



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

**“EVALUACIÓN DE PERFILES AERODINÁMICOS
EÓLICOS PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO EN
LA PLATAFORMA DE LA EMPRESA JADA S.A.”**

TESIS PARA OBTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

AUTORES:

- ✓ Bach. CRIBILLERO LOPEZ, Eduardo Joel.
- ✓ Bach. RODRIGUEZ JACINTO, Alexander Enrique.

ASESOR:

- ✓ M Sc. CALDERON TORRES, Hugo Rolando.
-
-

NUEVO CHIMBOTE – PERÚ

2019

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



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título 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 (R.N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente

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

**“EVALUACIÓN DE PERFILES AERODINÁMICOS EÓLICOS PARA
SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LA PLATAFORMA DE LA EMPRESA
JADA S.A.”**

TESISTAS:

BACHILLER: EDUARDO JOEL CRIBILLERO LOPEZ

BACHILLER: ALEXANDER ENRIQUE RODRIGUEZ JACINTO


Msc. CALDERON TORRES, Hugo Rolando
ASESOR

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




UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO
EVALUADOR DE TESIS**

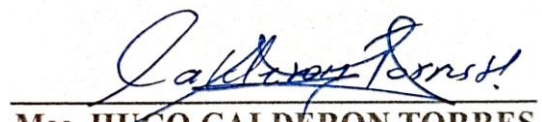
Damos la conformidad del presente informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa (R.N°492-2017-CU-R-UNS); intitulado:

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

**“EVALUACIÓN DE PERFILES AERODINÁMICOS EÓLICOS PARA SUMINISTRO
ELÉCTRICO EN LA PLATAFORMA DE LA EMPRESA JADA S.A.”.**



Mg. AMANCIO ROJAS FLORES
Presidente



Msc. HUGO CALDERON TORRES
Integrante



Mg. ROBERT GUEVARA CHINCHAYAN
Integrante

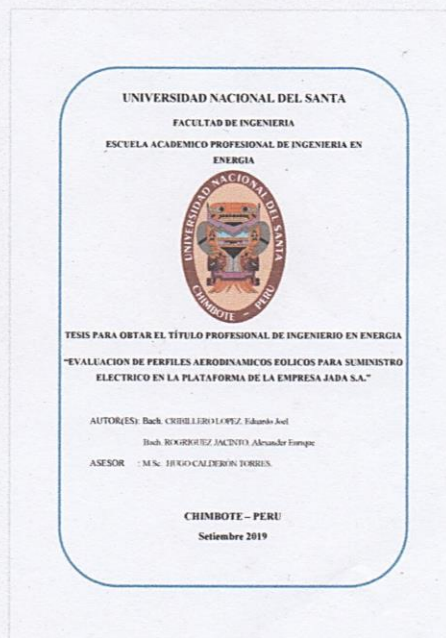


Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Eduardo Joel Rodriguez Jacinto
Título del ejercicio: Tesis
Título de la entrega: Evaluacion de Perfles Aerodinamico...
Nombre del archivo: tesis.docx
Tamaño del archivo: 33.21M
Total páginas: 123
Total de palabras: 16,776
Total de caracteres: 88,181
Fecha de entrega: 18-oct-2019 11:28a.m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 1195577948





UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección E.P. de Ingeniería en Energía

Teléfono: 310445 - Anexo 1035

Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los doce días del mes de diciembre del año dos mil diecinueve, siendo las diez horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 511-2019-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES : PRESIDENTE
- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN : SECRETARIO
- M.Sc. HUGO ROLANDO CALDERON TORRES : INTEGRANTE
- M.Sc. DENIS JAVIER ARANGURI CAYETANO : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "EVALUACIÓN DE PERFILES AERODINÁMICOS EÓLICOS PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LA PLATAFORMA DE LA EMPRESA JADA S.A.", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: EDUARDO JOEL CRIBILLERO LÓPEZ, con código de matrícula 201011035, teniendo como asesor al docente M.Sc. HUGO ROLANDO CALDERÓN TORRES, designado con Resolución Decanal N° 342-2018-UNS-FI.

Terminada la sustentación, el bachiller respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, el contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
EDUARDO JOEL CRIBILLERO LÓPEZ	15 QUINCE	Bueno

Siendo las once de la mañana, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Amancio R. Rojas Flores
PRESIDENTE


Mg. Robert F. Guevara Chinchayan
SECRETARIO


M.Sc. Hugo R. Calderon Torres
INTEGRANTE



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección E.P. de Ingeniería en Energía

Teléfono: 310445 - Anexo 1035

Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los doce días del mes de diciembre del año dos mil diecinueve, siendo las diez horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 511-2019-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES : PRESIDENTE
- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN : SECRETARIO
- M.Sc. HUGO ROLANDO CALDERON TORRES : INTEGRANTE
- M.Sc. DENIS JAVIER ARANGURI CAYETANO : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "EVALUACIÓN DE PERFILES AERODINÁMICOS EÓLICOS PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LA PLATAFORMA DE LA EMPRESA JADA S.A.", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: ALEXANDER ENRIQUE RODRIGUEZ JACINTO, con código de matrícula 201111047, teniendo como asesor al docente M.Sc. HUGO ROLANDO CALDERÓN TORRES, designado con Resolución Decanal N° 342-2018-UNS-FI.

