ica tiene una potencia aprovechable de 9 144 MW y Piura de 7 554 (Tabla N°1.1).

En el departamento de Áncash se tiene una potencia eólica de 8526 con un potencial aprovechable de 138 MW

Tabla. N°1.1 Potencial eólico del Perú

Potencial Eólico del Perú		
Departamento	Potencia total (MW)	Potencia Aprovechable (MW)
Amazonas	1380	6
Ancash	8526	138
Apurímac	0	0
Arequipa	1992	1158
Ayacucho	114	0
Cajamarca	18360	3450
Callao	0	0
Cuzco	0	0
Huancavelica	0	0
Huánuco	54	0
Ica	18360	9144
Junín	48	0
La Libertad	4596	282
Lambayeque	2880	564
Lima	1434	156
Loreto	0	0
Madre de dios	0	0
Moquegua	144	0
Pasco	0	0
Piura	17628	7554
Puno	162	0
San Martín	504	0
Tacna	942	0
Tumbes	0	0
Ucayali	0	0
Total Peru	77 394	22 452

Fuente: Atlas eólico del Perú MEM

Energía solar

Perú cuenta con altos niveles de radiación solar que hacen factible la implementación de parques solares para el abastecimiento de electricidad al SEIN como para sistemas aislados. La zona costera sur del país (Arequipa, Moquegua, Tacna) destaca al poseer un nivel de radiación solar entre 7 – 7.5 kW.h/m². El potencial económico y técnico de los proyectos solares se vuelve cada vez mayor, debido a las normas peruanas, así como el avance tecnológico y la evolución decreciente de los costos en infraestructura.

Energía Biomasa

A la fecha no se han realizado estudios para determinar el potencial de capacidad instalada en biomasa para la generación eléctrica. Según el MEM, estimaciones basadas en registros de producción de residuos agroindustriales en 2009, indican que se puede obtener hasta 177 MW en centrales convencionales de biomasa y 51 MW con biogás.

De acuerdo con el Diagnostico del Plan Nacional de Gestión Integral de Residuos Sólidos del Consejo Nacional del Ambiente, los residuos sólidos generados en el Perú tienen las siguientes características generales:

- **Ámbito municipal urbano:** Aproximadamente 13 000 toneladas diarias (TMD).
 - Composición: 55% material orgánico, 20% materiales reciclables y 25% materiales no reciclables.
 - Cajamarca, Arequipa, La Libertad, Piura y Lambayeque concentran el 25% de municipalidades que realizan el recojo de basura en rellenos sanitarios.
- **Ámbito industrial:** 4 700 TMD cuya composición es 81% material peligroso y 19% no peligroso.

Energía geotérmica

Perú posee un alto potencial geotérmico debido a su ubicación geográfica en el cinturón de fuego del Pacífico. Por ello, el país se caracteriza por la presencia de volcanes activos como el Coropuna (6 425 m), Sabancaya (6,000 m), Misti (5 825 m), Ubinas (5 672 m), Tutpaca (5,806 m), Ticsani (5 430 m), entre otros; cientos de volcanes inactivos; aguas termales y géiseres.

De acuerdo con el Plan Maestro de Energía Geotérmica en el Perú (2012), el MEM estima un potencial geotérmico de 2 860 MW. Diversos estudios (que incluyen los de Electro Perú, INGEMMET, entre otros.) definieron que la ubicación de los campos geotermales se concentra en 6 regiones: Cajamarca y La Libertad (Región I); Callejón de Huaylas (Región II); Churín (Región III); Zona Central (Región IV); Eje Volcánico del Sur – Arequipa, Moquegua y Tacna (Región V); y Cusco - Puno (Región VI).

1.1.1.3. Incorporación de la Energía renovable en el Perú

El compromiso con las energías renovables continuará de manera decidida en el país. En el ámbito eléctrico, más allá de las centrales de generación renovables convencionales (hidroeléctricas) que vienen operando en el país hace muchos años, se continuará con la promoción de las energías renovables no convencionales, entre ellos la energía eólica, solar, mini hidroeléctricas, etcétera.

La región latinoamericana es abundante en potencial de energías renovables y se constituye actualmente como la región del planeta con mayor participación de las fuentes convencionales. Su evolución en el tiempo ha registrado niveles de participación de más de 90% en la producción de electricidad en años anteriores, según se explica en el siguiente gráfico:

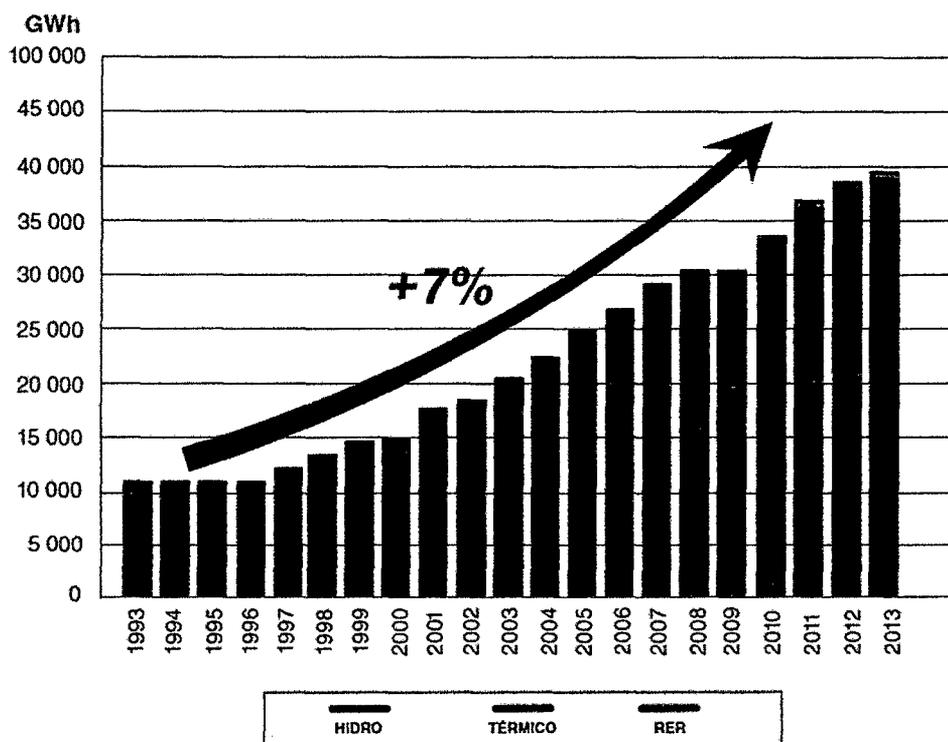


Fig. N° 1.5, Producción de electricidad por fuente Cuadro de Barras

Fuente: MINEM

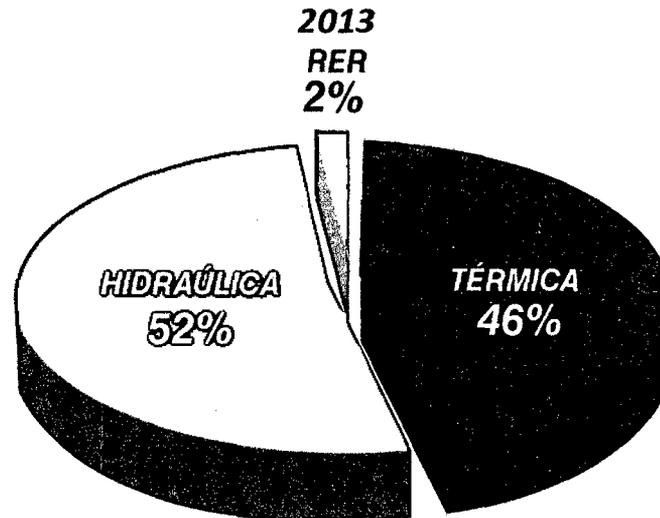


Fig. N° 1.6, Producción de electricidad por fuente en porcentaje %

Fuente: MINEM

En ese mismo sentido, las energías renovables no convencionales se han desarrollado con subastas realizadas por tipo de tecnologías y estas han logrado alcanzar 746 MW, conforme al detalle que se presenta en la siguiente tabla:

Tabla. N°1.2 Desarrollo de los recursos energéticos renovable (RER)

Tecnología	Potencia (MW)
Hidroeléctricas < 20 MW	391
Eólicas	232
Solares	96
Otros	27
Total	746

Fuente: MINEM

Adicionalmente, se culminó la subasta de 500 mil sistemas fotovoltaicos off-grid equivalentes a 50 MW de capacidad que se instalarán en las áreas rurales del país.

La oferta de energías renovables constará principalmente de la subasta de 1 200 MW de centrales hidroeléctricas para los años 2020-2021. Con relación a las RER se estima alcanzar el 5% previsto en la ley para las tecnologías no hidroeléctricas. Entre los proyectos a considerar están los sistemas híbridos (diésel/fotovoltaicos) en zonas aisladas, fotovoltaicos, eólicos y biomasa para los sistemas aislados e interconectado nacional. Se estima alcanzar en el corto plazo no menos de 200 MW adicionales de

nueva generación renovable no convencional. Estas medidas nos ayudarán a contar con una participación mayor al 60% de energías renovables en la matriz de producción eléctrica.

En el caso de los hidrocarburos, la introducción de los biocombustibles ha sido importante en el pasado. Basado en la libre competencia y libre acceso a la actividad, se implementaron las metas de la Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles para el etanol y para el biodiesel. En esta materia es conveniente fijar los contenidos mínimos obligatorios y resolver temas como disponibilidad de tierras que permitan su producción competitiva así como resolver los problemas técnicos asociados con el aceite de palma en el caso de los biodiesel.

1.1.2. Realidad Problemática

Las energías renovables suponen una ventaja principal para el sector industrial energético, y es que ofrecen una alternativa a la producción convencional de energía, una energía limpia e inagotable en crecimiento. La energía eólica une a sus características de renovable y no contaminante, la importancia de ser a nivel planetario de una magnitud considerable.

En los últimos años se han desarrollado una gran cantidad de estudios para la implementación de generación a partir de fuentes de energías renovables a nivel mundial, iniciando desde la identificación de las fuentes potenciales de energía hasta el desarrollo de algunas tecnologías.

Generalmente, los estudios realizados en fuentes de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables representan la evaluación y análisis de inversión de una región determinada en el país determinado, lo que nos permite particularizar para el caso de Samanco debido a las diferentes condiciones medioambientales para lo que es necesario realizar un estudio particular de inversión, riesgo y la rentabilidad lo que indica que se hace necesario realizar un análisis económico particular .

También existe una relación importante entre el acceso y uso de las formas modernas de energía y el desarrollo humano, Es decir sin acceso a la energía será imposible conseguir reducir la pobreza extrema del planeta, para conseguir esto y poder generar ingresos con la energía, se debería poder cubrir las necesidades humanas básicas, es decir, tener electricidad para iluminación , comunicación, y servicios comunitarios,

además también se debe contar con energía para aumentar la productividad y disponer de combustible tanto para el transporte como para poder comercializar productos acuíferos, agrícolas como es el caso de la habia de Samanco.

La energía eólica trata de un interesante recurso para la Humanidad. Por esta razón resulta muy atractivo el “Diseño y dimensionamiento de un aerogenerador tripala como sistema alternativo de abastecimiento de energía para la plataforma flotante (Chata) San Antonio III, Pesquera diamante S.A (Samanco)”, de modo que Diseñando y dimensionando un aerogenerador de acuerdo al recurso eólico que hay en la zona para que este no este sobre dimensionado y permita brindar la energía que esta requiera. Por este motivo se ha elegido el diseño y dimensionamiento de un aerogenerador tripala como objetivo de esta implementación. Esta implementación se realizara con los conocimientos básicos que se ha adquirido durante el transcurso de nuestra carrera universitaria y tomando experiencias exitosas.

El aerogenerador es el sistema ideado para la producción de energía a partir del uso de la energía del viento. Lo cual resulta muy importante y lucrativo para los representantes de la planta pesquera diamante S.A ya que esta implementación brindaría información veraz sobre la factibilidad de una implementación de una central eólica y reemplazar en forma parcial el consumo de combustible fósil.

1.1.3. Lugar donde se realizara el proyecto

Pesquera Diamante S.A., se encuentra ubicado en la bahía de Samanco a 21 Km de la ciudad de Chimbote, perteneciente al distrito de Samanco, Provincia del santa, Departamento de Ancash.

Su ubicación geográfica corresponde a la Latitud Sur $9^{\circ} 15' 19.45''$ S y Longitud Oeste $78^{\circ} 29' 52.00''$ W, el área que comprende el establecimiento pesquero industrial $64\ 456.21\ m^2$.

Límites:

- Norte : Con el distrito de nuevo Chimbote y Nepeña.
- Sur : Con el distrito de Casma.
- Este : Con el distrito de Casma y Nepeña.
- Oeste : Océano pacifico.

Nombre del Proponente:

- Proponente : Pesquera Diamante S.A.
- RUC : 20149473148
- Domicilio Legal : Calle Amador Merino Reyna N°307 San Isidro Lima
- Representante Legal : Hugo Cesar Rossi Salinas
- DNI : 17931876

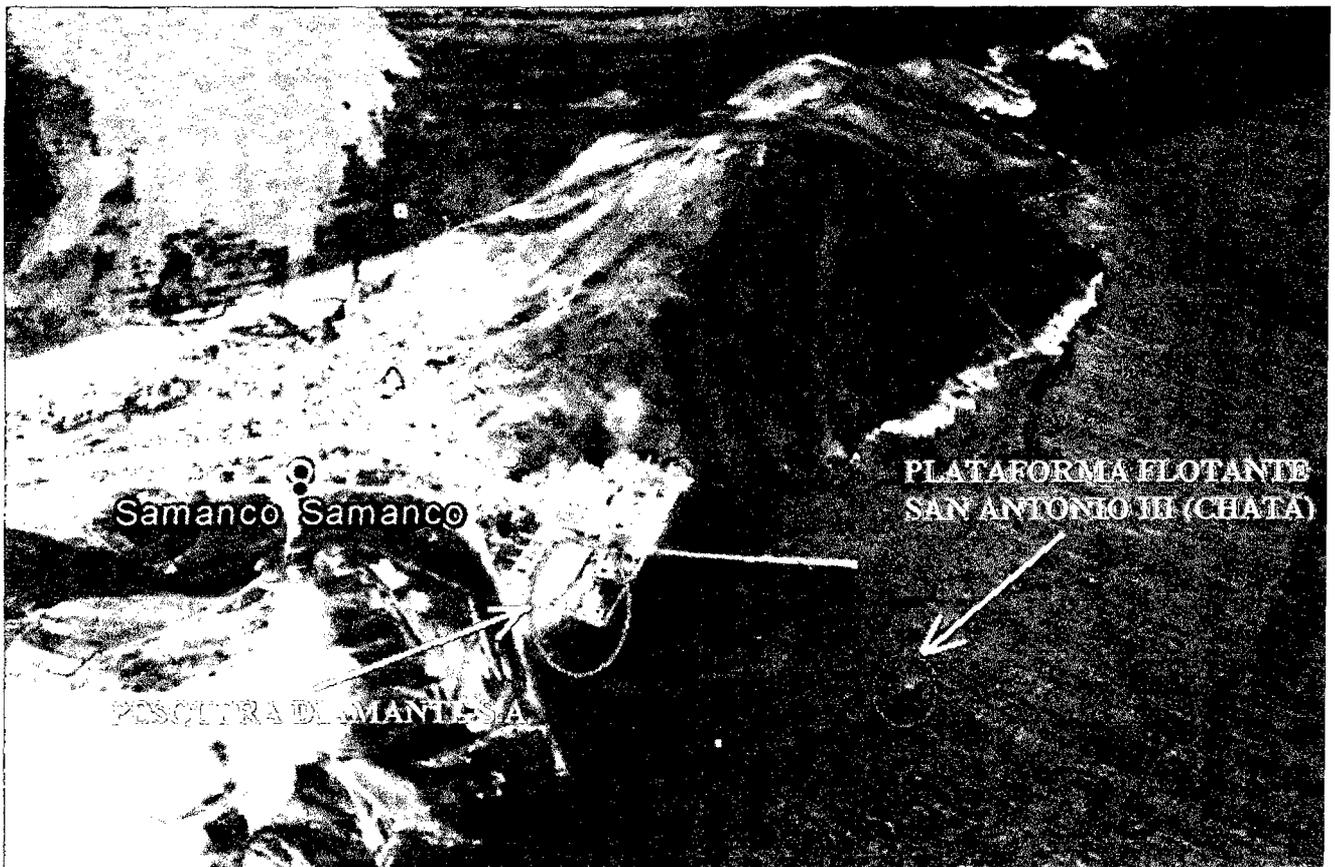


Fig. N° 1.7, Ubicación geográfica del lugar de estudio.

Fuente: Atlas eólico del Perú

1.1.4. Denominación del proyecto

“Diseño y dimensionamiento de un aerogenerador tripala como sistema alternativo de abastecimiento de energía para la plataforma flotante (Chata) San Antonio III, Pesquera diamante S.A (Samanco)”

1.1.5. Enunciado del problema

¿Cuáles serán los parámetros de diseño y dimensionado del aerogenerador tripala para el abastecimiento de energía eléctrica mediante un sistema alternativo de generación de energía en la plataforma flotante (Chata) San Antonio III, Pesquera diamante S.A del distrito de Samanco?

1.1.6. Hipótesis

Los parámetros de diseño y dimensionado del aerogenerador tripala para el abastecimiento de energía eléctrica para iluminar a los 6 ambientes de la plataforma flotante (Chata) San Antonio III son: $TSR = 10.08$, Diámetro del área de barrido = 3 m, Velocidad ponderada = 6.01 m/s, $C_p = 0.42$, $P_{eléctrica} = 507.6 \text{ W}$, $\rho_{aire} = 1.255 \text{ Kg/m}^3$, $V_{punta\ pala} = 61.26 \text{ m/s}$, $\alpha = 5.07$.

1.1.7. Justificación

El presente trabajo de investigación pretende dar a conocer las ventajas energéticas, económicas y ambientales en el aprovechamiento de un aerogenerador tripala, en la sustitución parcial de un grupo electrógeno cuya fuente de energía es Diésel 2, causante del deterioro de la calidad del aire en la bahía de Samanco por emisiones de CO_2 , CO , NO_x . Que se utilizaba para el alumbrado de 6 ambientes en la plataforma flotante, con esta implementación ayudamos a conservar los recursos energéticos, ahorro económico y dar cumplimiento a la normativa ambiental vigente.

1.1.8. Importancia

Esta investigación es importante para los investigadores al margen de completar y desarrollar los conocimientos adquiridos, se apoya a promover e incentivar el desarrollo de la infraestructura afiliado a la generación de energía eléctrica renovable, incorporando progresivamente una propuesta alternativa para dar solución a los problemas ambientales y socioeconómicos.

Constituye una fuente de energía sumamente atractiva y ventajosa para la economía de pesquera diamante S.A, no contamina, es inagotable y retrasa el consumo de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático, es una tecnología que está en pleno desarrollo e implementación en nuestra matriz energética, también ayuda con la imagen de la empresa por estar aprovechando fuentes de energías renovables.

Esta implementación brindaría información veraz sobre la factibilidad de la implementación de una central eólica en un horizonte y reemplazar en forma parcial el consumo de combustible fósil en la Empresa Pesquera.

1.2. Objetivos del Proyecto

1.2.1. Objetivo general

- Diseñar y dimensionar un aerogenerador tripala para su utilización en la plataforma flotante de Pesquera diamante S.A San Antonio III, Samanco para el abastecimiento de energía eléctrica

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar un estudio de la demanda de energía en la plataforma flotante (Chata) San Antonio III.
- Evaluar el potencial eólico para la implementación de un aerogenerador tripala en la bahía de Samanco.
- Dimensionamiento de un aerogenerador tripala.
- Realizar un análisis económico.
- Proponer la utilización de tecnología eólica para el abastecimiento de energía eléctrica.

CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

2.0 LA ENERGÍA EÓLICA

2.1 DEFINICION

La energía eólica tiene una procedencia directa de la energía solar. Está producida por el calentamiento diferencial del Sol en los mares, valles y montañas, lo que provoca diferentes niveles de calentamiento y presión en la atmósfera. El desplazamiento del aire tiende a eliminar estos desequilibrios de presión, produciendo así el viento.

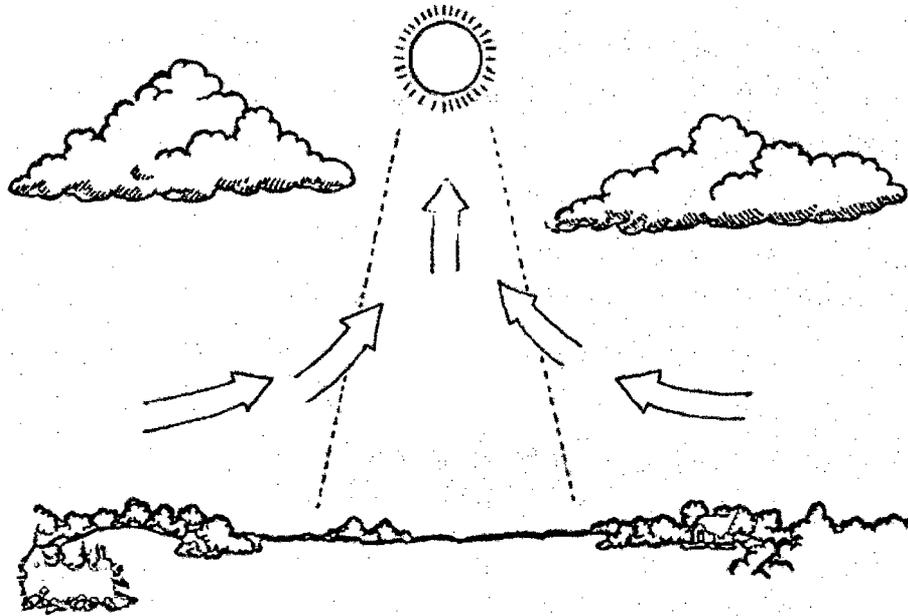


Fig. 03: Mecanismo de calentamiento de masas de aire
Fuente: Master en energías renovables D. García G.

El aire al desplazarse desde las altas hacia las bajas presiones, da lugar al viento. La energía del viento que es posible captar con una máquina eólica, es directamente proporcional a la densidad del aire, a la superficie de barrido y al cubo de la velocidad del viento. Existen perturbaciones como resultado de otras fuerzas y además, a escala local, la orografía ejerce un efecto muy importante sobre las características del suelo. De esta forma, se podrá captar más energía en aquellas zonas en las que exista menor vegetación, y su superficie sea más llana.

2.2 Circulación general del viento

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre, siendo la fuente de energía eólica, o mejor dicho, la energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento. La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol que en lugares favorables puede llegar a ser del orden de 2000 kW/m² anuales; el 2% de ella se transforma en energía eólica capaz de proporcionar una potencia del orden de 10¹⁷ kW (P. Fernández D)

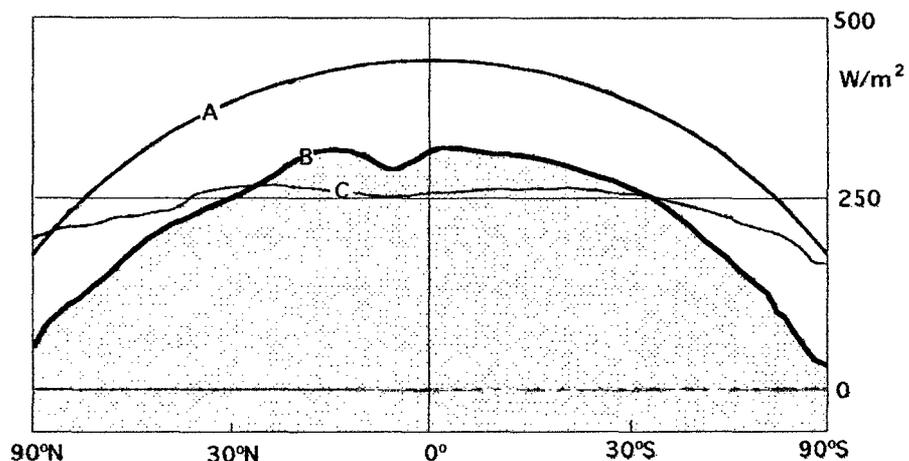


Fig. 04 Irradiación solar A) Irradiación solar sobre una superficie horizontal, B) Irradiación solar absorbida por la Tierra, C) Irradiación radiada al espacio exterior
Fuente: Universidad de Cantabria

La Tierra funciona como una gran máquina térmica que transforma parte del calor solar en la energía cinética del viento, Fig. 04. La energía eólica tiene como ventajas la de ser inagotable, gratuita y no lesiva al medio ambiente, pero cuenta también con los grandes inconvenientes de ser dispersa y aleatoria. Bajo la acción de la presión, el aire de la atmósfera se desplaza de un lugar a otro a diferentes velocidades, dando lugar al viento. El gradiente de velocidades es mayor cuanto mayor sea la diferencia de presiones y su movimiento viene influenciado por el giro de la Tierra. (P. Fernández D)

Las causas principales del origen del viento son:

- a) La radiación solar que es más importante en el Ecuador que en los Polos
- b) La rotación de la Tierra que provoca desviaciones hacia la derecha en el Hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Hemisferio Sur
- c) Las perturbaciones atmosféricas.

2.3 Los vientos

Los vientos son el desplazamiento del aire que se origina como consecuencia del calentamiento de las masas, sólidas y líquidas, que existen sobre la tierra, debido a la acción del sol sobre ellas. Este calentamiento no uniforme produce a diferentes latitudes, diferencia de presión y temperatura, que motivan el desplazamiento de los flujos de aire que denominan viento (MEM, 2004).

Los vientos son también afectados por la gravedad, por fuerzas deflectivas debido a la rotación de la tierra y por fuerzas centrífugas, debido a la curvatura de la trayectoria del viento. Estas fuerzas son contrarrestadas por otras provenientes de la fricción con el medio, la viscosidad propia del aire y por las barreras naturales de la geografía (MEM, 2004).

2.4 Tipos de vientos

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos y tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto de este tipo.

El movimiento o sentido de giro del viento: Cuando el gradiente de presión y el gradiente de temperatura tienen distinta dirección, se produce una circulación de aire de sentido el camino más corto desde el gradiente de presión al de temperatura. (Bjerknes)

En general, los desplazamientos verticales del aire son pequeños en relación a los desplazamientos horizontales, por lo que se puede considerar que la dirección del desplazamiento del viento es sensiblemente horizontal y se determina y refiere mediante el ángulo que conforma respecto a una dirección fija, que es la del Norte geográfico.

Tanto los vientos generales, como los sinópticos, están ligados a la circulación atmosférica y mantienen las mismas características sobre grandes extensiones de terreno.

Sus características vienen determinadas en función de situaciones meteorológicas dadas y muy precisas, como son la configuración isobárica y posición de los frentes, teniendo en cuenta también para cualquier lugar, tanto las condiciones geográficas regionales, como las locales (relieves, cotas, etc.), Fig. 05.

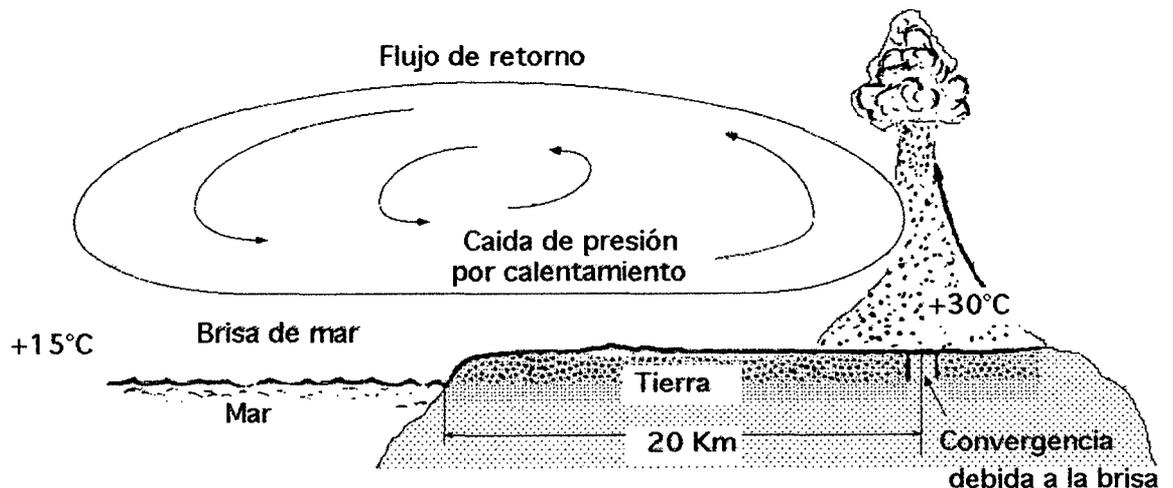


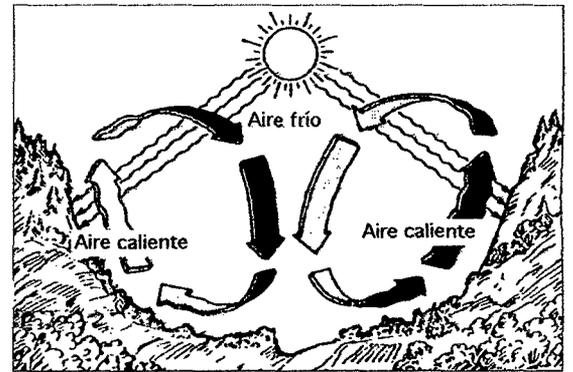
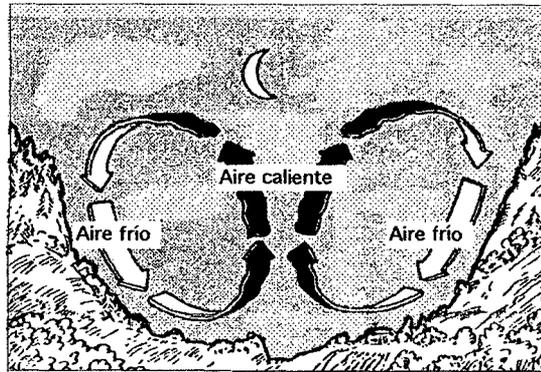
Fig. 05. Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa (brisas)
Fuente: Universidad de Cantabria

La dirección del viento a nivel del suelo, medida generalmente a algunos metros sobre el mismo, está fuertemente influenciada por la situación topográfica del lugar considerado.

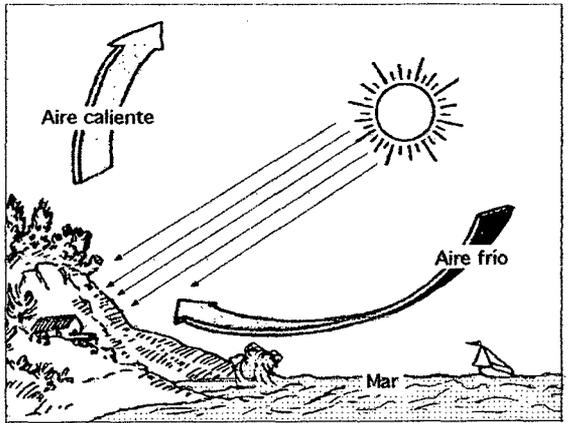
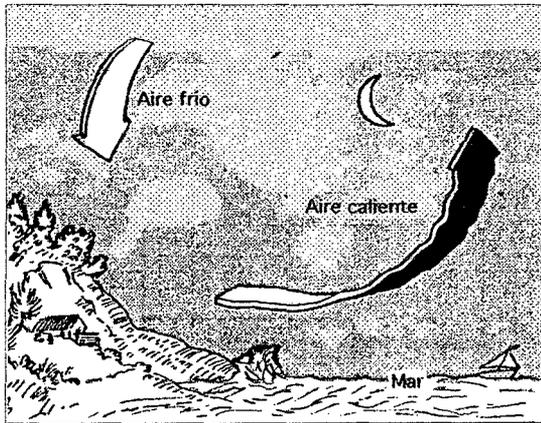
La frecuencia de las direcciones no es siempre una característica general en consonancia con la situación isobárica media como puede ser la posición respectiva media de los anticiclones y de las

depresiones en el transcurso de los años; los vientos particulares y locales son la prueba.

Brisas.- Una aplicación del axioma anterior es la justificación del movimiento del aire *tierra-mar* en las costas, o *tierra-agua* en los lagos durante el día y la noche, Fig. 05; en las faldas de las montañas el aire se calienta durante el día y se va hacia las alturas, mientras que en la noche el aire frío, más pesado, baja hacia los valles, Fig. 06.



Vientos de valles y montañas



Brisas de mar

Fig. 06. Vientos particulares y locales

Fuente: Universidad de Cantabria

Los movimientos característicos del aire (*tierra-mar*) en las costas o (*tierra-agua*) en los lagos durante el día y la noche dan lugar a las brisas. El viento diurno o brisa marina, es debido a un descenso hacia la tierra del gradiente de presión barométrica, como consecuencia del calentamiento diurno de la capa inferior del aire que está en contacto con la tierra; como la superficie del mar adyacente no se calienta con tanta intensidad, permanece relativamente más fría.

Vientos Catabaticos Y Anabaticos.- El viento catabático, Fig. 07. Es el producido por el descenso de aire fresco desde regiones elevadas a regiones más bajas, en forma de brisas, a través de laderas y valles.

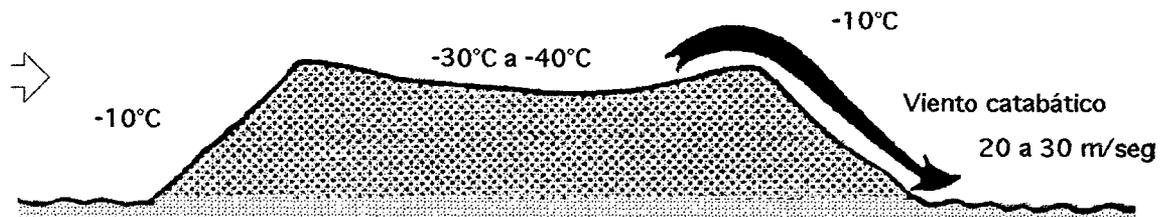


Fig. 07. Viento catabático

Fuente: Universidad de Cantabria

Este tipo de viento presenta poca relación con las isobaras, puesto que viene regido principalmente por la dirección de los valles a través de los cuales desciende.

El viento anabático es el que presenta una componente vertical ascendente, siendo el término opuesto a catabático.

Fohn.- El *föhn* es un viento fuerte, seco y cálido, que se produce en ocasiones en la ladera de sotavento (contraria a la que sopla el viento) de los sistemas montañosos, Fig. 08; un *föhn* fuerte se presenta precedido por un sistema de bajas presiones que avanza ocasionando fuertes vientos en la troposfera media y alta.

Cuando este sistema se acerca a una montaña, el aire sube por la ladera de barlovento, enfriándose por debajo de la temperatura de condensación, formando nubes que se mantienen adosadas a las cimas de las montañas, que provocan precipitaciones, por lo que el contenido de humedad del aire baja y así el aire que desciende por sotavento es seco, calentándose en el descenso a razón de 10°C por km.

También influye grandemente en la velocidad del viento la forma del relieve de la superficie de la tierra por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que se van juntando las

líneas de corriente del fluido y hacen que su velocidad aumente.

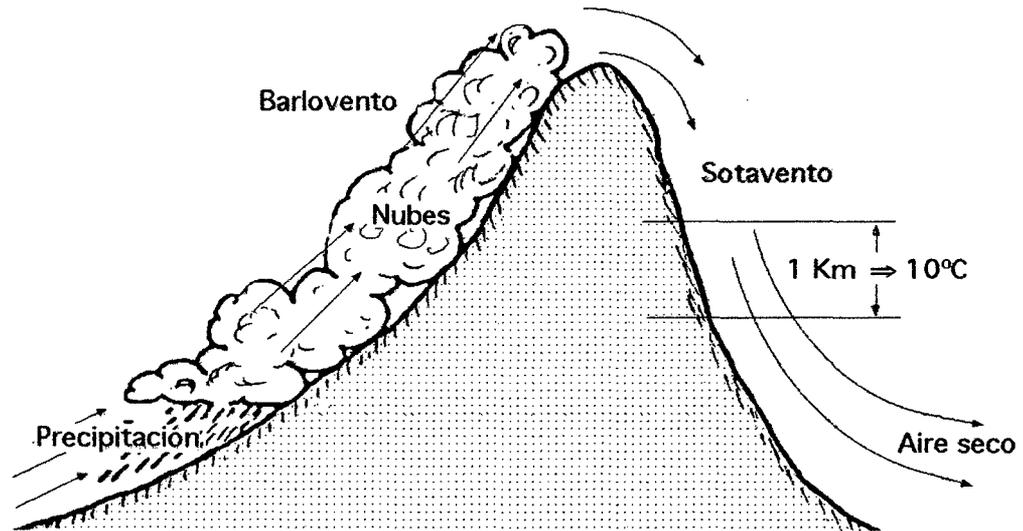


Fig. 08.- Efecto föhn

Fuente: Universidad de Cantabria

2.5 Velocidades del viento

El viento viene definido por dos parámetros esenciales que son, su dirección y su velocidad. La dirección del viento y su valoración a lo largo del tiempo conducen a la ejecución de la llamada rosa de los vientos, Fig. 09.

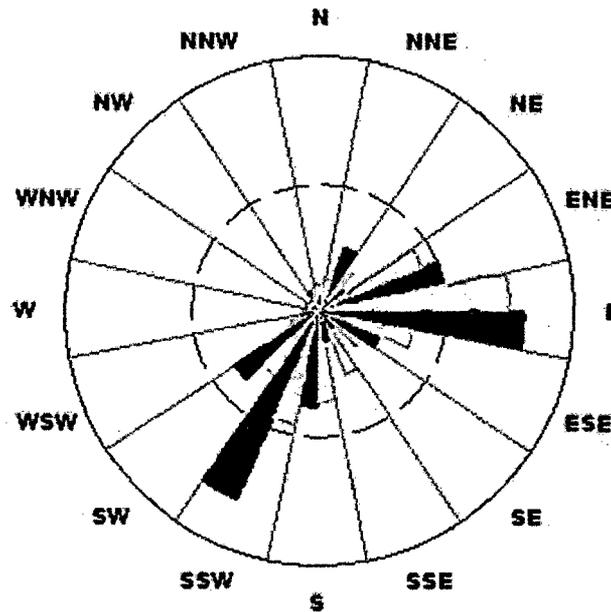


Fig. 09: Rosa de los vientos

Fuente: WWEA, 2013

La velocidad media del viento varía entre 3 y 7 m/seg, según diversas situaciones meteorológicas; es elevada en las costas, más de 6 m/seg, así como en algunos valles más o menos estrechos.

En otras regiones es, en general, de 3 a 4 m/seg, siendo bastante más elevada en las montañas, dependiendo de la altitud y de la topografía.

La velocidad media del viento es más débil durante la noche, variando muy poco, aumenta a partir de la salida del Sol y alcanza un máximo entre las 12 y 16 horas solares.

Para realizar la medida de las velocidades del viento se utilizan los anemómetros; existen muy diversos tipos de estos aparatos, que en un principio se pueden clasificar en anemómetros de rotación y anemómetros de presión.

El anemómetro de rotación más característico es el de Papillon, que es un molino de eje vertical con cazoletas en forma de semiesfera o el de aletas oblicuas de Jules Richard.

El anemómetro de presión se basa en el método del tubo de Pitot.

La dirección del viento se comprueba mediante una veleta, mientras que la velocidad se mide con un anemómetro.

Según sea la velocidad se pueden considerar tres tipos de definiciones:

- Viento instantáneo; se mide la velocidad del viento en un instante determinado.
- Viento medio aeronáutico; se mide la velocidad media durante 2 minutos
- Viento medio meteorológico; se mide la velocidad media durante 10 minutos

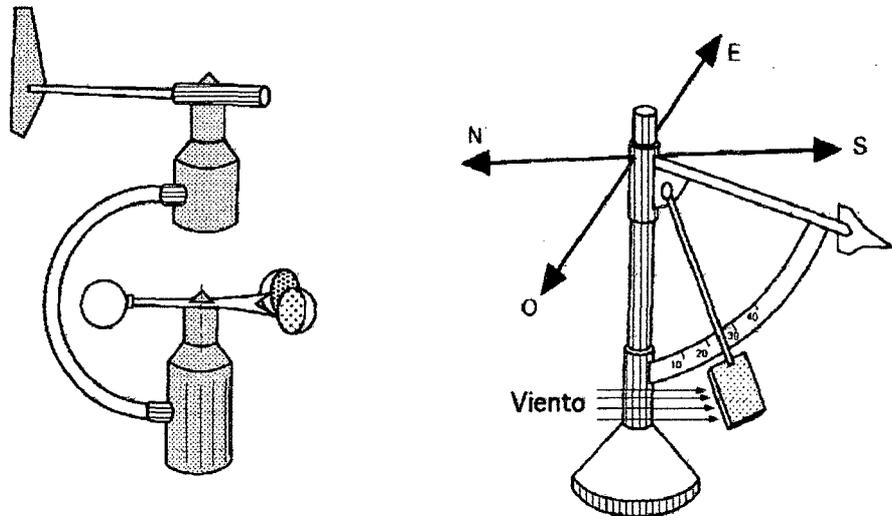


Fig.10 Tipos de anemómetros

Fuente: Wind Power, 2013

Hay que distinguir también entre **golpe de viento** y **ráfagas**.

Una **ráfaga** es un aumento brutal y de corta duración de la velocidad del viento, propio de tormentas y borrascas.

El **golpe de viento** concierne a la velocidad media del viento, cuando sobrepasa los 34 nudos, 62 km/hora, y es una señal de advertencia, sobre todo para la navegación marítima. Un golpe de viento se corresponde con una velocidad media del viento comprendida entre 75 y 88 km/hora.

Las fuentes eólicas más interesantes se encuentran en las costas marinas y en determinados pasos entre montañas; existen zonas en las que se puede disponer de más de 3.000 kWh/m² año, y en otras puede que no se llegue a los 200 kW/m² año.

LEY EXPONENCIAL DE HELLMANN.- La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$V_h = V_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha \quad (1)$$

En la que v_h es la velocidad del viento a la altura h , v_{10} es la velocidad del viento a 10 metros de altura y a es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno, y cuyos valores vienen indicados en la Tabla N° 01. En la Fig. 11, se indican las variaciones de la velocidad del viento con la altura según la ley exponencial de Hellmann.

Tabla N° 01: Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 , 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 , 0,16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 , 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 , 0,4$

Fuente: Wind Power, 2014

Debido a que las máquinas eólicas arrancan para una determinada velocidad del viento, al tiempo que proporcionan la máxima potencia para unas velocidades iguales o superiores a una dada v_{nom} , es natural que los datos a utilizar sean las curvas de duración de velocidad que se pueden convertir en curvas energéticas utilizando en el eje de ordenadas cantidades, $N = k \cdot v^3$, que proporcionan la potencia disponible en el viento para cada velocidad y de la que sólo es posible extraer una fracción.

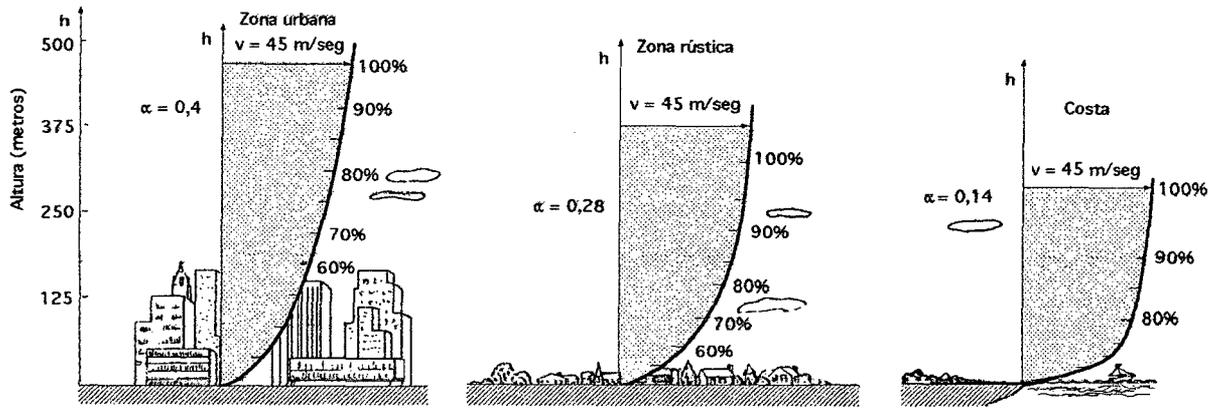


Fig. 11.- Variación de la velocidad del viento (capa límite) con la altura sobre el terreno, según la ley exponencial de Hellmann

Fuente: Universidad de Cantabria

La curva de duración de la velocidad tiende a aplanarse cuando aumenta el tiempo durante el cual el viento persiste a una cierta velocidad.

Y la intensidad energética del viento, definida como la relación entre la potencia y la superficie frontal (área barrida), es proporcional al cubo de la velocidad, en la forma:

$$\frac{N_{viento}}{A} = I_h = I_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^{3\alpha} = I_{10} \left(\frac{V_h}{V_{10}} \right)^3 \quad (2)$$

2.6 Energía útil del viento

El funcionamiento básico de un aerogenerador se podría resumir como sigue: Un aerogenerador capta la energía cinética del viento por medio del rotor y aspas, para posteriormente transformar esta energía cinética en energía eléctrica. Luego, si se desea conocer la potencia que puede tener un aerogenerador, es necesario especificar la energía cinética proporcionada por el viento que se dispone.

La energía cinética de una masa aire determinada está dada por la relación (3)

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3)$$

Dónde:

E_c : Energía cinética

m: Masa del aire considerado

v: Velocidad del aire

O bien la expresión (4)

$$E_c = \frac{1}{2}V\rho v^2 \quad (4)$$

Dónde:

V: Volumen del aire desplazado

ρ : Densidad del aire

Por otro lado, el volumen de aire que llega al área de barrido del rotor en un determinado tiempo está dado por la relación (5)

$$V = Avt \quad (5)$$

Dónde:

A: Área de barrido del rotor

t: Intervalo de tiempo considerado

En la fig. 12 se ilustra la relación expuesta

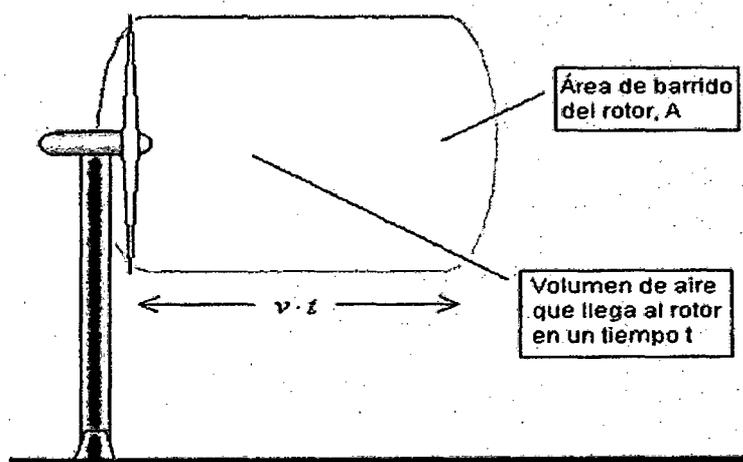


Fig. 12: Interacción del rotor con el flujo de aire

Fuente: P BAILLARIE R, Universidad de CHILE

Sustituyendo (5) en la expresión (4), se llega a:

$$E_C = \frac{1}{2} A t \rho v^3 \quad (6)$$

Considerando que la potencia es la derivada de la energía con respecto al tiempo, es posible deducir finalmente la relación entre la potencia contenida en una masa de aire y la velocidad a la cual esta se mueve, relación expresada en (7).

$$P_V = \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (7)$$

Si bien P_V no corresponde a la potencia total que se podrá extraer por medio de la turbina, resulta ser proporcional a ésta.

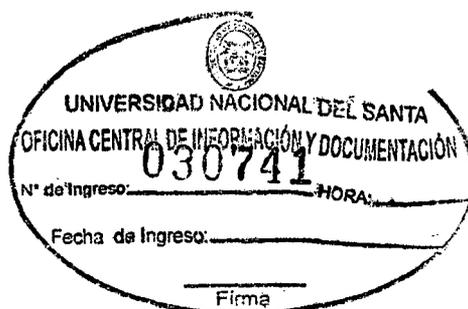
De esta forma se explica por qué la potencia mecánica de una turbina eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento, hecho en el cual radica la importancia de conocer el comportamiento del viento en cualquier zona donde se evalúe instalar un aerogenerador.

Cabe indicar que el análisis anterior corresponde a turbinas eólicas del tipo hélice de eje horizontal, que es el usado en la mayoría de los casos.

Finalmente, la potencia que será transmitida al aspa, corresponde a un porcentaje de la potencia del viento, y dependerá de diversos factores constructivos de la misma, los que influyen en el denominado coeficiente de potencia, definido como C_p , correspondiente al cociente entre la potencia extraída por la turbina y la potencia del viento. Los valores acostumbrados para este coeficiente en este tipo de máquinas son del orden de 40%. Donde se trata la ley de Betz, que demuestra que C_p tiene un límite teórico de 59% ($=16/27$).

De esta forma, la potencia extraída por la turbina corresponde a:

$$P_t = C_p P_V = C_p \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (8)$$



2.7 Descripción general de un aerogenerador y sus componentes

Los aerogeneradores, con hélice de eje horizontal, por lo general, responden a un diseño relativamente estandarizado, conformado por las siguientes partes fundamentales:

1. Sistema de soporte
2. Sistema de transmisión o eje de potencia
3. Sistema rotor o turbina eólica
4. Sistema de control

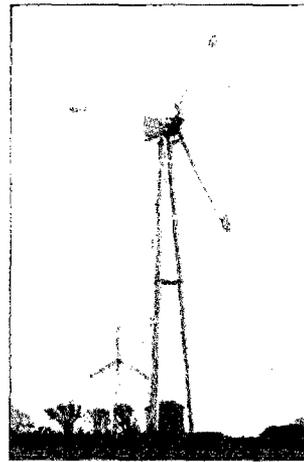
2.7.1 Sistema de soporte

Consiste en la torre de soporte del aerogenerador y su correspondiente fundación de anclaje. Su función es mantener el aerogenerador a la altura correcta de funcionamiento por sobre el nivel del suelo, debiendo ser capaz de tolerar el peso de éste y las diversas exigencias que conllevan la exposición a fuertes vientos y el sostener un cuerpo de gran envergadura rotando.

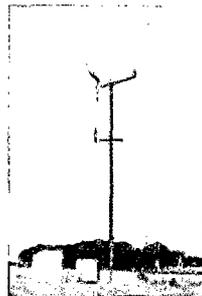
Hay cuatro tipos de torres: tubulares, de celosía (o enrejado), de mástil tensado e híbridas, tal como se aprecia en la fig. 13



Torre de celosía



Torre híbrida



Torre de mástil tensado



Torre tubular

Fig. 13: Tipos de torre

Fuente: P BAILLARIE R, Universidad de CHILE

Las torres de tipo celosía facilitan la circulación de aire a través de la misma, disminuyendo las solicitaciones mecánicas sobre el rotor de la máquina. Estas pueden estar hechas de hierro o madera. Otra ventaja de las torres de celosía es su costo, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez.

Los diseños tubulares son construidos en metal o concreto, y requieren escaso mantenimiento, menor que el caso de la torre de celosía. La mayoría de los grandes aerogeneradores se entregan con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidos con pernos en el lugar de instalación. Las torres son tronco-cónicas (es decir, con un

diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.

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 costo. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre, lo que las hace menos apropiadas para zonas agrícolas.

Algunas torres están con diferentes combinaciones de las ya mencionadas, como se aprecia en la fig. 13. donde se aprecia lo que podría decirse que es un híbrido entre una torre de celosía y una torre tensada.

Las fundaciones se realizan de concreto reforzado, y deben ser acordes con la altura de la torre y la envergadura de la máquina rotatoria que ésta debe soportar.

En la zona superior de la torre debe existir un cabezal y una plataforma, que permitan anclar el aerogenerador a la torre y a la vez lo deje libre de rotar para orientarse según la dirección del viento.

2.7.2 Sistema de transmisión

Compuesto por el eje de rotación, la caja amplificadora de revoluciones y el generador eléctrico. Su función principal consiste en transmitir la energía cinética de la rotación de las aspas al generador eléctrico, equipo que se encarga de transformar esta energía cinética en energía eléctrica.

El generador eléctrico puede ser de diversos tipos, ya sea de corriente alterna o continua. Sin embargo los más usados en la industria hoy en día son los generadores eléctricos de corriente alterna, de preferencia generadores sincrónicos, principalmente para máquinas de baja potencia (menores a 100 kW) y generadores de inducción, principalmente en máquinas de alta potencia (mayores a 100 kW).

La caja amplificadora de revoluciones es un componente opcional, que sólo se ocupa de modificar la velocidad de giro del eje que conecta con

el generador eléctrico. Luego, dependiendo del criterio de diseño de la máquina y la forma de operar de ésta, puede considerarse o no. (Fig. 14.).

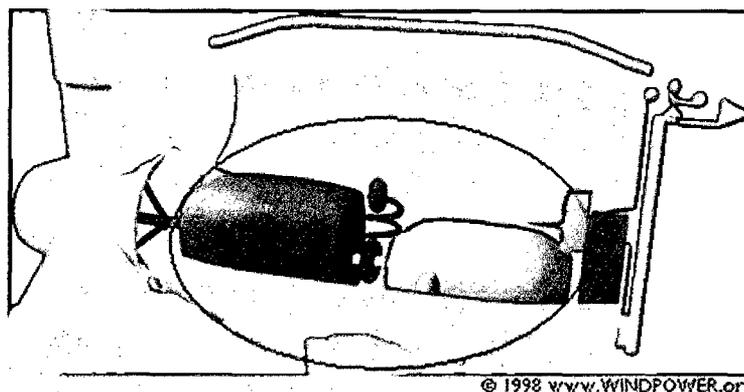


Fig. 14.: sistema de transmisión

Fuente: windpower

2.7.3 Sistema rotor o turbina eólica

Está compuesto por el conjunto de aspas y una masa central, que en conjunto conforman la hélice, encargada de extraer parte de la energía cinética del viento y transformarla en energía cinética de rotación del eje del aerogenerador.

Las aspas pueden seguir diversos perfiles aerodinámicos, diseñados para poder captar la máxima energía cinética.

A su vez la hélice puede estar compuesta ya sea por una, dos, tres o más aspas siendo el modelo de tres aspas el que predomina fuertemente en el mercado mundial de aerogeneradores. (Fig. 15.).

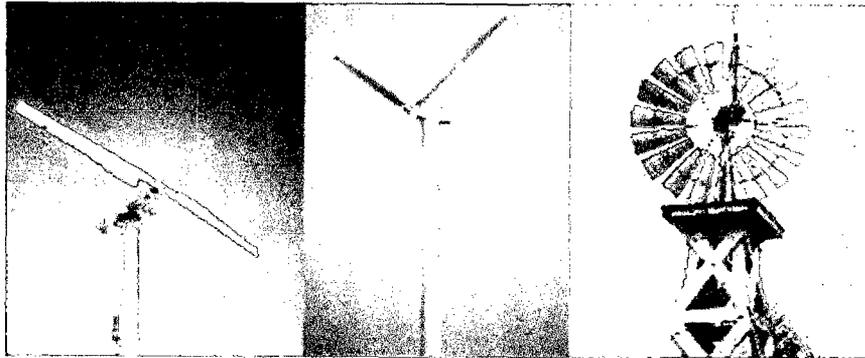


Fig. 15: Ejemplos de aspas

Fuente: WINDPOWER

2.7.4 Sistema de control

Según sea la forma de operación del aerogenerador, se eligen distintos tipos de control de éste. El principal objetivo del sistema de control apunta a mantener constante el nivel del voltaje generado por la máquina, tarea que se ve dificultada por la naturaleza errática y variable de la intensidad y dirección del viento, lo que genera fluctuaciones en los niveles de tensión que se registran en bornes de la máquina.

2.8 Generador síncrono

Una vez extraída la potencia del viento, y traspasada al eje del aerogenerador, es necesario convertir esa potencia mecánica de giro en potencia eléctrica. Con este fin se acopla un generador sincrónico a este eje en movimiento.

Un generador sincrónico monofásico consiste en una máquina rotatoria elemental formada por un campo magnético constante en el tiempo que gira y una bobina plana estática; luego, dicha rotación del campo provoca una variación temporal del flujo magnético que atraviesa la bobina plana, luego esta variación induce un voltaje alterno sinusoidal en los terminales de la bobina debido a la variación en el tiempo del flujo enlazado por ésta. La frecuencia de esta senoide de voltaje,

tendrá relación directa con la frecuencia de giro de la bobina que enlaza el flujo magnético, de ahí nace el nombre sincrónico, puesto que ambas frecuencias, tanto la mecánica de giro del campo como la eléctrica del voltaje, están sincronizadas, de acuerdo al número de polos magnéticos (encargados de generar el campo magnético que atraviesa la bobina) que posea el generador.

En los diseños prácticos, la configuración antes descrita se adopta para facilitar el acceso a las bobinas, puesto que si estas estuvieran moviéndose, el empleo de contactos rasantes para mantener la conducción de corriente eléctrica resultaría una solución más compleja. En cuanto a los polos de la máquina, se puede encontrar que para un enrollado de estator de p polos, frente al cual gira a n rpm un campo magnético también de p polos, la frecuencia del voltaje generado está dada por la relación (9).

$$f = \frac{pn_s}{120} \quad (9)$$

Dónde:

f : Frecuencia (Hz)

p : Número de polos (siempre debe ser par)

n_s : Velocidad de giro (rpm)

Esto es independiente del número de fases del generador n_ϕ . Al respecto cabe recordar que cada fase del generador corresponde a una bobina o un arreglo de bobinas de p polos, que enlaza el flujo magnético del rotor de la máquina. Las fases son idénticas en su configuración, están aisladas eléctricamente entre sí y desplazadas angularmente en el espacio a una distancia α ($^\circ$ geom) (exceptuando el caso bifásico, en que $n_\phi = 2$ y $\alpha = 90(1/(p/2))$).

$$\alpha = \frac{360}{n_\phi \frac{p}{2}} \quad (10)$$

De esta forma se obtiene una generación equilibrada que permita la

utilización de todas las fases en un mismo sistema eléctrico, de lo contrario, la generación obtenida en cada fase no podría suministrarse al mismo sistema sin que esto conlleve problemas a los equipos.

Hoy en día se utilizan principalmente sistemas de generación trifásicos, es decir, que constan de tres grupos de bobinas aislados eléctricamente, colocados en forma equi- espaciados ($\alpha = 120 (1/(p/2))$ ° elec) a lo largo del estator. Por ello se seguirá de ahora en adelante desarrollando el diseño de un equipo de generación trifásica.

Es importante notar de la expresión (9) que para mantener constante la frecuencia del voltaje generado, tal como lo requieren la gran mayoría de los equipos que se usan en la actualidad, las variables que se pueden manipular son el número de polos o la velocidad de rotación mecánica. Como el proyecto consiste en suministrar energía a una plataforma flotante aislada de la red mediante generación eólica, las formas de controlar la frecuencia serían dos:

1. Controlar la velocidad de giro del eje del generador ya que ésta depende de la velocidad instantánea del viento.
2. Rectificar el voltaje generado para luego invertirlo en forma controlada logrando la magnitud y frecuencia deseadas (ver fig. 16)

Considerando las diferentes complejidades que ofrecen ambas alternativas, se decide optar por la segunda, ya que el control de velocidad del eje del aerogenerador implica utilizar equipos de control en línea de alta sofisticación, que no se justifican para una máquina de poco tamaño como la que se plantea aquí.

Por otro lado, cabe mencionar que cada generador tendrá sus propios equipos de electrónica de potencia, de esta forma se logra independencia entre las máquinas, lo que permite una implementación gradual de la solución, en el caso que la localidad a abastecer requiera más de una máquina, permitiendo que la comunidad pase por etapas de abastecimiento híbrida eólica-diesel, lo que permitiría realizar un cambio más controlado y seguro.

El esquema de generación correspondiente a la opción elegida se muestra en la figura 16.

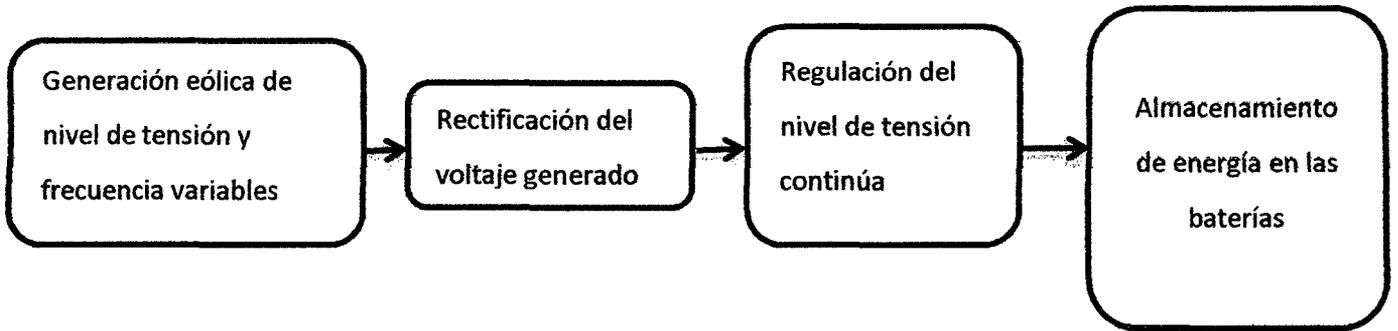


Fig. 16: Esquema de generación
FUENTE: Elaboración Propia



DEPARTAMENTO DE ENERGIA Y FISICA
F. A. P. DE INGENIERIA EN ENERGIA

“DISEÑO Y DIMENSIONADO DE UN AEROGENERADOR
TRIPALA COMO SISTEMA ALTERNATIVO DE
ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA PARA LA PLATAFORMA
FLOTANTE (CHATA) SAN ANTONIO III, PESQUERA DIAMANTE
S.A (SAMANCO)”

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Materiales y equipos

Para el diseño y dimensionado de un aerogenerador para el distrito de Samanco se emplearan materiales, instrumentos y equipos que permitan el monitoreo adecuado de las variables de estudio en particular

3.1.1 Materiales

3.1.1.1 Recopilación Bibliográfica

- Libros
- Tesis
- Informes elaborados por las entidades estatales del país
- Otros

3.1.2 Equipos

3.1.2.1 Equipos de medición

- Estación meteorológica de Huarney
- Anemómetro digital
- Multímetro
- Winchas

3.1.2.2 Equipos de protección

- Implementos de protección personal
- Actividades de trabajo seguro (AST)

3.1.2.3 Equipo de recopilación de datos

- Ordenador
- U.S.B

3.1.2.4 Software de trabajo

- Microsoft Excel
- Microsoft Word 2010
- AutoCAD 2014
- Internet

3.2 Metodología de la investigación

3.2.1 Métodos de la Investigación

Para el diseño y dimensionamiento de un aerogenerador tripala como sistema alternativo de abastecimiento de energía para la plataforma flotante (Chata) San Antonio III, Pesquera diamante Samanco, se empleara la investigación deductiva, estadística, los mismos que estarán basados en leyes físicas, mecánicas y eléctricas.

3.2.2 Procedimientos de la investigación

Pesquera Diamante S.A se encuentra ubicados en la bahía de Samanco a 21 Km de la ciudad de Chimbote, En la plataforma flotante denominada San Antonio III emplea actualmente la tecnología de Motores de combustión interna (Grupo electrógeno Diésel, Marca Lister de 20 KW) que cubre una demanda de 15 060 W-h/día para abastecer de energía eléctrica a las luminarias del mismo, para el taller de maestranza (máquina de soldar, taladro, amoladora, equipo oxi-corte). Radios de comunicación y electrodomésticos). Lo que implica emisiones toxicas al medio ambiente ya que su fuente de energía es combustible fósil.

La plataforma flotante se encuentra ubicada mar adentro a 600 m aproximadamente de la planta, donde se puede fomentar la energía eólica marina. Con una velocidad promedio del viento 6 m/s. Se realizaran toma de datos puntuales de velocidades de viento en la plataforma flotante, los cuales serán corroborados con la central meteorológica de Huarmey.

Para el proyecto de cambio tecnológico la empresa ha decidido reemplazar el abastecimiento de energía eléctrica de las luminarias, electrodomésticos y radios de comunicación de la plataforma flotante, por lo que se realizara un estudio para el diseño y dimensionamiento de un aerogenerador que sea capaz de cubrir una demanda de energía de 3560 kW-h/día

En la presente tesis nos basaremos en la evaluación del aprovechamiento de la energía eólica marina, en un aerogenerador tripala de eje horizontal, generado por el cambio tecnológico de Combustible fósil (Motor de combustión interna) a energía eólica (aerogenerador tripala).

Para la demanda de energía restante se empleara la tecnología de Motor de combustión interna repotenciado (combustible fósil) cumpliendo con los estándares de calidad de aire, Decreto Supremo N° 074-2001-PCM, Este último sistema se omitirá del análisis, ya que solo nos enfocaremos en el sistema de cambio tecnológico de Combustible fósil (Motor de combustión interna) a energía eólica (aerogenerador tripala) con el aprovechamiento de la energía cinética del viento.

3.2.3 Descripción del sistema

El sistema actual de suministro de energía eléctrica en la plataforma flotante para una capacidad de 15 060 W-h/día está compuesto por los siguientes equipos:

3.2.3.1 Grupo electrógeno

- **Generador**

Marca : Stanford
Tipo : BCL I/84 E1
Serie : CO70247/02
RPM : 1800
AMP : 64
KVA : 25

- **Motor**

Marca : LISTER PETTER
Power : 27.1
RPM : 1800
Serie : 4700093TR3A008

• **Alternador**

Marca : PRESTOLITE
 Modelo : 8SC30097
 Amperaje : 175 Amp
 Serie : 2348
 Voltaje : 24 V

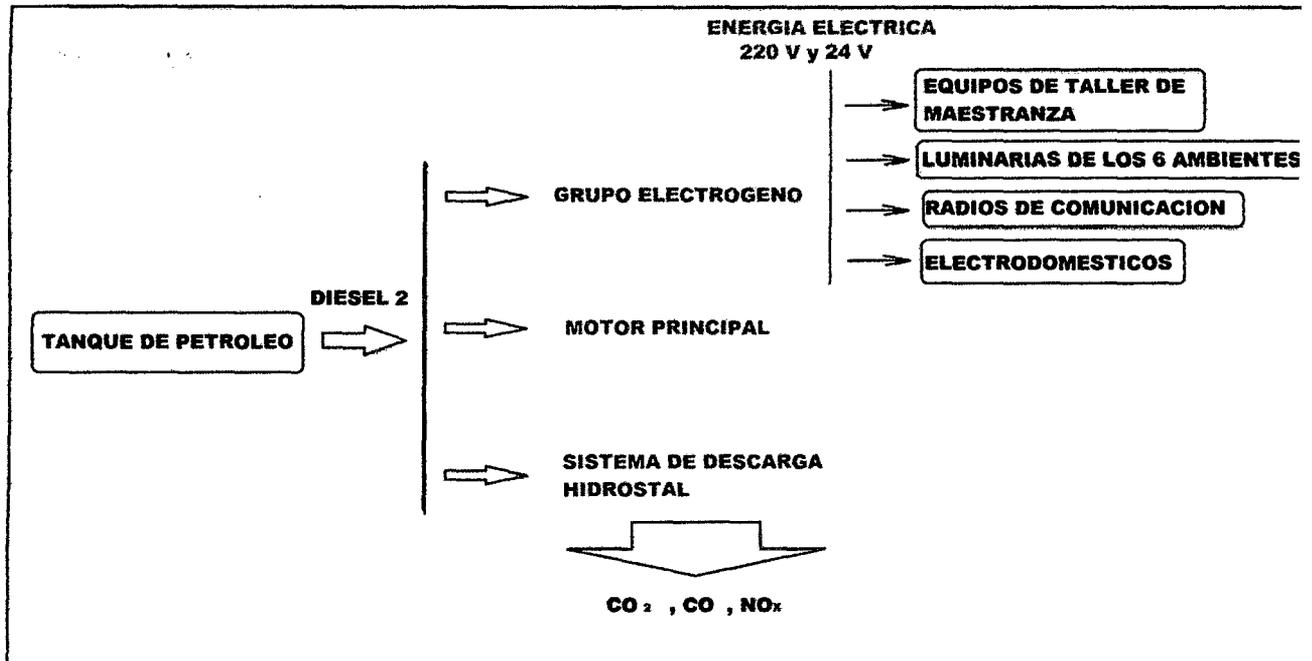


Fig. 3.1 Esquema de la situación actual del abastecimiento de energía en la plataforma flotante
 Fuente: Elaboración Propia

3.2.4 Descripción del sistema proyectado

El sistema Proyectado de suministro de energía eléctrica en la plataforma flotante para una capacidad de 15 060 W-h/día está compuesto por los siguientes equipos:

3.2.4.1 Grupo electrógeno

- **Generador**

Marca : Stanford
Tipo : BCL I/84 E1
Serie : CO70247/02
RPM : 1800
AMP : 64
KVA : 25

- **Motor**

Marca : LISTER PETTER
Power : 27.1 KVA
RPM : 1800
Serie : 4700093TR3A008

- **Alternador**

Marca : PRESTOLITE
Modelo : 8SC30097
Amperaje : 175 Amp
Serie : 2348
Voltaje : 24 V

3.2.4.2 Aerogenerador de eje horizontal de 500 W

- **General**

Eje	:	Horizontal
Área de barrido	:	7.1 m ²
Materiales	:	Fibra de vidrio y acero al carbón
C _p	:	0.42
α	:	5.07

- **Rendimiento**

Potencia Nominal	:	500 W
Velocidad de parada	:	23.51 m/s
RPM Nominal	:	367.8 rpm
Velocidad Nominal	:	6.1 m/s
Energía mensual media:		861 kW-h/día

- **Generador Eléctrico**

Modelo	:	145 STK 4M
Tipo de generador	:	Trifásico, imanes permanentes
Uso de baterías	:	24 Vdc
Potencia nominal	:	600 W

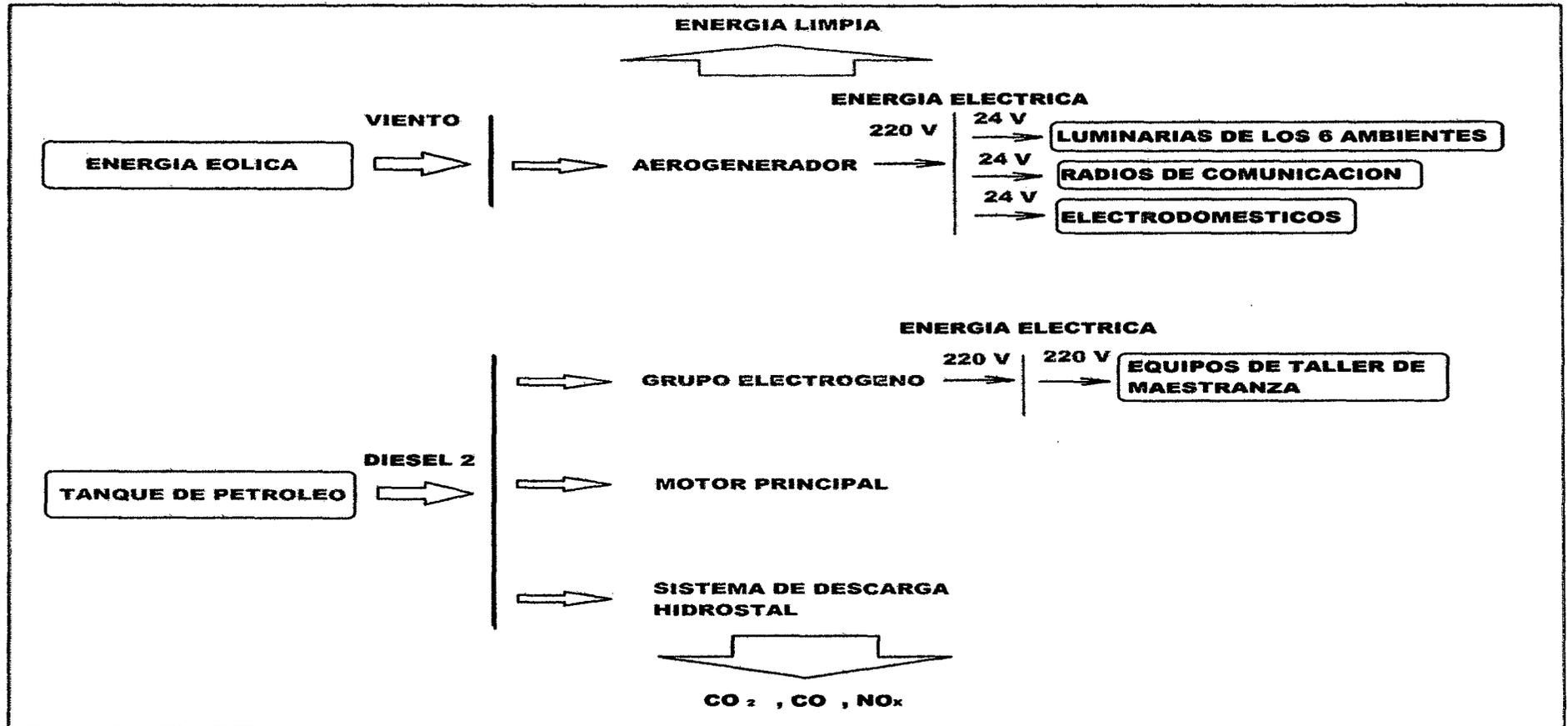


Fig. 3.2 Esquema de la situación Proyectada del abastecimiento de energía en la plataforma flotante

Fuente: Elaboración Propia

DIAGRAMA DE CONEXION DE CONTROLADOR EOLICO

GENERADOR EOLICO

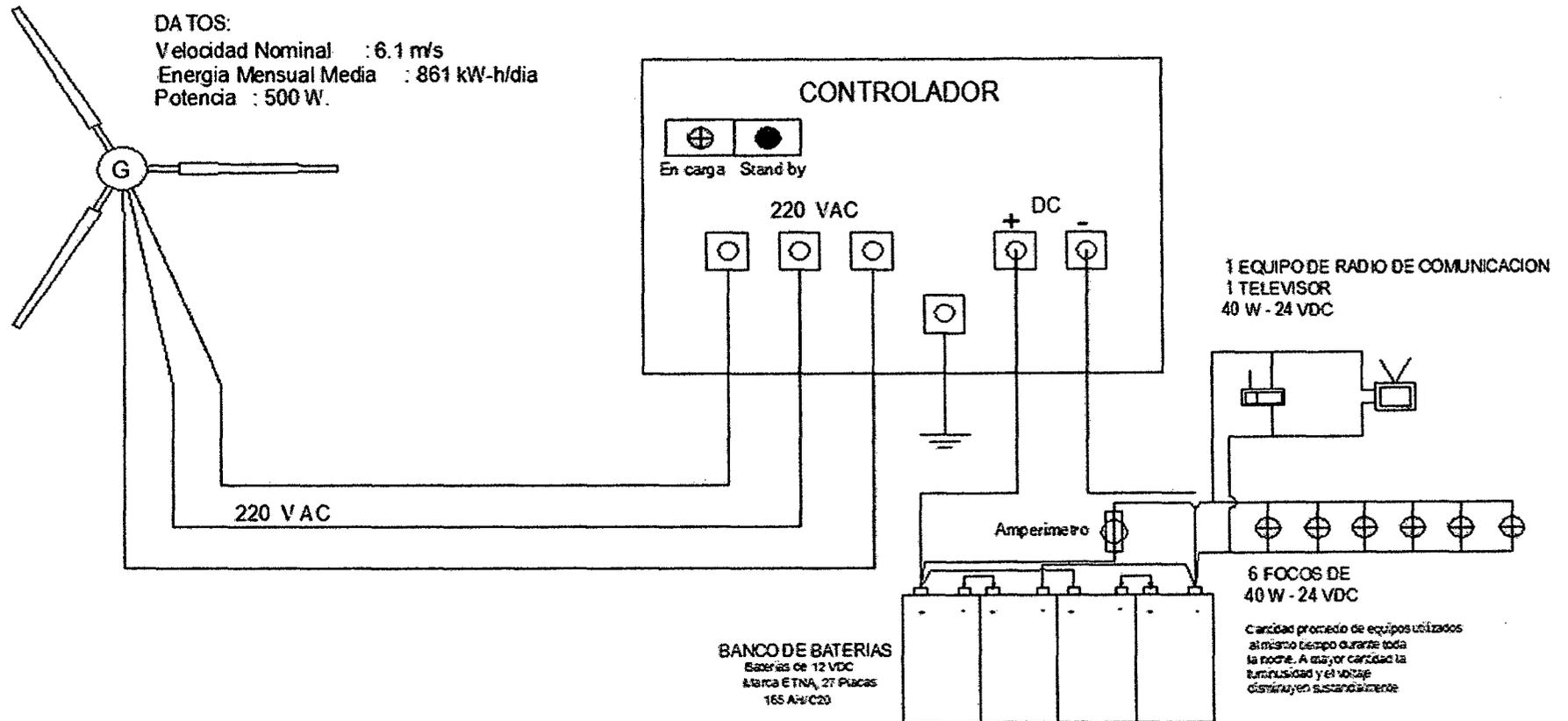


Fig. 3.3 Diagrama de conexión de controlador eólico

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO IV
CÁLCULOS Y RESULTADOS

4.0 INGENIERIA DEL PROYECTO

En este capítulo se estudian las alternativas de diseño para cada componente: el dispositivo de orientación, la transmisión de potencia, la góndola, la unión torre. Góndola, el generador, el sistema de frenado, las palas y el tipo de torre.

4.1 CALCULO DE LA DEMANDA

A continuación se define la potencia que se instalara en el aerogenerador previamente realizando un estudio de las necesidades energéticas de la plataforma flotante para determinar la potencia mínima necesaria y un estudio eólico para definir el emplazamiento y la velocidad del viento.

Antes de realizar dichos estudios hay que comentar que el aerogenerador objeto de diseño será una máquina de eje horizontal con rotor a barlovento ya que posee una mayor eficiencia que las máquinas de eje vertical.

4.1.1 Estudio Previo A La Selección De La Potencia

Para poder definir las prestaciones del aerogenerador es necesario estudiar la potencia eléctrica necesaria de la plataforma flotante a la que vaya abastecer de electricidad y la potencia eólica de la zona donde se ubique este.

4.1.2 Estudio Energético de la Plataforma Flotante

El estudio de la potencia consiste en sumar las potencias que consumen todos los aparatos eléctricos de la Plataforma flotante, pero debido a que no estarán conectados todos los aparatos a la vez, hay que ponderar este valor por un coeficiente de simultaneidad F_s .

Donde se muestra en la tabla N°4.1 la lista de todos los aparatos eléctricos y de la iluminación detallando la potencia que consumen y las horas que se estimen estén conectados.

Conociendo la potencia que consumen y el tiempo medio que son conectados por día se calculan en la misma tabla la energía media consumida por cada uno de ellos.

Tabla N° 4.1 Potencia Instalada de la chata San Antonio III Pesquera Diamante S.A Samanco

EQUIPO ELECTRÓNICO	Nº DE EQUIPOS	POTENCIA C/U (W)	POTENCIA TOTAL (W)	HORAS CONSUMO (h/día)	TOTAL (W-h/día)
Televisión	1	50	50	4	200
Equipos de radio comunicación	1	100	100	10	1000
Radio	1	100	100	5	500
DVD	1	50	50	2	100
ILUMINACION	Nº DE LUMINARIAS	POTENCIA C/U (W)	POTENCIA TOTAL (W)	HORAS CONSUMO (h/día)	TOTAL (W-h/día)
Cocina y Comedor	1	40	40	5	200
Pañol 1	1	40	40	2	80
Pañol 2	1	40	40	2	80
Sala de Maquinas	1	40	40	5	200
Camarotes	1	40	40	2	80
Baño	1	40	40	2	80
Sala de control de Radio	1	40	40	6	240
Ambientes exteriores	2	40	80	10	800
TOTAL			660		3560

Fuente: Elaboración Propia

Como se ha mencionado anteriormente la potencia que consumen todos los aparatos no corresponden con la potencia mínima que ha de ser capaz de suministrar el aerogenerador. Según la Ec. 4.1 la potencia mínima es la potencia eléctrica total ponderada por un coeficiente de simultaneidad F . se estima un 50% de la potencia instalada.

$$P_{\text{mínima}} = F * P_{\text{instalada}} = 0.5 * 660 = 330 \text{ W}$$

Ec. 4.1

4.1.3 Estudio Eólico

Una vez realizado el estudio de potencia eléctrica es necesario conocer qué cantidad de potencia será capaz de suministrar el emplazamiento elegido para instalar el aerogenerador.

La potencia eólica de una zona se determina mediante la Ec. 4.2 y ésta depende de la densidad del aire, de la velocidad del viento y del área barrida por las palas.

$$P_{eolica} = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \tag{Ec. 4.2}$$

La zona donde se instalará el aerogenerador se trata de una plataforma flotante situado en la bahía de Samanco. Esto nos servirá para hacer una estimación de la media de la velocidad del viento. En la Tabla 4.2 se detallan los datos referentes a las velocidades medias mensuales y la media anual recogidos en el año 2013 - 2014 de la Estación: HUARMEY, Tipo convencional – Meteorológica (datos medidos a 20 metros de altura sobre el nivel del mar).

Tabla N° 4.2 Velocidades Promedios Mensuales en Samanco

Año	MES	V PROMEDIO
2013	Septiembre	5.1
	Octubre	6.4
	Noviembre	7.4
	Diciembre	6.2
2014	Enero	6.5
	Febrero	5.6
	Marzo	5.8
	Abril	5.7
	Mayo	6.3
	Junio	5.3
	Julio	5.5
	Agosto	7.1
Septiembre	6.1	
Promedio Anual		6.1

Fuente: Elaboración Propia

Pero debido a que la variación de velocidad depende del terreno y de la altura a la que se tome, hay que corregir la velocidad media calculada según la Ec. 4.3.

$$v_{h2} = v_{h1} \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^b \tag{Ec. 4.3}$$

Donde v_{h2} , v_{h1} representan las velocidades del viento a las alturas h_1 y h_2 y b es un coeficiente que depende del nivel de rugosidad del terreno. En la Tabla 4.3 se detallan diferentes valores del coeficiente b en función de distintos tipos de terreno.

Tabla N° 4.3 Niveles de rugosidad del terreno

NIVEL DE RUGOSIDAD DEL TERRENO	b
No rugoso (Arena, nieve, mar)	0.10 - 0.13
Poco Rugoso (Hierba, campo de cereales)	0.13 - 0.20
Rugoso (Bosque, Casa pequeñas)	0.20 - 0.27
Muy Rugoso (Edificios grandes)	0.27 - 0.40

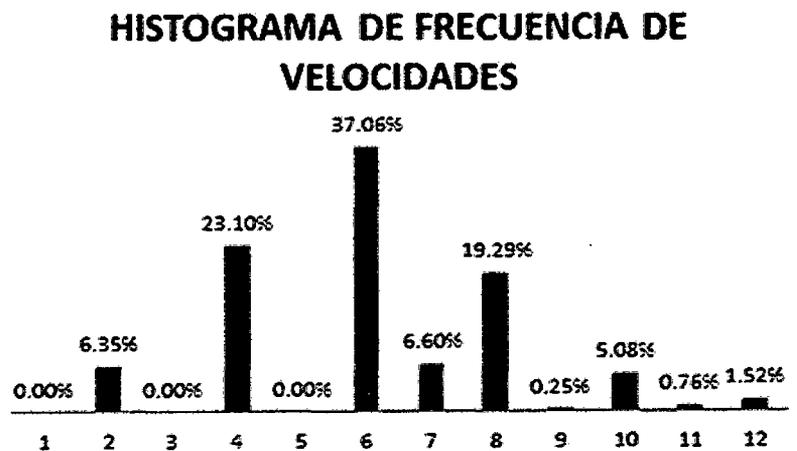
Fuente: Wind Power

El viento sigue una distribución de Weibull, donde a continuación se muestra un histograma de frecuencias para las velocidades por 12 meses.

Tabla N° 4.4 Histograma de frecuencia de velocidades

Vel (m/s)	% F
1	0.00
2	6.35
3	0.00
4	23.10
5	0.00
6	37.06
7	6.60
8	19.29
9	0.25
10	5.08
11	0.76
12	1.52

Fuente: Elaboración Propia



Al conocer el histograma se calcula la velocidad ponderada según la probabilidad en la Ec 4.4.

$$v_{ponderada} = (2 * 6.35\%) + (4 * 23.1\%) + (6 * 37.06\% + (7 * 6.6\%) + (8 * 19.29\%) + (9 * 0.25\%) + (10 * 5.08\%) + (11 * 0.76\%) + (12 * 1.52\%)$$

$$v_{ponderada} = 6.0763 \text{ m/s} \tag{Ec. 4.4}$$

Tomando una velocidad de 6.0763 m/s y una densidad del aire de 1.255 kg/m³, el único factor que se puede variar para alcanzar la potencia eléctrica requerida por la plataforma flotante es el diámetro del área de barrido de las palas. En la Tabla N° 4.5 se muestran valores de potencias eólicas extraíbles en función de distintos valores de diámetros de área de barrido de palas.

Tabla N° 4.5 Potencia eólica según el diámetro del rotor.

Diámetro (m)	P eólica (kW)
1	0.11
2	0.43
3	0.97
4	1.73
5	2.70
6	3.89
7	5.29
8	6.91
9	8.74
10	10.79

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados de la Tabla 4.5 no se refieren a potencia eléctrica si no a potencia eólica, por eso hay que corregir estos resultados según la Ec. 3.4 suponiendo un coeficiente de potencia de 0,42 (el máximo teórico que se puede conseguir según la Ley de Betz es de Cp=0.59).

Suponiendo que la velocidad promedio en el área del rotor es la suma de velocidades v1 (velocidad en la parte frontal del aerogenerador; ver Fig. 4.1) y V₂ (velocidad en la parte trasera del aerogenerador; ver Fig. 4.1), sabiendo que la potencia del viento P extraída por el rotor es igual a la masa por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento y relacionando ésta con la potencia del viento sin pasar por el aerogenerador Po la Ley de Betz demuestra la Ec.4.5.

$$\frac{P}{P_0} = \left(\frac{1}{2}\right)\left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)\left(1 + \frac{V_2}{V_1}\right) \tag{Ec. 4.5}$$

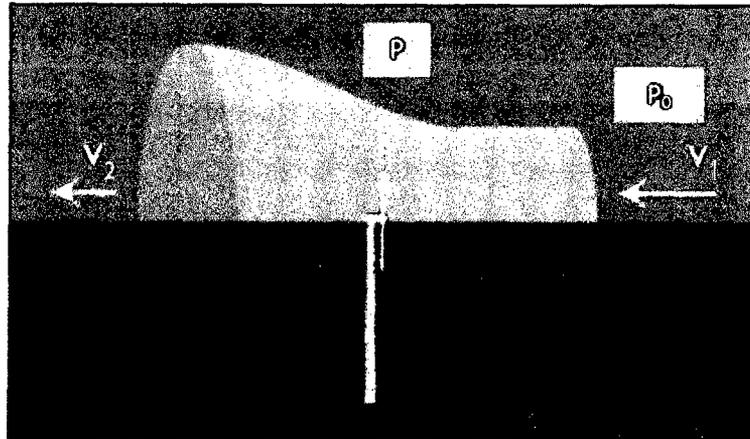


Fig. N° 4.1 Variación del viento al paso por el aerogenerador
Fuente: WINDPOWER

Si se interpreta la Ec. 4.5. En función de V_2/V_1 , se observa en la Fig. 4.2 que la función alcanza su máximo para la relación: $V_2/V_1 = 1/3$.

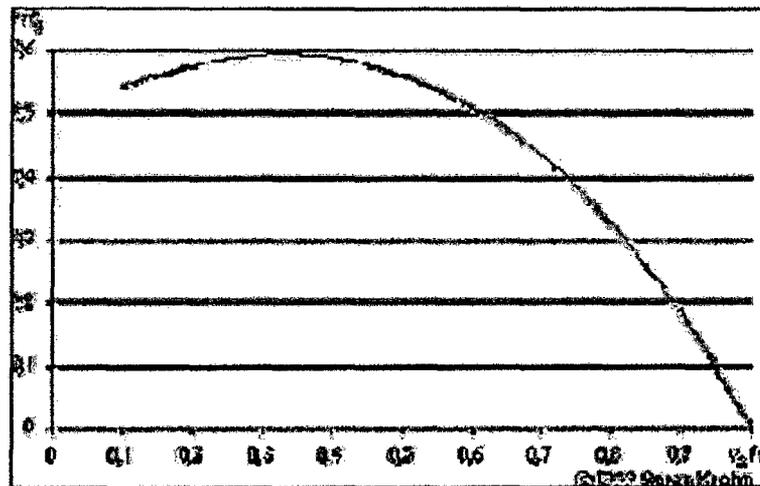


Fig. N° 4.2 P/P_0 en función de V_2/V_1
Fuente: Soren Krohn

Sustituyendo el valor óptimo de V_2/V_1 en Ec. 4.5, se obtiene que la relación entre potencias eólicas antes del aerogenerador y en la superficie de barrida de las palas es de 0.59 (ver Ec. 4.6), es decir, el aerogenerador aprovecha el 59% de la energía eólica disponible para una relación de velocidades antes y después de pasar por el aerogenerador óptima.

$$\frac{P}{P_0} = \left(\frac{1}{2}\right)\left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)\left(1 + \frac{V_2}{V_1}\right) = \frac{16}{27} = 0.59 \quad \text{Ec. 4.6}$$

Después de explicar brevemente en qué consiste la Ley de Betz se continúa con el cálculo de la potencia eléctrica de la Tabla 4.5. Para ello se supone un rendimiento del sistema eléctrico del 0.95. En la Ec 4.7 se muestra la expresión para transformar la potencia eólica a potencia eléctrica.

$$P_{\text{eléctrica}} = \eta_{\text{sist eléctrico}} P_{\text{mecánica}} = \eta_{\text{sist eléctrico}} C_p P_{\text{eólica}} \quad \text{Ec. 4.7}$$

En la Tabla 4.6 se muestran las potencias máximas eléctricas que es capaz de suministrar un aerogenerador para distintos diámetros de área de barrido de las palas.

Tabla N° 4.6 Potencia Eléctrica según el diámetro del rotor.

Diámetro	P eléctrica (kW)
1	0.05
2	0.21
3	0.48
4	0.85
5	1.32
6	1.90
7	2.59
8	3.38
9	4.28
10	5.29

Fuente: Elaboración Propia

4.1.4 Selección de la potencia del aerogenerador

A la vista de los cálculos corregidos de la Tabla 4.6 el diámetro del área de barrido por las palas óptimo para esta aplicación es de 3 m ya que con este se obtiene la potencia eléctrica mínima. Pero aún se puede ajustar más la potencia del aerogenerador teniendo en cuenta que la demanda de electricidad de la Plataforma Flotante no es siempre la potencia mínima calculada en Ec. 4.1 y si además se cuenta con un sistema de baterías, el tamaño del aerogenerador se puede reducir.