Terminada la sustentación, el bachiller respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

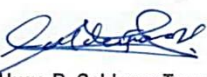
El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, el contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
ALEXANDER ENRIQUE RODRIGUEZ JACINTO	15 QUINCE	BUENO

Siendo las once de la mañana, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Amancio R. Rojas Flores
PRESIDENTE


Mg. Robert F. Guevara Chinchayan
SECRETARIO


M.Sc. Hugo R. Calderon Torres
INTEGRANTE

DEDICATORIA

Dedico este Informe de Tesis a mis padres Diomedes Máximo Cribillero Camacho y Gladys Rosa López Ponce, que siempre me apoyaron incondicionalmente en la parte moral y económica para poder llegar a ser un profesional.

A mi hermano y demás familia en general por el apoyo que siempre me brindaron día a día en el transcurso de cada año de mi carrera universitaria.

EDUARDO JOEL CRIBILLERO LOPEZ

El presente Informe de Tesis se la dedico a mi familia que gracias a su apoyo pude concluir mi carrera.

A mis padres y hermano por su apoyo y confianza en todo lo necesario para cumplir mis objetivos como estudiante y persona.

A todo el resto de mi familia y amigos que de una u otra manera me han llenado de sabiduría para terminar la tesis.

ALEXANDER ENRIQUE RODRIGUEZ JACINTO

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, nuestro agradecimiento, a nuestra “Casa de estudios”, Universidad Nacional del Santa, por habernos formado durante todo el trayecto como profesionales; que nos permitió lograr nuestros objetivos trazados y por abrirnos las puertas de un futuro mejor como ingenieros.

A nuestros padres, porque confiaron en nosotros y porque nos motivaron a seguir adelante.

A nuestros docentes, quienes nos orientaron durante nuestra formación académica y que nos brindaron sus enseñanzas, los cuales fortalecieron y reafirmaron nuestra formación académica

.
Un especial agradecimiento a nuestro asesor Msc. Hugo Rolando Calderón Torres, por sus aportes valiosos y su apoyo incondicional en todo momento de nuestra tesis, el cual fue fundamental para el inicio, desarrollo y culminación del presente trabajo de investigación.

Al Ing. Arturo Cárdenas Infante, por darnos la oportunidad de utilizar la plataforma de descarga de la empresa JADA S.A, en el que durante ese periodo nos brindó su conocimiento y experiencia.

Así mismo agradecemos a todas las personas que nos ayudaron en la elaboración del informe de tesis.

ÍNDICE

RESUMEN

ABSTRACT

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Denominación del proyecto	1
1.2. Enunciado del problema	1
1.3. Hipótesis	1
1.4. Variables dependientes e independientes	1
1.5. Justificación	2
1.6. Importancia	2
1.7. Objetivos	3

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Origen del viento	4
2.1.1. Caracterización Energética del viento	5
2.2. Variación de la velocidad del viento con la altura	5
2.2.1. Ley Exponencial de Hellmann	7
2.3. Variación de la velocidad del viento con la existencia de obstáculos	8
2.4. Energía Útil del viento	10
2.5. Representación Estadística del viento	13
2.5.1. Factor K de distribución de forma	13
2.5.2. Distribución de Weibull	14
2.5.3. Velocidad del viento	15
2.5.4. Parámetros Estadísticos de la Distribución de Velocidad	17
2.6. Parámetros Energéticos para un Aerogenerador	18
2.6.1. Ángulos de la cuerda	20
2.7. Factor de corrección aerodinámico	22
2.8. Cálculo de Coeficiente de Potencia	23
2.9. Aerogeneradores	24
2.9.1. Alabes de un Aerogenerador	25
2.9.1.1. Terminología	26
2.9.1.2. Variables Geométricas en los perfiles	26
2.9.2. Clasificación de los Perfiles	26

2.9.2.1. Perfiles NACA	27
CAPÍTULO III: MATERIALES Y MÉTODOS	
3.1. Materiales y equipos	28
3.1.1. Materiales	
3.1.1.1. Recopilación Bibliográfica	29
3.1.2. Equipos	
3.1.2.1. Equipos de Medición	29
3.1.2.2. Equipo de recopilación de datos	29
3.1.2.3. Software de procesamiento de datos	29
3.2. Metodología de la investigación	30
3.2.1. Métodos de la investigación	30
3.2.2. Procedimiento de la investigación	30
3.2.3. Descripción del sistema Actual	29
3.2.3.1. Grupos electrógenos	30
3.2.4. Descripción del sistema proyectado	31
3.2.4.1. Grupos Electrógenos	31
3.2.4.2. Aerogenerador	32
CAPÍTULO IV: CALCULOS Y RESULTADOS	
4.1. Cálculos para evaluar los perfiles aerodinámicos	33
4.2. Estudio Estadístico del Viento	33
4.2.1. Cálculo de Estadístico	33
4.2.2. La distribución de Weibull de la velocidad de viento	36
4.2.3. Parámetros estadísticos de la distribución de la velocidad	40
4.3. Estudio Energético	43
4.3.1. Cálculo de la demanda	43
4.3.2. Cálculo de potencia teórica del viento	45
4.3.3. Parámetros Aerodinámicos.	46
4.3.3.1. Parámetros aerodinámicos del perfil NACA4418	47
4.3.3.2. Parámetros aerodinámicos del perfil WORTMANN FX 60-126.	51
4.3.3.3. Parámetros aerodinámicos del perfil E387	55
4.3.3.4. Parámetros aerodinámicos del perfil S823	59

CAPÍTULO V: ANALISIS Y CONCLUSIONES

5.1. Conclusiones 64

5.2. Recomendaciones 65

BIBLIOGRAFIA 66

ANEXOS

A. Ubicación Geográfica de la Plataforma de Descarga 68

B. Data viento del año 2017 69

C. Rosa de Viento del año 2017 81

D. Distribución estadística del viento 88

E. Tablas de Función Gamma 89

F. Tablas Polares de Perfiles Aerodinámicos 91

G. Producción de Energía 95

H. Dirección del viento 101

I. Ficha Técnica del Aerogenerador 102

J. Fotos 104

RESUMEN

El presente informe de tesis tiene por objetivo evaluar 4 perfiles aerodinámicos que formarían parte de aerogeneradores tripalas como parte de suministro eléctrico de la plataforma de descarga de la pesquera JADA S.A. – Chimbote, A ubicada a 800 m de la orilla en la costa Chimbotana.

En este informe se busca dar la información para una adquisición futura de un aerogenerador como parte del suministro eléctrico que necesita la plataforma de descarga.

Para la evaluación se procedió primero a realizar la demanda energética en la plataforma de descarga JADA S.A ; el cual nos dio un aproximado de 0.77 Kw.h/día .Se procedió a obtener la data de viento de año 2017 año anterior que se comenzó hacer la tesis , con el cual se obtuvo el potencial eólico, para este lugar , teniendo como mínima velocidad 0.2 m/s y alta velocidad 19.90 m/s , y la promedio de 6.57m/s.

Para esta evaluación de perfiles aerodinámicos en busca del optimo perfil aerodinámico se optó por evaluar 4 perfiles, los cuales eran el WORTMANN FX 60-160, NACA 4418, E 387 y S 823; siendo el más adecuado el perfil WORTMANN FX 60-160 con un C_p de 0.496 con el cual se logró obtener una potencia real de 0.3390Kw para una velocidad media de 6.57 m/s.

ABSTRACT

This thesis report aims to evaluate 4 aerodynamic profiles that would be part of tripala wind turbines as part of the power supply of the fishing market discharge platform JADA S.A. – Chimbote, A located 800 m from the coast Chimbotana.

This report seeks to provide the information for a future acquisition of a wind turbine as part of the power supply required by the unloading platform.

For the evaluation, the energy demand was first carried out on the discharge platform JADA S.A ; which gave us approximately 0.77 Kw.h/day. We proceeded to obtain the wind data of the year 2017 previous year that began to make the thesis, with which the wind potential was obtained, for this place, having at least speed 0.2 m/s and high speed 19.90 m/s, and the average of 6.57m/s.

For this evaluation of aerodynamic profiles in search of the optimal aerodynamic profile, 4 profiles were chosen, which were the WORTMANN FX 60-160, NACA 4418, E 387 and S 823; being the most suitable the Wortmann FX 60-160 profile with a C_p of 0.496 with which it was achieved a real power of 0.3390Kw for an average speed of 6.57 m/s.

INTRODUCCION

Hemos oído que existen otro tipo de energía no contaminantes, pero en nuestro país no se aprovecha poco o nada en las industrias estas fuentes de energías, las cuales conocemos como energía renovable, proveniente del sol, aire, entre otras, en este informe de tesis buscamos aprovechar la energía eólica como fuente de energía para parte del suministro eléctrico que tiene la plataforma de descarga de la empresa pesquera JADA S.A.

No solo en el aspecto ambiental hemos visto que se puede mejorar, sino los interesantes ahorros económicos, exactamente se usa Diésel, para hacer operar 3 bombas centrifugas que alimentan de materia prima a la planta de harina y conserva de la empresa antes mencionada.