Como se verá más adelante se selecciona un alternador, por ello es necesario instalar a la salida de éste un rectificador para poder cargar las baterías. El rectificador es un convertidor de corriente alterna a corriente continua. A la salida de las baterías hay que instalar un ondulator que convierte la corriente continua en alterna.

El consumo total de energía por de día es según la Tabla 4.1 de (3 560 W-h/día + 356 W- h/día = 3 925W·h/día) y por lo tanto las baterías han de ser capaces de suministrar este valor. Pero hay que tener en cuenta que a este valor se ha adicionado el consumo de energía del sistema eléctrico, que se estima en el 10% del consumo total de energía.

Suponiendo que cada día el viento sopla a la velocidad ponderada calculada en Ec 4.4 durante 10,5 horas y sabiendo el consumo energético por día de la plataforma flotante calculada en Tabla 4.1, se calcula en Ec. 4.8 la potencia mínima eléctrica del aerogenerador.

$$P_{\text{eléctrica-aerogenerador}} = \frac{3925 \text{ W-h/día}}{10.5 \text{ h/día}} = 373.81 \text{ W} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Para calcular el tamaño del aerogenerador (diámetro palas) en la Tabla 4.7 se ha calculado la potencia eólica (calculada según Ec. 4.2) y la potencia eléctrica (calculada según Ec. 4.7) para distintos valores de diámetros.

Tabla N° 4.7 Potencia eólica y Eléctrica según el diámetro del rotor.

Diámetro Palas (m)	P eólica (W)	P eléctrica (W)
0.5	27.64	14.31
1	110.57	57.25
1.5	248.77	128.80
2	442.26	228.98
2.5	691.04	357.78
3	995.09	515.21
3.5	1354.43	701.26
4	1769.05	915.93
4.5	2238.96	1159.22
5	2764.15	1431.14
5.5	3344.62	1731.68
6	3980.37	2060.84
6.5	4671.41	2418.62
7	5417.73	2805.03
7.5	6219.33	3220.06
8	7076.22	3663.71
8.5	7988.39	4135.99
9	8955.84	4636.89
9.5	9978.57	5166.41
10	11056.59	5724.55

Fuente: Elaboración Propia

Se ha seleccionado como diámetro final de las palas del aerogenerador 3 m ya que la potencia eléctrica extraíble se ajusta bastante bien a la potencia mínima que tendría que tener el aerogenerador (Ec. 4.8).

Para validar que el diámetro de rotor seleccionado sea correcto, hay que comprobar que la velocidad en la punta de la pala no sea superior a la velocidad del sonido, ya que de lo contrario el diseño de las palas no sería óptimo ya que se podrían producir cavitación en la punta de la pala, cosa que implicaría pérdida de rendimiento de las mismas, ruido, vibraciones y erosión. A continuación en la Ec. 4.9 se realiza dicho cálculo de comprobación. Para realizar este cálculo es necesario saber a qué velocidad gira el rotor; como se verá en el capítulo siguiente, se selecciona el alternador 145 STK4M que gira a una velocidad de 390 rpm para una velocidad de viento de 6 m/s.

$$V_{\text{punta pala}} = \omega * r = n * \frac{2\pi}{60} * r = 390 * \frac{2\pi}{60} * 1.5 = 61.26 \text{ m/s} \quad \text{Ec. 4.9}$$

Velocidad que es menor a la velocidad del sonido.

Para concluir se determina el número de palas de las que se compondrá el aerogenerador. Para ello es necesario saber la velocidad específica, la cual se define según la Ec. 4.9 como la relación entre la velocidad en la punta de la pala $V_{\text{punta pala}}$ y la velocidad ponderada del viento V .

$$\lambda = \frac{V_{\text{punta pala}}}{V} = 61.26 \frac{m}{s} = 10.08 \quad \text{Ec. 4.10}$$

Tabla N° 4.8 Numero de palas en función del TSR

TSR	N° Palas
1	6 a 20
2	4 a 12
3	3 a 8
4	3 a 5
5 a 8	2 a 4
8 a 15	1 a 2

Fuente: Pedro Fernández Díez

Debido a que la velocidad específica λ tiene un valor de 10.08 el número de palas óptimo varía de 1 hasta 2 palas según la Tabla 4.8. Para decidir el número de palas se tendrá en cuenta que a menor número de palas, el coste es menor pero el aerogenerador sufre mayores cargas debido a que gira más rápido. En cambio a mayor número de palas, aunque el coste y el par de arranque aumentan, las cargas debidas a fatiga son menores.

Finalmente se seleccionan tres palas considerando que es una solución de a las cargas debido a las fatigas ya que esto sería de menor grado.

En la Tabla 4.9 se muestra el estudio de capacidad de aerogenerador. En esta tabla se muestra la velocidad media mensual a 20 m de altura calculada según Ec. 4.3 En esta tabla se calcula para cada mes la potencia eólica extraíble a 2 m/s, 4 m/s, 6 m/s, 7 m/s, 8 m/s, 9 m/s, 10 m/s, 11 m/s, 12 m/s y a la velocidad media del viento según el mes y según el tiempo de funcionamiento a cada régimen de velocidades, se calcula los kW·h/día eólicos generados y los kW·h/día eléctricos que se pueden extraer (suponiendo un rendimiento $C_p=0.42$). Sabiendo que hay que cubrir 3. 925

kW·h/día se observa que el sistema es capaz de cubrir las necesidades de la plataforma flotante.

Hay que resaltar que estos resultados son teóricos ya que se ha supuesto que:

- La demanda de electricidad es constante durante todo el año.
- El funcionamiento del aerogenerador es de 10.5 horas por día.
- Un histograma de Frecuencia de velocidades para simplificar los cálculos.

El sistema no es perfecto al 100 % ya que es muy difícil predecir en cada momento la energía eólica extraíble y el consumo de electricidad. En la última columna de la Tabla 3.9 se muestra el factor de capacidad FC del aerogenerador, factor que indica la relación entre energía eléctrica que se podría generar si el aerogenerador funcionará 24 horas al día (22.95 kWh/día) y la energía eléctrica generada real. A la vista de los resultados se observa que los valores de FC son muy bajos, del orden del 16.96 % de media. Esto manifiesta que la energía eólica es muy costosa ya que es no se aprovecha el 100 % de la capacidad del aerogenerador.

Tabla N° 4.9 Estudio de capacidad del sistema

Año	Mes	V prom (m/s)	P eólica a 2m/s	P eólica a 4m/s	P eólica a 6m/s	P eólica a 7m/s	P eólica a 8m/s	P eólica a 9m/s	P eólica a 10m/s	P eólica a 11m/s	P eólica a V pro	P eólica 12 m/s	E eólica	E eléctrica	Factor de capacidad
		Horas de trabajo	0.38 h/día	1.386 h/día	2.2236 h/día	0.396 h/día	1.1574 h/día	0.015 h/día	0.3048 h/día	0.0456 h/día	4.5 h/día	0.0912 h/día	kW-h/día	kW-h/día	%
2013	Setiembre	5.1	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	0.59	7.66	10.78	4.30	14.46
	octubre	6.4	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	1.16	7.66	13.37	5.33	17.72
	noviembre	7.4	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	1.80	7.66	16.23	6.47	21.24
	diciembre	6.2	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	1.06	7.66	12.89	5.14	17.13
2014	enero	6.5	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	1.22	7.66	13.62	5.43	18.03
	febrero	5.6	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	0.78	7.66	11.64	4.65	15.55
	marzo	5.8	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	0.87	7.66	12.03	4.80	16.04
	abril	5.7	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	0.82	7.66	11.83	4.72	15.79
	Mayo	6.3	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	1.11	7.66	13.13	5.24	17.42
	Junio	5.3	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	0.66	7.66	11.11	4.43	14.87
	Julio	5.5	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	0.74	7.66	11.46	4.57	15.32
	Agosto	7.1	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	1.59	7.66	15.28	6.10	20.09
Setiembre	6.1	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	1.01	7.66	12.67	5.05	16.84	
Promedio		6.08	0.04	0.28	0.96	1.52	2.27	3.23	4.44	5.90	1.03	7.66	12.77	5.10	16.96

Fuente: Elaboración Propia

4.2 Cálculos de diseño

4.2.1 Parámetros de diseño de las palas.

La parte esencial de un aerogenerador son las palas. La construcción de las palas plantea un estudio aerodinámico que consiste en la elección del perfil, la achura del perfil, el número de palas, el ángulo de sustentación, ángulo de incidencia o de ataque y el ángulo de inclinación.

Antes de empezar a realizar dicho estudio se explican brevemente algunos conceptos necesarios:

- El perfil de la pala es la intersección de una pala con un cilindro cuyo eje es el eje de rotación del rotor.
- La anchura del perfil “L” o también llamada cuerda de perfil es la longitud máxima de una sección transversal de la pala.
- El ángulo de incidencia “ α ” o de ataque es el ángulo formado por la cuerda del perfil y la dirección de la velocidad relativa “ ω ”.
- El ángulo de inclinación “ β ” es el ángulo que forman la velocidad relativa “ ω ” con el plano de rotación de la hélice.
- El ángulo de sustentación “ θ ” es el ángulo que forma la cuerda del perfil con el plano de rotación de la hélice.

Previamente a hacer el cálculo de las palas es importante explicar qué fuerzas actúan sobre las palas. El estudio de las acciones aerodinámicas se facilita evaluando las proyecciones de la fuerza resultante “F” sobre un sistema de ejes de coordenadas tal y como se muestra en la Fig. 4.3.

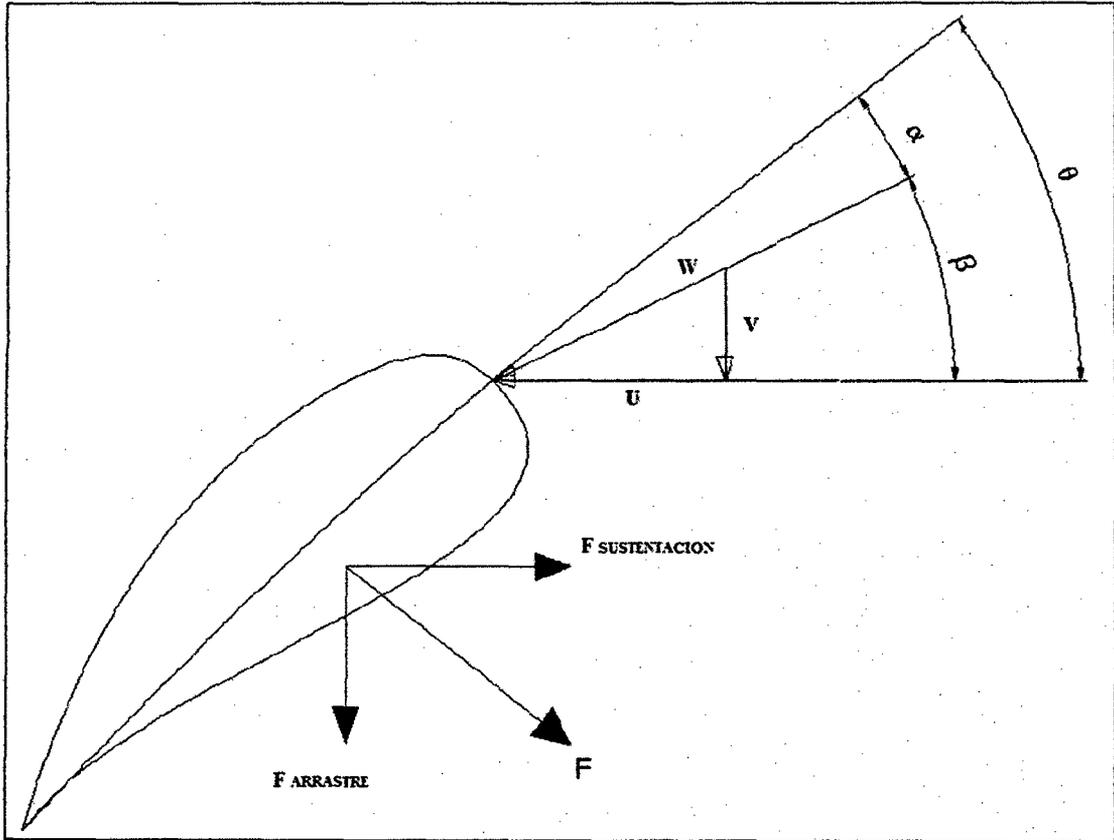


Fig. 4.3. Esquema del perfil de una pala

Fuente: Elaboración Propia

Las fuerzas que actúan sobre la pala son:

- Componente F_Y normal a la velocidad del viento denominada sustentación
- Componente F_X paralela a la velocidad del viento denominada arrastre

Las fuerzas de sustentación y de arrastre se pueden escribir tal y como se muestran en las Ec. 4.11 y Ec. 4.12.

$$F_X = \frac{1}{2} C_X \rho v^2 S \quad \text{Ec. 4.11}$$

$$F_Y = \frac{1}{2} C_Y \rho v^2 S \quad \text{Ec. 4.12}$$

Dónde:

- C_x y C_y representan son los coeficientes adimensionales de resistencia al avance y a la sustentación respectivamente
- ρ es la densidad del aire
- S es la superficie de la pala

En el diseño de las palas hay que tener en cuenta que para un funcionamiento óptimo interesa buscar un ángulo de incidencia (ataque) tal que la relación C_y/C_x sea máxima, es decir, que el coeficiente de sustentación C_y tiene que ser máximo mientras que el coeficiente de resistencia la avance C_x ha de ser mínimo. Así con un perfil de pala NACA 4412 se obtiene un ángulo de incidencia tal que C_y/C_x sea óptima (ver Fig. 4.4).

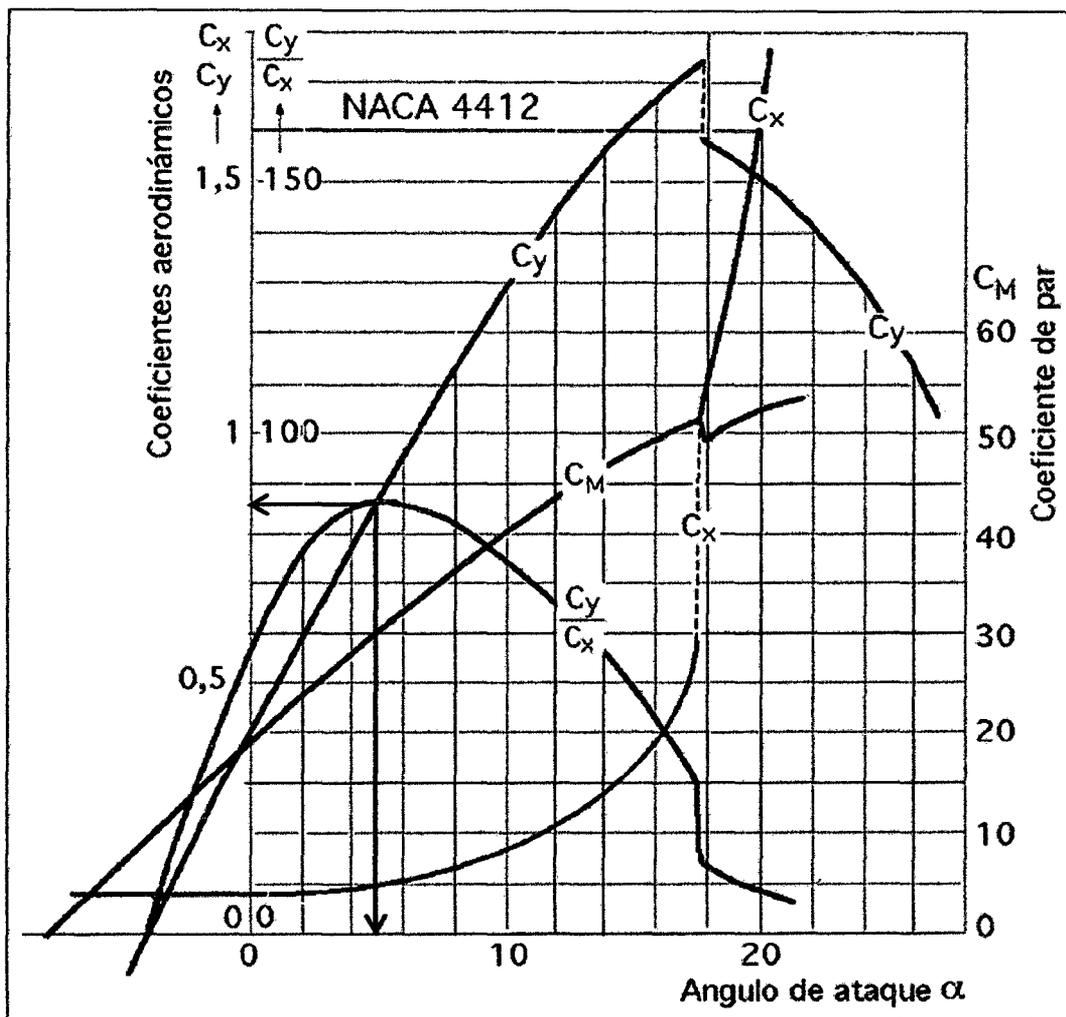


Fig. 4.4. Coeficientes de arrastre y sustentación

Fuente: Pedro Fernández diez

La anchura del perfil disminuye desde el cubo a la periferia; cuando la anchura del perfil aumenta, disminuye la relación “D/L” (siendo “L” la longitud máxima de la sección estudio) y el perfil transmite menos fuerza al rotor.

Como los perfiles gruesos, por razones estructurales, deben estar más próximos al cubo, producen muy poco par, y por ello pueden suprimirse en esa zona; concretamente en el 10% o 15% de la pala próxima al cubo no es necesario poner perfiles aerodinámicos.

Antes de definir las características de las palas, se estima el rendimiento aerodinámico de las mismas. El rendimiento aerodinámico de las palas se define como la potencia generada por el aerogenerador (potencia mecánica) y la potencia eólica asociada al viento que atraviesa el rotor.

Con la ayuda de la Fig. 4.5 se puede realizar una estimación de este rendimiento.

Conociendo el factor “f” y la velocidad específica “λ” se obtiene el rendimiento de las palas.

El factor f se define en la Ec. 4.13 como la relación entre la fuerza de sustentación y la fuerza de arrastre.

$$f = \frac{C_y}{C_x} = \frac{F_{sustentacion}}{F_{arrastre}} \quad \text{Ec.4.13}$$

De la Fig. 4.5 se obtiene que “f” es igual a 85 y sabiendo que λ es 10.04 (se definió en la Ecu. 4.10) se entra en la gráfica de la Fig. 4.5 y la estimación del rendimiento aerodinámico de las palas es de 0.5.

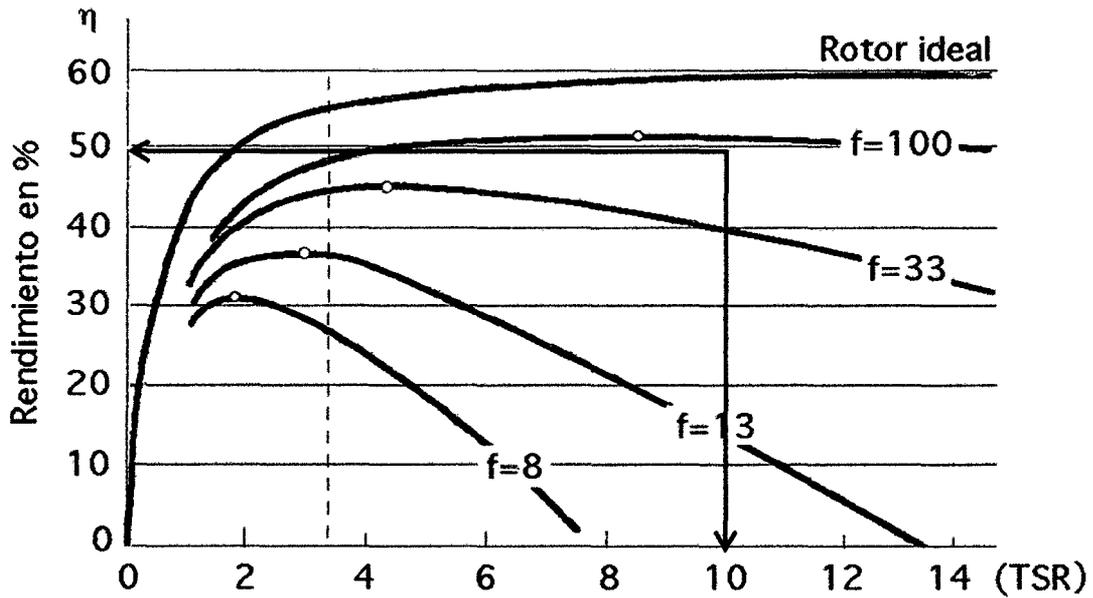


Fig. 4.5 Curvas $\eta_{aerod} - \lambda$ (TSR)

Fuente: Pedro Fernández Díez

Una vez definido el rendimiento el siguiente punto es perfilar las palas. Se procede en primer lugar a hacer un esquema de la misma dividiéndola en varias secciones (Fig. 4.6), calculando la relación de velocidades específica SR para cada sección. La velocidad específica se calcula según la Ec. 4.14.

$$SR = TSR \frac{r}{R} \tag{Ec.4.14}$$

Donde,

- r es la distancia de la sección estudio al centro del rotor
- R es el radio de las palas

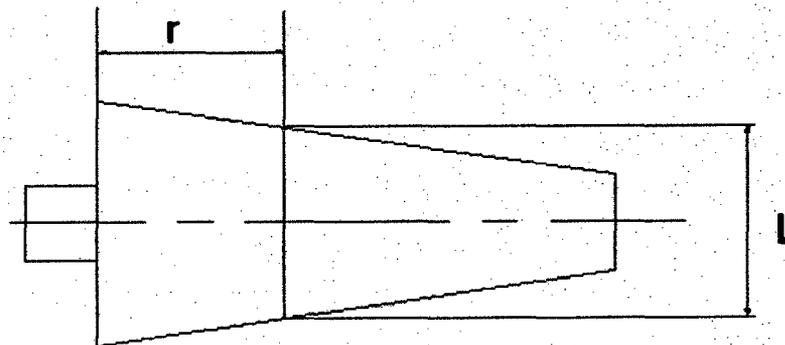


Fig. 4.6 Forma de seccionar una pala

Fuente: Elaboración Propia

A partir de esto y con la Fig. 4.7 se determina el ángulo de sustentación “ θ ” que debe tener cada sección.

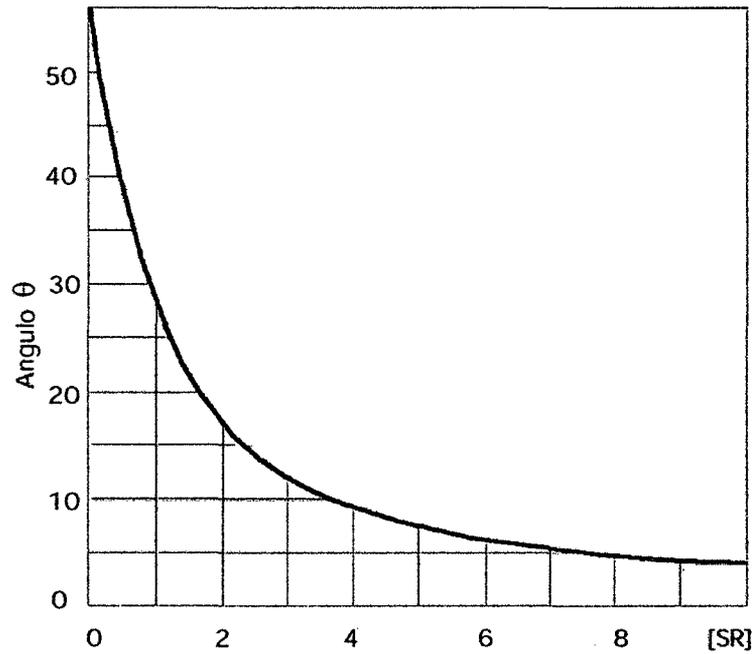


Fig. 4.7 Valores de “ θ ” en función de SR

Fuente: Pedro Fernández Díez

Con la Fig. 4.8 se determina el parámetro de forma SP que servirá para calcular la anchura del perfil en cada sección.

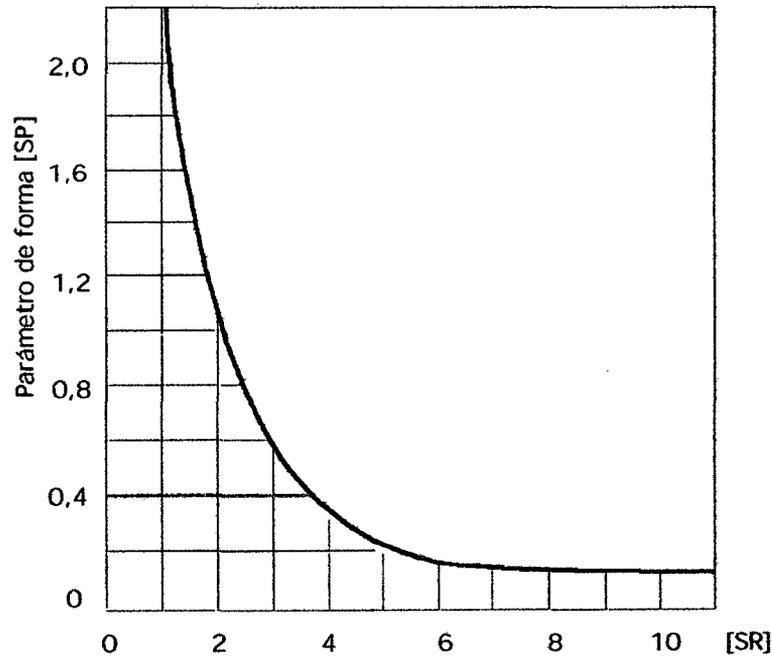


Fig. 4.8 Valores del parámetro de forma SP en función de SR.

Fuente: Pedro Fernández Díez

Con esto se puede calcular la anchura del perfil en cada tramo según la Ec. 4.15.

$$L = \frac{r \cdot SP}{C_{yn} \cdot palas} \quad \text{Ec.4.15}$$

A partir de Ec.4.14 y dividiendo la pala en 10 tramos distintos en la Tabla 4.10 se muestra el valor de la relación de velocidades SR , el ángulo θ , el parámetro de forma SP y la anchura del perfil L en cada tramo. Dividiendo la pala en 10 tramos es suficiente para conseguir una buena aproximación en cada tramo.

Tabla 4.10 Aproximación del perfil de la pala por tramos

r (m)	SR	θ°	SP	L(m)
0.135	0.90	31.0	2.600	0.1232
0.272	1.82	19.0	1.200	0.1143
0.408	2.73	13.0	0.700	0.1002
0.545	3.65	10.0	0.430	0.0822
0.681	4.56	8.0	0.300	0.0717
0.818	5.47	6.5	0.200	0.0574
0.954	6.39	6.0	0.150	0.0502
1.091	7.30	5.0	0.140	0.0536
1.227	8.21	5.0	0.130	0.0560
1.364	9.13	4.0	0.120	0.0574
1.500	10.04	4.0	0.118	0.0621

Fuente: Elaboración Propia

Ahora se ajusta el valor del ángulo de ataque o incidencia para obtener un valor óptimo de la relación C_Y/C_X mediante la Ec. 4.16.

$$\alpha = -\alpha_0 + \left(1 + \frac{3}{\Delta L}\right) \quad \text{Ec.4.16}$$

Dónde:

- $\Delta l = \frac{R}{L}$ Ec. 4.17

- α_0 es una constante

Siendo:

$$\bar{L} = \frac{\sum L_{tramo}}{10} = 0.08282 \quad \text{Ec.4.18}$$

El valor del ángulo de ataque es de 5,07 ° tal y como se detalla en Ec.4.19.

$$\alpha = -\alpha_0 + \left(\frac{C_Y}{0.11}\right) * \left(1 + \frac{3}{\Delta L}\right) = -5 + \left(\frac{0.95}{0.11}\right) * \left(1 + \frac{3}{\frac{1.5}{0.08282}}\right) = 5.07 \quad \text{Ec. 4.19}$$

Finalmente en la Tabla 4.11 sabiendo el ángulo θ para cada tramo y el ángulo de incidencia o de ataque α corregido se detalla para cada tramo el valor del ángulo de inclinación β (calculado según Ec. 4.20).

$$\beta = \theta - \alpha \quad \text{Ec. 4.20}$$

Tabla 4.11 Ángulos para cada tramo

θ°	α	β
31.0	5.07	25.93
19.0	5.07	13.93
13.0	5.07	7.93
10.0	5.07	4.93
8.0	5.07	2.93
6.5	5.07	1.43
6.0	5.07	0.93
5.0	5.07	-0.07
5.0	5.07	-0.12
4.0	5.07	-1.07
4.0	5.07	-1.07

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2 Esfuerzos sobre las palas

4.2.2.1 Calculo de la fuerza centrífuga

La fuerza centrífuga empuja las palas hacia fuera y tiende a arrancarlas del cubo del rotor. Para calcular la fuerza centrífuga es necesario conocer la masa de cada pala m_{pala} , la distancia desde el eje de rotación del rotor al centro de gravedad de la pala r_G y la velocidad en el c.d.g. de la pala. Como no se conoce la geometría de la pala, se supone que el c.d.g. de la pala se encuentra a la mitad de su longitud. En el Ec. 4.21. se muestra la expresión para la fuerza centrífuga F_{cent} .

$$F_{cent} = \frac{1}{2} * m_{pala} * \frac{V_G^2}{r_G} \quad \text{Ec. 4.21}$$

La velocidad en el c.d.g. se puede expresar como se muestra en Ec. 4.22.

$$V_G = \omega * r_G = n * \frac{2\pi}{60} * r_G \quad \text{Ec.4.22}$$

Sustituyendo Ec. 4.22 en Ec. 4.2.1 se obtiene la fórmula final para el cálculo de fuerza centrífuga en Ec. 4.23.

$$F_{cent} = \frac{1}{2} m_{pala} \frac{\left(n * \frac{2\pi}{60} * r_G\right)^2}{r_G} = \frac{\pi^2}{1800 * r_G} m_{pala} (n * r_G)^2 =$$

$$\frac{\pi^2}{1800 * r_G} m_{pala} \left(\frac{(k * v * SR_G)}{0.105}\right)^2 = \frac{0.1034 * m_{pala} * (k * v * SR_G)^2}{r_G} \quad \text{Ec. 4.23}$$

Dónde:

- m_{pala} , masa de la pala
- SR_G , es la relación de la velocidad tangencial referida al viento en el centro de gravedad de la pala a la distancia r_G .
- K valor que depende de las unidades
- r_G es la distancia en metros desde el eje de rotación del rotor al c.d.g de la pala

Sabiendo que la masa de cada pala es 1,5 kg, que la distancia del rotor al c.d.g. de la pala es 0,625 y que la velocidad de giro media de funcionamiento (6.1 m/s) es de 390 min⁻¹ se calcula la F_{cent} en Ec. 4.24.

$$F_{cent} = \frac{0.1034 * m_{pala} * (k * v * SR_G)^2}{r_G} = 195.46 \text{ kg} \quad \text{Ec.4.24}$$

4.2.2.2 Cálculo de la resistencia aerodinámica de la pala

Una fórmula aproximada para determinar la resistencia de un aerogenerador en rotación, inmerso en una corriente de aire de velocidad V_m se puede expresar según Ec. 4.25 (3 palas) y Ec.4.26 (1 pala) donde A representa el área de barrido de las palas.

$$F_{aerodc(3 \text{ palas})} = 0.062 * A * V_m^2 = 16.31 \text{ kg} \quad \text{Ec. 4.25}$$

$$F_{aerodc(1 \text{ pala})} = \frac{F_{aerodc(3 \text{ palas})}}{3} = 5.44 \text{ kg} \quad \text{Ec. 4.26}$$

En cambio si la eólica se encuentra parada, pero inmersa en la corriente de aire, la resistencia estática aerodinámica por pala se calcula mediante la expresión que se indica en Ec. 4.27, donde Ω es el coeficiente de solidez.

$$F_{est-aerod} = 2 * \Omega * F_{aerod} \quad \text{Ec. 4.27}$$

La solidez indica la relación entre el área geométrica de la pala y el área barrida por ella en su giro respecto al eje de baja velocidad. En la Ec. 4.28 se muestra la expresión de la solidez.

$$\Omega = \frac{n_{palas} * S_{pala}}{A_{rotor}} = \frac{n_{palas} * S_{pala}}{\pi * R^2} \quad \text{Ec 4.28}$$

El coeficiente de solidez se estimará con el gráfico de la Fig. 4.9. Sabiendo la velocidad específica λ (o TSR según se muestra en la Fig. 4.9) y el número de palas se puede tomar un valor aproximado de la solidez.

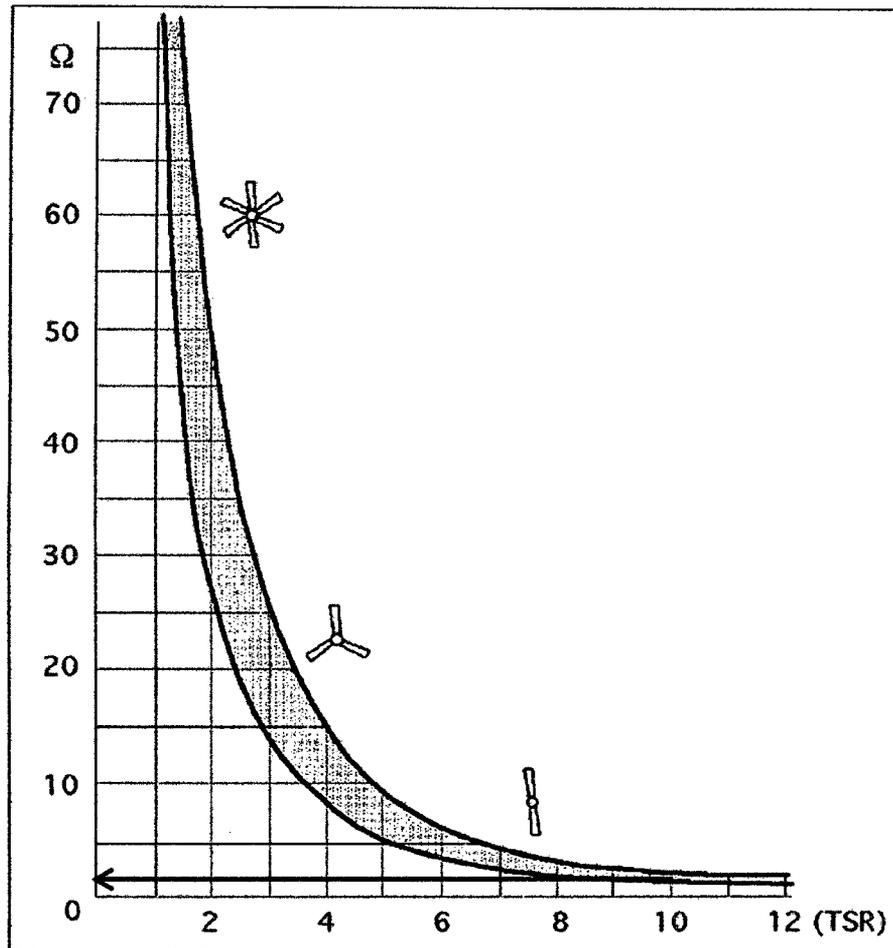


Fig.4.9 Relación entre solidez y velocidad específica

Fuente: Pedro Fernández Díez

Al ser la velocidad específica de 10.08 y al estar compuesto el aerogenerador de 3 palas se toma una solidez Ω del 3 %.

Ahora bien la superficie total de las palas en la Ec 4.29.

$$S_{Total\ palas} = \Omega * Area\ del\ rotor = 0.03 * 7.1 = 0.213\ m^2 \quad Ec. 4.29$$

Y la superficie de cada pala en la Ec.4.30

$$S_{cada\ pala} = \frac{S_{Total\ palas}}{3} = 0.071\ m^2 \quad Ec. 4.30$$

Finalmente se calcula la fuerza estática aerodinámica para cada pala en la Ec. 4.31

$$F_{est-aerod(1\ pala)} = 2\Omega F_{aerod} = 2 * 0.03 * 16.31 = 0.9786\ kg \quad Ec. 4.31$$

En este caso el aerogenerador al estar compuesto por 3 palas, la fuerza estática aerodinámica total será tres veces la $F_{est-aerod}$ (Ec. 4.32)

$$F_{est-aerod(3\ palas)} = 3 * F_{est-aerod} = 3 * 0.9786\ kg = 2.94\ kg \quad Ec. 4.32$$

4.2.2.3 Cálculo del momento flector en la pala

El momento flector de la pala se calcula a partir de las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre las palas, que son paralelas al eje de giro, a la distancia d_G del mismo según Ec.4.33.

$$M_{flector} = d_G * F_{aerod} \quad Ec. 4.33$$

En la Ec. 4.34 y en la Ec. 4.35 se muestran los momentos flectores para el modo operativo (máquina en funcionamiento) y para el modo estacionario (máquina parada) respectivamente.

$$M_{flector} = r_G * F_{aerod(1\ pala)} = 4.08\ kg \quad Ec. 4.34$$

$$M_{flector-est} = r_G * F_{es-aerod(1\ pala)} = 0.74\ kg \quad Ec. 4.35$$

En la Fig. 4.10 se muestra el esquema de fuerzas que actúan sobre la pala.

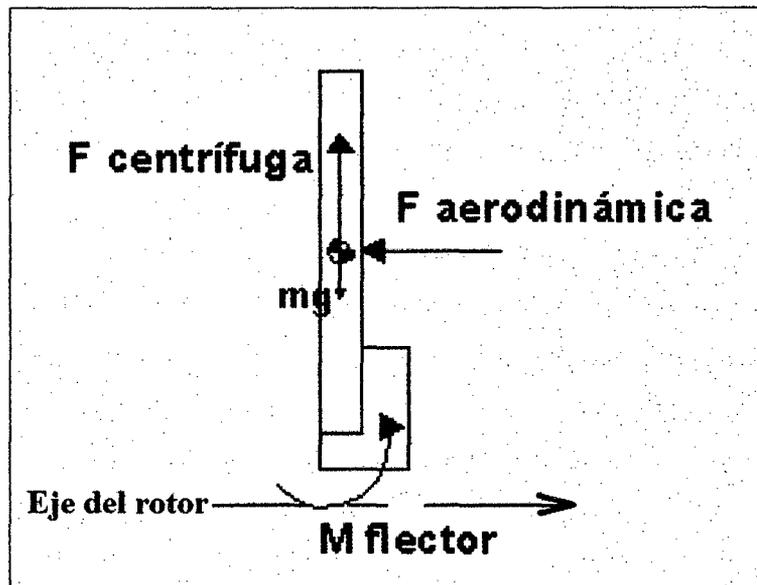


Fig. 4.10. Esquema de fuerzas y momentos sobre la pala
Fuente: Elaboración Propia

4.2.3 Cálculo de los rodamientos del eje horizontal.

Para realizar la comprobación que los rodamientos cumplen las condiciones de trabajo hay que tener en cuenta los siguientes dos puntos:

- La velocidad a la que trabaja el aerogenerador no es constante, sigue una distribución de Weibull. Como se comenta en el Capítulo 3 se toma como referencia el histograma de velocidades de la Fig. 4.11.

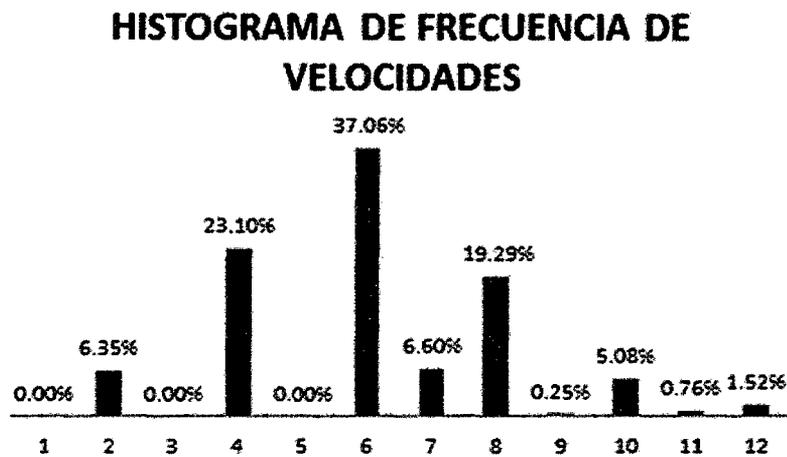


Fig. 4.11. Histograma de velocidades

Fuente: elaboración propia

- Existe una fuerza de desequilibrio debido al desgaste y la suciedad que pueda adquirir el rotor (palas), por lo que existirá una carga rotativa diferente para cada velocidad y que habrá que tener en cuenta en el cálculo de fuerzas. La fuerza de desequilibrio se puede expresar como se indica en la Ec. 4.36.

$$F_d = m * e * \omega^2 \tag{Ec. 4.36}$$

Donde e representa la excentricidad del c.d.g. que origina el desequilibrio y se puede expresar como se muestra en la Ec. 4.37

$$e = K * D = 0.0007 * 3 = 0.0021 \text{ m} \tag{Ec. 4.37}$$

Las características de los rodamientos en estudio en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12. Características de los rodamientos objeto de estudio

Tipo	Rodamiento rígido de bolas
Designación	6209
d (mm)	45
D (mm)	85
B (mm)	19
C (N)	25500
C ₀ (N)	18600
n (min ⁻¹) máx. lubricación grasa	7500
n (min ⁻¹) máx. lubricación aceite	9000
Masa (kg)	0.41

Fuente: SKF

A continuación se realizan los cálculos para cada velocidad de funcionamiento. Para ello antes hay que realizar el diagrama del sólido rígido (Fig.4.12) para saber qué fuerzas hay que tener en cuenta en los cálculos.

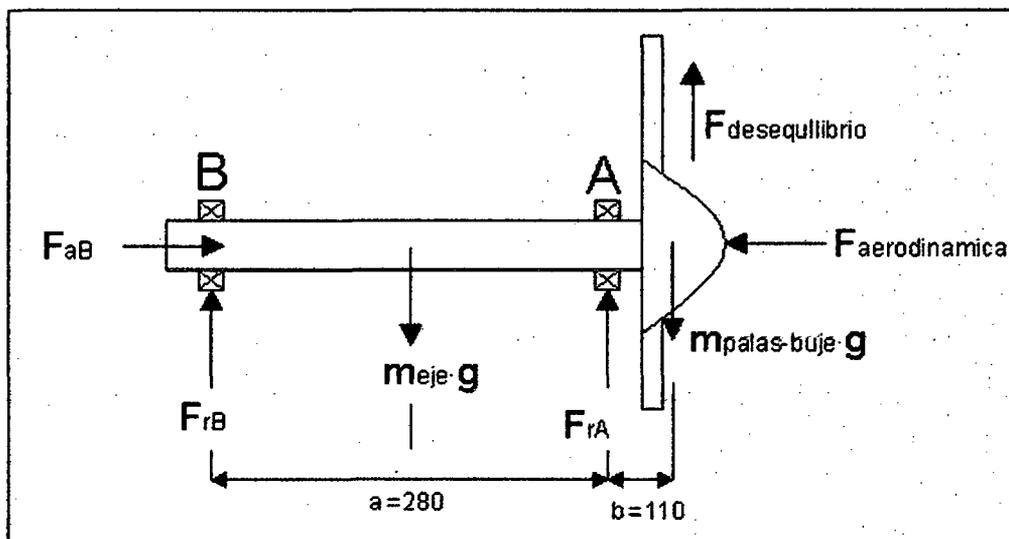


Fig. 4.12 Diagrama del sólido rígido

Fuente Elaboración Propia

Del histograma de velocidades se obtienen velocidades para cada régimen representado en el diagrama. Como se calculan los rodamientos a fatiga, es

necesario saber a qué velocidad giran los rodamientos. En la Ec. 4.38 se muestra la fórmula para relacionar la velocidad del viento y la velocidad de giro del eje horizontal.

$$n = \frac{\lambda * 60 * V}{\pi * D} \quad \text{Ec 4.38}$$

Dónde:

- λ la velocidad específica
- V la velocidad del viento
- D el diámetro del rotor

Caso 1 ($V= 4$ m/s)

En este caso la velocidad del viento es de 4 m/s ($n_1=255.73 \text{ min}^{-1}$), así pues la fuerza aerodinámica (fuerza de avance) que reciben las palas y la fuerza de desequilibrio para este caso se calcula en Ec. 4.39,y Ec. 4.40.

$$F_{aero} = 0.062 * A * v^2 = 7.01 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.39}$$

$$F_d = m_{palas} * e * \omega^2 = 4.5 * 0.0021 * \left(255.17 * \frac{\pi}{30}\right)^2 = 6.78 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.40}$$

Según el diagrama del sólido rígido (Fig. 3.2) las ecuaciones de la estática se muestran en Ec. 4.41, Ec 4.42 y Ec. 4.43.

$$\sum F_X = 0 \rightarrow F_{Ba} = F_{aero} = 7.01 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.41}$$

$$\sum F_Y = 0 \rightarrow F_{Br} + F_{Ar} + F_d = (m_{eje} + m_{palas-buje}) * g \quad \text{Ec. 4.42}$$

$$\sum M_B = 0 \rightarrow F_{Ar} * a + F_d * (a + b) = \left(m_{eje} \frac{a}{2} + m_{palas-buje} (a + b)\right) * g \quad \text{Ec. 4.43}$$

En este punto hay que considerar dos casos diferentes, el primero es el caso del rotor equilibrado y en el segundo el rotor está desequilibrado debido al paso del tiempo y a la suciedad que se va depositando sobre las palas.