Se detallan la evaluación energética y análisis necesarios para poder implementar aerogeneradores como parte del sistema de suministro eléctrico en una plataforma de descarga, se considera en la evaluación del potencial eólico en el lugar de estudio como primer paso, para ello usamos datos de velocidad y dirección de viento recogidos de fuentes confiables.

La selección del perfil alar más óptimo se realizará en base a la producción final de energía, esto luego de comparar los 4 perfiles aerodinámicos previamente escogidos.

Finalmente se realiza la comparación del mejor perfil aerodinámico evaluado en esta tesis para la empresa Pesquera JADA S.A.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. DENOMINACION DEL PROYECTO

“EVALUACION DE PERFILES AERODINAMICOS EOLICOS PARA SUMINISTRO ELECTRICO EN LA PLATAFORMA DE LA EMPRESA JADA S.A.”

1.2. ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿Cómo parte del sistema de suministro eléctrico de la plataforma de descarga de la pesquera JADA S.A. (Chimbote) que tipo de perfil aerodinámico eólico es el más óptimo?

1.3. HIPOTESIS

Cómo parte del sistema de suministro eléctrico para la plataforma de descarga de la pesquera JADA S.A. (Chimbote), el tipo de perfil aerodinámico eólico WORTMANN FX 60-126, es el más óptimo porque entrega hasta un 10% más de energía eléctrica en comparación a los otros perfiles aerodinámicos en evaluación.

1.4. VARIABLES DEPENDIENTES E INDEPENDIENTES

Variables Independientes:

- Velocidad del viento.
- Dirección del Viento.
- Perfil Aerodinámico.

Variables Dependientes:

- Generación de energía eléctrica

Variables intervinientes:

- ✓ Variables intervinientes independientes

- X1=Altura del aerogenerador
- X2=Restricciones
- X3=Deficiencias

- ✓ Variables intervinientes dependientes

- B1=Potencia Eléctrica

1.5.JUSTIFICACION

Actualmente el cambio climático, el cuidado del medio ambiente y el ahorro energético son términos que han ganado mayor importancia en la actual coyuntura política y social a nivel mundial, lo que lleva a las empresas estar a la vanguardia de innovaciones y mejoras tecnológicas para cada vez abarcar más estos temas de importancia, dentro de este marco actualmente las empresas del sector pesquero para sobresalir y cumplir los estándares de calidad exigidos a nivel local e internacional es que deben implementar a nivel de política integrada la cada vez más exigida Trinorma (ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001).

La volatilidad de precio del petróleo, así como sus derivados combustibles fósiles e hidrocarburos sujetos al mercado internacional y la escasez de estos insumos debido a causas geográficas hacen que se eleven precios y costos de producción, sin mencionar que estos combustibles son contaminantes.

Es en este marco en el que nuestro proyecto gana notoriedad al abarcar y dar a conocer las ventajas energéticas, económicas y ambientales en el aprovechamiento de aerogeneradores, como parte de suministro eléctrico de una plataforma de descarga que actualmente usa grupos electrógenos que consumen Diésel para esa función.

Es conocido que los hidrocarburos contaminan y deterioran la calidad del aire de nuestra bahía, así como también contribuyen al calentamiento global y al cambio climático, por ello con esta implementación ayudamos a conservar los recursos energéticos, contribuimos al ahorro económico y ayudamos a dar cumplimiento a la normativa ambiental vigente.

1.6.IMPORTANCIA

Este trabajo de investigación tiene una gran importancia para promover el desarrollo de proyectos de energía renovables en la localidad de Chimbote, incentivando a una solución alternativa de la generación convencional de energía eléctrica, para cubrir con las demandas sociales y ambientales.

Todo esto gana mayor importancia en el marco de que la energía eléctrica es una de las necesidades primarias del desarrollo de una zona o lugar, para poder tener una mejor calidad de vida y en el caso del Perú a lo largo de los últimos años se han están observando con interés el enorme potencial energético renovable y se han ejecutado proyectos RER, en particular lo que concierne energía eólica.

No son muchos los estudios y mediciones que se han hecho a lo largo del país como esfuerzo previo a la implementación de centrales eólicas capaces de captar la energía del viento.

Para un desarrollo sostenido en la explotación de este recurso energético, es condición necesaria seguir estudiando con profundidad los vientos en las distintas zonas del país.

Por lo anterior, se considera fundamental la aproximación de nuevas tecnologías involucradas en conversión energética de fuentes renovables.

Dentro del panorama nacional relacionado a la explotación del viento se vislumbran necesidades de abastecer consumos aislados de la red, donde un aerogenerador tripala se ve como el más adecuado gracias a las ventajas anteriormente mencionadas.

Aprovechar las corrientes de aire y los vientos en las carreteras para generar electricidad, permitiría satisfacer consumos relacionados a las operaciones viales, como por ejemplo iluminación de sectores viales peligrosos, iluminación de avisos publicitarios, etc.

1.7.OBJETIVOS

✓ Objetivo General:

- Evaluar perfiles aerodinámicos eólicos para suministro eléctrico de la plataforma de descarga de la pesquera JADA S.A (CHIMBOTE).

✓ Objetivos Específicos:

- Realizar un estudio de la demanda de energía en la plataforma de descarga de la Pesquera Jada S.A. (Chimbote).
- Establecer el potencial eólico para la implementación de un aerogenerador Tripala en la Plataforma de descarga de la Pesquera Jada S.A. (Chimbote).
- Comparar los perfiles aerodinámicos en estudio.
- Seleccionar el perfil aerodinámico más óptimo para el aerogenerador.
- Realizar un análisis económico en la facturación por suministro eléctrico en la Plataforma de descarga de la Pesquera Jada S.A. (Chimbote).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1.ORIGEN DEL VIENTO

El viento se define como el desplazamiento de las masas de aire y está causado por las diferencias de presión atmosférica y por la fuerza de Coriolis derivada del giro de la Tierra sobre su eje.

Las diferencias de presión atmosférica son debidas a la variación de temperatura del aire causadas por el desigual calentamiento de la Tierra.

Es decir, las distintas temperaturas existentes en la Tierra y en la atmósfera, por la desigual distribución del calentamiento solar y las diferentes propiedades térmicas de las superficies terrestres y oceánicas, producen corrientes de aire. El movimiento que describen las masas depende de su temperatura, así las masas calientes tienden a subir y en su lugar se ubican las masas de aire más densas y frías que tienden a bajar.

La fuerza de Coriolis es debida a la rotación de la Tierra sobre su eje (sentido anti horario visto desde el polo norte) y desplaza las masas de aire hacia el oeste (izquierda) si se dirigen desde los polos hacia el Ecuador y hacia el este (derecha) si se dirigen desde el Ecuador hacia los polos, tanto en el hemisferio norte como en el hemisferio sur. Salvador (2017, p.11-12)

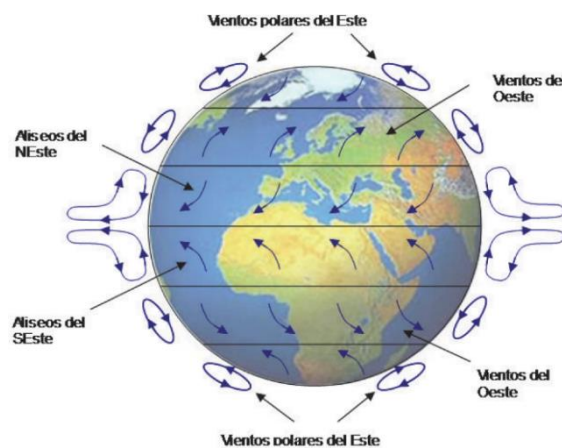


Fig. 2.1. Distribución de vientos a escala global.

Fuente: Salvador Cucó Pardillos, "Manual de Energía Eólica", p.12, 2017.

2.1.1. Caracterización Energética del viento.

Fernández, (2010), explicó que, para caracterizar el viento, se utiliza la ley de densidad de probabilidad de Weibull, que permite modelar la distribución de la velocidad del viento de tal forma que mediante una expresión matemática se puede predecir de manera aproximada el comportamiento de la velocidad del viento a lo largo de un periodo de tiempo en un lugar determinado.

Sin embargo, a la hora de caracterizar energéticamente el viento, no solo hay que tener en cuenta la aproximación de los datos eólicos mediante una distribución Weibull, sino que hay una serie de aspectos que alteran las características del viento, como son la altura, el relieve que tenga el terreno o la influencia de los obstáculos que pueden encontrarse cerca.

2.2. Variación de la velocidad del viento con la altura

La velocidad del viento varía en función de la altura sobre el suelo. El estudio de dicha variación es de gran importancia por las siguientes razones:

- Al aumentar la altura aumenta la velocidad del viento y la potencia extraíble por el aerogenerador, lo que explica la tendencia a construir turbinas más altas.
- Cada pala, al girar recorre puntos situados a diferente altura con diferentes velocidades de viento, por lo que está sometida a diferentes esfuerzos (más velocidad del viento al paso de la pala por la vertical superior que al paso por la vertical inferior), por lo que se generan cargas variables.
- En la toma de datos de velocidad de viento, es imprescindible conocer la variación con la altura (perfil de velocidades), lo que permite obtener el régimen de vientos en posiciones próximas a la de la torre de medición (donde se instalarán otros aerogeneradores) y además permite recuperar datos de viento en caso de fallos en las mediciones.

Como se ha indicado el viento a una cierta altura está sujeto a un equilibrio entre las fuerzas de presión y las de Coriolis. Sin embargo, a

medida que nos vamos acercando al suelo el viento es frenado por efecto del rozamiento con el terreno. Este proceso de frenado ocurre en la *capa límite terrestre*.