Tomando como masa de las palas y buje 5.5 kg y masa del eje 3,5 kg los resultados se muestran a continuación

Rotor equilibrado ($F_d = 0$)

$$F_{Ba} = F_{aero} = 7.01 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.44}$$

$$F_{Ar} * 280 = \left(3.5 \frac{280}{2} + 5.5(280 + 110) \right) * 9.81 = 92.32 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.45}$$

$$F_{Br} + F_{Ar} = (3.5 + 5.5) * 9.81 \rightarrow F_{Br} = 88.29 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.46}$$

Rotor desequilibrado

$$F_d = F_{dA} + F_{dB} \quad \text{Ec. 4.47}$$

$$F_{dA} * a = F_d * (a + b) \quad \text{Ec. 4.48}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones anteriores tenemos que:

$$F_{dA} = 9.44 \text{ N}$$

$$F_{dB} = -2.663 \text{ N}$$

Según las condiciones de trabajo se considera máquina que trabaja sin cargas de choque y a la cual le corresponde un factor de corrección f de 1,2. Así pues la carga axial ponderada por este factor se muestra en la Ec. 4.49.

$$F_{axial} = F'_{aero} = F_{aero} * f = 8.41 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.49}$$

Como la carga sobre los rodamientos está compuesta por una carga constante y una carga rotativa constante originada por un desequilibrio, la carga media se calcula según Ec. 4.50

$$F_m = f_m * (F_1 + F_2) \quad \text{Ec. 4.50}$$

Para el caso del rodamiento A:

$$f_m = \frac{F_m}{F_1 + F_2} = \frac{92.32}{92.32 + 9.44} = 0.91$$

$$F_{Ar} = 0.91 * (92.32 + 9.44) = 92.60 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.51}$$

Para el caso del rodamiento B:

$$f_m = \frac{F_m}{F_1 + F_2} = \frac{88.29}{88.29 - 2.663} = 1.03$$

$$F_{Br} = 1.03 * (88.29 - 2.663) = 88.20 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.52}$$

Una vez calculada la carga media radial para cada rodamiento (con rotor equilibrado y desequilibrado) se calcula la carga combinada de cada uno de ellos. En este caso el rodamiento B tiene carga axial y radial por lo tanto habrá que calcular la carga combinada, para el caso del rodamiento A sólo existe carga radial.

Calculo de la carga equivalente sobre el rodamiento B

$$P_C = X * F_{Br} + Y * F_{Ba} \quad \text{Ec. 4.53}$$

$$\frac{F_{axial}}{C_0} = \frac{8.41}{18600} = 0.000452 \rightarrow e = 0.22$$

Suponiendo que la velocidad de giro sea constante la carga crece linealmente de un valor mínimo a un valor máximo y la carga combinada total para este rodamiento se puede expresar según Ec. 3.54

$$P_B = \frac{P_{C\ min} + 2 * P_{C\ max}}{3} \quad \text{Ec. 4.54}$$

Rotor equilibrado

$$\frac{F_{axial}}{F_{radial}} = \frac{8.41}{88.29} = 0.0953 < e = 0.22$$

Entonces

$$X = 1 \quad ; \quad Y = 0$$

$$P_{C\ max} = 1 * 88.29 + 0 * 8.41 = 88.29 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.55}$$

Rotor desequilibrado

$$\frac{F_{axial}}{F_{radial}} = \frac{8.41}{88.20} = 0.0954 < e = 0.22$$

Entonces

$$X = 1 \quad ; \quad Y = 0$$

$$P_{C\ min} = 0.0954 * 88.29 + 0 * 8.41 = 88.20 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.56}$$

Sustituyendo Ec. 4.55 y Ec. 4.56 en Ec. 4.54 se obtiene la carga equivalente que soporta el rodamiento B es la que se muestra en Ec. 4.57

$$P_B = \frac{88.20 + 2 * 88.29}{3} = 88.258 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.57}$$

Calculo de la carga equivalente sobre el rodamiento A

En este caso sólo existen cargas radiales sobre este rodamiento (Y=0):

$$P_C = X * F_{Br} + Y * F_{Ba} \quad \text{Ec. 4.58}$$

$$\frac{F_{axial}}{C_0} = \frac{8.41}{18600} = 0.000452 \rightarrow e = 0.22$$

Suponiendo que la velocidad de giro sea constante la carga crece linealmente de un valor mínimo a un valor máximo y la carga combinada total para este rodamiento se puede expresar según Ec. 4.59

$$P_B = \frac{P_{C\ min} + 2 * P_{C\ max}}{3} \quad \text{Ec. 4.59}$$

Rotor equilibrado

$$\frac{F_{axial}}{F_{radial}} = \frac{8.4}{92.32} = 0.091 < e = 0.22$$

Entonces

$$X = 1 \quad ; \quad Y = 0$$

$$P_{C\ max} = 1 * 92.32 + 0 * 8.4 = 92.32 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.60}$$

Rotor desequilibrado

$$\frac{F_{axial}}{F_{radial}} = \frac{8.4}{92.60} = 0.091 < e = 0.22$$

Entonces

$$X = 1 \quad ; \quad Y = 0$$

$$P_{C\ max} = 0.091 * 92.6 + 0 * 8.84 = 92.60 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.61}$$

Sustituyendo Ec. 4.60 y Ec. 4.61 en Ec. 4.59 se obtiene la carga equivalente que soporta el rodamiento B es la que se muestra en Ec. 4.62

$$P_B = \frac{92.32 + 2 * 92.60}{3} = 92.41 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.62}$$

A continuación se establecen Tablas N°4.13, Tablas N°4.14, Tablas N°4.15 para distintas velocidad según la distribución de weibull y Diagrama del solido rígido de la fig 3.2.

Tabla 4.13 Parámetros de carga a diferentes velocidades de giro de los rodamientos.

WEIBULL					F desq	ROTOR EQUILIBRADO Fd=0			ROTOR DESEQUILIBRADO			Factor de corrección f=1.2	CARGA MEDIA			
Vel (m/s)	% F	n (min -1)	w	F aer(N)	F d (N)	F Ba (N)	F Ar (N)	F Br (N)	Fd (N)	F d A (N)	F d B (N)	F axial	f m A	F Ar	f m B	F Br
1	0	63.93	6.70	0.44	0.42	0.44	92.32	88.29	0.42	0.59	-0.17	0.53	0.99	91.98	1.00	88.12
2	6.35	127.87	13.39	1.75	1.69	1.75	92.32	88.29	1.69	2.36	-0.67	2.10	0.98	92.79	1.01	88.50
3	0	191.80	20.09	3.94	3.81	3.94	92.32	88.29	3.81	5.31	-1.50	4.73	0.95	92.75	1.02	88.53
4	23.1	255.73	26.78	7.01	6.78	7.01	92.32	88.29	6.78	9.44	-2.66	8.41	0.91	92.60	1.03	88.20
5	0	319.67	33.48	10.96	10.59	10.96	92.32	88.29	10.59	14.75	-4.16	13.15	0.86	92.08	1.05	88.34
6	37.06	383.60	40.17	15.78	15.25	15.78	92.32	88.29	15.25	21.24	-5.99	18.93	0.81	91.98	1.07	88.06
7	6.6	447.53	46.87	21.47	20.76	21.47	92.32	88.29	20.76	28.91	-8.15	25.77	0.76	92.13	1.10	88.15
8	19.29	511.47	53.56	28.05	27.11	28.05	92.32	88.29	27.11	37.76	-10.65	33.66	0.71	92.36	1.14	88.51
9	0.25	575.40	60.26	35.50	34.31	35.50	92.32	88.29	34.31	47.79	-13.48	42.60	0.66	92.47	1.18	88.28
10	5.08	639.33	66.95	43.83	42.36	43.83	92.32	88.29	42.36	59.00	-16.64	52.59	0.61	92.30	1.23	88.13
11	0.76	703.27	73.65	53.03	51.25	53.03	92.32	88.29	51.25	71.39	-20.14	63.63	0.56	91.68	1.30	88.60
12	1.52	767.20	80.34	63.11	61.00	63.11	92.32	88.29	61.00	84.96	-23.96	75.73	0.52	92.18	1.37	88.13

VELOC. DE GIRO MEDIA	381.701	min -1
---	----------------	---------------

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.14 Parámetros de carga equivalente diferentes velocidades de giro del rodamiento “B”.

CARGA EQUIVALENTE B										
HALLANDO FACTOR "e" DEL RODAJE		ROTOR EQUILIBRADO	Si Faxial / Fradial < e, X = 1; Y=0 o Si Faxial / Fradial > e, X = 0.56; Y=2			ROTOR DESEQUILIBRADO	Si Faxial / Fradial < e, X = 1; Y=0 o Si Faxial / Fradial > e, X = 0.56; Y=2			
Faxi / C0	e	Faxi / C0	X	Y	P c max	Faxi / C0	X	Y	P c min	PB (N)
2.8E-05	0.22	0.01	1	0	88.29	0.01	1.00	0	88.12	88.23
1.1E-04	0.22	0.02	1	0	88.29	0.02	1.00	0	88.50	88.36
2.5E-04	0.22	0.05	1	0	88.29	0.05	1.00	0	88.53	88.37
4.5E-04	0.22	0.10	1	0	88.29	0.10	1.00	0	88.20	88.26
7.1E-04	0.22	0.15	1	0	88.29	0.15	1.00	0	88.34	88.31
1.0E-03	0.22	0.21	1	0	88.29	0.21	1.00	0	88.06	88.21
1.4E-03	0.22	0.29	0.56	2	100.98	0.29	0.56	2	100.90	100.95
1.8E-03	0.22	0.38	0.56	2	116.76	0.38	0.56	2	116.88	116.80
2.3E-03	0.22	0.48	0.56	2	134.64	0.48	0.56	2	134.63	134.64
2.8E-03	0.22	0.60	0.56	2	154.62	0.60	0.56	2	154.53	154.59
3.4E-03	0.22	0.72	0.56	2	176.71	0.72	0.56	2	176.88	176.77
4.1E-03	0.22	0.86	0.56	2	200.90	0.86	0.56	2	200.81	200.87

CARGA DIN. EQUIL. EN B	114.89
-------------------------------	---------------

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.15 Parámetros de carga equivalente diferentes velocidades de giro del rodamiento "A".

CARGA EQUIVALENTE A										
HALLANDO FACTOR "e" DEL RODAJE		ROTOR EQUILIBRADO	Si Faxial / Fradial < e, X = 1; Y=0 o Si Faxial / Fradial > e, X = 0.56; Y=2			ROTOR DESEQUILIBRADO	Si Faxial / Fradial < e, X = 1; Y=0 o Si Faxial / Fradial > e, X = 0.56; Y=2			
Faxi / C0	e	Faxi / C0	X	Y	P c max	Faxi / C0	X	Y	P c min	PA (N)
2.8E-05	0.22	0.01	1.00	0	92.32	0.01	1	0	91.98	92.21
1.1E-04	0.22	0.02	1.00	0	92.32	0.02	1	0	92.79	92.47
2.5E-04	0.22	0.05	1.00	0	92.32	0.05	1	0	92.75	92.46
4.5E-04	0.22	0.09	1.00	0	92.32	0.09	1	0	92.60	92.41
7.1E-04	0.22	0.14	1.00	0	92.32	0.14	1	0	92.08	92.24
1.0E-03	0.22	0.21	1.00	0	92.32	0.21	1	0	91.98	92.21
1.4E-03	0.22	0.28	0.56	2	103.24	0.28	0.56	2	103.13	103.20
1.8E-03	0.22	0.36	0.56	2	119.01	0.36	0.56	2	119.03	119.02
2.3E-03	0.22	0.46	0.56	2	136.89	0.46	0.56	2	136.98	136.92
2.8E-03	0.22	0.57	0.56	2	156.88	0.57	0.56	2	156.87	156.88
3.4E-03	0.22	0.69	0.56	2	178.97	0.69	0.56	2	178.61	178.85
4.1E-03	0.22	0.82	0.56	2	203.16	0.82	0.56	2	203.08	203.13

CARGA DIN. EQUI. EN A	117.59
------------------------------	---------------

Fuente: Elaboración Propia

4.2.4 Calculo del eje horizontal a fatiga

El eje de baja velocidad recibe de las palas par pulsatorio de nivel variable. Como la velocidad del viento es variable y aleatoria se toman como puntos de referencia para simplificar los cálculos los que se han utilizado para calcular los rodamientos del eje horizontal.

Sabiendo la velocidad del viento y la velocidad de giro de las palas a esa velocidad, se puede calcular el par al que gira el árbol. Para ello hay que calcular en primer lugar la potencia eólica, para cada velocidad de viento. Una vez calculada con el rendimiento de las palas se puede traducir a potencia mecánica. Que transmite el eje y finalmente sabiendo la velocidad de giro del árbol se calcula el par (Ec. 4.63).

$$P_{eolica} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad ; \quad P_{mec} = C_p * P_{eolica}$$

$$P_{mec} = \Gamma * \omega \quad \text{Ec. 4.63}$$

Tabla 4.16 Momento de torsión en el eje de giro a diferentes velocidades

V (m/s)	P EÓLICA (w)	P mec (w)	ω	n (rpm)	Γ (N.m)
1	4.44	2.17	8.03	76.70	0.27
2	35.48	17.39	16.06	153.40	1.08
3	119.76	58.68	24.10	230.10	2.44
4	283.87	139.10	32.13	306.80	4.33
5	554.44	271.68	40.16	383.50	6.76
6	958.08	469.46	48.19	460.20	9.74
7	1521.39	745.48	56.22	536.90	13.26
8	2270.99	1112.79	64.26	613.60	17.32
9	3233.51	1584.42	72.29	690.30	21.92
10	4435.54	2173.41	80.32	767.00	27.06
11	5903.70	2892.81	88.35	843.70	32.74
12	7664.61	3755.66	96.38	920.40	38.97

Fuente: Elaboración Propia

Para calcular la vida del eje primero de todo hay que calcular las tensiones en la sección crítica (sección con el mínimo diámetro: 45 mm) para los distintos puntos de funcionamiento definidos según el histograma de velocidades. Para ello se calcula el momento resistente a torsión definido en la Ec. 4.64 para una sección circular.

$$W_t = \frac{\pi}{16} d^3 = 17\,892.35 \text{ mm}^3 \quad \text{Ec.4.64}$$

Así pues el cálculo de las tensiones en la sección crítica se realiza según Ec. 4.65 para cada punto de funcionamiento.

$$\tau = \frac{M_t}{W_t} \quad \text{Ec. 4.65}$$

Hay que calcular también la tensión alternativa (Ec. 4.66) y la tensión media (Ec. 4.67) para cada punto de funcionamiento.

$$\tau_a = \frac{\tau_{max} + \tau_{min}}{2} \quad \text{Ec. 4.66}$$

$$\tau_m = \frac{\tau_{max} - \tau_{min}}{2} \quad \text{Ec. 4.67}$$

Pero en este caso la t_{min} es cero así que la tensión alternativa y la media es la misma. En este caso la tensión alternativa y la tensión media para cada punto de funcionamiento son:

Tabla 4.17 tensión alternativa y tensión media a diferentes velocidades

Γ (N.m)	τ (N/ mm ²)	τ máx.(N/ mm ²)	τ min(N/ mm ²)	τ_a (N/ mm ²)	τ_m (N/ mm ²)
0.27	0.02	0.02	0	0.01	0.01
1.08	0.06	0.06	0	0.03	0.03
2.44	0.14	0.14	0	0.07	0.07
4.33	0.24	0.24	0	0.12	0.12
6.76	0.38	0.38	0	0.19	0.19
9.74	0.54	0.54	0	0.27	0.27
13.26	0.74	0.74	0	0.37	0.37
17.32	0.97	0.97	0	0.48	0.48
21.92	1.23	1.23	0	0.61	0.61
27.06	1.51	1.51	0	0.76	0.76
32.74	1.83	1.83	0	0.91	0.91
38.97	2.18	2.18	0	1.09	1.09

Fuente: Elaboración Propia

Ahora se calcula el límite de fatiga en la sección crítica del eje según Ec. 4.68.

$$S_f = k_l k_d k_s \frac{1}{k_f} S_f' \quad \text{Ec. 4.68}$$

Dónde:

- S_f es el límite de fatiga de la probeta estándar y se define según Ec. 4.69

$$S_{f'} = 0.5 * R_m = 0.5 * 410 = 205 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Ec. 4.69}$$

- R_m límite de rotura del material (Acero St 42) es 410 N/mm^2
- k_1 es el coeficiente del tipo de carga a la que se somete el eje y en este caso al tratarse básicamente de torsión y teniendo en cuenta el material del mismo es acero, el coeficiente tiene un valor de 0.58.
- k_d es el coeficiente de grandaria y tiene un valor de 0.85.
- k_s es el coeficiente de acabado superficial y tiene un valor de 0.76.
- k_f es el coeficiente de concentración de tensiones se define como se muestra en la Ec.4.70.

$$k_f = 1 + q * (k_t + 1) \quad \text{Ec. 4.70}$$

Dónde:

- q es la sensibilidad a la entalla y sabiendo que el radio de la entalla es de 2 mm el valor de q es 0.97.
- k_t es el coeficiente de concentración de tensiones teóricos sabiendo que el diámetro máximo del eje es 50 mm, el mínimo es de 45 mm y el radio del resaltante es de 2 mm el coeficiente de concentración de tensiones es 1.2

Así pues k_f sustituyendo los valores anteriores se calcula en la Ec.4.71.

$$k_f = 1 + 0.97 * (1.2 + 1) = 3.134 \quad \text{Ec. 4.71}$$

Se pasa ahora a calcular el límite de fatiga de la pieza S_f en la Ec. 4.72

$$S_f = k_1 k_d k_s \frac{1}{k_f} S_{f'} = 0.58 * 0.85 * 0.76 * \frac{1}{3.134} * 205 = 24.51 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.72}$$

Sabiendo que el material del eje es acero St 42, el límite de rotura del material R_m es de 410 N/mm^2 y el límite de fluencia R_e es de 250 N/mm^2 se calcula R_{tm} y R_{te} en Ec. 4.73 y Ec. 4.74.

$$R_{tm} = 0.8 * R_m = 0.8 * 410 = 328 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Ec. 4.73}$$

$$R_{te} = 0.58 * R_e = 0.58 * 250 = 145 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Ec. 4.74}$$

Representando el Diagrama de Goodman y localizando las tensiones calculadas en Tabla 4.2 se observa en la Fig. 4.13 que todos los puntos están situados debajo de la recta de Goodman por lo que se trata de un caso de vida infinita.

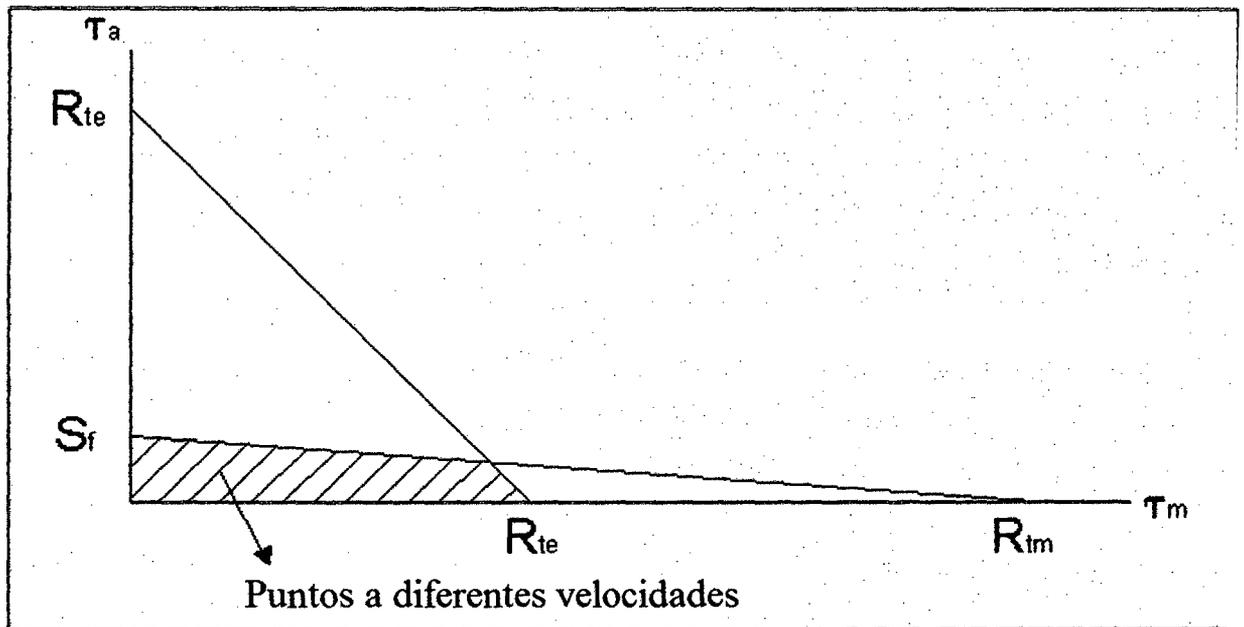


Fig. 4.13. Diagrama de Goodman

Fuente: Elaboración Propia

4.2.5 Cálculo de la chaveta

El cálculo de la chaveta del eje horizontal se realiza en la situación más desfavorable, en la que la velocidad de rotación es máxima, es decir, en el momento antes de actuar el freno del aerogenerador. Para realizar el cálculo se supone que la velocidad máxima corresponde a la velocidad máxima de giro del alternador, 1500 min⁻¹ aunque en la realidad habría que hacer un ensayo para saber qué velocidad máxima soportan las palas y limitar la velocidad del aerogenerador a la velocidad de éstas.

Sabiendo la potencia eólica a la velocidad de viento máxima antes de que actúe el freno (Ec. 4.75) y conociendo el rendimiento de las palas calculado en el Apartado 4.1.3 de este capítulo se puede calcular la potencia mecánica que transmite el eje (Ec. 4.76) y a partir de ésta se obtiene el par que actúa sobre el eje y por lo tanto el par que transmite la chaveta (Ec. 4.77).

$$P_{eolica} = 0.5 * \rho * A * v^3 = 0.5 * 1.255 * 7.1 * 23.5149^3 = 57\ 673.4\ W \quad \text{Ec. 4.75}$$

$$P_{mec} = C_p * P_{eolica} = 0.42 * 57673.4 = 28\ 836.7\ W \quad \text{Ec. 4.76}$$

$$\Gamma = \frac{P_{mec}}{\omega} = \frac{28836.7}{157.08} = 183.58\ N - m \quad \text{Ec. 4.77}$$

En la Ec. 4.78 se muestra la fórmula para calcular la presión que soporta la chaveta. Sustituyendo los datos de geometría de la chaveta en ésta vemos en Ec. 4.79 que la chaveta no fallará por aplastamiento teniendo en cuenta que el material del buje es acero y por tanto la presión a la que está sometida es inferior a la admisible (90 N/mm²).

$$M = \left[b - \left(\frac{d}{2} - j \right) \right] (l - a) * p \quad \text{Ec 4.78}$$

$$183.58 = \left[9 - \left(\frac{45}{2} - (45 - 5.5) \right) \right] (60 - 14) * p \quad \text{Ec. 4.79}$$

$$p = 0.15 \frac{N}{mm^2} < 90 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.80}$$

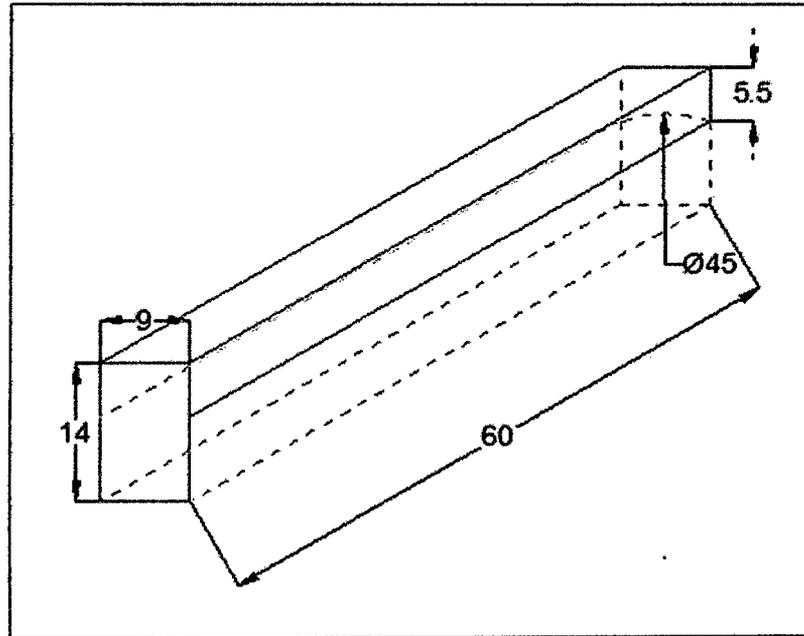


Fig 4.14 Dimensiones de la chaveta

Fuente Elaboración Propia

4.2.6 Cálculo de la inferencia eje horizontal y botón

Dado que el par que hace gira el rotor del alternador se transmite a través del eje por el botón hay que calcular que la unión no deslizará. El par máximo a transmitir es el par en el momento de velocidad de viento máxima que corresponde a 183,58 N-m.

Sabiendo que el árbol y el botón es de acero St 42-1:

$$R_e = 250\text{N/mm}$$

$$R_m = 410\text{N/mm}$$

El montaje se hace por encaje térmico calentando el botón hasta una temperatura conveniente (montaje en seco) y no se prevé desmontar la unión. En estas condiciones el coeficiente de rozamiento dinámico $\mu_{1u} = 0,07$ y el estático es $\mu_{ru} = 0,16$.

Primero de todo hay que traducir el par que soporta a una fuerza tangencial.

$$F_t = \frac{M}{d/2} = \frac{183.58 \cdot 1000}{50/2} = 7343.2 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.81}$$

Una vez calculada la fuerza tangencial e imponiendo una seguridad a la unión de 1,5 se calcula F_{ru} (opción conservadora que evita posible patinaje de la unión en situaciones ocasionales de puntas de par imprevistas).

$$C_S = \frac{F_{ru}}{F_t} \rightarrow F_{ru} = C_S * F_t = 11014.8 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.82}$$

A continuación calculamos la presión mínima de contacto:

$$F_{ru} = \mu_{ru} * F = \mu_{ru} * p * A \rightarrow p_{min} = \frac{F_{ru}}{\mu_{ru} * \Phi * \pi * L} = \frac{11014.8}{0.16 * 50 * \pi * 12} = 36.52 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Ec. 4.83}$$

Sabiendo que el módulo de Young es $E_A = E_l = 120000\text{N/mm}$ y el coeficiente de Poisson es $\nu = 0,7$ se calcula ahora K_A (para el botón) y K_l (para el árbol):

$$K_A = \frac{1}{E_A} * \left(\frac{1+Q_A^2}{1-Q_A^2} + \nu \right) = 1.75 * 10^{-5} \frac{\text{mm}^2}{\text{N}} \quad \text{Ec. 4.84}$$

$$Q_A = \frac{D}{D_A} = \frac{50}{71} = 0.704$$

$$K_l = \frac{1}{E_l} * \left(\frac{1+Q_l^2}{1-Q_l^2} + \nu \right) = 1.43 * 10^{-6} \frac{\text{mm}^2}{\text{N}} \quad \text{Ec. 4.85}$$

$$Q_l = \frac{D}{D_A} = \frac{0}{50} = 0$$

En el campo elástico la presión de contacto p es proporcional a la interferencia relativa.

Se calcula en Ec. 4.86 la interferencia relativa mínima y por lo tanto la interferencia mínima efectiva (Ec. 4.87) teniendo en cuenta la presión de contacto mínima calculada anteriormente.

$$\xi_{min} = p_{min} * (K_A + K_l) = 0.00021 \quad \text{Ec. 4.86}$$

$$\xi_{min} = \frac{Z_{min}}{D} \rightarrow Z_{min} = \xi_{min} * D = 0.00021 * 50 = 0.01026 \quad \text{Ec. 4.87}$$

Calculando la presión límite en Ec. 4.88 (paso de la zona elástica a la zona elasto-plástica) se calcula la interferencia máxima relativa (Ec. 4.89) y por tanto como se ha procedido antes la interferencia máxima efectiva (Ec. 4.90).

$$p_{lim} = \frac{1}{2} R_{eA} (1 - Q_A^2) = \frac{1}{2} * 250 * (1 - 704^2) = 63.05 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Ec. 4.88}$$

$$\xi_{max} = p_{lim} * (K_A + K_l) = 0.00119 \quad \text{Ec. 4.89}$$

$$\xi_{max} = \frac{Z_{max}}{D} \rightarrow Z_{max} = \xi_{max} * D = 0.00119 * 50 = 0.05968 \quad \text{Ec.4.90}$$

Sabiendo que la unión es de calidad media (árbol torneado fino Rz = 6,3 y botón torneado medio Rz =16) se calcula el alisamiento del botón y del árbol.

$$R_{pA} = 0.4 * R_{ZA} = 0.4 * 16 = 6.4 \mu m \quad \text{Ec.4.91}$$

$$R_{pl} = 0.4 * R_{Zl} = 0.4 * 6.3 = 2.52 \mu m \quad \text{Ec.4.92}$$

Finalmente se calcula la interferencia constructiva U_{min} y U_{max} en Ec. 4.93 y Ec. 4.94.

$$U_{min} = Z_{min} - 2 * (R_{pA} + R_{pl}) = 0.00134 mm \quad \text{Ec.4.93}$$

$$U_{max} = Z_{max} - 2 * (R_{pA} + R_{pl}) = 0.04184 mm \quad \text{Ec.4.94}$$

Sabiendo que U_{min} corresponde al diámetro del botón mínimo menos el diámetro máximo del eje y que U_{max} corresponde al diámetro máximo del botón menos el diámetro mínimo del eje se calcula en Ec. 4.96 el juego del apriete U .

$$U_{min} = d_{A min} - d_{l max} = 0.00314 \quad \text{Ec.4.95}$$

$$U_{max} = d_{A max} - d_{l min} = 0.04184 \quad \text{Ec.4.96}$$

$$U = U_{max} - U_{min} = 0.0405 \quad \text{Ec.4.97}$$

Hay que repartir la tolerancia entre el árbol y el botón. Como es más fácil mecanizar el eje se le da tolerancia más fina al eje. Se reparte al árbol un 60% de la tolerancia y el 40% al botón. Tomando el sistema agujero base (posición de la cota H) se fija el diámetro mínimo del botón en 50 y por lo tanto se puede calcular el diámetro máximo en Ec. 4.98.

$$d_{A max} - d_{A min} = 0.6 * 0.0405 = 0.0243mm \rightarrow d_{A max} = 24 \mu m \quad \text{Ec.4.98}$$

Fijando la posición h para la tolerancia del eje se calcula el diámetro máximo y mínimo.

$$d_{l\ max} - d_{l\ min} = 0.4 * 0.0405 = 0.0162\ mm \rightarrow d_{l\ min} = -16\ \mu\ m \quad Ec.4.99$$

Buscando los valores de la amplitud de tolerancias del eje y del botón en Tablas de Amplitud de tolerancia en función del grupo dimensional, se tiene que al eje le corresponde una calidad IT6 y al botón IT7. Resumiendo, se muestra a continuación las cotas del botón y del eje.

$$EJE \rightarrow 50_{-16}^0 (h6)$$

$$BOTON \rightarrow 50_0^{24} (H7)$$

4.2.7 Cálculo de la soldadura

Para realizar la comprobación de las soldaduras de la base con los soportes de los rodamientos se considera el caso más desfavorable, velocidad de viento máxima posible antes de que actúe el freno y teniendo en cuenta el desequilibrio originado por las palas. Con estas consideraciones en Ec. 4.100 y Ec. 4.101 se calcula la fuerza aerodinámica y la fuerza de desequilibrio.

$$F_{aero} = 0.062 * A * v^2 = 0.062 * 7.06 * 23.5149^2 = 242.04 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.100}$$

$$F_d = m_{palas} * e * \omega^2 = 4.5 * 0.0021 * \left(1500 * \frac{\pi}{30}\right)^2 = 233.17 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.101}$$

Recordando las ecuaciones de la estática con las que se han calculado las reacciones en los rodamientos en el Apartado 3 de este anexo se calcula la fuerza a las que están sometidas las soldaduras.

$$\sum F_X = 0 \rightarrow F_{Ba} = F_{aero} = 242.04 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.102}$$

$$\sum F_Y = 0 \rightarrow F_{Br} + F_{Ar} + F_d = (m_{eje} + m_{palas-buje}) * g \quad \text{Ec. 4.103}$$

$$\sum M_B = 0 \rightarrow F_{Ar} * a + F_d * (a + b) = \left(m_{eje} \frac{a}{2} + m_{palas-buje}(a + b)\right) * g \quad \text{Ec. 4.104}$$

Sustituyendo los datos en Ec. 4.102, Ec. 4.103 y Ec. 4.104 se obtienen los valores de las fuerzas:

$$F_{aerodinamica} = 242.04 \text{ N}$$

$$F_A = 247.9 \text{ N}$$

$$F_B = 103.0 \text{ N}$$

Una vez calculadas las fuerzas se comprueban las soldaduras según el esquema de la Fig. 4.15.

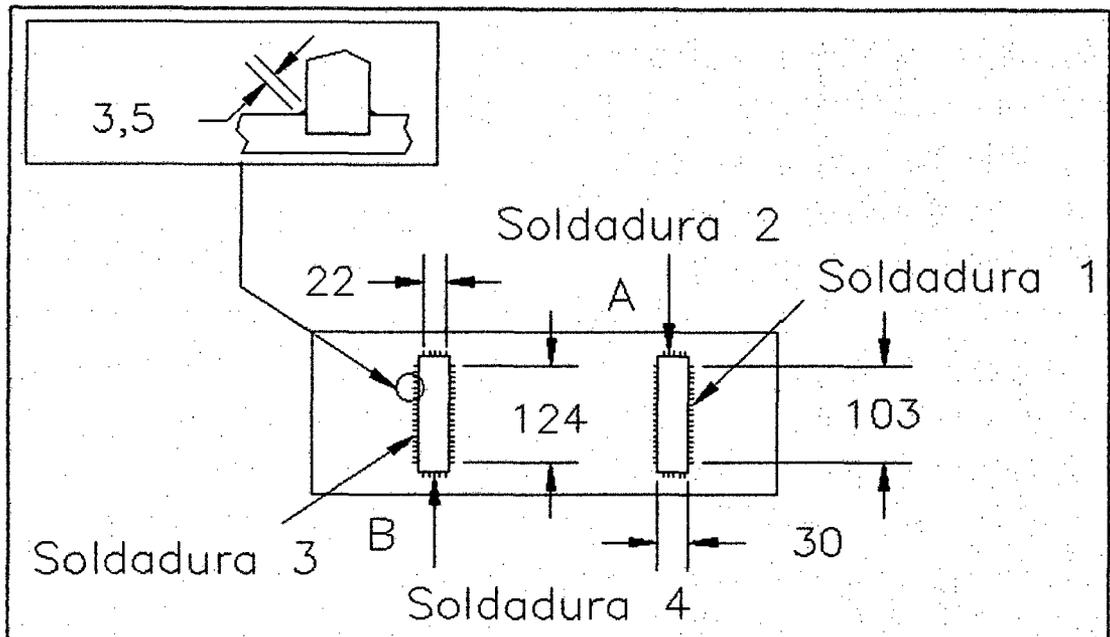


Fig. 4.15 Esquema de ubicación de soldaduras

Fuente: Elaboración Propia

4.2.7.1 Soldadura que soporta rodamiento A y Base

4.2.7.1.1 Soldadura 1

Para este caso la soldadura está sometida a la fuerza que ejerce el soporte del rodamiento A. Sólo hay tensión cortante que proviene de esta fuerza repartida sobre dos cordones de soldadura.

$$n_I = 0$$

$$t_I \rightarrow F_{rod A} = 247.9N$$

$$t_{II} = 0$$

Se calcula la tensión cortante según Ec. 4.105

$$t_I = \frac{F_{rod A}}{n \cdot a \cdot (L - 2a)} = \frac{247.9}{2 \cdot 3.5 \cdot (103 - 2 \cdot 3.5)} = 0.36 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.105}$$

Para comprobar la soldadura se calcula la tensión combinada de todas las fuerzas que actúan y se compara con la admisible.

$$\sigma_I = \frac{1}{\sqrt{2}} * (n_I + t_I) = 0.254 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.106}$$

$$\tau_I = \frac{1}{\sqrt{2}} * (n_I - t_I) = 0.254 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.107}$$

$$\tau_{II} = t_{II} = 0 \quad \text{Ec. 4.108}$$

$$\sigma_c = \sqrt{\sigma_1^2 + 1.8 * (\tau_I^2 + \tau_{II}^2)} = 0.144 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.109}$$

En la Ec. 4.110 se muestra la ecuación para calcular la tensión admisible.

$$\sigma_{adm} = v_1 v_2 \frac{\sigma_A}{S_N} \quad \text{Ec. 4.110}$$

Sabiendo que:

$$v_1 = \frac{0.35+0.7+0.35}{S_N} = 0.7 \quad (\text{Doble cordon en angulo})$$

$$v_2 = 0.5 \quad (\text{Sin indicaciones de calidad de la costura})$$

$$S_N = 1 \quad (\text{Coeficiente de seguridad})$$

$$\sigma_A = 120 \frac{N}{mm^2} \quad (\text{resiliencia para el acero St 33})$$

En la Ec. 4.111 se calcula la σ_{adm} .

$$\sigma_{adm} = v_1 v_2 \frac{\sigma_A}{S_N} = 42 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.111}$$

Finalmente se comparan la tensión admisible y la combinada para calcular el coeficiente de seguridad de la soldadura para cargas dinámicas. Dado que la velocidad del viento es variable e aleatoria se supone que la velocidad del viento oscilará entre 0 y su máximo antes de que actúe el freno 23,5149 m/s. Se trata entonces de tensión pulsatoria.

$$C_S = \frac{\sigma_{adm}}{\frac{\sigma_c}{2}} = \frac{42}{0.144/2} > 1 \quad \text{Ec. 4.112}$$

4.2.7.1.2 Soldadura 2

Las tensiones que soporta la soldadura vienen dadas también por el soporte del rodamiento A.

$$n_I = 0$$

$$t_I \rightarrow F_{rod A} = 247.9N$$

$$t_{II} = 0$$

Procediendo de la misma forma que para la soldadura anterior se calcula la tensión cortante y por lo tanto la tensión combinada, y una vez calculada ésta se compara con la admisible para determinar la seguridad de la soldadura.

$$\tau_I = \frac{F_{rod A}}{n \cdot a \cdot (L - 2a)} = = \frac{247.9}{2 \cdot 3.5 \cdot (22 - 2 \cdot 3.5)} = 2.36 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.113}$$

$$\sigma_I = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (n_I + t_I) = 1.75 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.114}$$

$$\tau_I = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (n_I - t_I) = -1.75 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.115}$$

$$\tau_{II} = t_{II} = 0 \quad \text{Ec. 4.116}$$

$$\sigma_c = \sqrt{\sigma_1^2 + 1.8 \cdot (\tau_I^2 + \tau_{II}^2)} = 2.47 \frac{N}{mm^2} \quad \text{Ec. 4.117}$$

$$C_S = \frac{\sigma_{adm}}{\frac{\sigma_c}{2}} = \frac{42}{2.47/2} = 34 > 1 \quad \text{Ec. 4.118}$$

4.2.7.2 Soldadura soporte rodamiento B y base

4.2.7.2.1 Soldadura 3

Las soldaduras del soporte del rodamiento B soportan la fuerza que ejerce el rodamiento B y la flexión que provoca la fuerza del viento sobre la base. Se calcula la tensión normal en Ec. 4.119 (flexión simple) y los cortantes en Ec. 4.120 sobre dos cordones de soldadura.

$$n_I \rightarrow F_{aerodinamica} = 242.04 \text{ N}$$

$$t_I \rightarrow F_{rod B} = 103 \text{ N}$$

$$t_{II} = 0$$

$$n_I = \frac{F_{rod B} * x}{a * (a+h) * n * (L-2a)} = \frac{242.04 * 80}{3.5 * (3.5+30) * 2 * (124-2*3.5)} = 0.71 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.119}$$

$$t_I = \frac{F}{n * a * (L-2*a)} = \frac{103}{2 * 3.5 * (124-2*3.5)} = 0.125 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.120}$$

De la misma forma que antes se calcula la tensión combinada.

$$\sigma_I = \frac{1}{\sqrt{2}} * (n_I + t_I) = 0.59 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.121}$$

$$\tau_I = \frac{1}{\sqrt{2}} * (n_I - t_I) = 0.413 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.122}$$

$$\tau_{II} = t_{II} = 0 \quad \text{Ec. 4.123}$$

$$\sigma_c = \sqrt{\sigma_I^2 + 1.8 * (\tau_I^2 + \tau_{II}^2)} = 0.327 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.124}$$

Se compara la tensión admisible con la tensión combinada y se determina la seguridad.

$$C_S = \frac{\sigma_{adm}}{\frac{\sigma_c}{2}} = \frac{42}{0.327/2} = 256 > 1 \quad \text{Ec 4.125}$$

4.2.7.2.2 Soldadura 4

La soldadura soporta la flexión que ejerce la fuerza del viento sobre la base y la fuerza que ejerce el rodamiento. En este caso se estas fuerzas se traducen en tensiones cortantes.

$$n_I = 0$$

$$t_I \rightarrow F_{rod B} = 103 \text{ N}$$

$$t_{II} \rightarrow F_{aerodinamica} = 242.04 \text{ N}$$

Se calculan a continuación las tensiones de cortantes en Ec. 4.126 y Ec. 4.127. y la tensión combinada en Ec. 4.131 para determinar la seguridad de la soldadura (Ec. 4.132).

$$t_I = \frac{F \cdot x}{n \cdot a \cdot (L - 2 \cdot a)^2} = \frac{242.04 \cdot 80}{2 \cdot 3.5 \cdot (124 - 2 \cdot 3.5)^2} = 0.202 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.126}$$

$$t_{II} = \frac{F}{n \cdot a \cdot (L - 2 \cdot a)} = \frac{103}{2 \cdot 3.5 \cdot (124 - 2 \cdot 3.5)} = 0.1257 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.127}$$

$$\sigma_I = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (n_I + t_I) = 0.143 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.128}$$

$$\tau_I = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (n_I - t_I) = -0.413 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.129}$$

$$\tau_{II} = t_{II} = 0.1257 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.130}$$

$$\sigma_c = \sqrt{\sigma_1^2 + 1.8 \cdot (\tau_I^2 + \tau_{II}^2)} = 0.293 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \quad \text{Ec. 4.131}$$

$$C_S = \frac{\sigma_{adm}}{\frac{\sigma_c}{2}} = \frac{42}{0.293/2} = 286.9 > 1 \quad \text{Ec. 4.132}$$

4.2.8 Cálculo de los tornillos unión Buje y palas

Los tornillos que realizan la unión entre las palas y el buje están sometidos a una fuerza separadora transversal, la fuerza centrífuga de las palas. Hay que asegurar que la unión no se abrirá.

Antes de empezar a realizar los cálculos de comprobación hay que cuantificar la fuerza separadora mínima y máxima a la que la unión puede estar sometida. En la Ec. 4.133. Se muestra la fórmula de cálculo para la fuerza centrífuga.

$$F_{Cent} = \frac{\pi^2}{1800} * m_{pala} * n^2 * r_G \quad \text{Ec. 4.133}$$

El rango de velocidad a la que puede trabajar el aerogenerador es de 0 a 23.52 m/s por lo que la fuerza centrífuga mínima es 0 y la fuerza centrífuga máxima se muestra en la Ec.4.134.

$$F_{Cent} = \frac{\pi^2}{1800} * 4.5 * 1500^2 * 0.75 = 41\ 637.4\ \text{N} \quad \text{Ec. 4.134}$$

4.2.8.1 Fuerza de montaje necesaria

La fuerza que asegura que las piezas unidas no se separarán es la fuerza mínima de montaje FM (Ec 4.135).

$$F_M = \frac{F_t}{\mu * m * n} \quad \text{Ec. 4.135}$$

Dónde:

- F_t es la fuerza separadora tangencial que es la fuerza centrífuga que soporta cada tornillo (se toma como hipótesis que cada tornillo soporta la misma fuerza).
- μ es el coeficiente de rozamiento, suponiendo el caso más desfavorable $\mu = 0.5$.
- m es el número de superficies en contacto, en este caso se trata de 1.
- n es el número de tornillos que intervienen en la unión, en este caso son 4.
- Sustituyendo estos valores en Ec. 4.136 se muestra la fuerza de montaje necesaria para asegurar la unión.

$$F_M = \frac{41\,637.4/4}{0.15 \cdot 1 \cdot 4} = 17348.92 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.136}$$

Partiendo de la fuerza máxima de montaje que admiten los tornillos usados en esta unión se puede determinar que fuerza de montaje que queda una vez se ha considerado el factor de collada y el asentamiento de la unión. Para ello es necesario conocer varios datos de los tornillos que a continuación se detallan:

- 4 tornillos M14
- resistencia 12.9 ($F_{\text{máx.}} = 96\,000 \text{ N}$; $M_{M\text{máx.}} = 285 \text{ N.M}$)
- Factor de collada $\alpha = 1.8$ (con llave dinamométrica sin lubricar)
- Tornillo con recubrimiento cadmiado galvanizado; hembra sin recubrimiento.