El espesor de la misma varía según las condiciones climatológicas, y un valor típico medio puede ser de 2 km, aunque en noches frías y claras de poco viento puede llegar a ser de unos 100 m, y bastante mayor en días soleados.

La parte superior de la capa límite terrestre se puede identificar a veces desde un avión como una zona de menor visibilidad en la que hay una fuerte mezcla de humo y polvo.

La parte inferior de la misma que alcanza hasta los 200 m se conoce con el nombre de *capa superficial o capa logarítmica*. El resto se conoce como *capa de Ekman*.

En la capa de Ekman, el viento cambia de dirección, con una tendencia a moverse de mayor a menor presión, a medida que nos alejamos del suelo. La capa límite superficial resulta de gran utilidad porque presenta la característica de que en entornos pequeños, como los emplazamientos de parques eólicos que ocupan unos pocos kilómetros, la velocidad del viento en el límite de la misma, no varía de una posición a otra. Esta característica se emplea para obtener datos de viento en distintos emplazamientos de máquinas dentro de un parque eólico. *Salvador (2017, p.15-16)*

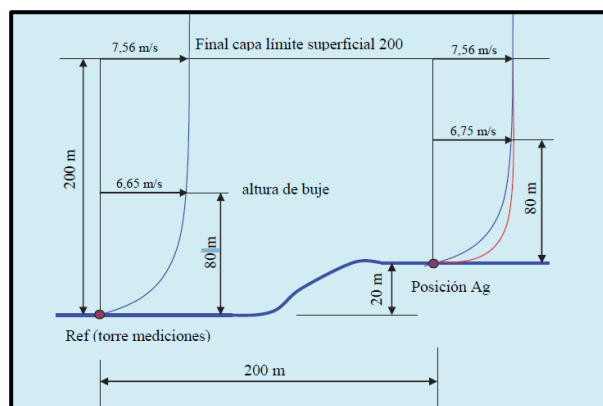


Fig. 2.2. Perfil del viento en la capa límite superficial

Fuente: Salvador Cuco Pardillos "Manual de Energía Eólica", p.16, 2017

2.2.1. 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:

$$V_h = V_{10}(h/10)^\alpha \quad (2.1)$$

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 α es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno, y cuyos valores vienen indicados en la Tabla N°2.1, se indican las variaciones de la velocidad del viento con la altura según la ley exponencial de Hellmann.

Tabla N°2.1. Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno.

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0.008$; $\alpha = 0.012$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0.14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0.13$; $\alpha = 0.16$
Zonas Rusticas	$\alpha = 0.2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0.2$; $\alpha = 0.26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0.25$; $\alpha = 0.4$

Fuente: Energía Eólica, Pedro Fernández Díez, Universidad de Cantabria, s.f, p 12

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 magnitudes ($N = k \cdot v^3$) que proporcionan la potencia disponible en el viento para cada velocidad y de la que sólo es posible extraer una fracción.

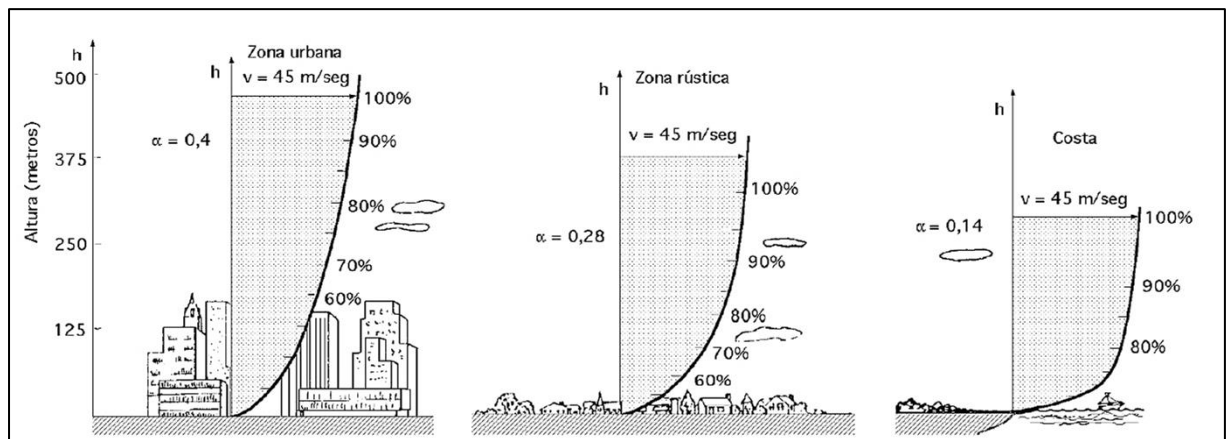


Fig. 2.3. Variación de la Velocidad del Viento (capa límite) con la altura sobre el terreno, según la ley exponencial de Hellmann.