Sabiendo la fuerza máxima de montaje y el factor de collada se puede determinar la fuerza mínima de montaje para garantizar la seguridad de la unión mediante la Ec. 4.137.

$$\alpha_C = \frac{F_{M \text{ max}}}{F_{M \text{ min}}} \rightarrow F_{M \text{ min}} = \frac{F_{M \text{ max}}}{\alpha_C} = \frac{96\,000}{1.8} = 53333.4 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.137}$$

4.2.8.2 Cálculo de la rigidez del tornillo y de las piezas

Antes de pasar a calcular el asentamiento hay que calcular la rigidez del tornillo y de las piezas. Para ello se considera las dos piezas a unir como extensas. En la Fig. 4.16 se muestra un esquema de la unión.

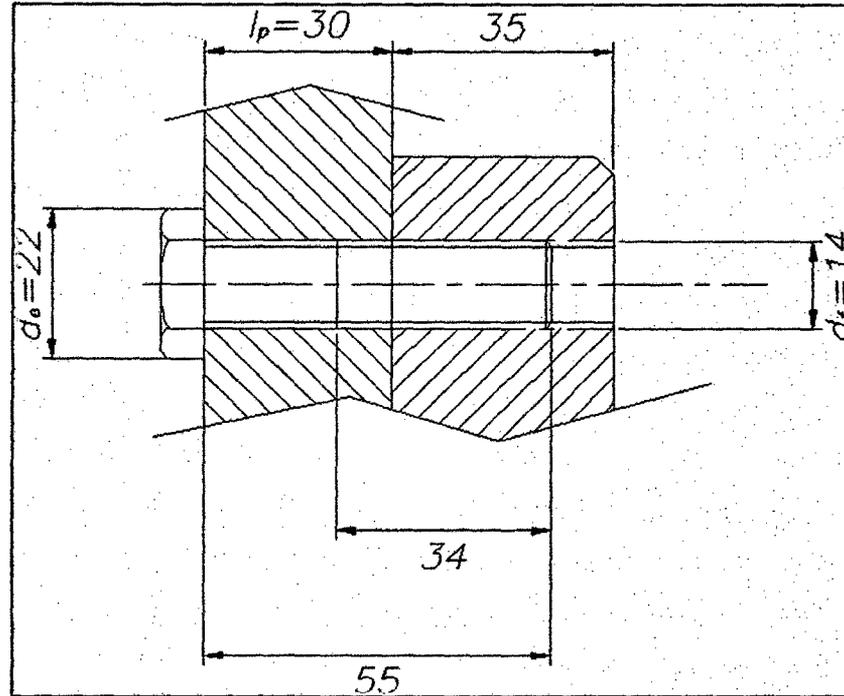


Fig. 4.16 Unión Palas-Buje

Fuente Elaboración Propia

Rigidez del tornillo

Para tornillos M14 se obtiene:

$$A_1 = \frac{\pi \cdot \phi^2}{4} = 154 \text{ mm}^2 \rightarrow l_1 = 55 - 34 = 21 \text{ mm}$$

$$A_3 = 105 \text{ mm}^2 \rightarrow l_3 = 30 - l_1 = 30 - 21 = 9 \text{ mm}$$

$$A_5 = A_T = 115 \text{ mm}^2 \rightarrow l' = 0.4 \cdot \phi = 0.4 \cdot 14 = 5.6 \text{ mm}$$

Así sabiendo que $E_C = 210\,000 \text{ MPa}$ y sustituyendo los valores antes mostrados se calcula la rigidez del tornillo en Ec.4.138.

$$k_C = \frac{E_C}{\frac{2 \cdot l' + l_1 + l_3}{A_5 + A_1 + A_3}} = 657\,340.31 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Ec. 4.138}$$

Rigidez de las piezas unidas

Sabiendo que $E_P = 210\ 000\ \text{MPa}$ y sustituyendo los valores de la Fig. 8.1 en Ec. 4.139 se obtiene la rigidez de las piezas unidas.

$$k_p = \frac{\pi}{4} * \frac{E_P}{l_p} * \left[\left(d_e + \frac{l_p}{10} \right)^2 - d_f^2 \right] = 2\ 358\ 550.68\ \text{N/mm} \quad \text{Ec. 4.139}$$

4.2.8.3 Cálculo del asentamiento

El cálculo de la disminución de fuerza de montaje debido al asentamiento de la unión se realiza mediante la Ec.4.140.

$$\Delta F_M = \delta_x * C * k_p \quad \text{Ec. 4.140}$$

Sabiendo que

- δ_x es el asentamiento y que se estima como la suma de los valores de los asentamientos en las juntas de las piezas unidas y en la rosca.
- C es la relación entre rigidez del tornillo y de las piezas unidas y se expresa tal y como se muestra en Ec.4.141.

$$C = \frac{k_C}{k_C + k_p} = 0.22 \quad \text{Ec. 4.141}$$

En esta unión hay 2 juntas (superficies mecanizadas): tornillo-pieza y pieza-pieza. Así pues el asentamiento es el que se detalla en Ec.4.142.

$$\delta_x = 2 * 4 + 5(\text{rosca}) = 13\ \mu\text{m} \quad \text{Ec. 4.142}$$

Sustituyendo este valor en Ec. 4.143. se obtiene la reducción de fuerza de montaje debida al asentamiento.

$$\Delta F_M = \delta_x * C * k_p = 6745.45\ \text{N} \quad \text{Ec. 4.143}$$

4.2.8.4 Comprobación de la fuerza de montaje (Seguridad de la unión)

Para saber la fuerza montaje remanente después del asentamiento hay que restar a la fuerza de montaje inicial la variación de fuerza que se ha producido durante el asentamiento (Ec.4.144.)

$$F'_M = F_{M \min} - \Delta F_M = 46\,587.95 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.144}$$

Ahora ya se puede calcular el coeficiente de seguridad de la unión (Ec 4.145).

$$C_S = \frac{F'_M}{F_{M-necesaria}} = \frac{46587.95}{4819.14} = 9.66 > 1 \quad \text{Ec. 4.145}$$

Por lo tanto la condición de no obertura de la unión se cumple.

4.2.8.5 Comprobación del tornillo

La comprobación del tornillo se ha de realizar en el peor de los casos, es decir, antes de que se produzca el asentamiento, cuando la fuerza de montaje es mayor ($F_{M\max} = 96000 \text{ N}$).

Sabiendo que los tornillos utilizados son R12:

- $R_e = 1080 \text{ MPa}$
- $R_m = 1200 \text{ MPa}$

y que la σ_{adm} se calcula según Ec. 4.146. Se puede calcular en Ec. 4.147 la σ a la que está sometido el tornillo y comparar éste valor con el admisible.

$$\sigma_{adm} = 0.9R_e = 972 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Ec. 4.146}$$

$$\sigma = \frac{F}{A_T} = \frac{96000}{115} = 834,8 \text{ N/mm}^2 < \sigma_{adm} \quad \text{Ec. 4.147}$$

Por lo tanto, la condición de no fallada de los tornillos se cumple.

4.2.9 Cálculo de los tornillos de la unión brida y soporte rodamiento

Los tornillos que realizan la unión entre la brida y el soporte de unos de los rodamientos del eje horizontal están sometidos a una fuerza separadora axial, que es en este caso la fuerza aerodinámica del viento. La fuerza se transmite de las palas al buje y del buje mediante el eje se transmite por los rodamientos a la brida.

Primero de todo hay que cuantificar dicha fuerza. En la Ec. 4.148 se muestra la expresión para calcular la fuerza que ejerce el viento.

$$F_{aero} = 0.062 * A * v^2 \quad \text{Ec. 4.148}$$

El aerogenerador puede trabajar entre velocidades de 0 m/s hasta 23.52 m/s momento en el que actúa el freno del mismo.

Así pues la fuerza aerodinámica variará entre 0 y su valor máximo expresado en la Ec. 4.149.

$$F_{aero} = 0.062 * A * v^2 = 0.062 * 7.06 * 23.5149^2 = 242.04 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.149}$$

A continuación se describen algunos datos de los tornillos de la unión que se está estudiando:

- 8 tornillos M8
- Resistencia 10,9 ($F_{M \text{ máx.}} = 25100 \text{ N}$; $M_{M \text{ máx.}} = 28 \text{ N}\cdot\text{m}$)
- Factor de collada $\alpha = 3$ (con llave de mano, cualquier estado de lubricación)
- Tornillo con recubrimiento cadmiado galvanizado y hembra sin recubrimiento

4.2.9.1 Cálculo de la rigidez de los tornillos y de las piezas

Antes de pasar a calcular el asentamiento hay que calcular la rigidez del tornillo y de las piezas. Previamente hay que verificar si las piezas a unir se pueden considerar extensas o no.

La sección que limita el paraboloide de compresión se define según:

- Circunferencial

$$\frac{D_d}{D_e} = \frac{104}{13} = 8 \gg 3 \rightarrow \text{Extensa}$$

- Radialmente (del eje del tornillo hacia el interior)

$$\frac{D_d}{D_e} = \frac{10 \cdot 2}{13} = 1.5 \rightarrow \text{Semi extensa}$$

- Radialmente (del eje del tornillo hacia el exterior)

$$\frac{D_d}{D_e} = \frac{12 \cdot 2}{13} = 1.8 \rightarrow \text{Semi extensa}$$

Por lo tanto se consideran las dos piezas como extensas.

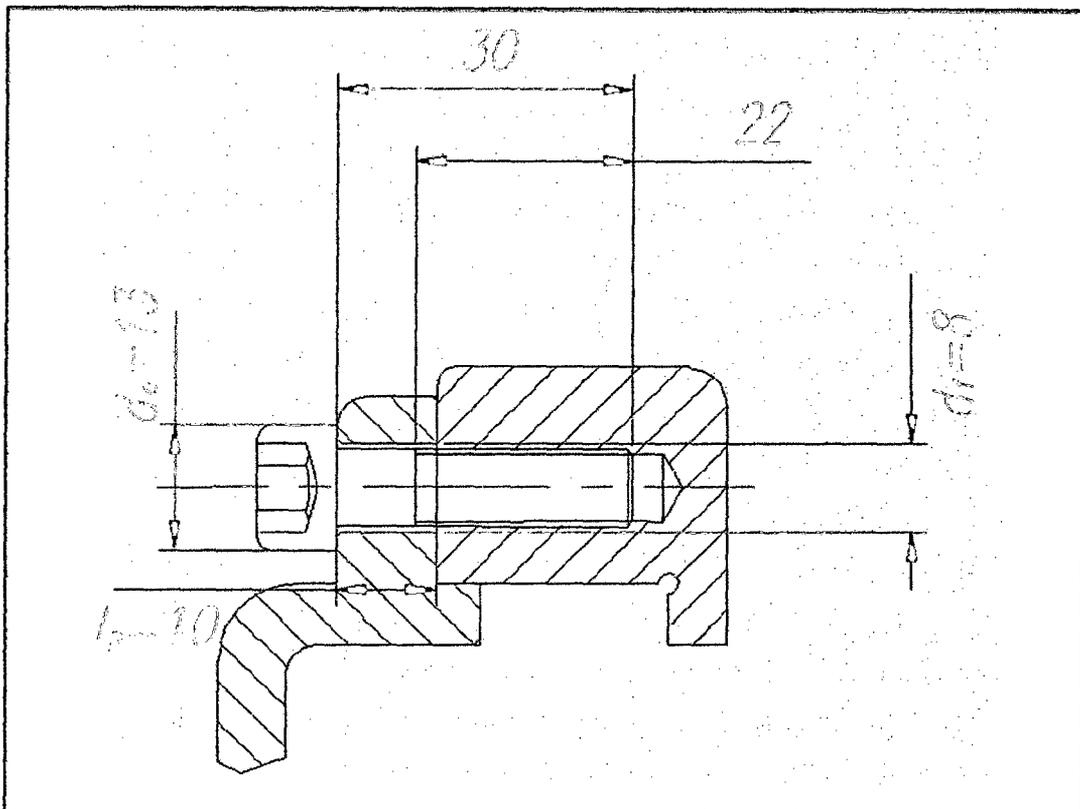


Fig. 4.17 Esquema unión brida-soporte rodamientos

Fuente: Elaboración Propia

Rigidez del tornillo

Para tornillos M8 se obtiene:

$$A_1 = \frac{\pi \cdot \phi^2}{4} = 50.3 \text{ mm}^2 \rightarrow l_1 = 30 - 22 = 8 \text{ mm}$$

$$A_3 = 32.8 \text{ mm}^2 \rightarrow l_3 = 10 - l_1 = 10 - 8 = 2 \text{ mm}$$

$$A_s = A_T = 36.6 \text{ mm}^2 \rightarrow l' = 0.4 \cdot \phi = 0.4 \cdot 8 = 3.2 \text{ mm}$$

Así sabiendo que $E_C = 210\,000\text{ MPa}$ y sustituyendo los valores antes mostrados se calcula la rigidez del tornillo en Ec.4.150

$$k_c = \frac{E_C}{\frac{2 \cdot l}{A_S} + \frac{l_1}{A_1} + \frac{l_3}{A_3}} = 468\,796.3 \text{ N/mm} \quad \text{Ec. 4.150}$$

Rigidez de las piezas unidas

Sabiendo que $E_P = 210\,000\text{ MPa}$ y sustituyendo los valores de la Fig 4.148 en Ec. 4.151 se obtiene la rigidez de las piezas unidas.

$$k_p = \frac{\pi}{4} * \frac{E_P}{l_p} * \left[\left(d_e + \frac{l_p}{10} \right)^2 - d_f^2 \right] = 2\,177\,123.71 \text{ N/mm} \quad \text{Ec. 4.151}$$

4.2.9.2 Cálculo del asentamiento

La variación de fuerza de montaje debida al asentamiento de la unión se muestra en Ec.4.152.

$$\Delta F_M = \delta_x * C * k_p = 5094.47 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.152}$$

Sabiendo que

- δ_x es el asentamiento y que se estima como la suma de los valores de los asentamientos en las juntas de las piezas unidas y en la rosca.
- C es la relación entre rigidez del tornillo y de las piezas unidas y se expresa tal y como se muestra en Ec.4.153.

$$C = \frac{k_c}{k_c + k_p} = 0.18 \quad \text{Ec. 4.153}$$

En esta unión hay 2 juntas (superficies mecanizadas): tornillo-brida y brida-soporte. Así pues el asentamiento es el que se detalla en Ec.4.154.

$$\delta_x = 2 * 4 + 5(\text{rosca}) = 13 \mu m \quad \text{Ec.4.154}$$

4.2.9.3 Comprobación de la unión

Se realiza la comprobación de la unión en la situación más desfavorable, considerando la fuerza de montaje mínima después del asentamiento.

Se calcula la fuerza de montaje mínima (Ec. 4.156) remanente después del asentamiento teniendo en cuenta la fuerza mínima de montaje antes del asentamiento en Ec. 4.155.

$$\alpha_C = \frac{F_{M \max}}{F_{M \min}} \rightarrow F_{M \min} = \frac{F_{M \max}}{\alpha_C} = \frac{25100}{3} = 8\,366.7 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.155}$$

$$F'_{M \min} = F_{M \min} - \Delta F_M = 3\,272.23 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.156}$$

Hay que comprobar que la fuerza que realiza la brida F_p' después del asentamiento sea positiva para que la unión no se abra.

$$F'_{M \min} = F'_{ps} + F'_p = (1 - c') * F_S + F'_p \rightarrow F'_p = F'_{M \min} - (1 - c') * F_S \quad \text{Ec. 4.157}$$

Para calcular c' (Ec. 4.158) hay que estimar el nivel de acción de la fuerza separadora i . Dada la geometría de la unión se estima $i=0,25$.

$$c' = i * c = 0.25 * 0.18 = 0.045 \quad \text{Ec. 4.158}$$

La fuerza separadora de la unión F_S es la fuerza aerodinámica pero hay que repartirla sobre el total de los tornillos (suponiendo que cada tornillo garantiza la misma fuerza axial).

$$F_S = \frac{F_{aerodinamica}}{8} = \frac{242.04 \text{ N}}{8} = 30.255 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.159}$$

Sustituyendo los valores calculados en Ec. 4.160 vemos que la unión cumple la condición de no obertura.

$$F'_p = F'_{M \min} - (1 - c') * F_S = 3\,243.34 \text{ N} > 0 \quad \text{Ec. 4.160}$$

4.2.9.4 Comprobación del tornillo

La comprobación del tornillo se ha de realizar en el peor de los casos, es decir, antes de que se produzca el asentamiento, cuando la fuerza de montaje es mayor ($F_{M\max} = 25100 \text{ N}$).

Sabiendo que los tornillos utilizados son R10.9:

- $R_e = 1000 \text{ MPa}$
- $R_m = 900 \text{ MPa}$

y que la σ_{adm} se calcula según Ec. 4.161. se puede calcular en Ec. 4.162 la σ a la que está sometido el tornillo y comparar éste valor con el admisible.

$$\sigma_{adm} = 0.9R_e = 810 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Ec. 4.161}$$

$$F = F_{M\max} + F_{S\max} * c' = 25100 + 406 * 0.045 = 25118.27 \text{ N}$$

$$\sigma = \frac{F}{A_T} = \frac{25118.27}{115} = 218.42 \text{ N/mm}^2 < \sigma_{adm} \quad \text{Ec. 4.162}$$

Por lo tanto, la condición de no fallada de los tornillos se cumple.

4.2.9.5 Comprobación de los tornillos a fatiga

Dado que la fuerza separadora es variable en función de la velocidad del viento hay que realizar una comprobación de fatiga de los tornillos de la unión a estudiar. Ya que la velocidad del viento es variable y no oscila para simplificar el planteamiento del problema se supone que la velocidad del viento origina una fuerza pulsatoria de 0 hasta la fuerza que soportan los tornillos en caso de que actúe el freno.

$$\sigma_s = \frac{\Delta F_{CS}}{2 * A_3} = \frac{F_{CS\max} - F_{CS\min}}{2 * 32.8} = \frac{406 * c'}{2 * 32.8} = \frac{406 * 0.045}{2 * 32.8} = 0.46 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Ec. 4.163}$$

Para tornillos M8 y de resistencia R10.9 se obtiene una $\sigma_A = 70 \text{ N/mm}^2$ por lo que el coeficiente de seguridad es el siguiente:

$$\sigma_s = \frac{70}{0.46} = 152.17 > 1$$

4.2.10 Cálculos de los rodamientos del eje vertical

La comprobación de los rodamientos del eje vertical se realiza de la misma forma que para los rodamientos del eje horizontal aunque hay que calcular la capacidad de carga estática ya que los rodamientos del eje vertical soportan una carga estática considerable.

A continuación en las Tablas 10.1 y 10.2 se muestran las características de cada rodamiento.

Tabla 4.18 Características del rodamiento A

Tipo	Rodamiento rígido de bolas de contacto angular
Designación	7211B
d (mm)	55
D (mm)	100
B (mm)	21
C (N)	36000
C ₀ (N)	29000
n (min-1) max lubricación grasa	5300
n (min-1) max lubricación aceite	7000
Masa (kg)	0.64

Fuente: SKF

Tabla 4.19 Características del rodamiento B

Tipo	Rodamiento rígido de bolas de contacto angular
Designación	7208B
d (mm)	40
D (mm)	80
B (mm)	18
C (N)	24500
C ₀ (N)	18600
n (min-1) max lubricación grasa	6700
n (min-1) max lubricación aceite	9000
Masa (kg)	0.38

Fuente: SKF

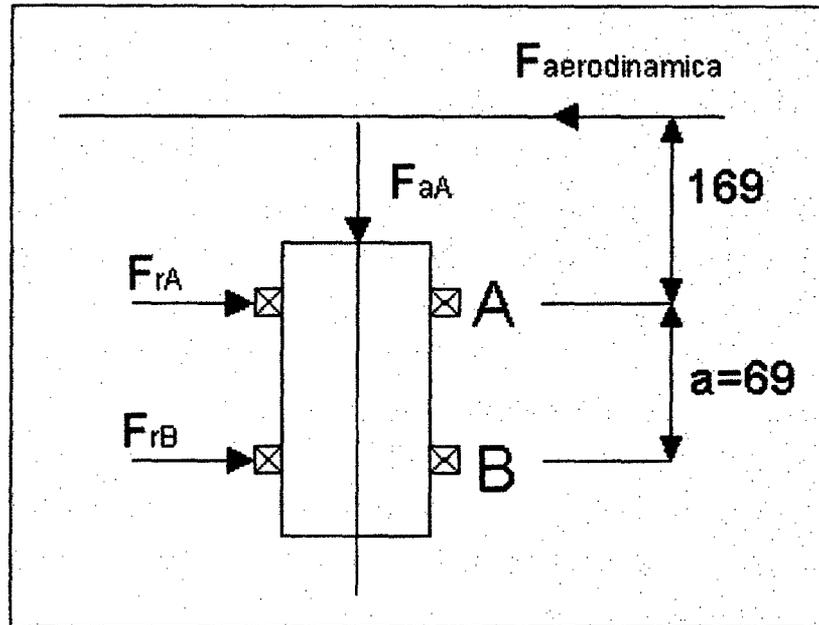


Fig. 4.18 Diagrama de cuerpo libre

Fuente: Elaboración propia

Según el diagrama del sólido de rígido (Fig. 4.18) las ecuaciones de la estática se muestran en Ec. 4.165, Ec. 4.166 y Ec. 4.167.

$$\sum F_x = 0 \rightarrow F_{Ar} + F_{Br} = F_{viento} \quad \text{Ec. 4.165}$$

$$\sum F_y = 0 \rightarrow F_{Aa} = F_{peso} \quad \text{Ec. 4.166}$$

$$\sum M_B = 0 \rightarrow -F_{viento} * (a + b) + F_{Ar} * a = 0 \quad \text{Ec. 4.167}$$

La fuerza radial que soportan los rodamientos es la fuerza que ejerce el viento sobre el aerogenerador. Se realizan los cálculos para el caso más desfavorable, es decir, en el caso en el que la velocidad del viento sea máxima.

$$F_{viento-max} = 0.062 * A * v^2 = 242.04 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.168}$$

Sustituyendo el valor antes calculado de la velocidad del viento y los datos del diagrama de sólido rígido se calculan las fuerzas que soporta cada rodamiento.

$$F_{Ar} + F_{Br} = 242.04 \text{ N} \rightarrow F_{Br} = -1120.91 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.169}$$

$$F_{Aa} = F_{\text{peso}} = 26 * 9.8 = 254.8 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.170}$$

$$- 254.8 * (169 + 69) + F_{Ar} * 69 = 0 \rightarrow F_{Ar} = 878.87 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.171}$$

Para cada rodamiento se calculará la carga estática y dinámica equivalente.

Para el caso del rodamiento A:

$$P_{A0} = F_{Ar} + 0.52 * F_{Aa} = 878.87 + 0.52 * 254.8 = 1\ 011.37 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.172}$$

$$\frac{F_{Aa}}{F_{Ar}} < 1.14 \rightarrow P_A = F_{Ar} + 0.55 * F_{Aa} = 878.87 + 0.55 * 254.8 =$$

$$1\ 019.01 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.173}$$

Para el caso del rodamiento B:

$$P_{B0} = F_{Br} + 0.52 * F_{Ba} = 1120.91 + 0.52 * 0 = 1\ 120.91 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.174}$$

$$\frac{F_{Ba}}{F_{Br}} < 1.14 \rightarrow P_B = F_{Br} + 0.55 * F_{Ba} = 1120.91 + 0.55 * 0 =$$

$$1\ 120.91 \text{ N} \quad \text{Ec. 4.175}$$

Una vez calculadas las cargas estáticas y dinámicas equivalentes de cada rodamiento hay que comprobar que los rodamientos soportan las cargas estáticas y calcular la vida del rodamiento y evaluar si esta es suficiente.

La capacidad de carga necesaria C_0 de un rodamiento se puede determinar mediante la Ec. 4.176.

$$C_0 = S_0 * P_0 \quad \text{Ec. 4.176}$$

Sabiendo que los rodamientos efectúan movimientos lentos ocasionales de rotación se estima $S_0=1.6$. Conociendo la carga estática equivalente de cada rodamiento y S_0 se calcula C_0 y se compara con la capacidad de carga estática de cada rodamiento para ver si es suficiente o hay que seleccionar otro rodamiento.



Para el caso del rodamiento A:

$$C_0 = S_0 * P_0 = 1.6 * 1\ 011.37 = 1\ 618.19\ N < 29000\ N \quad \text{Ec. 4.177}$$

Para el caso del rodamiento B:

$$C_0 = S_0 * P_0 = 1.6 * 1\ 120.91 = 1793.456\ N < 24500\ N \quad \text{Ec. 4.178}$$

4.2.11 Cálculo de los ajustes

En este apartado se calculan y se justifican todos los ajustes del aerogenerador.

4.2.11.1 Ajuste eje horizontal con anillo interior rodamientos

Primero de todo hay que determinar si el aro interior tiene carga circunferencial (el aro gira en relación a la dirección de la carga) o carga puntual (el aro se halla inmóvil en relación de la carga). En este caso al tratarse de una carga giratoria (teniendo en cuenta el desequilibrio) para el aro interior se tiene carga circunferencial.

Al tratarse de árboles para rodamientos radiales, carga circunferencial para el aro interior, con unas condiciones de cargas normales y grandes y al ser rodamiento de bolas se tiene un campo de tolerancia k5. Sabiendo la amplitud del intervalo de tolerancias y la desviación inferior se puede calcular la cota del ajuste.

$$d = 55 \text{ mm} \rightarrow IT_6 = 13 \mu \text{ m}$$

$$d = 55 \text{ mm} \rightarrow d_i = 2 \mu \text{ m}$$

$$IT_5 = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_{11} + d_i = 13 + 2 = 15 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 55_{+2}^{+15} (k5)$$

4.2.11.2 Ajuste soporte rodamientos horizontal con anillos exterior y rodamientos

Para este caso la carga se considera puntual. Al tratarse de soportes para rodamientos radiales con carga puntual en el anillo exterior con cargas de choque se obtiene un campo de tolerancia J7. Análogamente al caso anterior se calcula la cota para el ajuste.

$$d = 85 \text{ mm} \rightarrow IT_7 = 35 \mu \text{ m}$$

$$d = 85 \text{ mm} \rightarrow d_s = 22 \mu \text{ m}$$

$$IT_7 = d_s - d_i \rightarrow d_i = d_s + IT_7 = 22 - 35 = -13 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 85_{-13}^{+22} (J7)$$

4.2.11.3 Ajuste brida con soporte de rodamientos

Se trata de un ajuste con apriete, que no transmite esfuerzo notable, que puede montarse y desmontarse sin deterioro y con colocación a mano. Como la tolerancia interior del soporte del rodamiento se ha fijado como J7 se toma el sistema eje base y se toma como ajuste h6 J7.

La tolerancia interior del soporte del rodamiento (“agujero”) se ha calculado antes:

$$COTA \rightarrow \phi 85_{-13}^{+22} (J7)$$

Para la brida (“eje”)

$$d = 85 \text{ mm} \rightarrow IT_6 = 22 \mu \text{ m}$$

$$d = 85 \text{ mm} \rightarrow d_s = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_6 = d_s - d_i \rightarrow d_i = d_s + IT_6 = 0 - 22 = -22 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 85_{-22}^0 (h6)$$

4.2.11.4 Ajuste buje- casquillo con eje horizontal

Se trata de un ajuste con apriete, que no transmite esfuerzo notable, que puede montarse y desmontarse sin deterioro y con colocación a mano. Tomando el sistema agujero base (que es más barato) el ajuste a calcular es H7 h6.

Para la brida (“agujero”)

$$d = 45 \text{ mm} \rightarrow IT_7 = 25 \mu \text{ m}$$

$$d = 45 \text{ mm} \rightarrow d_i = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_7 = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_7 + d_i = 25 + 0 = 25 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 45_0^{+25} (H7)$$

Para el (“eje”)

$$d = 45 \text{ mm} \rightarrow IT_6 = 16 \mu \text{ m}$$

$$d = 45 \text{ mm} \rightarrow d_s = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_6 = d_s - d_i \rightarrow d_i = d_s - IT_6 = 0 - 16 = -16 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 45_{-16}^0 (h6)$$

4.2.11.5 Ajuste buje con embellecedor

Se trata de un ajuste con apriete, que no transmite esfuerzo notable, que puede montarse y desmontarse sin deterioro y con colocación a mano. Tomando el sistema agujero base (que es más barato) el ajuste es H11 h11 dado que no es necesario tener un ajuste fino para la funcionalidad de éste.

Para el (“agujero”)

$$d = 85 \text{ mm} \rightarrow IT_{11} = 220 \mu \text{ m}$$

$$d = 85 \text{ mm} \rightarrow d_i = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_{11} = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_{11} + d_i = 220 + 0 = 220 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 85_0^{+220} (H11)$$

Para el (“eje”)

$$d = 85 \text{ mm} \rightarrow IT_{11} = 220 \mu \text{ m}$$

$$d = 85 \text{ mm} \rightarrow d_s = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_{11} = d_s - d_i \rightarrow d_i = d_s - IT_{11} = 0 - 220 = -220 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 85_{-220}^0 (h11)$$

4.2.11.6 Ajuste eje vertical con anillo interior de rodamientos

En este caso se tiene carga circunferencial para el aro interior. Entonces al campo de tolerancias para el eje teniendo en cuenta que se tratan de rodamientos radiales de bolas que soportan cargas normales y grandes es k5 para el ajuste de aro interior de los dos rodamientos.

Para rodamiento 1:

$$d = 55 \text{ mm} \rightarrow IT_5 = 13 \mu \text{ m}$$

$$d = 55 \text{ mm} \rightarrow d_i = 2 \mu \text{ m}$$

$$IT_5 = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_5 + d_i = 13 + 2 = 15 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 55_{+2}^{+15} (k5)$$

Para rodamiento 2:

$$d = 70 \text{ mm} \rightarrow IT_5 = 13 \mu \text{ m}$$

$$d = 70 \text{ mm} \rightarrow d_s = 2 \mu \text{ m}$$

$$IT_5 = d_s - d_i \rightarrow d_i = d_s - IT_5 = 13 + 2 = 15 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 70_{+2}^{+15} (h11)$$

4.2.11.7 Ajuste soporte rodamientos verticales con anillo exterior de rodamientos

Se tiene para el aro exterior carga puntual y al tratarse de rodamientos radiales de bolas que han de soportar cargas normales y pequeñas en condiciones simples de servicio el campo de tolerancias corresponde a H8.

Para el ("agujero")

$$d = 100 \text{ mm} \rightarrow IT_8 = 54 \mu \text{ m}$$

$$d = 100 \text{ mm} \rightarrow d_i = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_8 = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_8 + d_i = 54 + 0 = 54 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 100_0^{+54} (H8)$$

Para el ("eje")

$$d = 125 \text{ mm} \rightarrow IT_8 = 63 \mu \text{ m}$$

$$d = 125 \text{ mm} \rightarrow d_i = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_{11} = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_8 - d_i = 63 - 0 = 63 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 125_0^{+63} (H8)$$

4.2.11.8 Ajuste eje vertical con botón del eje vertical

Se trata de un ajuste con apriete, para no transmitir esfuerzo, que se pueda montar y desmontar sin deterioro y colocar a mano. Tomando el sistema agujero base (que es más barato) el ajuste es H11 h11.

Para el ("agujero")

$$d = 80 \text{ mm} \rightarrow IT_{11} = 190 \mu \text{ m}$$

$$d = 80 \text{ mm} \rightarrow d_i = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_{11} = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_{11} + d_i = 190 + 0 = 190 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 80_0^{+190} (H11)$$

Para el ("eje")

$$d = 80 \text{ mm} \rightarrow IT_{11} = 190 \mu \text{ m}$$

$$d = 80 \text{ mm} \rightarrow d_s = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_{11} = d_s - d_i \rightarrow d_i = d_s - IT_{11} = 0 - 190 = -190 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 80_{-190}^0 (h11)$$

4.2.11.9 Ajuste eje vertical con base

Se trata de un ajuste con apriete, para no transmitir esfuerzo, que se pueda montar y desmontar sin deterioro y colocar a mano. Tomando el sistema agujero base (que es más barato) el ajuste es H11 h11 dado que no se necesita un ajuste fino.

Para el ("agujero")

$$d = 80 \text{ mm} \rightarrow IT_{11} = 190 \mu \text{ m}$$

$$d = 80 \text{ mm} \rightarrow d_i = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_{11} = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_{11} + d_i = 190 + 0 = 190 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 80_0^{+190} (H11)$$

Para el ("eje")

$$d = 80 \text{ mm} \rightarrow IT_{11} = 190 \mu \text{ m}$$

$$d = 80 \text{ mm} \rightarrow d_s = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_{11} = d_s - d_i \rightarrow d_i = d_s - IT_{11} = 0 - 190 = -190 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 80_{-190}^0 (h11)$$

4.2.11.10 Ajuste estator con patas del alternador

Se trata de un ajuste con apriete, para no transmitir esfuerzo, que se pueda montar y desmontar sin deterioro y colocar a mano. Según el catálogo del alternador para el "agujero" se toma una posición H y una calidad IT 8, por lo tanto se selecciona para el "eje" la posición h y una calidad IT 7.

Para el ("agujero")

$$d = 130 \text{ mm} \rightarrow IT_8 = 63 \mu \text{ m}$$

$$d = 130 \text{ mm} \rightarrow d_i = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_8 = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_8 + d_i = 63 + 0 = 63 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 130_0^{+63} (H8)$$

Para el (“eje”)

$$d = 130 \text{ mm} \rightarrow IT_7 = 40 \mu \text{ m}$$

$$d = 130 \text{ mm} \rightarrow d_s = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_7 = d_s - d_i \rightarrow d_i = d_s - IT_7 = 0 - 40 = -40 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 130_{-40}^0 (h7)$$

4.2.11.11 Ajuste rotor del alternador con eje horizontal

Se trata de un ajuste con apriete, para no transmitir esfuerzo, que se pueda montar y desmontar sin deterioro y colocar a mano. Según el catálogo del alternador para el “agujero” se toma una posición H y una calidad IT 7, por lo tanto se selecciona para el “eje” la posición h y una calidad IT 6.

Para el (“agujero”)

$$d = 56 \text{ mm} \rightarrow IT_7 = 30 \mu \text{ m}$$

$$d = 56 \text{ mm} \rightarrow d_i = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_8 = d_s - d_i \rightarrow d_s = IT_7 + d_i = 30 + 0 = 30 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 56_{0}^{+30} (H7)$$

Para el (“eje”)

$$d = 56 \text{ mm} \rightarrow IT_6 = 19 \mu \text{ m}$$

$$d = 56 \text{ mm} \rightarrow d_s = 0 \mu \text{ m}$$

$$IT_6 = d_s - d_i \rightarrow d_i = d_s - IT_6 = 0 - 19 = -19 \mu \text{ m}$$

$$COTA \rightarrow \phi 56_{-19}^0 (h6)$$

4.2.12 Estudio de cotas

En la unión de la góndola con la torre hay que realizar un estudio de cotas, ya que la cota

A queda totalmente definida por la cota B,C,D y x (ver Fig.4.19).

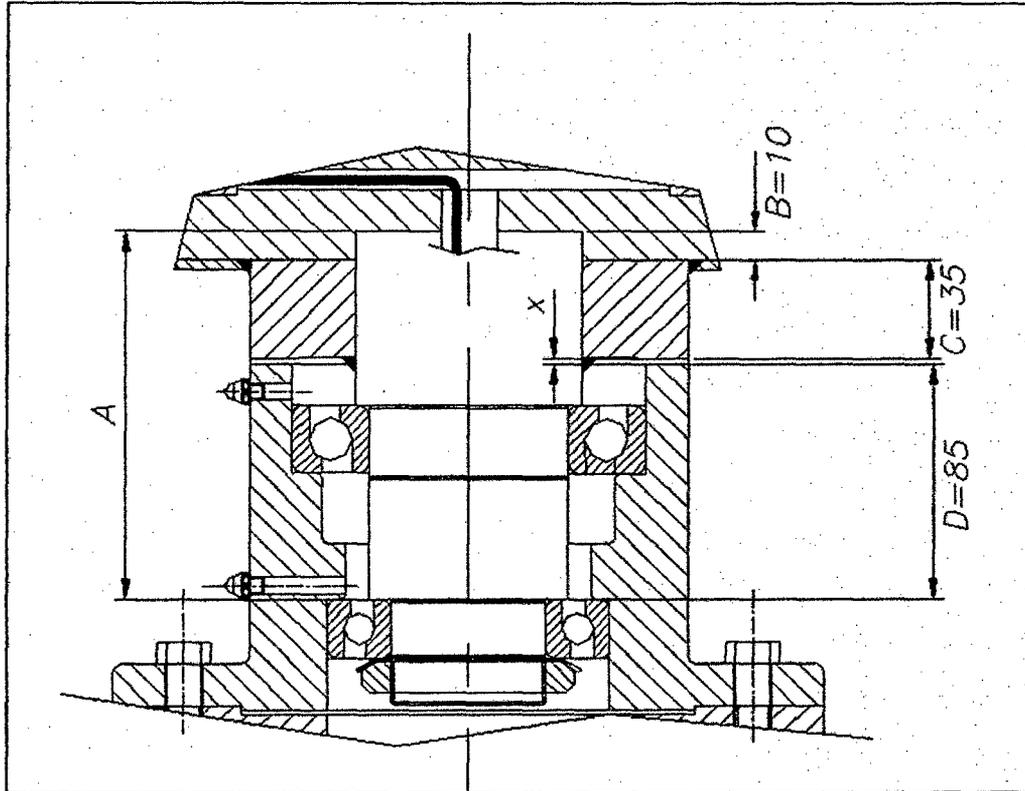


Fig. 4.19 Detalle unión góndola – torre

Fuente: Elaboración Propia.

Por adición de cotas la cota x (juego) se puede escribir tal y como se muestra en la Ec. 4.179.

$$x = A - B - C - D \quad \text{Ec. 4.179}$$

Sabiendo que hay un juego máximo y un juego mínimo la Ec. 4.179 se puede escribir para cada caso como se detalla en Ec. 4.180 y Ec. 4.181.

$$x_{max} = A_{max} - B_{min} - C_{min} - D_{min} \quad \text{Ec. 4.180}$$

$$x_{min} = A_{min} - B_{max} - C_{max} - D_{max} \quad \text{Ec. 4.181}$$

Se toma una calidad IT 10 para las cotas B, C y D tal y como se muestra en la Tabla 4.20

Tabla 4.20. Tolerancias de las cotas

COTA	VALOR (mm)	IT 10 (μ m)
B	10	58
C	35	100
D	85	140

Fuente: Tolerancias

Las cotas B,C y D son cotas “macho” por lo que se pueden escribir de la siguiente manera:

$$B \rightarrow 10^0_{-58}$$

$$C \rightarrow 35^0_{-100}$$

$$D \rightarrow 85^0_{-140}$$

Imponiendo que el juego máximo que se desea es de 0,6 mm y que el juego mínimo deseado es 0,4 mm se puede calcular el valor de las tolerancias de la cota A (ver Ec. 4.182 y Ec. 4.183).

$$A_{max} = x_{max} + B_{min} + C_{min} + D_{min} = 0.6 + 9.94 + 34.9 + 84.86 = 130.30 \text{ mm} \quad \text{Ec. 4.182}$$

$$A_{min} = x_{min} + B_{max} + C_{max} + D_{max} = 0.4 + 10 + 35 + 85 = 130.40 \text{ mm} \quad \text{Ec. 4.183}$$

Finalmente la cota A se puede escribir como:

$$130^{+400}_{+300}$$

4.2.13 Dispositivos de orientación

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para orientar el rotor perpendicular a la dirección del viento. La turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está situado perpendicularmente al viento. Un error de orientación implica que no se está aprovechando toda la capacidad de las palas para capturar la energía disponible.

Para solucionar esto es necesario instalar este tipo de dispositivos. A continuación se detallan tres posibles alternativas:

- orientación mediante aleta estabilizadora,
- mediante eólicas auxiliares
- y orientación del rotor mediante servomotor.

La solución con aleta estabilizadora se emplea principalmente para la orientación de eólicas hasta diámetros de 6 m. Esta solución consiste en una aleta que se acopla al rotor de la eólica tal como se observa en la Fig. 4.20 y mantiene el plano de rotación de las palas perpendicular al viento. Es una solución sencilla y de bajo coste, por eso se utiliza para aerogeneradores de baja potencia.

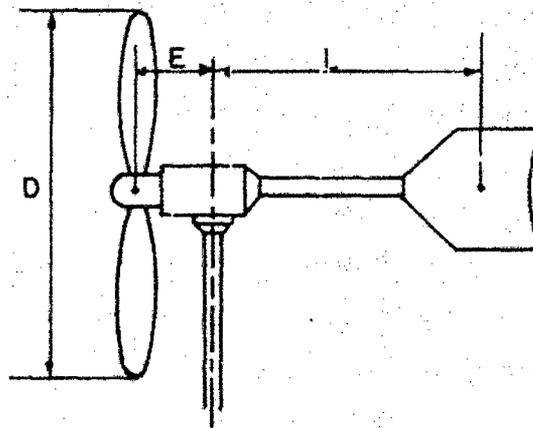


Fig. 4.20 Orientación Mediante aleta estabilizadora.

Fuente: Elaboración Propia

En la Fig. 4.21 se muestra un dispositivo de orientación mediante eólicas auxiliares, las cuales se disponen en el lado del eje de la eólica principal cuyo eje de rotación son perpendiculares a la eólica principal. Si la eólica principal no está orientada en la dirección del viento, la eólica auxiliar se pone en marcha arrastrando el tornillo sin fin hasta que se engrane sobre una corona dentada concéntrica con el

eje del soporte. Las eólicas auxiliares se detienen cuando reciben el viento perpendicular a su eje.

Comparado con la alternativa de aleta estabilizadora, esta solución tiene la ventaja de ser más suave y sin movimientos bruscos pero es más cara y más complicada.

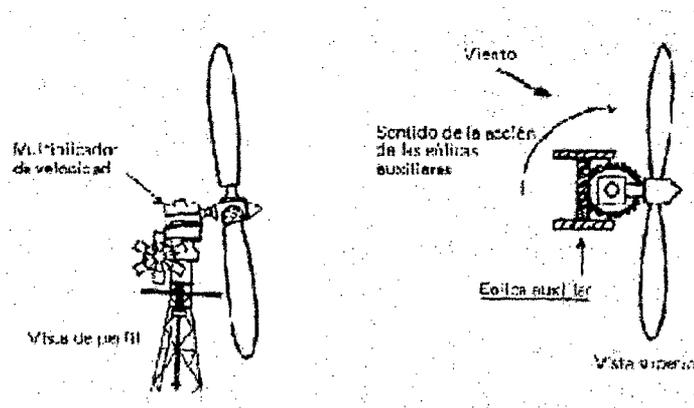


Fig. 4.21. Orientación mediante eólicas auxiliares

Fuente: Elaboración Propia

Una última posible alternativa es la orientación del rotor de la eólica por servomotor. Esta solución consta de un motor de orientación, que puede girar en los dos sentidos, el cual está dirigido por una veleta. La veleta, que se encuentra sujeta a la góndola, toma la dirección del viento y mediante un sistema electrónico corrige la dirección del aerogenerador accionando el motor de orientación. A pesar de ser una solución muy precisa, es mucho más cara y más compleja que las comentadas anteriormente, por eso es utilizada en aerogeneradores de gran tamaño.

Así pues valorando el coste de las alternativas y su complejidad en cuanto a diseño para la aplicación se adoptará una solución con aleta estabilizadora.

Para este tipo de dispositivo de orientación de la góndola (diámetros de palas menor a 6 m) se recomienda que la distancia entre el eje de rotación de la góndola y la ubicación de la veleta sea de aproximadamente 4 veces la distancia entre el eje de rotación de la góndola y el plano del rotor.

La superficie de la veleta depende del área barrida por las palas (Ec.4.184). En el caso de eólicas compuestas por 3 palas la superficie de la veleta (Ec. 4.185.) tiene que ser el 4% del área barridas por las palas.

$$A_{rotor} = \pi r^2 = \pi * 1.5^2 = 7.07 m^2 \quad \text{Ec.4.184}$$

$$A_{veleta} = 0.04 * A_{rotor} = 0.04 * 7.07 = 0.2827 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.185}$$

En la Fig. 4.22. Se muestra un detalle del dispositivo de orientación, consiste en una veleta unida a la góndola mediante un soporte que se colla a la base de la misma.

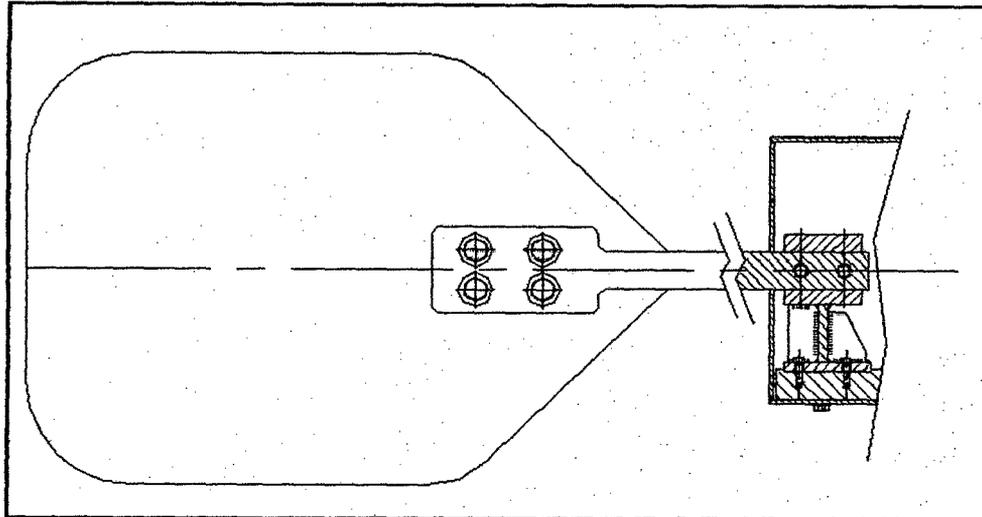


Fig. 4.22. Detalle de la veleta

Fuente: Elaboración Propia

4.2.14 Transmisión de la potencia

Normalmente el eje del rotor (eje de baja velocidad) no se acopla directamente al alternador (eje de alta velocidad) ya que la velocidad a la que giran las palas es inferior a la del accionamiento del alternador, por eso es necesario intercalar un multiplicador entre el buje y el alternador. Para realizar la unión mediante acoplamiento se unen el eje de baja velocidad al multiplicador y el alternador al multiplicador. Pero hay otro tipo de solución, existen en el mercado alternadores de imanes permanentes que permiten acoplar el rotor del alternador directamente al eje sobre el cual se encuentra el buje. Esta solución además de ser más económica implica una reducción de peso y de espacio en la eólica, por eso se tomará como solución esta alternativa.

La transmisión de potencia eólica se transmite a través de las palas al buje, y éste al estar acoplado al eje mediante una chaveta transmite el par al eje. El eje se sujeta gracias a una pareja de rodamientos ubicados en cada extremo del eje mediante unos soportes. Dado que el rotor del alternador se acopla directamente sobre el eje

del buje, se realiza mediante una unión con interferencia con un casquillo que va collado al rotor.

4.2.14.1 Buje

El buje realiza la unión entre las palas y el eje y es que se encarga de transmitir la potencia al eje. Hay diversas alternativas de construcción:

- Eje fabricado por forja dándole la forma ya del buje. Es una solución cara ya que se han de realizar las matrices y dado que es un proyecto singular el coste que supone esta solución es inviable.
- Buje unido por abrazamiento, es decir, mediante una unión con interferencia. La desventaja que presenta es que no se puede desmontar.
- Buje unido al eje mediante el perfil acanalado. Este tipo de solución es idónea para transmitir valores de pares elevados aunque el coste que supone es importante ya que se ha fresar el eje mediante rodadura y el cubo mediante brochado.
- Buje unido al árbol mediante una chaveta

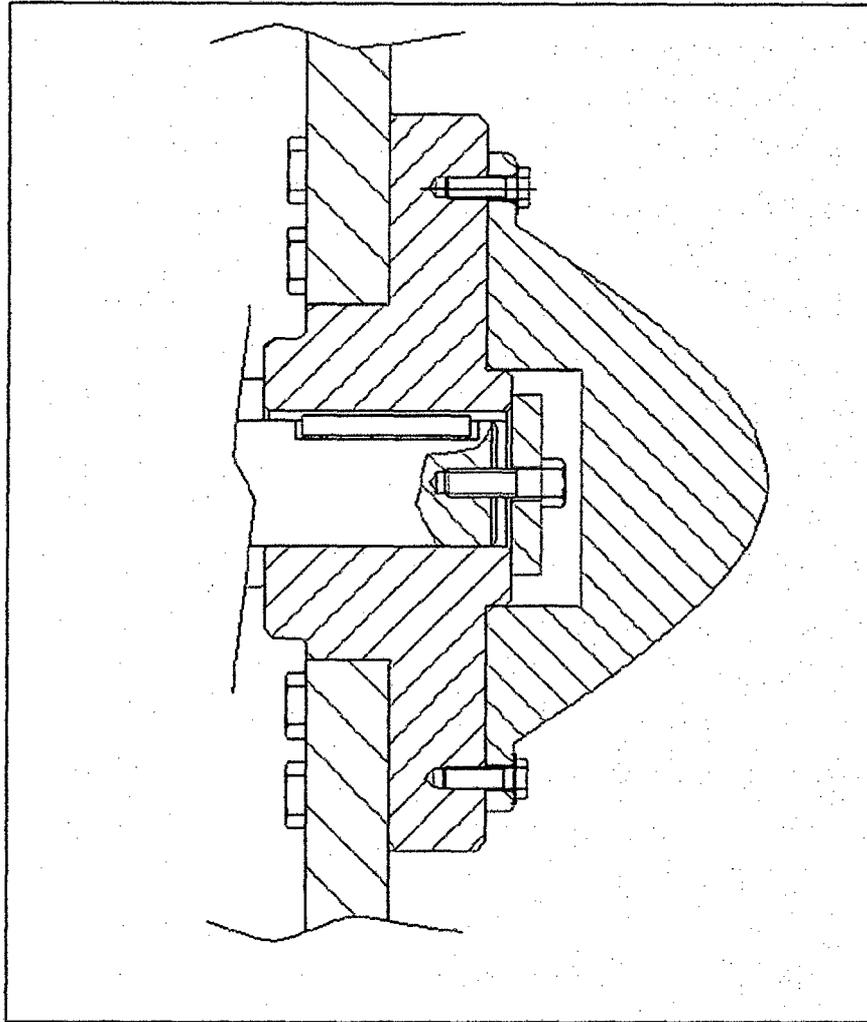


Fig. 4.23 Detalle Unión Buje -Palas

Fuente: Elaboración Propia

La última solución (ver Fig. 4.23) resulta la más razonable en cuanto a coste ya que no es necesario realizar las matrices para el eje y sólo hay que mecanizar el chavetero en el buje y el eje. La chaveta se encarga de transmitir todo el par al eje por lo que se debe realizar la comprobación (ver Apartado 4.2.5). Así mismo, debido a la existencia de la fuerza centrífuga que soportan las palas (ver Apartado 4.2.2.1) hay que asegurar que la unión entre buje y palas para que no patinen, por ello, se deben comprobar los tornillos que realizan dicha unión a la fuerza separadora a la que están sometidos (ver Aparado 4.2.8).

Sobre el buje se mecanizan alojamientos para poder fijar las palas mediante tornillos, por eso el estado superficial de estos alojamientos debe ser fino.

Dado que el buje es una pieza altamente solicitada debido al par que transmite mediante la chaveta el material tiene que ser de acero y en concreto se selecciona Acero St 60, ya que no es necesario utilizar aceros tratados (aceros de cementación, nitruración).

4.2.15 Rodamientos

Se disponen dos rodamientos rígidos de bolas de la casa SKF, uno en cada extremo del árbol. Uno de ellos está libre y otro está fijo ya que además de soportar carga radial soporta la carga axial debida al esfuerzo aerodinámico del viento. Los rodamientos seleccionados son rodamientos rígidos de bolas ya que la capacidad de soportar carga combinada es buena. Tal y como se muestra en el Apartado 4.2.3 .se comprueban que los dos rodamientos soportan las solicitaciones que requiere la aplicación teniendo en cuenta que el viento es variable. Dado que interesa minimizar el mantenimiento que se realice al aerogenerador se seleccionan rodamientos obturados que no necesitan ser lubricados. Los dos rodamientos tienen el anillo interior giratorio y el anillo exterior fijo y debido a que la disposición de la carga es giratoria (teniendo en cuenta el desequilibrio generado por la palas) para el anillo interior se diseña juego y el anillo exterior se diseña con interferencia (los ajustes se encuentran en el Apartado 4.2.11).

El sistema de fijación de los rodamientos al eje se ha realizado mediante una arandela de seguridad y una tuerca entallada para el rodamiento B y para el rodamiento A se hace tope contra el rebaje del eje y mediante un casquillo que se interpone entre el rodamiento y el buje se acaba de fijar (ver Fig. 4.24). Como el rodamiento B es fijo ya que soporta también carga axial, se coloca una brida en el soporte del rodamiento que hace presión sobre el anillo exterior del mismo para evitar su movimiento. Este rodamiento transmite la fuerza axial que proviene del viento y se transmite por el eje a la brida, por eso se comprueban que los la unión que hace la brida no se abra (ver Apartado 4.2.9).

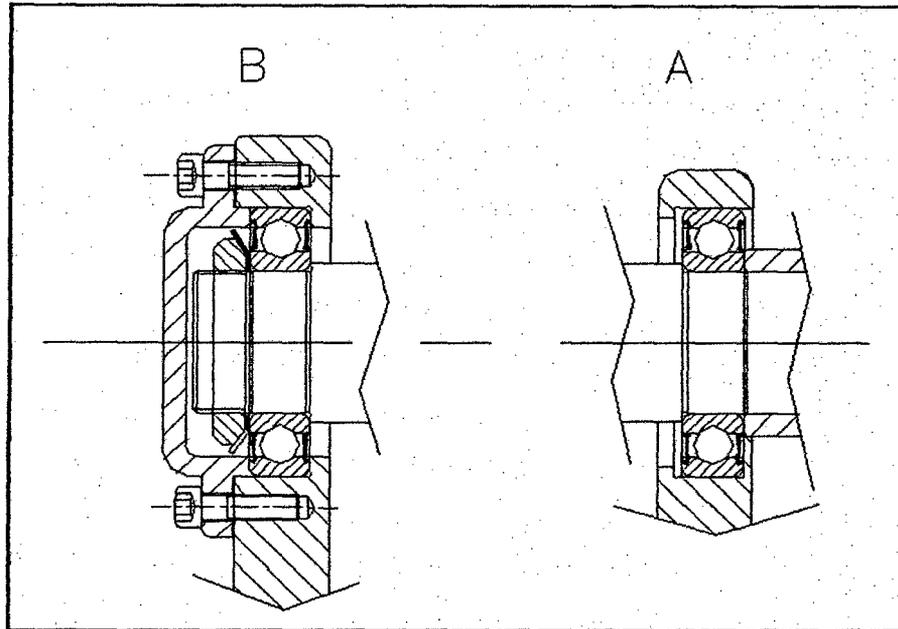


Fig. 4.24. Detalle del sistema de fijación del rodamiento A y B
Fuente: Elaboración Propia

4.2.16 Eje Horizontal

Se selecciona Acero St 42 (conformado por laminación) idóneo para árboles moderadamente solicitados ya que no es necesario aceros más sofisticados para esta aplicación. Como se explica en el Apartado 4.2.4 el eje aguanta la fatiga debida a la torsión del movimiento rotatorio impulsado por las palas.

El eje se mecaniza (según los ajustes calculados en el Apartado 4.2.11) ya que sobre él se montan el rotor del alternador, el casquillo con interferencia para collar el rotor, los rodamientos, el casquillo y el buje, además de disponer del alojamiento de la chaveta que se realiza por fresado.

4.2.17 Unión rotor del alternador con el eje horizontal

Hay varias alternativas para fijar el rotor del alternador al eje.

- Realizar un eje de diámetro de 71mm en vez de 56 mm (diámetro interior del rotor del alternador; corresponde al máximo diámetro del eje horizontal) para poder collar el rotor del alternador.

Esta solución es muy cara ya que hay que mecanizar 7,5 mm de material en casi toda la longitud del eje para conseguir 12 mm de botón de diámetro 71 mm para fijar el rotor. Por lo tanto se descarta.

- Realizar una unión con chaveta entre el rotor y el eje, pero debido al tipo del material del rotor, que es hierro con propiedades magnéticas no es viable ya que al mecanizar este material se podrían ver alteradas las propiedades magnéticas del rotor.
- La unión por interferencia resulta la más razonable y económica a pesar de no poder desmontarla (ver Fig. 4.25).

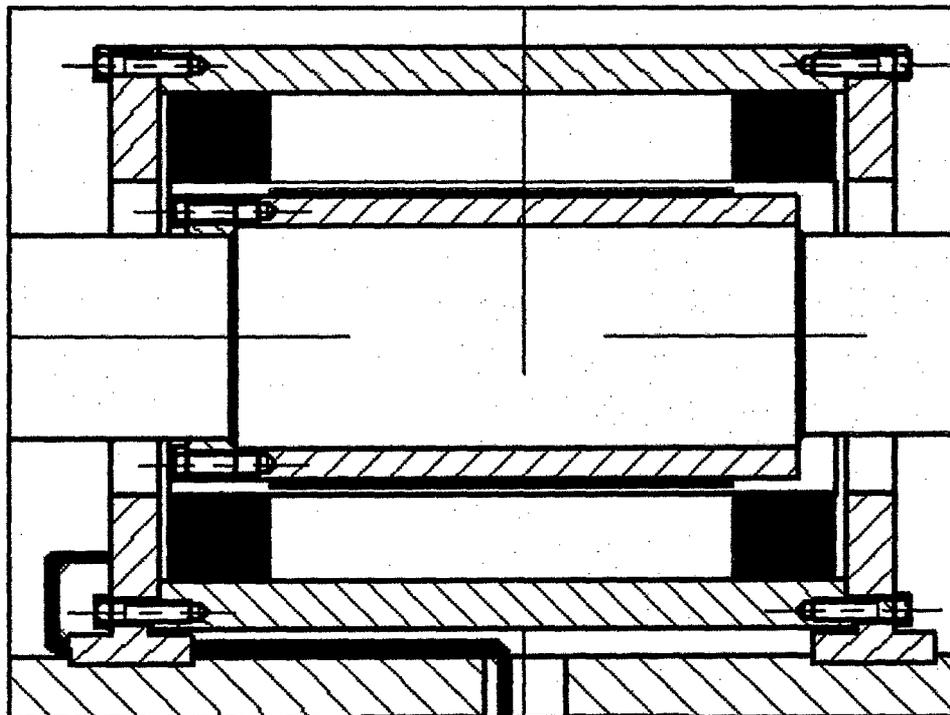


Fig. 4.25. Unión rotor-eje mediante interferencia

Fuente: Elaboración Propia

Se selecciona la unión por interferencia entre el eje y la pieza que collar el rotor. El tipo de interferencia encaje térmico tal y como se explica en el Apartado 4.2.6.

4.2.18 Góndola

La góndola consiste en una base donde se fijan todos los componentes y dos carcavas (superior e inferior) para cerrar el conjunto tal y como se ve en la Fig. 4.26.

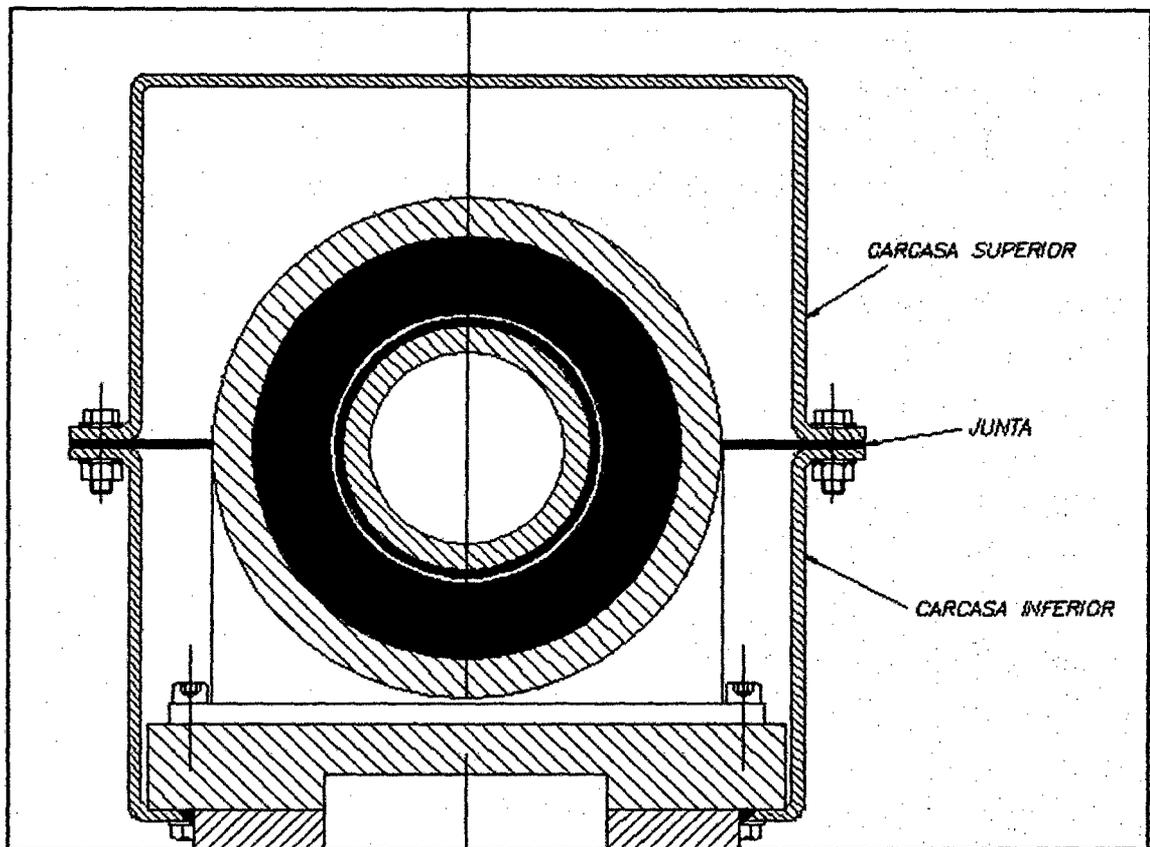


Fig. 4.26. Detalle de una sección frontal de la góndola

Fuente: Elaboración Propia

Sobre la base se mecanizan alojamientos para los soportes de los rodamientos y éstos se fijan a la misma mediante soldadura para asegurar una correcta alineación y no tener problemas una vez se monte el eje. Una vez soldados se mecanizan los alojamientos de los rodamientos. Hay que considerar que las soldaduras sufrirán esfuerzos a flexión debido a la componente axial que soporta el rodamiento fijo, por este motivo se comprueban las soldaduras en el Apartado 4.2.7.

Sobre la base se mecanizan alojamientos también para las patas del alternador teniendo en cuenta que las patas y los soportes deben quedar totalmente paralelos para evitar problemas de desalineación entre rotor y estator. También se mecaniza un alojamiento para colocar el eje vertical y otro para colocar el soporte del dispositivo de orientación. El acabado superficial de estos alojamientos ha de ser fino para evitar problemas en el montaje de alineamiento entre rotor y estator.

La góndola se cierra para evitar que entre la suciedad mediante dos carcasas, la carcasa inferior que se fija a la base y la superior que fija a la inferior, ambas mediante tornillos. La carcasa inferior se podría unir a la base por soldadura pero entonces no se podría desmontar, por esto se han escogido tornillos. Entre la unión de las dos carcasas se intercala una junta para mantener lo más estanco posible el interior de la góndola.

El tipo de material para realizar la carcasa a de ser el adecuado para embutir chapa al mismo tiempo el material de la base ha de poseer buena soldabilidad por lo que selecciona Acero St 37 para ambos componentes.

4.2.19 Unión Torre - Góndola

La góndola o bastidor debe poder girar libremente respecto de la torre, por ello hay que diseñar una unión que permita este movimiento de rotación. La unión se realiza mediante un eje vertical acoplado a la base mediante un soporte con rodamientos.

La unión se divide en dos piezas, una es el eje y otra pieza que hace de botón entre la base y el eje y se unen a ellos mediante soldadura. Esta última pieza da más estabilidad a la unión y se realizan dos piezas separadas para evitar mecanizar el eje más de lo necesario, por lo que es una solución más barata ya que se desperdicia menos material.

Una elemento a tener en cuenta de cara a diseñar está unión es el cable del alternador. Una posible alternativa sería instalar una unión por anillos rozantes para que el cable no sufriera en caso de que la góndola girará siempre en el mismo sentido, pero el coste que supone lo hace inviable. Así pues, la alternativa que se elige consiste en pasar el cable a través del eje. Se considera que el cable es suficientemente largo en caso de que siempre girará hacia el mismo sentido no habría problema. Hay que tener en cuenta que el cable que sale del alternador es de Poliuretano material con buena resistencia y rigidez mecánica. Para no haber de

mecanizar un agujero para poder pasar el cable se compra ya un eje hueco, de esta manera se ahorra dinero en mecanizar todo el agujero.

4.2.20 Rodamientos

Para aerogeneradores de gran potencia se utilizan coronas de rodamientos, pero esta solución es cara para la aplicación objeto de estudio. Por eso se seleccionan rodamientos de contacto angular del Catálogo SKF ya que pueden soportar carga combinada (axial y radial).

Hay dos tipos disposiciones para este tipo de rodamientos en ejes:

- La disposición en “X” es una mala disposición para aguantar carga radiales sobre el eje
- La disposición en “O” se utilizan para ejes cortos y permite soportar cargas radiales además de ser una disposición que da al árbol más estabilidad. Por este motivo se selecciona la disposición en O.

Igual que en el caso del eje horizontal uno de los rodamientos está fijo (soporta carga axial y radial) y por lo tanto está fijado al eje mediante una arandela de segura y una tuerca entallada y el otro está libre (solo soporta la fuerza radial).

Los dos rodamientos tienen el anillo interior giratorio y el anillo exterior fijo y debido a que la disposición de la carga es giratoria para el anillo interior se diseña juego y el anillo exterior se diseña con interferencia.

La unión queda totalmente cerrada por lo que se montan dos engrasadores, uno para cada rodamiento. El tipo de grasa que se utiliza consiste en una grase base de aceite mineral (ver Fig.4.27). Para evitar que la grasa se salga de la zona de trabajo de los rodamientos se monta un anillo Nilon fijado en el interior del rodamiento fijo.

Los rodamientos sólo se comprueban estáticamente (ver Apartado 4.2.10) ya que no es necesario calcular a fatiga, la góndola normalmente gira despacio.

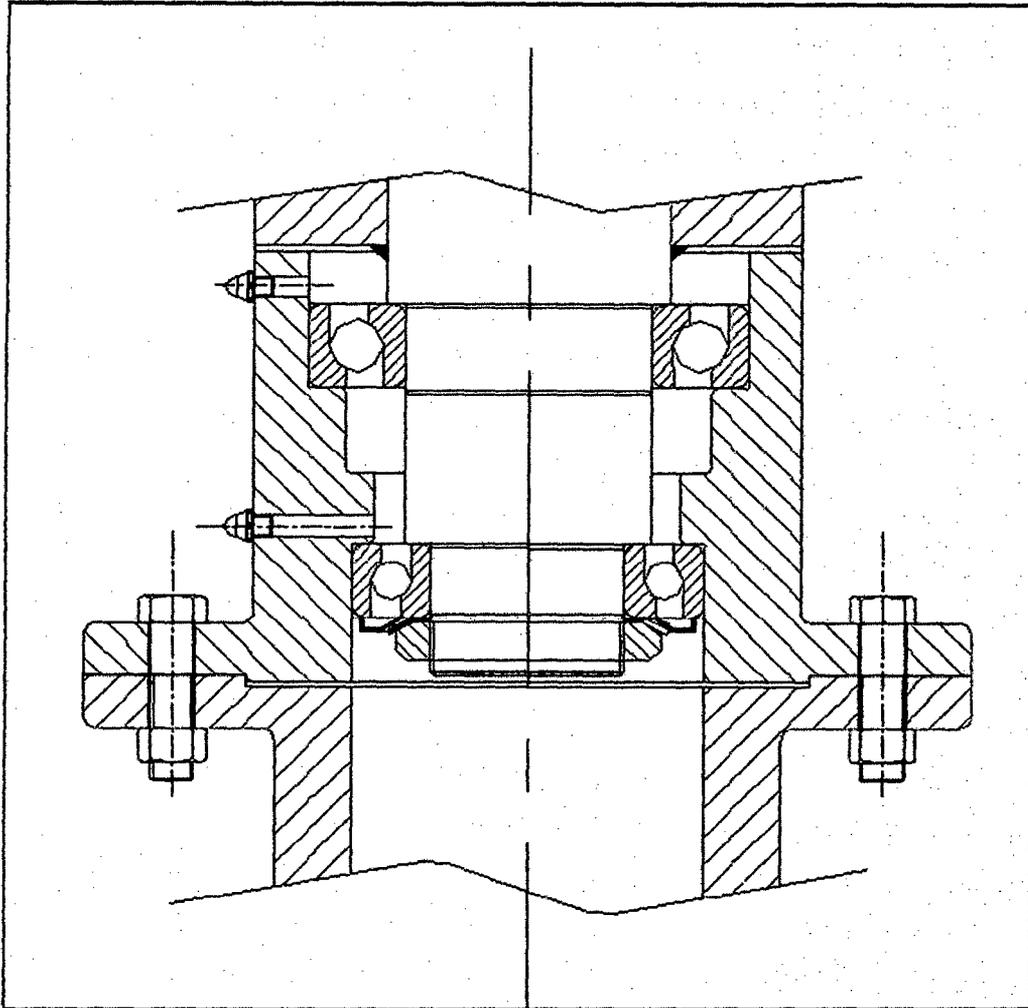


Fig. 4.27. Detalle unión torre - góndola

Fuente: Elaboración Propia

4.2.21 Eje vertical

Sobre el eje vertical (partiendo de un eje hueco) se montan los rodamientos (ver los ajustes en el Apartado 4.2.210) que permiten hacer girar la góndola y el material que se selecciona para el eje es Acero St 42 igual que en el caso del eje horizontal. Esta unión gira muy lentamente y con menor frecuencia que el eje horizontal por eso no se calcula el eje a fatiga.

4.2.22 Soporte rodamientos

El soporte de los rodamientos del eje vertical sirve de unión entre la góndola y la torre y se une a esta última mediante tornillos y tuercas. El estado superficial de las zonas donde se alojen los anillos exteriores de los rodamientos debe ser fino tal y

como se explica en el Apartado 11 del Anexo 1. El material que se escoge para esta pieza es Acero St 34 adecuado para la mecanización a la que se le debe someter.

4.2.23 Generador

El generador es una de las partes más importantes de los aerogeneradores cuya misión es transformar la energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Se utilizan los generadores de corriente continua (dínamos) en algunos aerogeneradores de pocos vatios (entre 100 y 5000 W), pero normalmente se incorporan generadores de alterna síncronos (alternadores), debido a su mayor rendimiento, aunque luego hay que instalar un elemento rectificador que permita utilizar corriente continua para almacenar la energía en baterías y a la salida de éstas un ondulator para poder pasar la corriente continua a alterna. En el caso de aerogeneradores de más de 10 kW de potencia se usan indistintamente generadores síncronos y asíncronos.

Para esta aplicación dado que la potencia requerida es baja se instalará un generador de alterna síncrono.

Dentro de los alternadores hay varias alternativas a tener en cuenta.

Alternadores

Ventajas: son baratos y generalmente se presentan armados.

Desventajas: se han diseñado para trabajar a altas velocidades que son imposibles de lograr con corrientes de viento, por lo que se es necesario el uso de multiplicadores lo cual implica pérdida de potencia debido a la fricción y ser una solución más cara. Requieren un mantenimiento frecuente.

Alternadores de imanes permanentes

- Ventajas: son baratos, eficientes y tienen una enorme capacidad de producción y su construcción puede ser muy robusta. Este tipo de alternadores son los más potentes a todas sus velocidades, tanto bajas como altas. No requiere

mantenimiento debido a la total ausencia de piezas en rozamiento. A igual potencia es más una ligero y económico comparándolo con otro tipo de alternadores.

- Desventajas. Su construcción puede ser muy complicada. Requiere cierto maquinado.

Motor de inducción trabajado como alternador

- Ventajas. Son baratos y relativamente sencillos de convertir. Poseen buena eficiencia a baja velocidad
- Desventajas: la capacidad de generación la limita la resistencia interna, son ineficientes a altas velocidades y requieren cierto maquinado.

De cara a optimizar interesa un alternador que aproveche toda la potencia posible eólica a en un rango muy amplio de funcionamiento y que genere poco mantenimiento. Además ha de ser lo más ligero posible.

Siguiendo estos tres criterios se selecciona un alternador de imanes permanentes ya que a pesar de que los alternadores clásicos son baratos es necesario instalar un multiplicador entre el alternador y el rotor lo que implica pérdida de potencia (unidos mediante acoplamiento) además de requerir un mantenimiento frecuente, lo cual encarece la solución. Con respecto a los motores de inducción trabajando como alternadores no se tienen en cuenta para la elección ya que sólo poseen buenas eficiencias a bajas velocidades.

Se selecciona del catálogo ALXION los alternadores 145 STK ya que la potencia que suministra es necesaria para la aplicación. El resto de alternadores del catálogo son demasiado potentes, por lo que se descartan. Además este tipo de alternadores son los que tienen el peso más bajo. En la Fig. 4.28 se muestra un gráfico donde se ve para cada tipo de alternador de esta gama la potencia generada en función de la velocidad de giro.

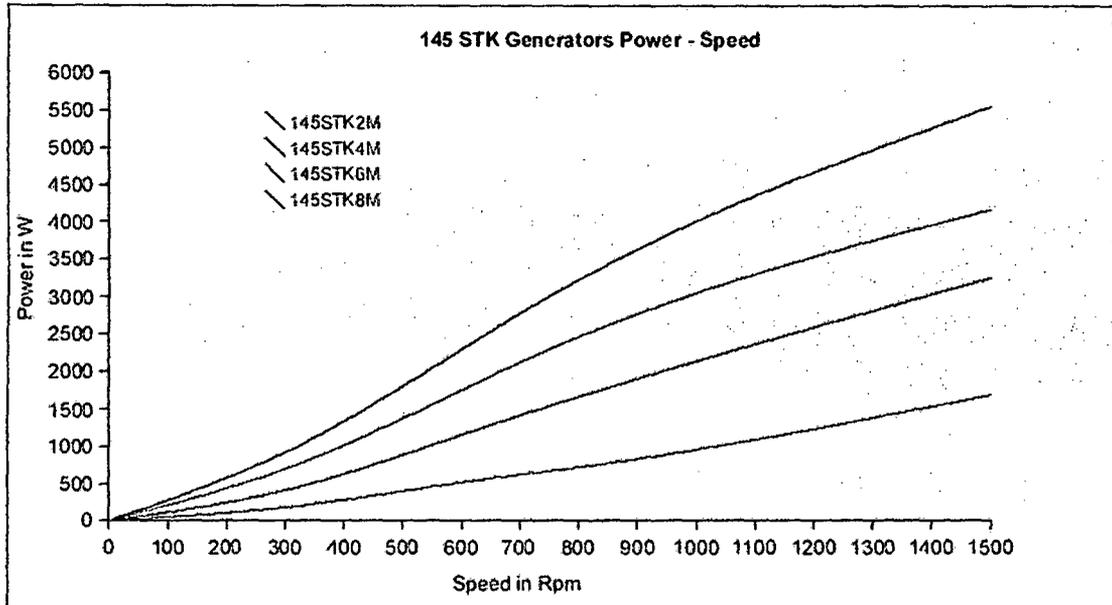


Fig. 4.28. Potencia (W) – Velocidad Alternador (min^{-1})

Fuente: Catálogo ALXION

En la Tabla 4.21 se muestran las potencias que son capaces de dar considerando la velocidad media del viento de la ubicación que se traduce a 390 min^{-1} tal y como se comentó en el Capítulo 3.

Alternador	Potencia a V_m (W)
145 STK 2M	250
145 STK 4M	600
145 STK 6M	1100
145 STK 8M	1350

Tabla 4.21. Potencia de los alternadores

Fuente; Catalogo ALXION

La potencia nominal que hay cubrir son $507,6 \text{ W}$ por lo que selecciona el 145 STK 4M.

4.2.24 Sistema de frenado

Cuando los vientos son demasiado fuertes es necesario que el aerogenerador esté provisto de un sistema que permita disminuir las tensiones mecánicas de las palas. Hay varias alternativas para poder frenar el aerogenerador.

- Frenos electromagnéticos: no son idóneos dado que necesitan corriente para poder trabajar cosa que complica el diseño del aerogenerador.
- Freno aerodinámico por palas: este tipo de freno se utiliza normalmente para aerogeneradores de gran potencia. Cuando la velocidad del viento es muy elevada las palas giran sobre su eje, lo cual implica pérdida de sustentación y al mismo tiempo provoca una disminución del rendimiento aerodinámico que hace que el rotor gire más lento.
- Freno aerodinámico mediante torres abatibles (ver Fig. 4.29) la torre bascula respecto al suelo que permite realizar maniobras de abatimiento (si la velocidad del viento es muy elevada, en este caso actuaría como freno) y maniobras de elevación. Para realizar estas maniobras es necesario atirantar la torre mediante cables laterales para guiar la trayectoria de bajada y cables en los otros dos lados para subir o bajarla. La unión de los cables al suelo se realiza mediante tensores, los cuales permiten regular la tensión de cada cable. Los dos cables laterales se han de colocar en el mismo plano horizontal que el pie del soporte de la torre y se deben alinear con el eje de basculamiento de dicho pie. Uno de los cables se enrolla a un cabrestante mecánico accionado manualmente.

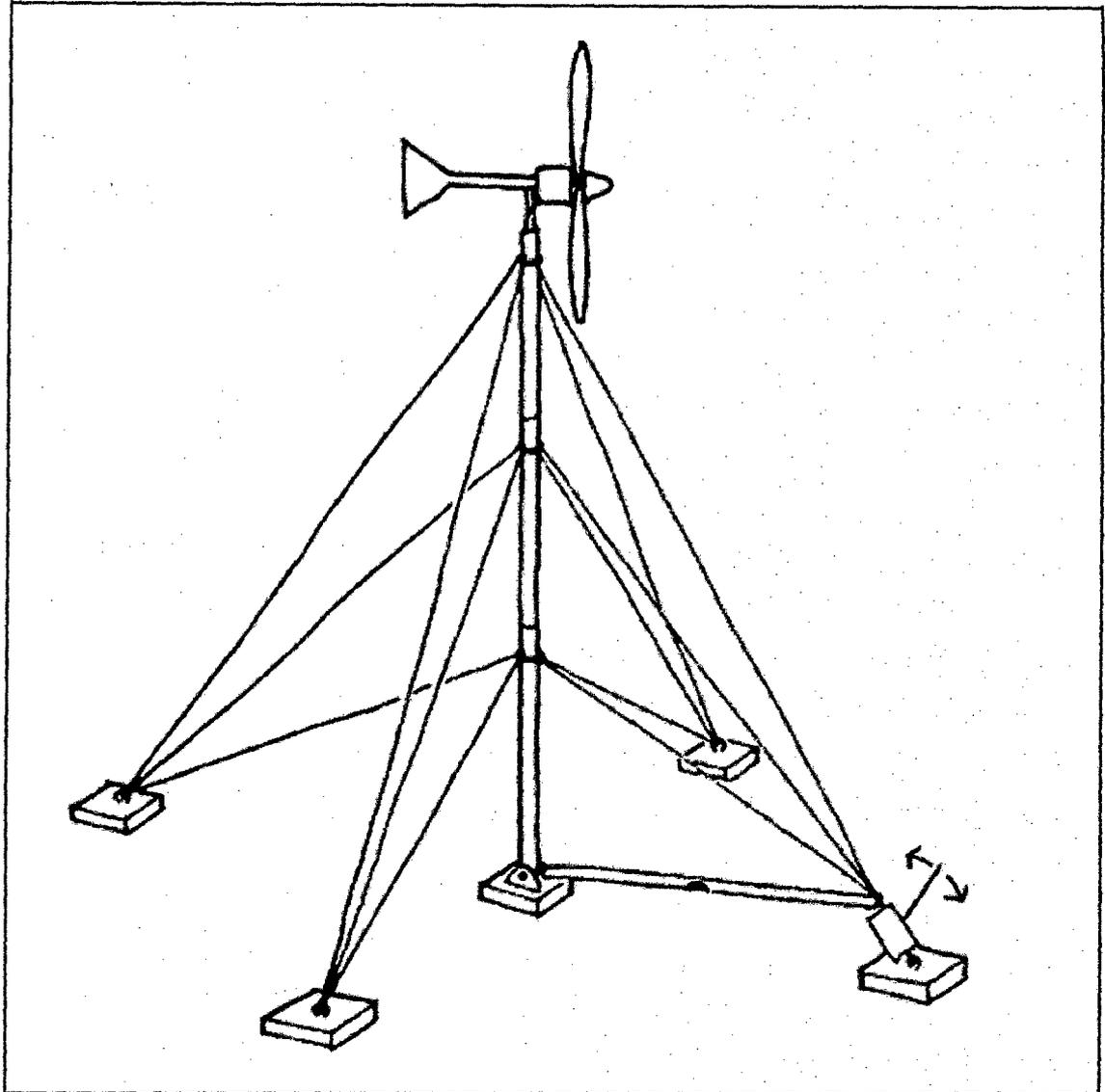


Fig. 4.29 Sistema de frenado mediante torre abatible

Fuente: Elaboración Propia.

En caso de vientos fuertes la fuerza del viento hace que el cable se desenrolle hasta llegar a una situación de equilibrio (ver Fig. 4.30), en la que la superficie de barrido de las palas, se encuentra inclinada respecto al viento, lo cual implica pérdida en el rendimiento de palas y por lo tanto, disminuye la velocidad de giro de éstas. La elevación del conjunto se realiza manualmente.

De todas las alternativas expuestas se selecciona el sistema de frenado mediante torre abatible.

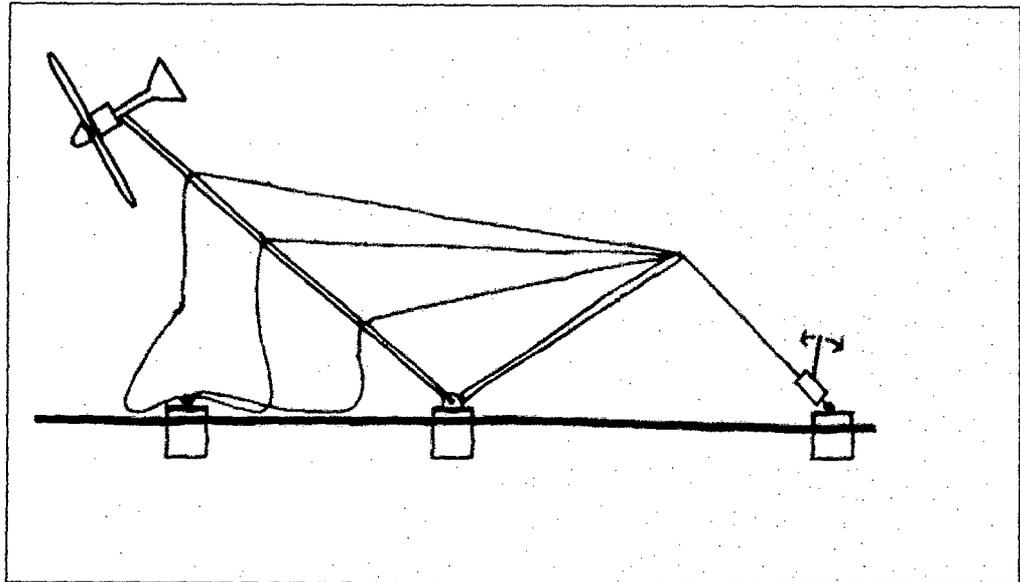


Fig. 4.30 Posición de frenado para torres abatibles

Fuente: Elaboración Propia.

4.2.25 Palas

Según sea el tipo de unión u anclaje de las palas con el buje existen dos posibles soluciones.

Una de ellas son las palas de paso variable, las cuales admiten rotación controlada sobre su eje a través de unos rodamientos. Esta solución precisa de un equipo de control de paso electrónico. El controlador electrónico comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza valores demasiado altos, el controlador envía ordenes al mecanismo de cambio de ángulo de paso, que hace girar las palas ligeramente. Este sistema precisa de una ingeniería muy desarrollada para asegurar que las palas gire exactamente el ángulo deseado.

Las palas de paso fijo no admiten rotación sobre su eje, realizándose el control de potencia mediante un diseño de pérdida aerodinámica de las palas. Esto se consigue torsionando la pala a lo largo de su eje, es decir, aumentando el ángulo de ataque del perfil de la pala a lo largo de su eje. Gracias a esto, la pala pierde sustentación de forma gradual y se evita que se transmita un par excesivo sobre el rotor. Este tipo de solución es la más adoptada en aerogeneradores de baja potencia ya que comparada con las palas de paso variable, en esta se evitan instalar partes móviles

del rotor y un complejo sistema de control, que aumentan los costes considerablemente.

Finalmente se seleccionan palas de paso fijo debido a su mayor simplicidad y su menor coste.

El material utilizado para las palas debe responder a frecuentes variaciones en la velocidad del viento y a ráfagas de vientos fuertes. Por ello el material de las palas debe ser:

- Ligero
- Perfectamente homogéneo
- Indeformable
- Resistente a la fatiga mecánica
- Resistente a la erosión y a la corrosión
- De coste bajo para que el aerogenerador sea en cuanto a precio competitivo

Para estas solicitudes hay varias alternativas:

- Madera: sencilla, ligera, fácil de trabajar y resiste bien a la fatiga
- Metales: se emplean aleaciones ligeras de aluminio con silicio o con magnesio ya que con estos materiales se obtienen costes muy bajos si se producen en grandes series. Una de las desventajas es que el aluminio resiste mal a la fatiga, lo cual limita su empleo.
- Materiales sintéticos, resinas, fibras y plásticos: destacan por su bajo peso, insensibilidad a la corrosión y su buena resistencia a la fatiga pero el coste es más elevado que en los casos anteriores.

Para esta aplicación se selecciona la Fibra de vidrio como material de las palas, ya que cumple con las solicitudes y trabajara en contacto con brisa marina.

Como ya se comentó en el alcance del proyecto no se diseñan las palas pero sí que se estudian en el Apartado 4.2.1. Los parámetros básicos de la forma de las palas: se selecciona un perfil NACA 4412 y estudiando los ángulos de ataque, sustentación e inclinación de varias secciones se perfilan las palas.

También se hace una estimación de su rendimiento aerodinámico y se calculan los esfuerzos que soportan (ver Apartado 4.2.2).

4.2.26 Torre

La torre es elemento que sustenta todo el aerogenerador. Existen varias soluciones posibles para el diseño de la torre dependiendo del tamaño del aerogenerador.

Para grandes aerogeneradores se tratan de torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 m y acopladas con bridas en los extremos (ver Fig.4.31).

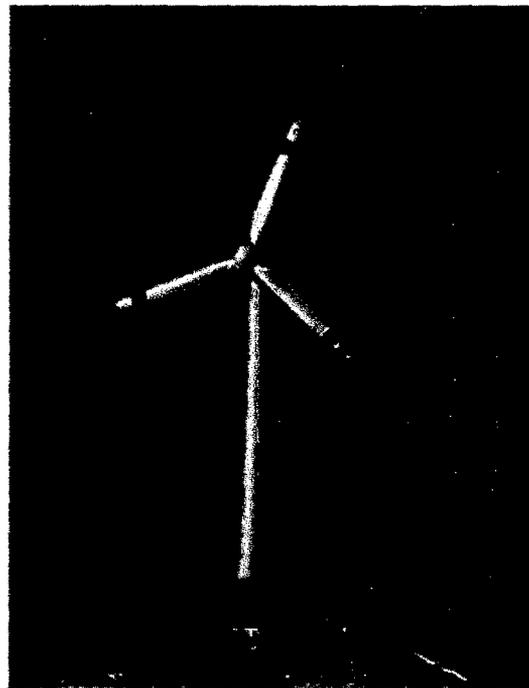


Fig. 4.31 Torres Tubulares de acero

Fuente: Fotos Google.

Otra alternativa son las torres de celosía (ver Fig. 4.32) que son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja básica de este tipo de torres es su coste, ya que sólo requiere la mitad de material que una torre tubular con la misma rigidez. Pero debido a su apariencia visual este tipo de torres han ido desapareciendo.

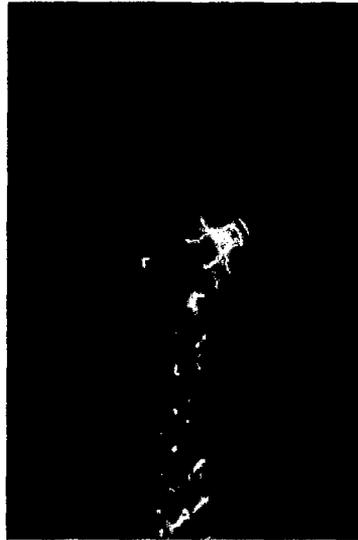


Fig. 4.32 Torre de Celosía

Fuente: Fotos Google.

Muchos de los aerogeneradores pequeños están contruidos con delgadas torres de mástil sostenidas con cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y por tanto de coste (ver Fig. 4.33).

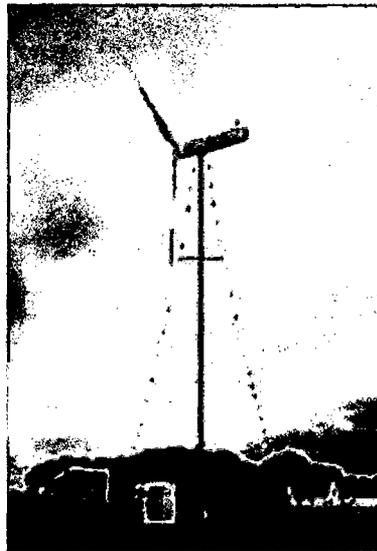


Fig. 4.33 Torre de Mástil

Fuente: Fotos Google.

Además de las soluciones que se han comentado existen soluciones de torres híbridas.

Estas son torres realizadas con diferentes combinaciones de las mencionadas como la que se puede observar en la Fig. 4.34 de la que podría decirse que es un híbrido entre una torre de celosía y una torre tensada.



Fig. 4.34 Torres Híbridas

Fuente: Fotos Google

Debido a que la potencia a generar es baja y considerando las dimensiones y peso del aerogenerador se aplicará la alternativa de torre de mástil además de ser la solución adecuada para instalar el sistema de frenado que ya se ha comentado anteriormente.