Fuente: Energía Eólica, Pedro Fernández Díez, Universidad de Cantabria, s.f, p 12

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 Ecuacion (2.2), Pedro Fernández Díez, s.f, p.13)

$$\frac{N_{viento}}{A} = I_h = I_{10} \left(\frac{h}{10}\right)^{3\alpha} = I_{10} \left(\frac{V_h}{10}\right)^3 \quad (2.2)$$

2.3. Variación de la velocidad del viento con la existencia de obstáculos.

En las proximidades de la superficie terrestre, aparte del rozamiento intervienen también las alteraciones orográficas y los obstáculos del terreno, colinas, muelas, rocas, edificaciones, etc., que producen determinados efectos en el viento.

El conocimiento de estos efectos es de gran interés para el aprovechamiento de la energía eólica, bien para aprovecharlos o bien para evitarlos. (Cuco, 2017, p.22). Los obstáculos (edificios, árboles, accidentes en el terreno) provocan una disminución de la velocidad del viento, así como un aumento de las turbulencias. Por lo que a la hora de instalar grandes centrales eólicas se tendrá

que tener en cuenta la presencia de obstáculos en un radio de 1km en la dirección dominante del viento. (Villarrubia, 2004)

En las muelas se originan remolinos y una relevante componente vertical del viento. El obstáculo es tan pronunciado que actúa como un cepillo de carpintero provocando el despegue de las líneas de corriente, formando remolinos a modo de virutas retorcidas. Por otro lado, la colocación del aerogenerador en la proximidad del borde de la muela puede provocar (si no tiene suficiente altura) que el viento incida sobre las palas con una importante componente vertical que reduce la extracción de potencia.

El conocimiento de estos efectos es de gran importancia a la hora de colocar aerogeneradores en lo alto de las muelas, con objeto de evitar la zona de remolinos y la componente vertical.

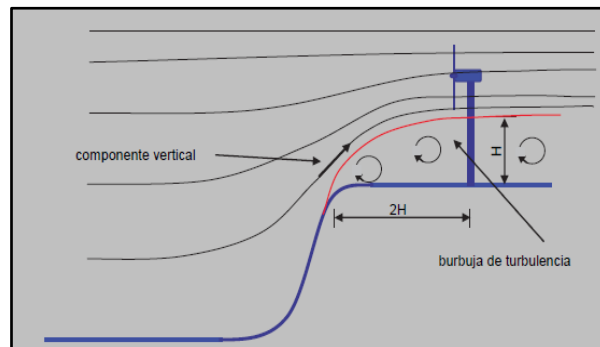


Fig. 2.4. Perfil del viento en la capa límite superficial

Fuente: Salvador Cuco Pardillos "Manual de Energía Eólica", p.16, 2017

El efecto de las edificaciones se traduce en la creación de una burbuja de turbulencias en la que no se debe situar los aerogeneradores. En la figura siguiente se puede observar las dimensiones aproximadas de la burbuja creada por una edificación, con un viento que incide por la izquierda.

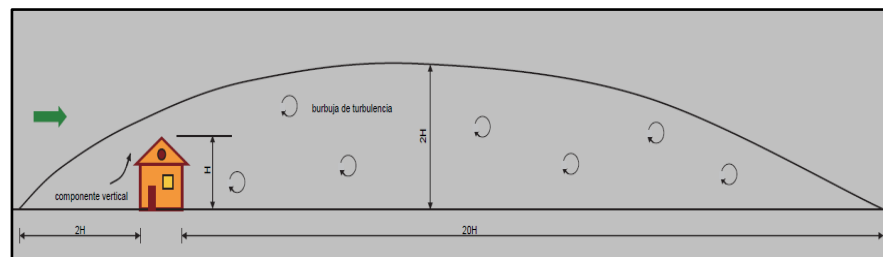


Fig. 2.5. Perfil del viento en la capa límite superficial

Fuente: Salvador Cuco Pardillos "Manual de Energía Eólica", p.23, 2017.

Cuando el viento procede de la derecha la burbuja de turbulencia es la siguiente:

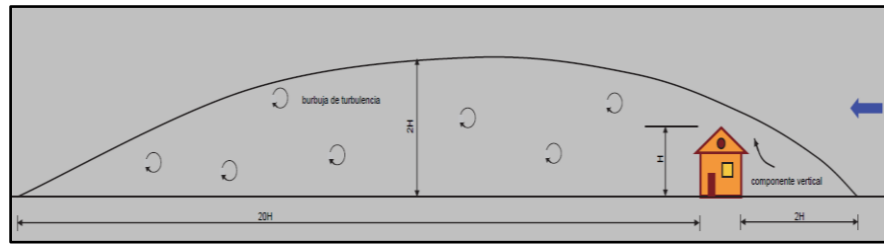


Fig. 2.6. Perfil del viento en la capa límite superficial

Fuente: Salvador Cuco Pardillos "Manual de Energía Eólica", p.23, 2017

Salvador (2017, p.23), considera:

“Ubicación adecuada para el aerogenerador es colocarlo sobre una torre con una altura superior a dos veces la altura del obstáculo”.