CAPÍTULO V
DISCUSIONES, CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

5.1 DISCUSIONES

- Se logró diseñar y dimensionar un aerogenerador de 500 W el cual es capaz de cubrir 3 925 W-h/día presentando de esta forma la alternativa de generación eléctrica por medio de la energía eólica como una alternativa factible para solucionar la innovación tecnológica (reemplazo en forma parcial la tecnología combustible fósil por energía eólica) en la plataforma flotante San Antonio III de pesquera diamante S.A logrando obtener una energía limpia no contaminante.
- El coste de generación de 1 kW·h es de 0.1439 US\$ /kW-h es menor comparándolo con el que ofrecen las compañías eléctricas del Perú. De hecho la energía eólica (Central eólica de Marcona 6.55 ctv. US\$/ Kw-h) puede competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas diésel, gas y carbón, las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear.
- El rendimiento de la instalación es bajo (17%). El rendimiento de la aplicación depende del rendimiento de las palas y del rendimiento del alternador. Básicamente el rendimiento de las instalaciones eólicas es bajo por el proceso de transformar la energía eólica en mecánica (rendimiento de las palas). Por eso se instalan baterías para poder almacenar energía eléctrica, para poder en todo momento suministrar la energía que demanda la Plataforma. En caso de que el viento no sople lo suficiente durante varios días, se pueden instalar sistemas híbridos, es decir, sistemas de generación de energía eléctrica compuestos por aerogeneradores y sistema diésel repotenciado ya que en la chata es necesario este grupo electrógeno.
- La energía eólica no produce ningún contaminante que incida sobre el medio ambiente. El generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone un procedimiento muy favorable por ser limpio. De cada kW·h generado mediante energía eólica en lugar de carbón se evita generar: 0,60 kg de CO₂, 1,33 gr de SO₂, 1,67 gr de NO_x. Lo que supone un ahorro en costes generados por daños medioambientales.

5.2 CONCLUSIONES

- Se logró diseñar y dimensionar un aerogenerador de 500 W para la plataforma flotante san Antonio III (Chata).
- La demanda de energía de la plataforma flotante es de 3 925 W-h/día que se necesita para abastecer a la plataforma flotante San Antonio III.
- Las dimensiones del aerogenerador son: TSR = 10.08, Diámetro del área de barrido = 3 m, Velocidad ponderada = 6.01 m/s, $C_p = 0.42$, $P_{\text{eléctrica}} = 507.6 \text{ W}$, $\rho_{\text{aire}} = 1.255 \text{ Kg/m}^3$, $V_{\text{punta pala}} = 61.26 \text{ m/s}$, $\alpha = 5.07$.
- Los datos puntuales que se tomaron en la bahía de Samanco fueron contrastados por la central meteorológica de Huarney.
- El coste de generación de 1 kW·h es de 0.1439 US\$ /kW-h es menor comparándolo con el que ofrecen las compañías eléctricas del Perú.
- El periodo de retorno de la inversión es de un periodo de 5 meses con un VAN de US\$ 3 134.37 dólares americanos con un TIR de 18% .
- De cada kW·h generado mediante energía eólica en lugar de carbón se evita generar: 0.60 kg de CO₂, 1.33 gr de SO₂, 1.67 gr de NO_x.

5.3 RECOMENDACIONES

- Utilizar la tecnología de energía eólica en reemplazo parcial de la tecnología de combustible fosil D-2 por ser económicamente rentable. Así como es una fuente de energía limpia libre de emisiones de dióxido de carbono a la atmosfera.
- La tecnología de energía eólica, puede ser una solución a futuro para poder seguir reemplazando los combustibles fósiles por la energía cinética del viento.
- Hay que resaltar que estos resultados son teóricos ya que se ha supuesto:
 - Que la demanda de electricidad es constante durante todo el año
 - El funcionamiento del aerogenerador es de 10.5 h por día
- El sistema no es perfecto al 100% ya que es difícil predecir en cada momento la energía eólica extraíble y el consumo de electricidad
- Pesquera diamante S.A tiene información importante, ya que con esto se consigue un prototipo con el cual se podría incursionar en otra área de trabajo (Generación de energía eléctrica) la cual se comprobó que es barata comparándola con cualquier empresa de generación térmica y esto traería desarrollo para el distrito de Samanco.

CAPÍTULO VI
MONTAJE

6. Montaje

Primero de todo se mecanizan los alojamientos de los soportes de los rodamientos, las patas del alternador y el soporte para la veleta y se realizan los agujeros para los tornillos en la base. Se colocan los soportes de los rodamientos del eje horizontal, se sueldan y entonces se pasa a mecanizar los alojamientos de los rodamientos. Como ya se comentó, se realiza de esta manera para evitar desalineaciones del eje con el estator del alternador. Se montan sobre la base el eje vertical y la pieza que hace unión entre la base y el eje. Se suelda el eje a esta pieza y la pieza sobre la base y se muela la soldadura. Sobre el eje vertical se coloca el primer rodamiento y se monta ya el soporte de los rodamientos de este eje. Posteriormente se coloca el segundo rodamiento y se fija mediante una arandela de seguridad y una tuerca entallada. Se aprovecha entonces para montar los engrasadores. El siguiente paso es colocar el alternador a la base pasando el cable por el agujero de la base y el eje vertical. Antes de montar el eje horizontal hay que montar sobre él, el rotor del alternador y el botón que al cual se colla (unido al eje con interferencia). Se aloja el rodamiento fijo sobre su soporte y se acopla el eje horizontal entre los soportes de los rodamientos y el alternador. Se monta entonces el rodamiento libre y el casquillo que hace presión sobre éste, la chaveta del eje y el buje. Para acabar de tener el eje montando con los dispositivos de fijación de los rodamientos se coloca la pieza que hace presión contra el buje, el tornillo y se fija el rodamiento fijo con una arandela de seguridad y una tuerca entallada. Una vez montado el eje se puede montar ya la veleta a la góndola, se colla la veleta a su eje y éste al soporte que al mismo tiempo va collado a la base. A continuación se coloca la carcasa inferior que va collada a la base, se monta sobre ésta la junta y se cierra con la carcasa superior. Finalmente se coloca el embellecedor sobre el buje.

CAPÍTULO VII
MANTENIMIENTO

7. Mantenimiento

Dentro de las tareas de mantenimiento se debe distinguir entre mantenimiento preventivo o planificado y el correctivo o no planeado como respuestas a problemas descubiertos por el usuario.

En este capítulo se habla de mantenimiento preventivo. Dentro de las tareas de mantenimiento se deben realizar inspecciones anuales de:

- Inspección y ajuste de tuercas
- Inspección de las palas
- Inspección de los ejes
- Inspección del alternador
- Engrasar los rodamientos del soporte de la góndola
- Inspección de las conexiones eléctricas

CAPÍTULO VIII
ANÁLISIS ECONOMICO

8.0 Análisis económico

En este capítulo se estudian todos los aspectos económicos del proyecto para ver si el proyecto es viable desde el punto de vista económico. Primero de todo se estima el presupuesto del proyecto y a partir de éste se estudia la rentabilidad de la inversión y el período de retorno de la inversión.

8.1 Presupuesto del proyecto

En la Tabla 8.1 se muestra una estimación de la inversión del proyecto. La tabla hace diferencias entre los componentes comprados y fabricados. En el precio de los componentes fabricados se incluye el precio de los materiales utilizados y el coste de la mano de obra.

Tabla 8.1 Presupuesto del proyecto

Componentes Comprados	Precio (\$)
Alternador	300
Batería	250
Inversor	185
Rectificador	185
Rodamiento Rígido de bolas de contacto angular 7211 B	40
Rodamiento Rígido de bolas de contacto angular 7211 B	40
2 Rodamientos Rígidos de bola	45
2 Engrasadores	20
Otros: Tornillos, Tuercas, Arandelas, Juntas, etc	35
Componentes Fabricados	Precio (\$)
Góndola	900
Palas	200
Torre	300
Total presupuesto	2 500 (\$)

Fuente: Elaboración Propia.

8.2 Estudio de la rentabilidad

8.2.1 Cálculo del costo de generación de energía

En este sub apartado se determina el precio del kW·h generado por el aerogenerador de baja potencia y así comparándolo con el precio del kW·h suministrado por las compañías eléctricas se podrá asegurar si el proyecto es rentable o no económicamente hablando.

Sabiendo que la inversión inicial es de 2500 US\$ tal y como se explicó en el apartado 8.1 se pasará ahora a calcular la tasa interna de rentabilidad que indica la viabilidad del proyecto. La tasa interna de rentabilidad depende del tipo de interés aplicado “r” y de los años de vida útil de la instalación n. En la Ec. 8.1 se muestra la fórmula para calcular el TIR.

$$TIR = \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}} \quad \text{Ec.8.1}$$

La tasa de interés aplicada “r” es el tipo de interés medio del dinero en el momento del estudio. Este parámetro hace que los gastos financieros asociados a la inversión varíen de forma que el precio de la energía generada sea mayor o menor. En cuanto a la vida útil de la planta “n” es el tiempo estimado de funcionamiento de la instalación. Así pues estimando de $r = 0,07$ y de $n = 15$ años de en la Ec. 8.2 se muestra TIR para el proyecto.

$$TIR = \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}} = \frac{0,07}{1 - \frac{1}{(1+0,07)^{15}}} = 0,1098 \quad \text{Ec.8.2}$$

Así la fórmula que fija el costo de capital C_C por kW·h generado (ver Ec. 8.3) será función de la inversión inicial I, de la tasa interna de rentabilidad TIR, de la potencia de la instalación P y del parámetro denominado factor de capacidad FC, el cual representa el cociente entre la energía producida anualmente en kW·h y la que podría producir si el aerogenerador funcionase continuamente.

$$C_C = \frac{I}{P} * \frac{TIR}{FC*8760} \quad \text{Ec.8.3}$$

En la Ec. 8.3 el producto de numerador $I \cdot TIR$ representa el coste de capital por año y el producto de los denominadores representa la producción anual de energía en 10,5 h/día a la velocidad ponderada el factor de capacidad FC se muestra en la Ec. 8.4.

$$FC = \frac{h_{funcionamiento}}{h_{año}} = \frac{10.5 \text{ h/día} \cdot 365}{24 \text{ h/día} \cdot 365} = 0.44 \quad \text{Ec.8.4}$$

En la Ec. 8.5 se calcula el coste del capital.

$$C_C = \frac{I}{P} * \frac{TIR}{FC*8760} = \frac{2500}{507.6} * \frac{0.1098}{0.44*8760} = 0.1411 \frac{US\$}{kW-h} \quad \text{Ec.8.5}$$

Finalmente, el coste de generación de cada $kW \cdot h$ viene dado por la suma de los costes de capital más los de operación y mantenimiento. Dentro de los costes anuales de operación y mantenimiento se pueden incluir reposiciones pero para simplificar se supone que estos costes suponen alrededor del 2% de la inversión inicial. En la Ec. 8.6 se especifica el cálculo de los costes de operación y mantenimiento.

$$C_{O,M} = \frac{0.02 \cdot I}{P} * \frac{TIR}{FC*8760} = \frac{0.02 \cdot 2500}{507.6} * \frac{0.1098}{0.44*8760} = 0.0028 \frac{US\$}{kW-h} \quad \text{Ec.8.6}$$

Así pues los costes de generación de electricidad (Ec. 8.7) son la suma de los costes de capital (Ec. 8.5) más los costes de operación y mantenimiento (Ec. 8.6).

$$\frac{Precio}{kW-h} = C_C + C_{om} = 0.1439 \frac{US\$}{kW-h} \quad \text{Ec.8.7}$$

Teniendo en cuenta que el precio de compra, establecido por ley está alrededor de 6.55 ctv $US\$/kW \cdot h$ (Costo tomado de la central eólica de Marcona) se deduce que el coste de generar 1 $kW \cdot h$ mediante energía eólica es más Barato.

8.2.2 Calculo del periodo de retorno de la inversión comparando con el tarifario BT5-B

El período de retorno de la inversión es el tiempo que transcurre hasta que se amortiza la inversión. Para ello hay que estudiar el movimiento de fondos durante los primeros años de explotación de la instalación. El movimiento de fondos es la diferencia entre gastos e ingresos que genera la inversión.

Los gastos de la instalación son:

- Inversión inicial
- Gastos de operación y mantenimiento

Los ingresos que genera la instalación son:

- Ahorro de consumo de electricidad

De los gastos de la instalación se conoce la inversión inicial. En cambio los gastos de operación y mantenimiento son desconocidos. Como en Ec. 8.6 se supondrán un 2% de la inversión inicial (para simplificar los gastos de operación y mantenimiento se suponen gastos fijos e invariables por tiempo). Así pues en resumen los gastos de la instalación son:

$$Gastos = 0.02 * I = 0.02 * 2500 = 50 \text{ US\$} \qquad \text{Ec.8.8}$$

El ahorro de consumo de electricidad se calcula con la factura de electricidad anual que se debería pagar a la compañía eléctrica si se utilizase el servicio BT5-B que ofrecen. La facturación básica se compone de dos términos:

- Término de Cargo fijo mensual.
- Término de facturación de energía activa; es el producto de la energía consumida, EC (kW·h) por el precio del término de la energía te (US\$/kW·h).

A estos dos términos hay que sumarle el mantenimiento de la conexión, alumbrado público y el IGV (18% sobre el total de la factura). En la Tabla 8.2 se muestra el formato de la factura de electricidad.

Tabla 8.2 Formato de factura BT5-B Residencial

TARIFA BT5-B CHIMBOTE	
CARGO FIJO MENSUAL	S/. 2.92
CARGO POR REPOSICION Y MANTENIMIENTO DE LA CONEXION	S/. 0.61
CARGO ENERGIA ACTIVA	S/. 10.1555+(0.4513S/./ kW-h)*kW-h)
ALUMBRADO PUBLICO	Alicuota S/. 0.3931
IGV	18%
TOTAL FACTURA	1.18*(2.92+0.61+(10.1555+(0.4513*kW-h)))+(0.3931)

Fuente: Elaboración Propia

La tarifa BT5-B Residencial, es una opción tarifaria a los usuarios alimentados an baja tensión (BT) con una demanda máxima mensual de 20 kW o aquellos usuarios que instalen un limitador de potencia de 20 kW nominal o un limitador de corriente equivalente en horas de punta.

Para calcular la factura anual de energía es necesario calcular la energía consumida EC por año. De la tabla 4.1 se conoce la energía consumida media diaria y como ya se supuso en el Capítulo 4 que la demanda de energía eléctrica es constante durante todo el año en la Ec. 8.9 se detalla la energía consumida anual.

$$EC = E_{media} * 365 = 3560 \frac{w-h}{dia} * 365 dias = 1299.4 \frac{kW-h}{Año} \quad Ec.8.9$$

En la Ec. 8.10 se muestra el ahorro de consumo de energía eléctrica, que no es más que el total de la factura.

$$EC = 12 * 1.18 * (2.92 + 0.61 + \left((10.1555 + (0.4513 * 76.8)) + \left(0.3931 * \frac{76.8}{7} \right) \right))$$

$$EC = 745.64 \frac{\$/}{\text{año}} * \frac{1 \text{ US\$}}{\$/3.00} = 248.55 \frac{\text{US\$}}{\text{Año}} \quad \text{Ec. 8.10}$$

En resumen sabiendo el coste de la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento y los ingresos que se generan (ahorro de consumo de energía eléctrica) se puede calcular el período de retorno de la inversión. En la Tabla 8.3 se detalla el movimiento de fondos anualmente, donde se observa que el periodo de retorno (PAYBACK) es de 12 años.

Tabla 8.3 Movimientos de fondos del proyecto

CONCEPTO	HORIZONTE (AÑOS)															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión	2500															
Costos	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Total pagos	2550	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Total cobros	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55	248.55
Movimientos de fondos	-2301.45	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55	198.55
Movimientos de fondos acumulados	-2301.45	-2102.90	-1904.35	-1705.80	-1507.25	-1308.70	-1110.15	-911.60	-713.05	-514.50	-315.95	-117.40	81.15	279.70	478.25	676.80

Fuente: Elaboración Propia

8.2.3 Calculo del periodo de retorno de la inversión comparando con el consumo de combustible del grupo electrógeno de 25 KVA

Tabla 8.4: Características del grupo electrógeno

DATOS DEL GRUPO ELECTROGENO LISTER PETER		
CARACTERISTICAS	UNIDAD	CANTIDAD
Potencia (kW)	kW	20
Costo de filtros de aceite	S/.	30
Cambio de Filtro Aceite	hrs	250
Peso como desperdicio de aceite	Kg	2
Costos de los filtros de petróleo	S/.	30
Cambio de filtro de petróleo	hrs	300
Costo del aceite	S/.	10
Cambio de Aceite	hrs	300
Peso como desperdicio de aceite	Kg	2
Costo de Filtro de Aire	S/.	30
Peso como desperdicio de Filtro	Kg	2
cambio de Filtro de Aire	hrs	300
Consumo de D-2	Gln/h	1.5
Galón D-2	S/.	14

Fuente: Elaboración Propia

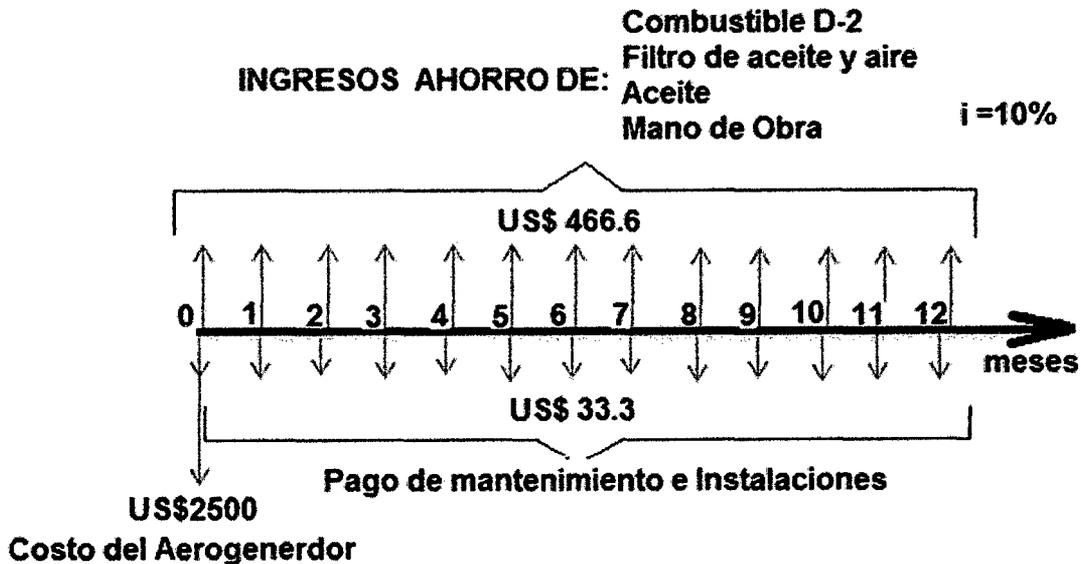


Figura 8.1 Diagrama del Flujo de caja

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 8.5 horas de trabajo Grupo electrógeno vs Aerogenerador

HORAS DE TRABAJO MES		Horas de trabajo en periodo de veda				Horas de trabajo en producción			Horas de trabajo en veda			horas de trabajo en producción			TOTAL DE HORAS		COSTO (S/.)
		150	150	150	150	360	360	360	150	150	360	360	360	900	2160		
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	COSTO VEDA (S/.)	COSTO PRODUCCION (S/.)		
TIPO DE TEGNOLOGIA																	
GRUPO ELECTROGENO	C.U(S/.)																
Cambio de filtro de aceite	30.00			si		si	si	si				si	si	si	30	180	210
Cambio de filtro de petróleo	30.00			si		si	si	si				si	si	si	30	180	210
Cambio de Filtro de Aire	30.00			si		si	si	si				si	si	si	30	180	210
Consumo diésel 2	14.00	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	8400	20160	28560
Cambio de aceite	10.00			si		si	si	si				si	si	si	10	60	70
Mano de obra	300.00			si		si	si	si				si	si	si	300	1800	2100
Costo por reparación	5009.35														1152	3857	5009
Costo total (S/.)		1400	1400	1800	1400	3760	3760	3760	1400	1400	3760	3760	3760	9952	26417	36369	
AEROGENERADOR		HORAS DE TRABAJO DURANTE TODO EL AÑO														3780	
		315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315			
Mantenimiento	100	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	600		600
costo de implementación	7500																7500
Costo total (S/.)		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			8100

Fuente: Elaboración Propia

8.2.3.1 Calculo del VAN y TIR

Datos:

Ingresos (Ahorro de consumibles): US\$ 466.6

Combustible D-2

Filtro de aceite y aire

Aceite

Mantenimiento

Egresos

Inversión : US\$ 2 500.00

Pago Mantenimiento : US\$ 33.33

Tabla 8.6 Flujo de fondos valor del VAN y TIR

PERIODO (Meses)	Flujo de fondos (US\$)
0	-2066.6
1	433.33
2	433.33
3	433.33
4	433.33
5	433.33
6	433.33
7	433.33
8	433.33
9	433.33
10	433.33
11	433.33
12	433.33

TIR	18%
VAN	\$3,134.37

Fuente: Elaboración Propia

Sabiendo el coste de la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento y los ingresos que se generan (ahorro de consumo de combustible D-2) se puede calcular el período de retorno de la inversión. En la Tabla 8.6 se detalla el movimiento de fondos mensual, donde se observa que el período de retorno (PAYBACK) es de 5 meses.

Tabla 8.7 Movimientos de fondos del proyecto comparando con el consumo de D-2

CONCEPTO	HORIZONTE (MESES)															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión	2500.0															
Costos	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3
Total pagos	2533.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3
Total cobros	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7	466.7
Movimientos de fondos	-2066.7	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3	433.3
Movimientos de fondos acumulados	-2066.7	-1633.3	-1200.0	-766.7	-333.3	100.0	533.3	966.7	1400.0	1833.3	2266.7	2700.0	3133.3	3566.7	4000.0	4433.3

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO IX
ANALISIS MEDIO AMBIENTAL

9.0 Análisis ambiental

El análisis ambiental tiene como objetivo identificar, describir y valorar los efectos previsibles que el proyecto en sí puede provocar sobre los recursos naturales y el medio ambiente. Para ello se evaluarán los posibles impactos en todas las fases del proyecto.

9.1 Fase de planificación y diseño

Desde la fase de concepción del aerogenerador se han de tener en cuenta ciertos aspectos que pueden causar efectos importantes durante la fase de explotación u operación. Uno de los efectos negativos que producen los aerogeneradores consiste en el ruido que hacen cuando están en funcionamiento, por eso, se tienen que buscar diseños de palas y elementos mecánicos de transmisión que no produzcan mucho ruido.

Dentro de esta fase, se ha de buscar un emplazamiento óptimo tal que no genere un impacto visual ni un impacto derivado de las sombras que produce el aerogenerador así como que respete la avifauna existente en la zona. Es obvio que obtener un impacto nulo es imposible, así pues se buscarán emplazamientos donde éste sea mínimo.

9.2 Fase de operación

La fase de operación es una de las más importantes en cuanto a impacto medio ambiental se refiere ya que se tienen que considerar diversos aspectos, tales como la avifauna, el impacto visual, el impacto derivado del ruido y el impacto de la sombra que produce el aerogenerador.

9.2.1 Avifauna

En referencia a los efectos sobre la avifauna, existen casos puntuales de colisiones de aves con turbinas eólicas. Aun así debe tenerse en cuenta las rutas de migración y zonas peculiares con alto número de especies sensibles o en peligro de extinción.

De todas formas al tratarse de un aerogenerador de tamaño pequeño los efectos sobre las aves son mínimos.

9.2.2 Impacto Visual

Respecto al impacto visual, cabe destacar la dificultad de evaluación del mismo, ya que si es verdad que los aerogeneradores atraen la atención, no es menos cierto que la reacción que provoca en los observadores es subjetiva y difícil de cuantificar.

9.2.3 Impacto derivado del ruido

El impacto derivado del ruido que hacen los aerogeneradores durante su funcionamiento puede dividirse en dos tipos en función de la naturaleza de su fuente: ruido mecánico procedente del generador, caja multiplicadores y elementos de transmisión y ruido aerodinámico producido por el movimiento de las palas.

El primero se puede reducir mejorando los diseños. En cambio el segundo depende del número de palas, de la formas de las mismas y de las turbulencias locales. Al aumentar la velocidad del viento, aumenta la velocidad de rotación y por tanto el ruido se intensifica, por lo que se recomienda diseños en los que la velocidad del rotor no sea excesiva.

A pesar de estas recomendaciones de cara a disminuir este efecto, es importante asegurar que el aerogenerador no supere los límites permisibles de ruido.

9.2.4 Impacto derivado de las sombras

Los aerogeneradores, al igual que el resto de estructuras altas, proyectan sombra en las áreas vecinas cuando el Sol esta visible. Si existen personas que vivan cerca de la turbina pueden verse molestados si las palas del rotor cortan la luz solar, causando un efecto de parpadeo cuando el rotor está en movimiento. Si se conoce la zona donde el potencial efecto de parpadeo va a tener un determinado tamaño, se es capaz de situar las turbinas de forma que se evite cualquier molestia para los vecinos.

CAPÍTULO X
BIBLIOGRAFIA

10. BIBLIOGRAFIA

- **Fernández, P.** (2003). *Energía eólica*, España.
- **Flores, C.** (2006). *Diseño de perfiles aerodinámicos*, México DF.
- **Orbegoso, C.** *Manual técnico para pequeñas instalaciones - Energía eólica.*
- **Perú. Ministerio de Energía y Minas** (2013). *Atlas Eólico del Perú*. Lima: MEM.
- **Gonzales, S.** (2010) *Primer encuentro de proyectos exitosos de ciencia, tecnología e innovación tecnológica “Diseño, Construcción y validación de un aerogenerador de 500 W con generador de imanes permanentes para la provisión de energía limpia y de bajo costo para las zonas rurales pobres del Perú”.*
- **Arbeloa, S.** (2012). *Diseño de un aerogenerador de eje vertical tipo savonius, para electrificación rural*. Tesis doctoral de ingeniería mecánica. Universidad pública de Navarra. Facultad de ingeniería. Navarra, Bolivia.
- **Medina, R.** (2011). *Cálculo y diseño de la pala (Echecamani) de un aerogenerador*. Instituto politécnico nacional, escuela superior de ingeniería mecánica eléctrica, Facultad de ingeniería, México DF.
- **Mohan, R.** (1995). *Undeland power electronics*. (Second edition). Wiley.
- **Cornejo, A.** (1998) *Estudio del potencial del viento*, lima Perú.
- **García, G. D.** (2003). *Mini eólica, fabricantes, productos y selección de equipos* Universidad de Zaragoza, España.
- **Gálvez, R.** (2005). *Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador*. tesis doctoral de ingeniería. Universidad Carlos III de Madrid, escuela politécnica superior, departamento de mecánica de medios continuos y teorías de estructuras. Madrid, España.
- **Rodríguez, A.** (2003). *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica* Madrid: Editor rueda.
- **Roncero, E.** (2005). *Introducción a los perfiles naca* departamento de ingeniería aeroespacial y mecánica de fluidos , ingeniería aeroespacial España.
- **Perú. Servicio nacional de meteorología e hidrología** (2014). Datos meteorológicos de la estación de Huarmey, Lima: SENAMHI. recuperado el 03

de setiembre del 2014 <http://www.senamhi.gob.pe/include mapas/ dat esta tip o.php?estaciones=00530>

- **Wilfredo, J.** (2006). *Introducción a las energías renovables o convencionales* (EMC). Endesa Chile.
- **Wind Power, Asociación danesa de la industria eólica.** *definición de los vientos* Recuperado el 23 de abril del 2014 <http://www.windpower.org/es/tour/wres/enerwind.htm>
- **WWEA** (2009). *Energía eólica mundial*, Recuperado el 21 de julio del 2014 en:http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2009_e.pdf
- **Perú. Organismo supervisor de la inversión de la energía y minas** (2014) *Rol del organismo regulador en la promoción de energías renovables*, Lima: Osinergmin.
- Catálogo alternadores ALXION
- **Bigorda, J. Fenollosa, J.** (2005). *La fatiga de los elementos mecánicos* (Edición UPC). Barcelona – España.
- **Niemann, G.** (2008) *Tratado teórico- práctico de elementos de máquinas*, (Volumen I).
- **Riba R.** (2005) *Construcción soldada* (Edición CPDA). Barcelona – España.
- **Beer F.** (2004) *Mecánica de materiales*, (Tercera edición). México: Mc Graw-Hill/interamericana editores. México.
- **Perú. Organismo supervisor de la inversión de la energía y minas** (2014) *Puesta en operación comercial de la central eólica Marcona 32 MW*, Lima: Osinerming Gerencia de fiscalización eléctrica.
- **Buenalaya S.** (2013) *Fijación de precios en barra*. Lima: División de generación y transmisión.
- **SENER**, (2013) *Prospectiva de energía renovables 2013-2027*. México.
- **Perú. Ministerio de energía y minas** (2014). *Anuario ejecutivo de electricidad 2013*, Lima: MEM.
- **World energy Council**, (2013) *Consejo mundial de la energía*, Madrid, Recuperado el 13 de octubre del 2014 de www.worldenergy.org.
- **Coronado J.** (2009) *Generación renovable en el Perú*, Energía eólica S.A VP APEGER.

- **Moragues J.** (2005) *Aspectos ambientales de la energía eólica.*
- **Gamesa** (2012) *Energía eólica: La energía sostenible líder*
- **Perú, Ministerio de energía y Minas.** (2008) *Situación actual de las energías renovables en el Perú, Plataforma GVEP Perú, oficina de planeamiento, inversión y cooperación internacional.* Tarapoto: MEM
- **Catálogo Gamesa 4.5 MW** (2012), Global technology everlasting energy.

CAPÍTULO XI

ANEXOS

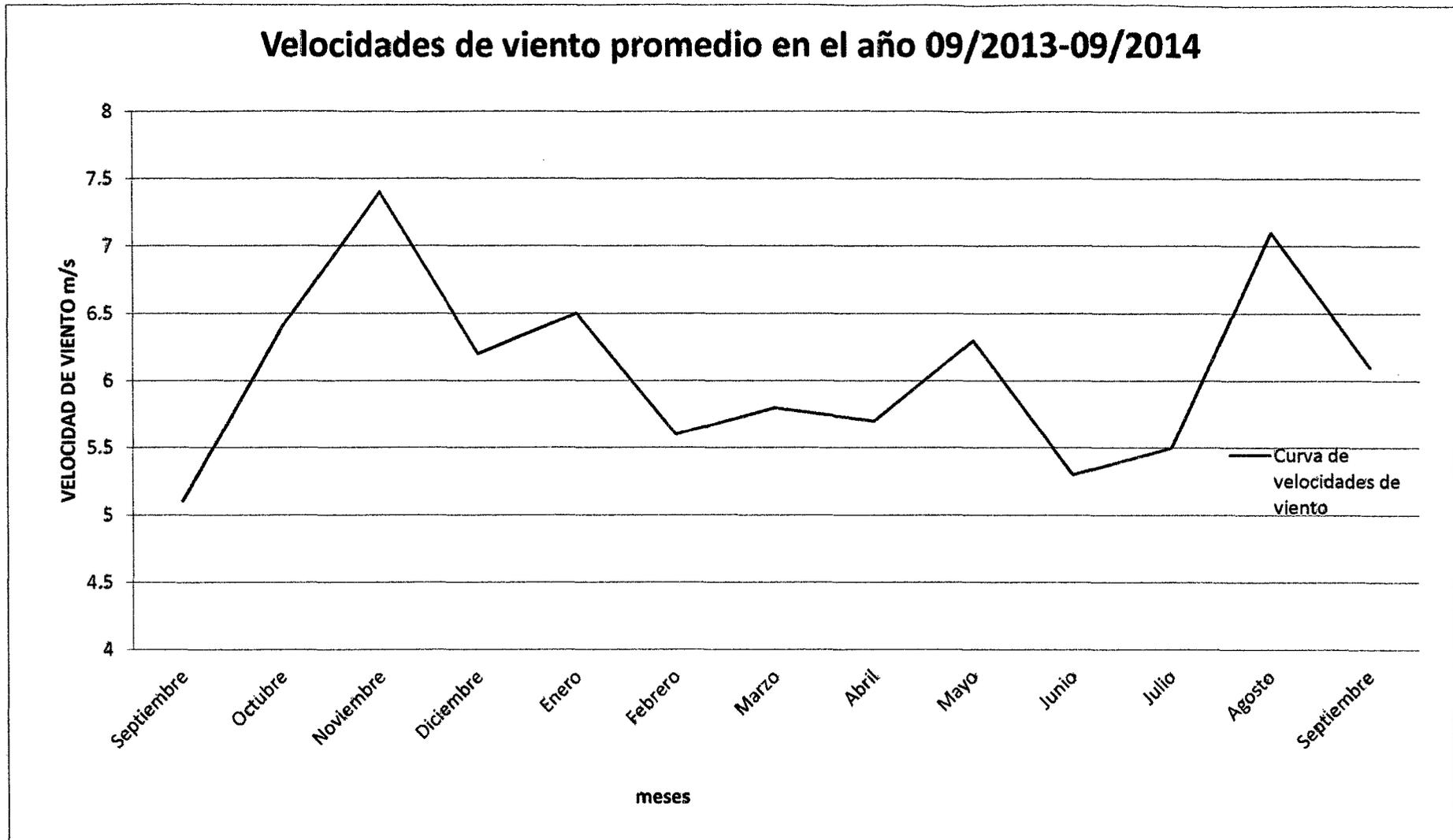


Fig. 11.1 Curva de velocidades de viento anual (Setiembre 2013 al Setiembre del 2014)
Fuente Estación meteorológica de Huarmey



Fig. 11.2 Grafico de la dirección predominante anual (Setiembre 2013 al Setiembre del 2014)

Fuente Estación meteorológica de Huarmey

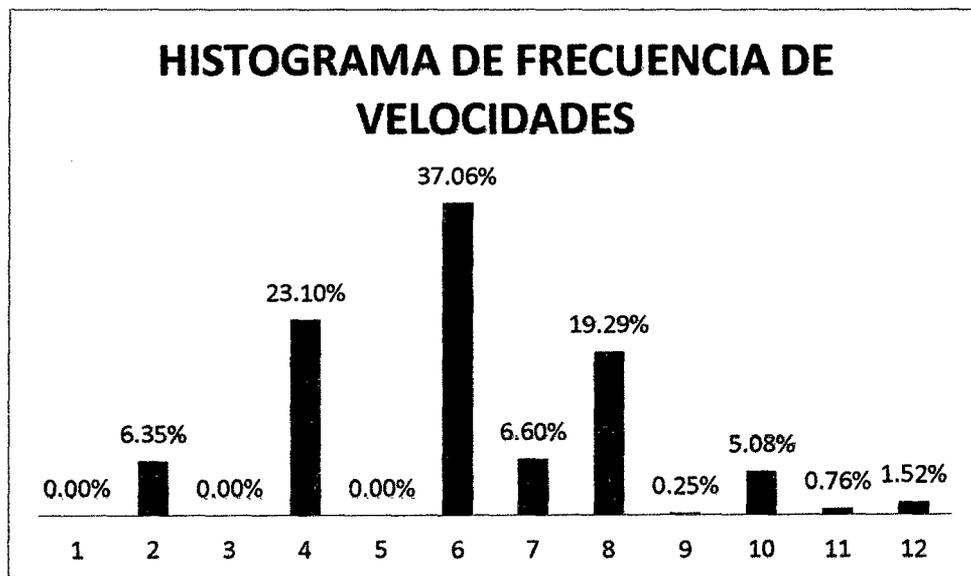


Fig. 11.3 Histograma de frecuencia de velocidades anual (Setiembre 2013 al Setiembre del 2014)

Fuente Estación meteorológica de Huarmey

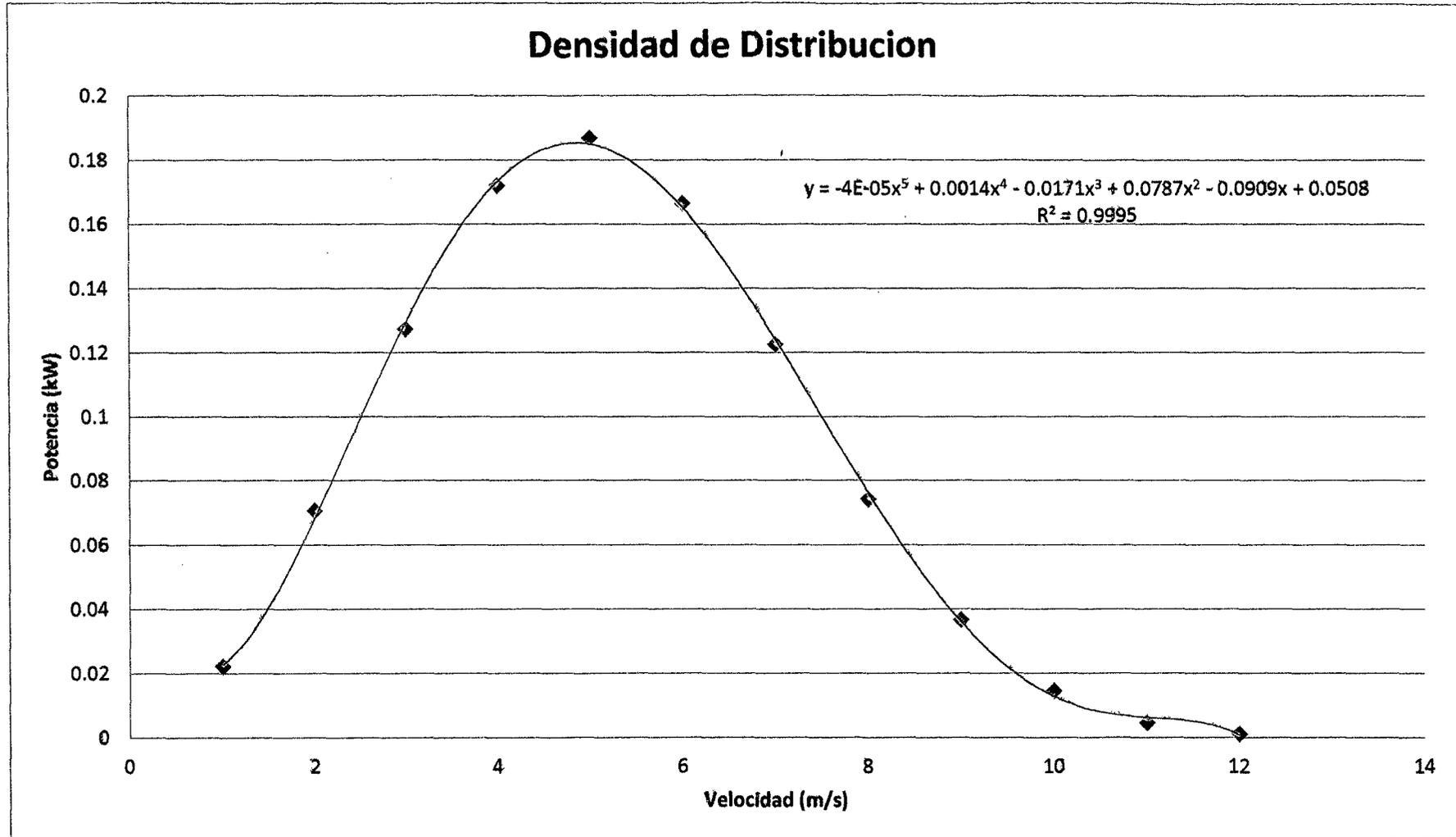


Fig. 11.4 Distribución de weibull $K= 3.036$, $C= 5.033$ m/s $V_p = 6.07$ m/s (Setiembre 2013 al Setiembre del 2014)
Fuente Estación meteorológica de Huarmey

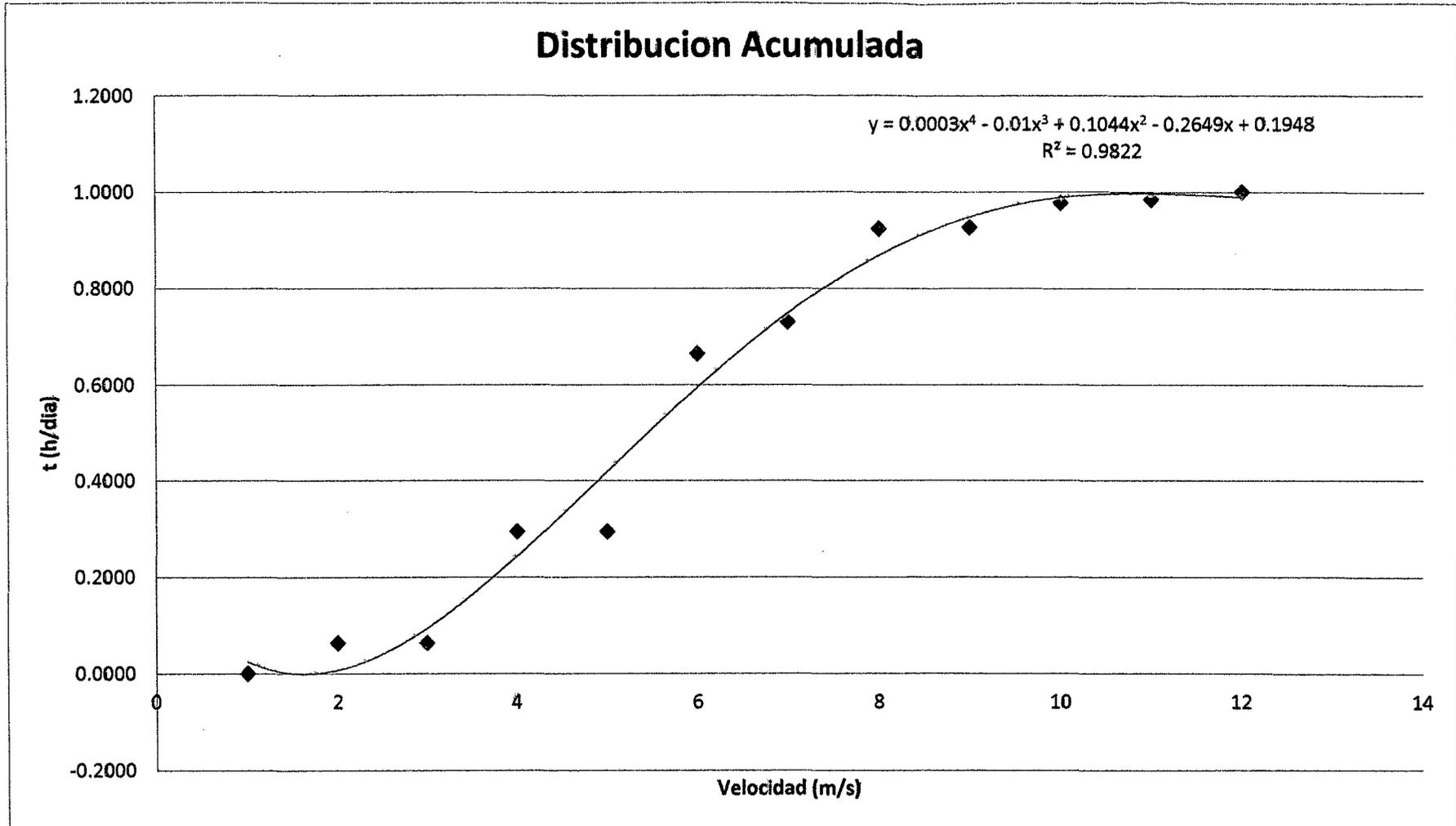


Fig. 11.5 Distribución Acumulada (Setiembre 2013 al Setiembre del 2014)

Fuente Elaboración propia

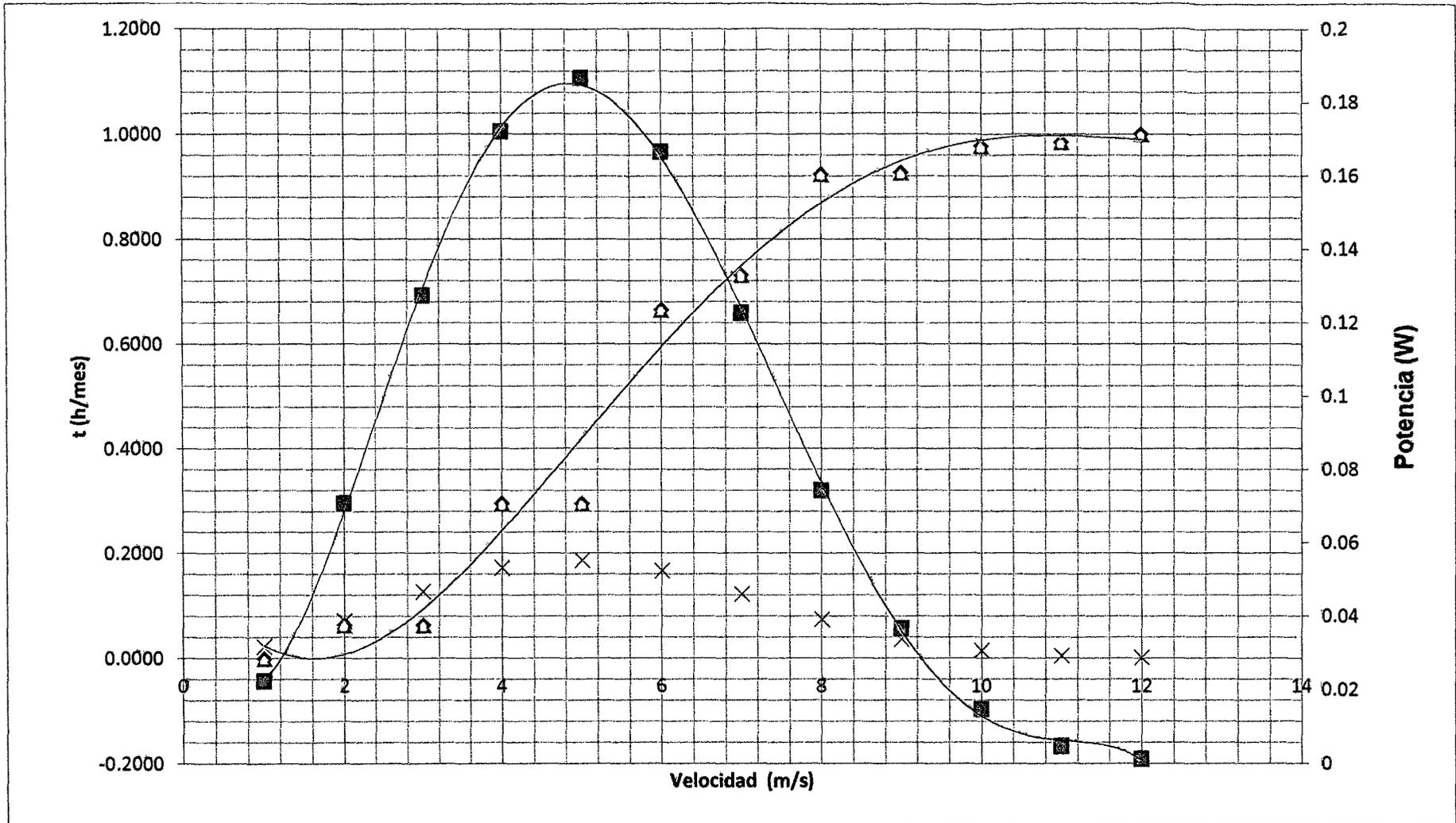


Fig. 11.6 Potencia vs horas acumuladas (Setiembre 2013 al Setiembre del 2014)
Fuente Elaboración propia

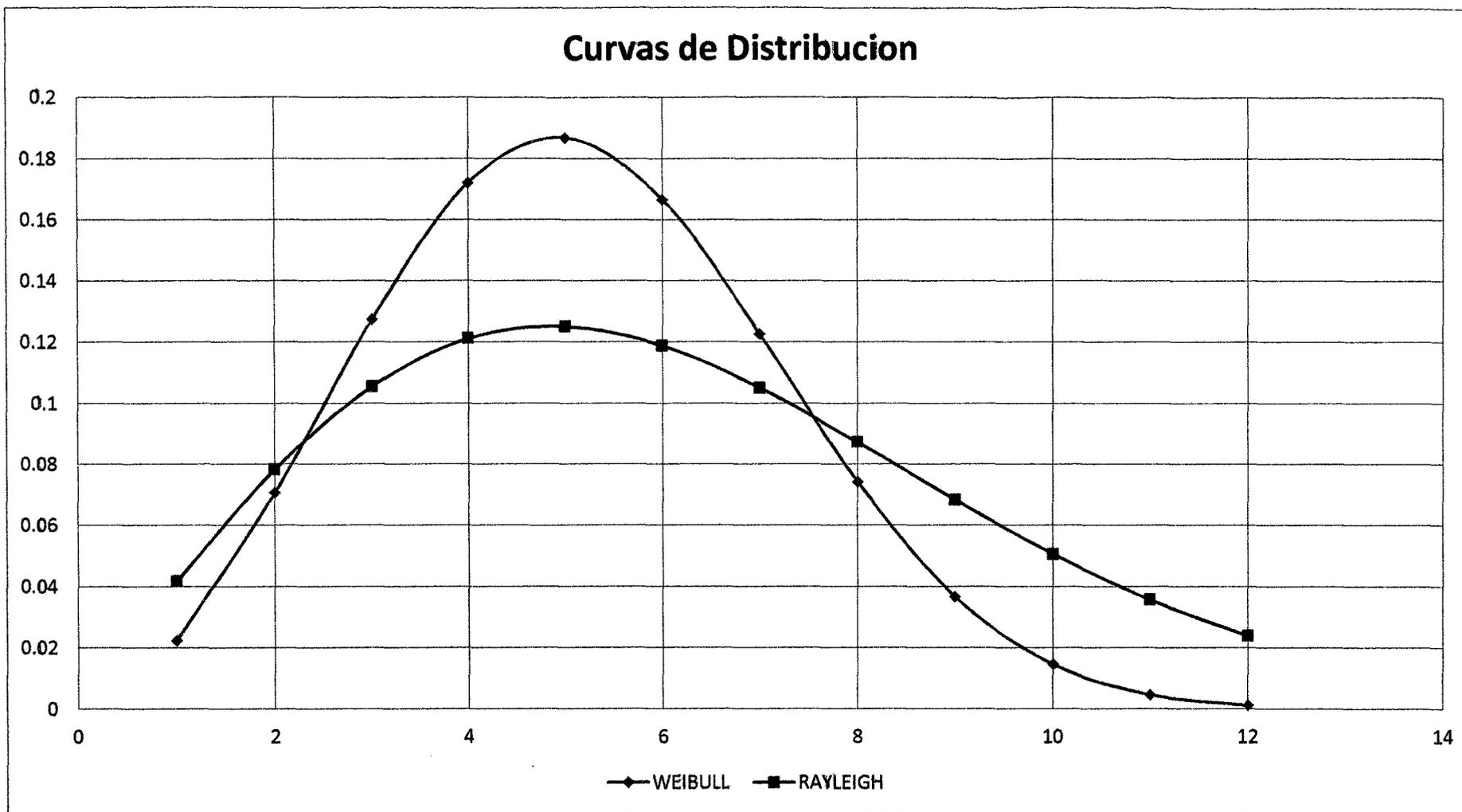


Fig. 11.6 Weibull vs Rayleigh (Setiembre 2013 al Setiembre del 2014)
Fuente Elaboración propia

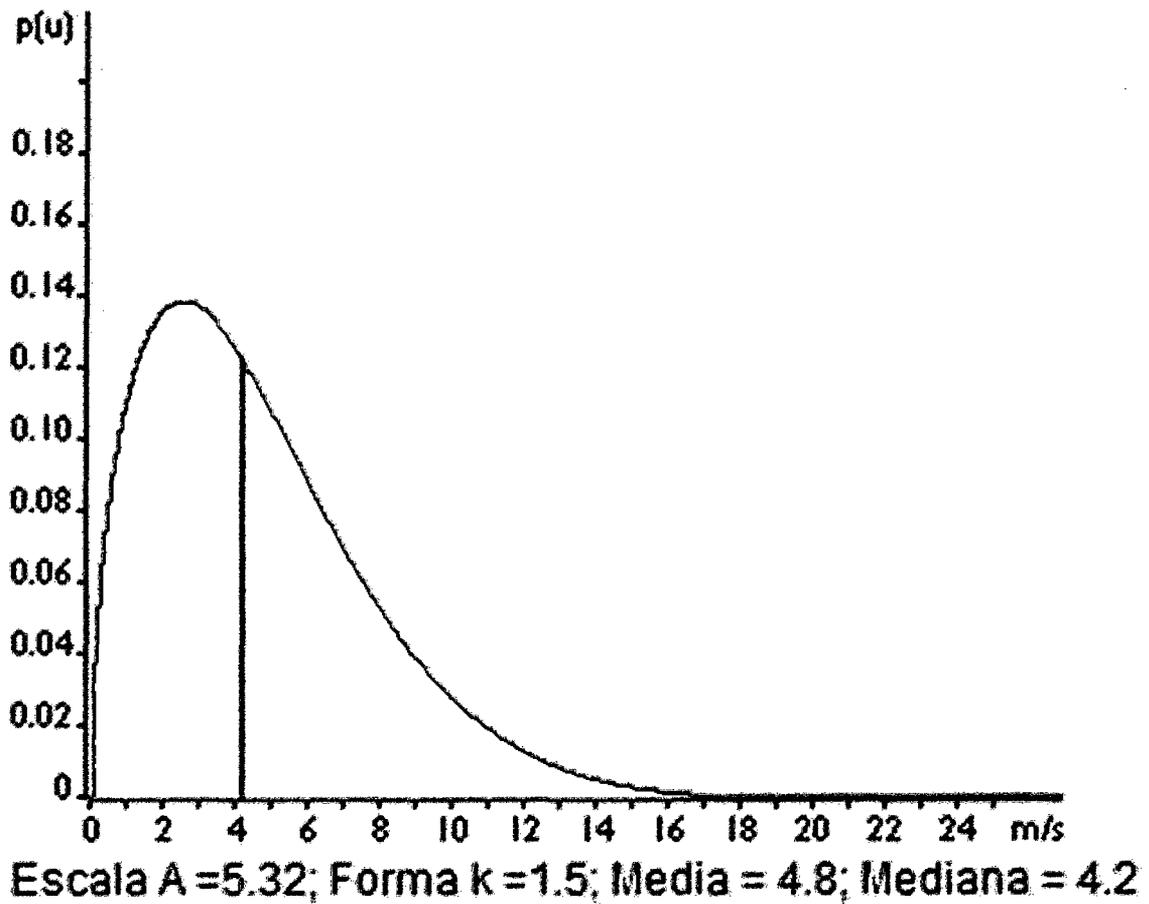


Fig. 11.7 Curva de distribución de Weibull Chimbote
Fuente: Coes 2009

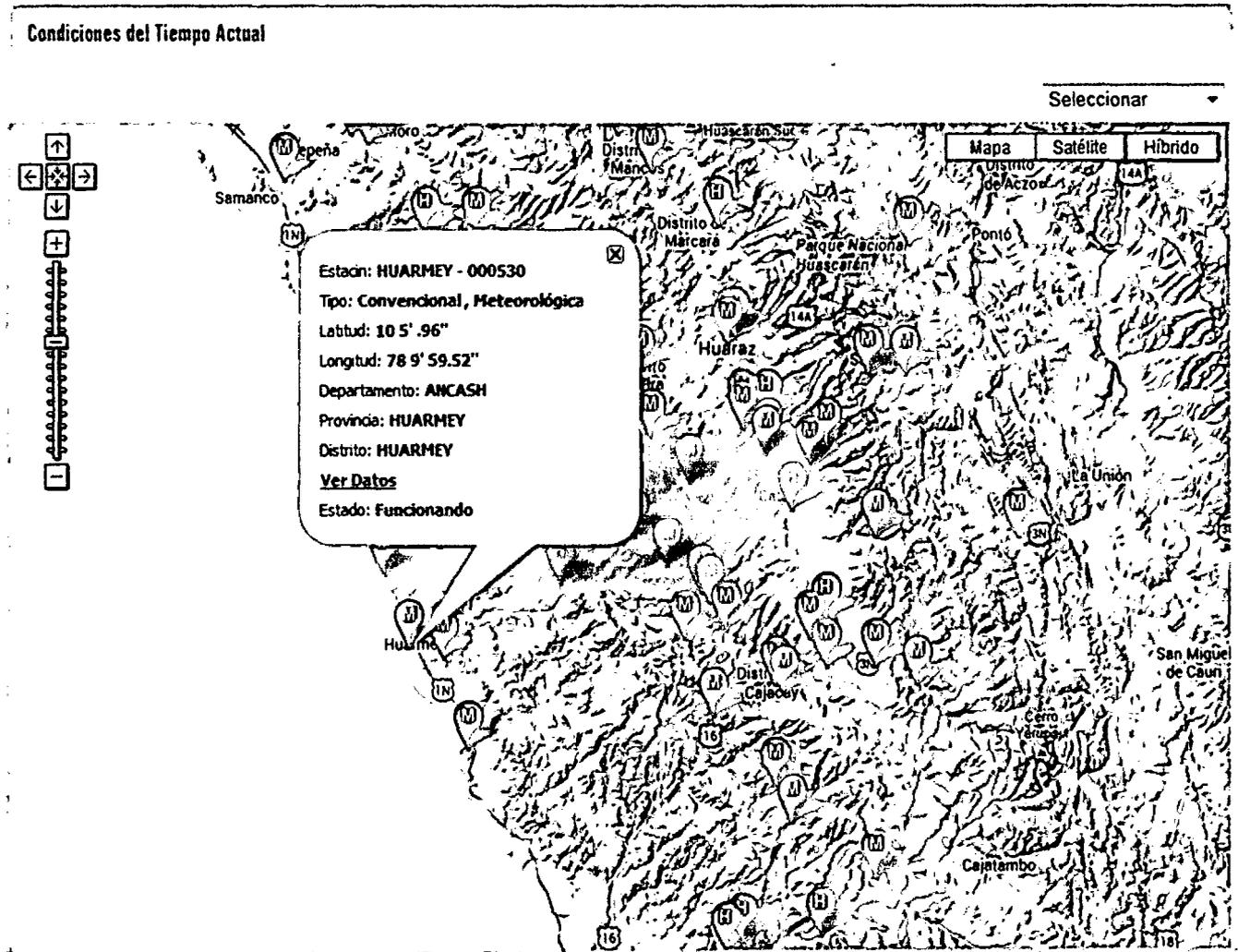
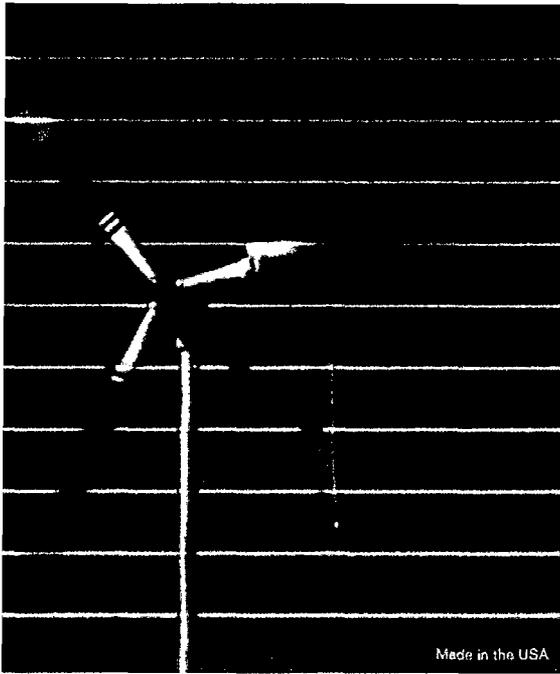


Fig. 11.8 ubicación de la estación meteorológica de huarvey-000530
Fuente elaboración propia

VELOCIDADES DE VIENTO PROMEDIO DIARIO Y SU DIRECCION DE ESTACION METEOROLOGICA DE HUARMEY																													
AÑO 2012													AÑO 2013																
DIAS	SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		VELOCIDADES		
	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	Dir	Vel. (m/s)	VPRO	VMAX	VWEN
1	SW	2	SW	4	SW	6	SW	8	S	6	S	6	S	6	S	4	SW	6	S	6	S	6	S	10	S	6	5.8	10	2
2	S	2	S	6	S	6	SW	7	S	8	SE	6	SW	4	SW	4	SW	6	S	4	S	6	SE	6	SW	4	5.3	8	2
3	SW	4	S	10	SW	6	SW	8	S	6	SE	6	SW	4	SW	2	S	11	SE	4	SW	6	S	4	W	6	5.9	11	2
4	S	2	SW	7	SW	6	SE	6	SW	6	SE	4	SE	4	S	2	SE	4	S	2	S	6	SW	6	SW	6	4.7	7	2
5	SW	4	SW	8	S	10	S	7	S	8	SE	4	SE	4	S	7	SW	8	SW	6	SW	4	SE	4	SW	4	5.8	10	4
6	SW	6	S	10	SW	7	SW	6	S	6	SW	4	SW	4	SW	7	SW	6	SW	6	S	4	S	7	SW	2	5.8	10	2
7	SW	6	SW	2	SW	6	S	8	SE	4	SW	6	SW	6	S	6	S	6	SW	4	SW	4	SW	8	S	6	5.5	8	2
8	S	2	SW	6	S	12	SW	8	S	6	SW	2	SW	6	S	6	SW	6	S	10	SW	6	SW	7	S	6	6.4	12	2
9	SE	6	SW	6	S	10	SW	7	S	10	SE	4	S	8	SW	6	SW	6	S	6	SW	6	S	7	SW	4	6.6	10	4
10	SW	6	SW	4	S	8	S	6	SE	6	S	6	SW	4	SW	6	S	8	SW	6	SW	7	S	8	SW	4	6.1	8	4
11	SW	6	SW	8	S	6	SW	7	S	8	S	8	S	6	S	12	SE	4	SW	4	SW	8	S	10	SW	8	7.3	12	4
12	SW	4	S	8	SW	8	SW	8	S	6	SW	6	S	10	S	11	S	2	S	6	S	6	S	9	SW	6	6.9	11	2
13	SW	6	SE	6	SW	8	SW	4	S	8	S	6	SW	4	SW	2	SW	7	S	6	S	2	S	6	S	6	5.5	8	2
14	SW	4	SE	6	SW	8	S	8	S	8	S	8	SW	6	SW	4	S	8	S	8	SE	4	S	7	SW	8	6.6	8	4
15	SW	4	SW	4	SW	6	SW	6	S	6	S	6	SW	4	S	6	SW	7	S	6	SW	6	SW	8	SE	6	5.8	8	4
16	SW	4	SW	4	SW	8	S	4	SE	8	S	4	SW	4	SW	11	SW	6	S	4	SW	6	S	4	S	10	5.9	11	4
17	SW	4	SW	2	SW	8	SW	7	S	8	S	4	S	6	SE	6	SW	7	SW	8	SW	8	S	4	SW	6	6.0	8	2
18	S	10	S	8	SW	8	S	8	SW	8	SW	8	SW	6	S	6	S	8	S	8	SW	6	S	2	SW	8	7.2	10	2
19	SW	6	SW	8	SW	8	S	8	SW	4	S	10	S	7	SW	6	SE	4	SW	6	SW	8	S	8	SW	6	6.7	10	4
20	SW	4	S	6	SE	8	S	8	SW	6	SW	6	S	8	S	6	SE	6	S	6	S	4	S	10	SW	8	6.6	10	4
21	S	6	S	8	S	7	SW	4	SW	6	S	4	SW	2	SW	4	SE	6	SW	6	SW	7	SW	4	SW	8	5.5	8	2
22	SW	6	S	8	S	6	S	2	S	6	S	6	SW	4	SW	6	SW	6	S	4	SW	6	SW	10	S	6	5.8	10	2
23	SW	2	SW	7	S	4	S	8	SW	2	S	8	S	10	S	6	S	7	SW	6	SW	6	SW	6	S	8	6.2	10	2
24	SW	6	S	10	SW	6	SE	6	SW	4	S	6	S	12	S	4	S	6	SW	4	S	8	SE	12	S	6	6.9	12	4
25	SW	8	SW	8	SW	6	S	2	SW	7	SW	4	S	4	SW	4	S	4	SE	4	S	6	SE	10	S	4	5.5	10	2
26	SW	6	SW	6	S	8	S	6	8	S	4	S	6	SW	4	S	6	SW	6	S	6	S	10	SW	8	6.5	10	4	
27	S	8	SW	4	S	6	SE	8	S	8	SE	4	S	4	S	4	SE	6	S	4	S	2	SW	8	SW	4	5.4	8	2
28	S	6	SW	6	SW	6	SE	6	SE	8	SW	6	S	4	SW	4	S	7	SE	4	S	4	SW	6	SW	6	5.6	8	4
29	S	4	S	4	S	12	S	2	S	10			S	12	S	8	S	8	S	2	S	2	S	8	S	4	6.3	12	2
30	SW	8	SW	8	S	10	S	6	SW	4			SE	6	S	8	S	7	S	2	S	4	S	6	SW	8	6.4	10	2
31			S	7			SE	4	SW	8			SE	4			S	6			S	8	S	4			5.8	8	4
VPRO		5.1		6.4		7.4		6.2		6.5		5.6		5.8		5.7		6.3		5.3		5.5		7.1		6.1	6.1		
VMAX		10		10		12		8		10		10		12		12		11		10		8		12		10		12	
VWEN		2		2		4		2		2		2		2		2		2		2		2		2		2		2	

Tabla. 11.1 Datos de velocidad y dirección de viento Año Set 2012- Set 2013
Fuente: Senamhi- Oficina de estadística



Whisper 100/200

Reliable Remote Power

Whisper 100 provides dependable energy for remote homes, telecommunication sites and rural applications in moderate to extreme environments. Reliable operation by thousands of customers makes Whisper 100 the top selling small wind turbine in its class. Assuming a 12 mph (5.4 m/s) average wind, a Whisper 100 will produce 100 kWh per month. Best for moderate to high wind – 9 mph (4 m/s) and above.

The versatile Whisper 200 powers applications from remote homes to water pumping. The Whisper 200's 9-foot (2.7 m) blade has almost twice the swept area of the Whisper 100, yielding twice the energy. A high voltage model is available for transmission over long distances. Best for low to moderate wind – 7 mph (3 m/s) and above.

Technical Specifications

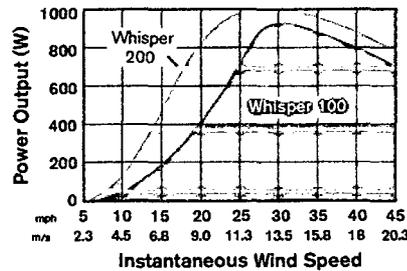
WHISPER 100

Totor Diameter	7 ft (2.1 m)
Weight	47 lb (21 kg) box: 74 lb (22.56 kg)
Shipping Dimensions	51 x 20 x 13 in (1295 x 508 x 330 mm)
Mount	2.5 in schedule 40 (6.35 cm) pipe
Start-Up Wind Speed	7.5 mph (3.4 m/s)
Voltage	12, 24, 36, 48 VDC
Rated Power	900 watts at 28 mph (12.5 m/s)
Turbine Controller	Whisper controller
Body	Cast aluminum/marine option
Blades	3-Carbon reinforced fiberglass
Over-speed Protection	Patented side-furling
Kilowatt Hours Per Month	100 kWh/mo at 12 mph (5.4 m/s)
Survival Wind Speed	120 mph (55 m/s)
Warranty	5 year limited warranty

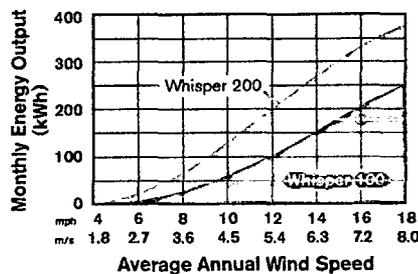
WHISPER 200

Totor Diameter	9 feet (2.7 m)
Weight	65 lb (30 kg) box: 87 lb (39.46 kg)
Shipping Dimensions	51 x 20 x 13 in (1295 x 508 x 330 mm)
Mount	2.5 in schedule 40 (6.35 cm) pipe
Start-Up Wind Speed	7 mph (3.1 m/s)
Voltage	24, 36, 48 VDC (HV available)
Rated Power	1000 watts at 26 mph (11.6 m/s)
Turbine Controller	Whisper controller
Body	Cast aluminum/marine option
Blades	3-Carbon reinforced fiberglass
Over-speed Protection	Patented side-furling
Kilowatt Hours Per Month	200 kWh/mo at 12 mph (5.4 m/s)
Survival Wind Speed	120 mph (55 m/s)
Warranty	5 year limited warranty

POWER



MONTHLY ENERGY



FIVE YEAR WARRANTY

Southwest Windpower

1801 W. Route 66

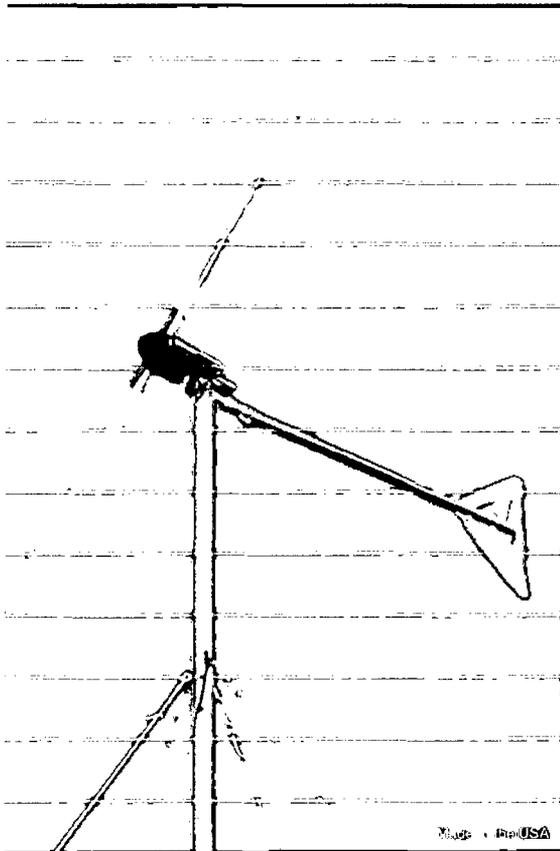
Flagstaff, AZ 86001 USA

928.779.9463

www.windenergy.com

Makers of Skystream 3.7® / AIR / Whisper

♻️ Printed on recycled paper using vegetable inks.



WHISPER **Whisper 500**

Serious Power from a Medium Sized Small Wind Turbine

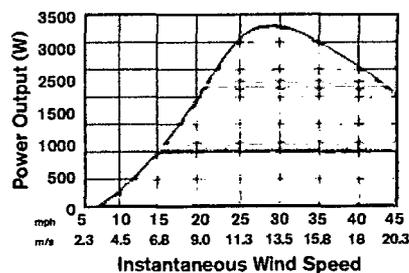
The Whisper 500 can produce enough energy to power an entire home. Assuming a 12 mph (5.4 m/s) wind, a Whisper 500 will produce as much as 500 kWh per month. That is enough energy to power the average California home.

- 5 year warranty
- Durable composite blades
- Powder coated steel body
- Includes Whisper Controller with diversion load and display
- Angle-governor protects blades and allows maximum output in any wind

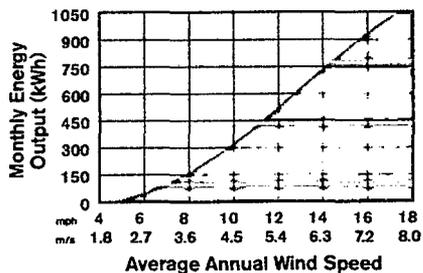
Technical Specifications

rotor Diameter	15 feet (4.5 m)
Weight	155 lb (70 kg)
Shipping Dimensions	Box 1 (body): 36 x 25 x 32 in (914 x 635 x 812 mm) 295 lb (133.8 kg)
	Box 2 (blades): 88 x 12 x 6 in (2235 x 305 x 152 mm) 38 lb (17.2 kg)
	Box 3 (controller): 22 x 15 x 10 in (559 x 381 x 254 mm) 75 lb (35 kg)
Mount	5 in schedule 40 (12.7 cm) pipe
Start-Up Wind Speed	7.5 mph (3.4 m/s)
Voltage	24, 36, 48 VDC (high voltage avail)
Rated Power	3000 watts at 24 mph (10.5 m/s)
Peak Power	3200 watts at 27 mph (12 m/s)
Wind Turbine Controller	Whisper Charge Controller (included)
Body	Welded steel; powder coated protection (not marine grade)
Blades	2-Carbon reinforced fiberglass
Over-speed Protection	Side-furling
Kilowatt Hours/Month	538 kWh/mo at 12 mph (5.4 m/s)
Survival Wind Speed	120 mph (55 m/s)
Warranty	5 year limited warranty

POWER



MONTHLY ENERGY



FIVE YEAR WARRANTY

Southwest Windpower

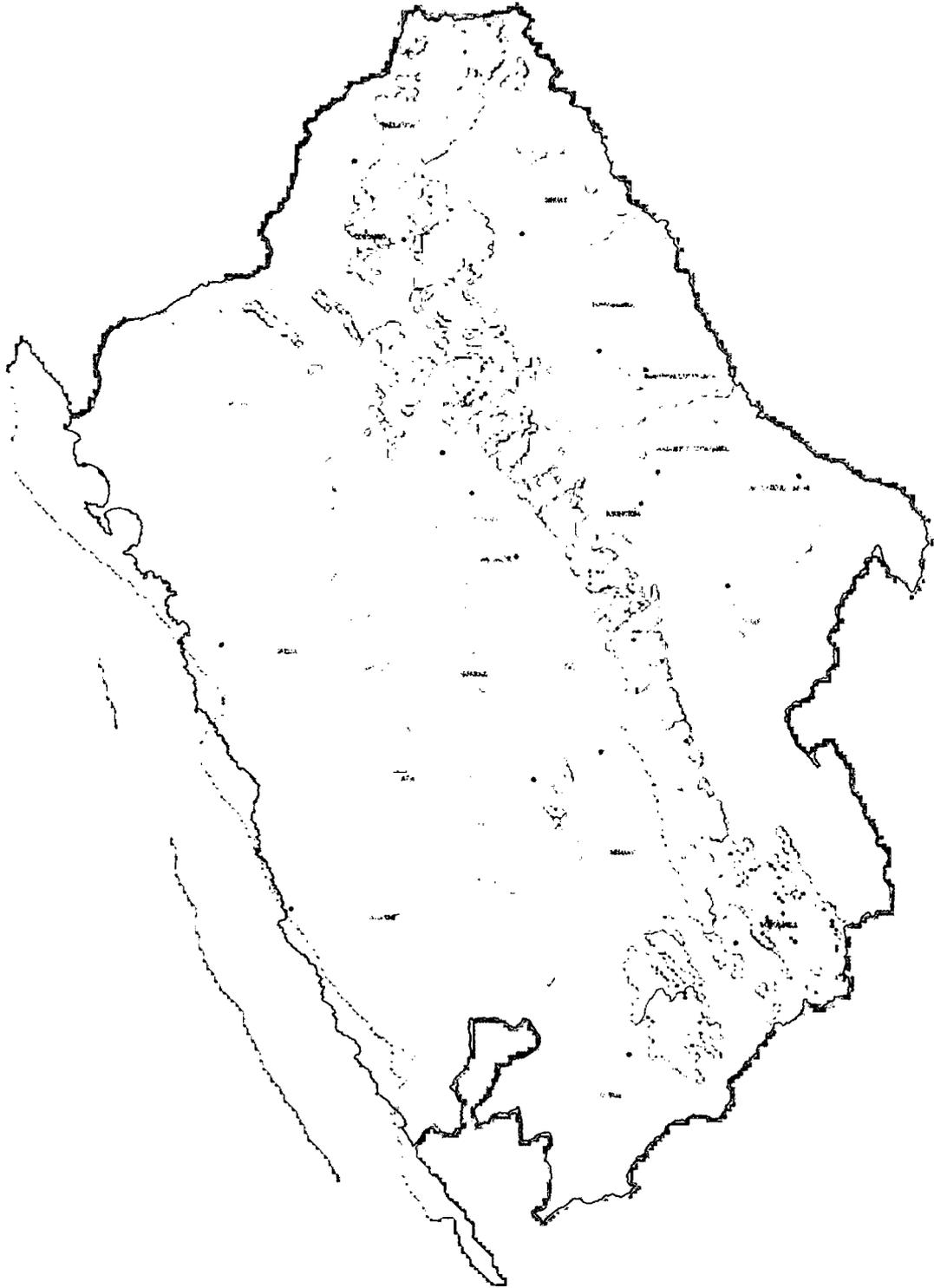
1801 W. Route 66
Flagstaff, AZ 86001 USA

928.779.9463
www.windenergy.com

Makers of Skystream 3.7® / AIR / Whisper

♻️ Printed on recycled paper using vegetable inks.

ANCASH



Viento medio a 80 m

- 0 - 1
- 1 - 2
- 2 - 3
- 3 - 4
- 4 - 5
- 5 - 6
- 6 - 7
- 7 - 8
- 8 - 9
- 9 - 10
- > 10

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL
DIRECCIÓN DE FONDOS CONCURSABLES

ATLAS EÓLICO DEL PERÚ

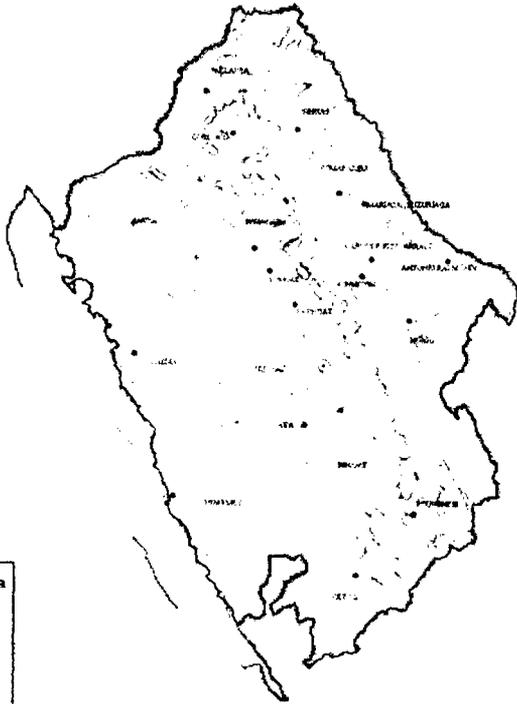
VIENTO MEDIO ANUAL A 80 m
DEPARTAMENTO DE ANCASH

LIMA - PERÚ
 OCTUBRE DE 2008

cartográfico:
 Nacional del Perú, Límites departamentales
 Geográfica, Datum WGS84



ANCASH

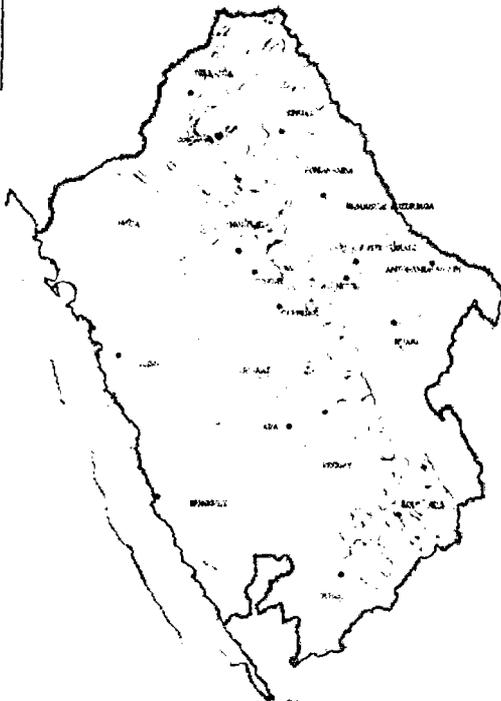
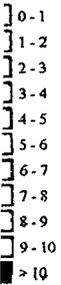


PRIMAVERA

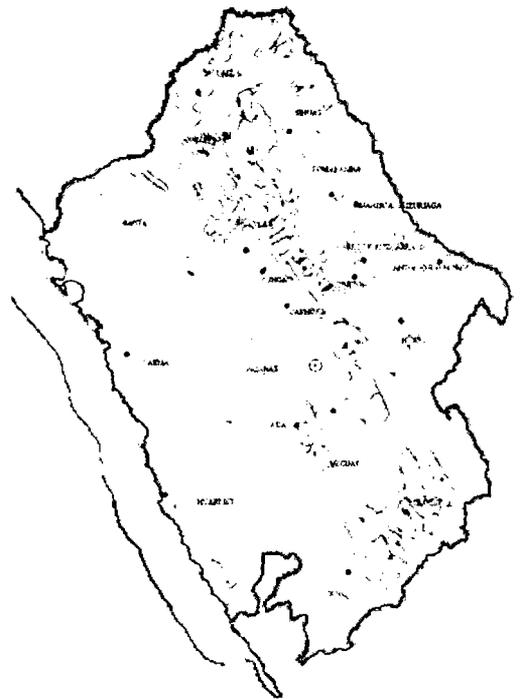


VERANO

Mo medio a 80 m



OTOÑO



INVIERNO

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL
DIRECCIÓN DE FONDOS CONCURSABLES

ATLAS EÓLICO DEL PERÚ

VIENTO MEDIO ESTACIONAL A 80 m
DEPARTAMENTO DE ANCASH

LIMA - PERÚ
OCTUBRE DE 2008



Escala cartográfica:
Escala Nacional del Perú, Límites departamentales
Proyección: Geográfica, Datum WGS84

0 5 10 20
Km

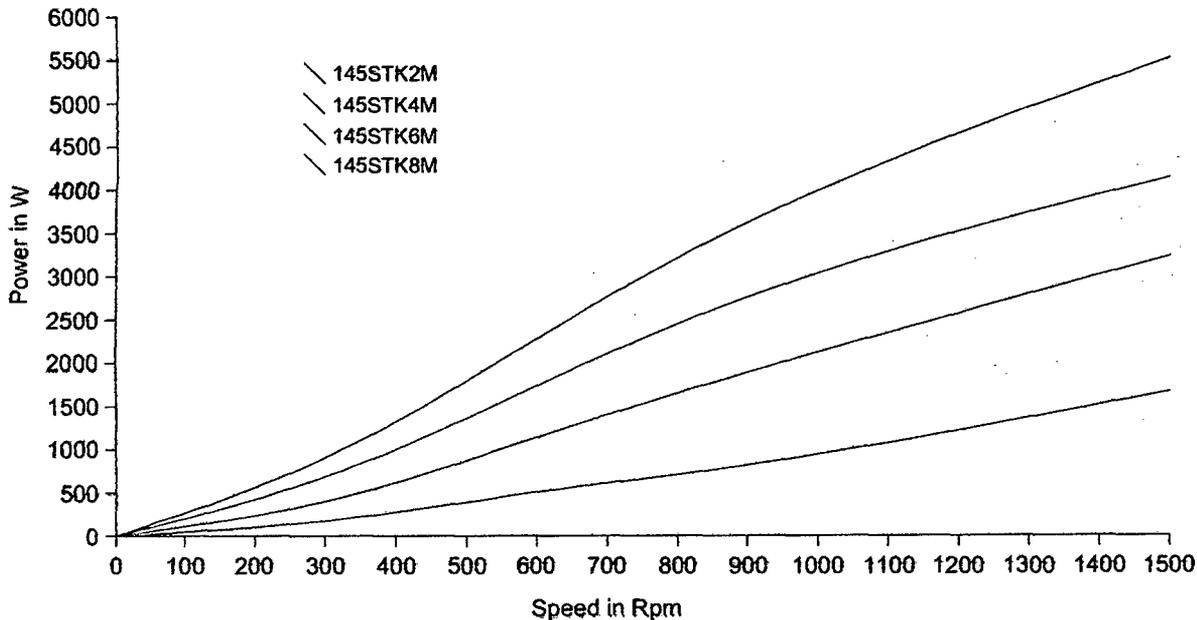


TECHNICAL CHARACTERISTICS

145 STK ALTERNATORS

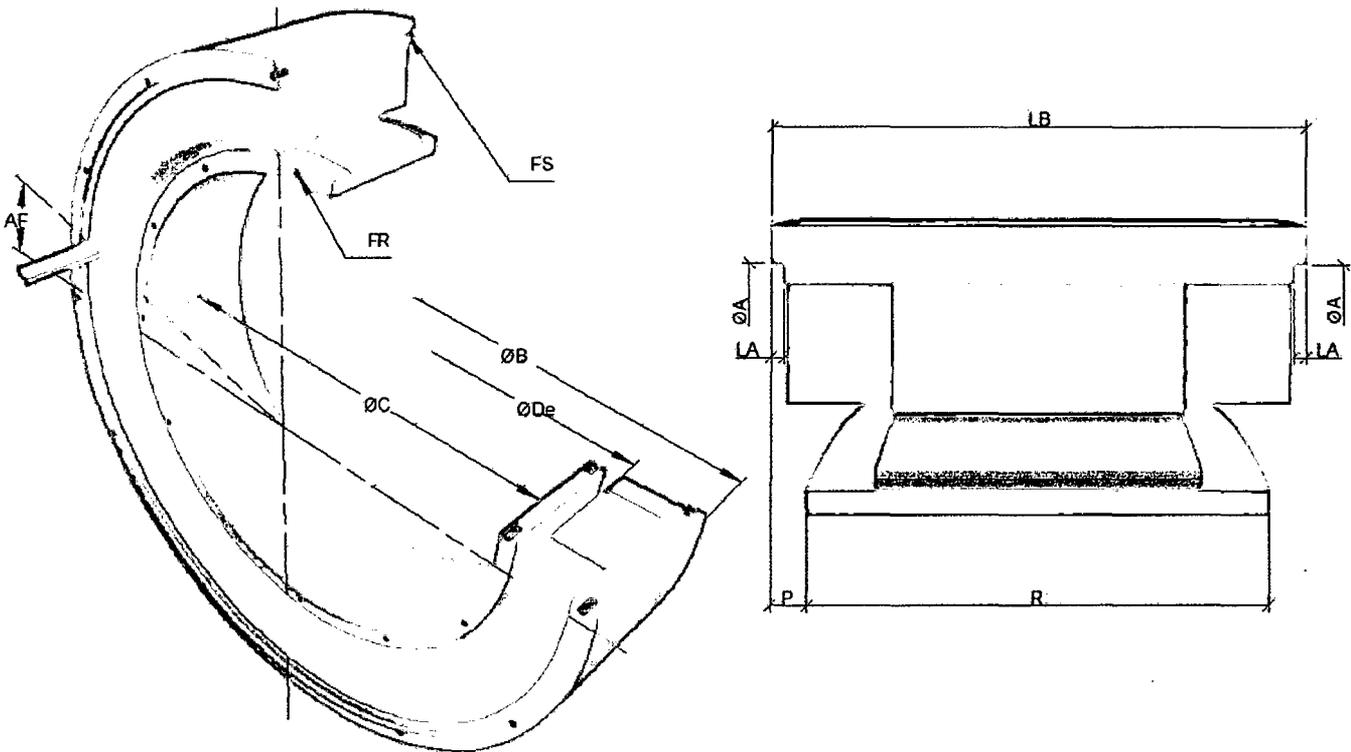
		145STK2M		145STK4M		145STK6M		145STK8M	
Rated speed	Rpm	650	1500	650	1500	650	1500	650	1500
Rated power (1)(2)	W	571	1683	1285	3250	1937	4163	2539	5550
Current at rated speed (1)	Amps	1.4	4.2	3.2	8.1	4.9	10.4	6.4	13.9
Voltage at rated power (1)(2)(3)	V	133	133	133	133	133	133	133	133
Power at half speed (1)(2)	W	204	667	460	1538	769	2296	1016	3007
Phase resistance at 20°C	Ohm	20.7	4.55	8.65	1.36	4.17	0.59	3.00	0.42
Phase inductance	mH	106.55	23.4	61.99	9.81	34.01	4.9	26.57	3.67
Phase emf at 20°C (4)	V	210.5	228.6	227.1	206.7	206.3	179.9	209.8	180.0
Rotor inertia	10 ⁻³ Kg.m ²	1.28	1.28	2.24	2.24	3.19	3.19	4.14	4.14
Weight	Kg	6.2	6.2	10.4	10.4	14.5	14.5	18.7	18.7
Power cable square section	mm ²	4x1.5	4x1.5	4x1.5	4x1.5	4x1.5	4x1.5	4x1.5	4x1.5

145 STK Generators Power - Speed



- (1) Ambient temperature 40°C
 Wind speed 10 m/s
 Winding temperature rise < 100°C
 Stator housing in contact with the ambient air or integral on all its peripheral area with a metallic armature in contact with the ambient air
 Stator housing secured on a metallic frame getting an area equal to twice the cross section of the housing
- (2) Operation with unitary power factor
- (3) Single voltage, voltage is 230Vac phase to phase. Voltage level may be adapted according to the application
- (4) Alternator at no load and rated speed
- (5) For current at rated power

ALTERNATORS 145 STK



		145STK1M	145STK2M	145STK3M	145STK4M	145STK5M	145STK6M	145STK7M	145STK8M
Housing internal centering diameter	A H8	130	130	130	130	130	130	130	130
Angle wire output / tapped holes	AF	22°30'	22°30'	22°30'	22°30'	22°30'	22°30'	22°30'	22°30'
Housing external centering diameter (natural convection)	B B	145	145	145	145	145	145	145	145
Rotoric internal centering diameter	C H7	56	56	56	56	56	56	56	56
Housing internal diameter	De	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5
Rotoric fixation holes	FR	8xM5 on Ø63							
Housing fixation holes	FS	8xM5 on Ø136							
Depth of housing internal centering diameter	LA	2	2	2	2	2	2	2	2
Housing length	LB ±0.15	92	119	148	173	200	227	254	281
Alignment rotor / housing	P ± 0.1	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
Maximum rotoric contact diameter	Pmax	75	75	75	75	75	75	75	75
Rotor length	R +0.15	59	86	113	140	167	194	221	248

INTEGRATION :

- ✓ The cables are made of PU, class 6, foreseen for cable-bearing chains, 2 mt standard length, copper square section according rated current.
- ✓ Rotor / housing alignment (P) has to be executed within +/- 0.1 mm. Optionally, we can supply a mounting tool for achieving that alignment in case of assembly without possibility of accurate alignment.
- ✓ Thermal device cable consists of a shielded pair 2x2x0.25mm² section, 7mm external diameter.
- ✓ (De) represents:
 - 1- The maximum diameter passing inside the housing.
 - 2- The maximum diameter necessary for rotor assembly.
- ✓ (Pmax) diameter for pieces in contact with the rotor must never be exceeded.
- ✓ Tapped holes on each side of rotor and housing are angularly aligned.
- ✓ Cable positioning (AF) is theoretical. Leave a free room with a +/- 10 arc degrees tolerance around that position, on a 50 mm height from the housing side, for avoiding to force the cables at the alternator output.
- ✓ When designing the assembly, take care to insure a perfect contact between housing and user's bore for avoiding thermal problems.
- ✓ For housing mounting, use either external centering diameter (B) or internal centering diameters (A).
- ✓ For execution tolerances (perpendicularity, concentricity...), please consult us.

A full integration handbook can be supplied to our customers upon request
 For further information or specific request about our alternators, feel free to contact us.