Villarrubia , (2004) , considera que los obstáculos influyan en la variación de la velocidad del viento hace que en los parques eólicos los aerogeneradores estén distanciados unos de otros entre 5 y 9 veces lo que mide el diámetro de su rotor en la dirección del viento dominante y entre 3 y 5 veces el diámetro en la dirección perpendicular. De esta forma se consigue evitar los efectos de sombra eólica de unos aerogeneradores sobre otros.

2.4.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 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 Ecuación (2.3)

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2.3)$$

Donde:

E_c : Energía cinética

m : Masa del aire considerado

v : Velocidad del aire

O bien en la ecuación (2.4)

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot V \cdot \rho \cdot v^2 \quad (2.4)$$

Donde:

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 ecuación (2.5)

$$V = A \cdot v \cdot t \quad (2.5)$$

Donde:

A: Área de barrido del rotor

t: Intervalo de tiempo considerado

En la figura 2.7, se ilustra la relación expuesta

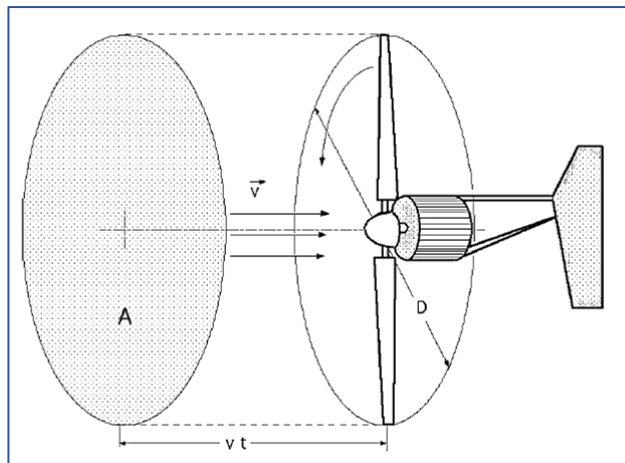


Fig.2.7, Área de barrido por el rotor de diámetro D

Fuente: Energía Eólica, Universidad de Cantabria, s.f.p.14

Sustituyendo (2.5) en la expresión (2.4), obtenemos:

$$E_c = \frac{1}{2} A \cdot t \cdot \rho \cdot v^3 \quad (2.6)$$

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 la ecuación (2.7).

$$P_v = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (2.7)$$

La sección barrida por la pala en un aerogenerador de eje horizontal y diámetro D es:

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

Y la potencia del Viento sería finalmente:

$$P_v = \frac{\pi \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3}{8} \quad (2.7.1)$$

Si bien P_v no corresponde a la potencia total que se podrá extraer por medio de la turbina, resulta ser proporcional a esta. 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 evalué instalar un aerogenerador.

Cabe indicar que el análisis anterior corresponde a turbina eólicas del tipo hélice horizontal, que es el usado en la mayoría de 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%. De esta forma, la potencia extraída por la turbina corresponde esta expresado en la ecuación (2.8) (Pedro Fernández Díez, s.f, p.14).

$$P_t = C_p \cdot P_v = C_p \cdot \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (2.8)$$

2.5. Representación Estadística del viento

Las características tan dispersas y aleatorias de la energía eólica, es obvio que la única manera de estudiar si un emplazamiento es adecuado o no, es utilizando la estadística. Para ello se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución.

Normalmente se suele utilizar la distribución de Weibull; se trata de una distribución de dos parámetros:

un parámetro de escala c y un parámetro factor de distribución de forma k .

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. La distribución de Weibull utilizada puede variar tanto en la forma como en el valor medio. (Pedro Fernández Díez, s.f, p.15)

2.5.1. Factor k de distribución de forma

La energía \hat{N} que portaría el viento si se desplazase con una velocidad igual a la media durante las 8760 horas del año, sería:

$$\hat{N} = \int_0^{8760} k * \hat{v}^3 dt = 8760k * \hat{v}^3 = 4380\rho A\hat{v}^3 \quad (2.9)$$

mientras que la energía realmente disponible en el año es:

$$N_{anual} = \int_0^{8760} k * v^3 dt \quad (2.11)$$

- El *factor de distribución de forma de energía eólica* k , se define como la relación entre la energía obtenida en un año N_{anual} y la energía \hat{N} que se obtendría en ese año si la velocidad del viento se mantuviera constante e igual a la velocidad media \hat{v} , como esta expresado en la Ecuacion (2.12) (Pedro Fernández Díez, s.f, p.15)

$$k = \frac{N_{anual}}{\hat{N}} = \frac{v^3}{\hat{v}^3} \quad (2.12)$$

2.5.2. Distribución de Weibull

La *función de densidad de probabilidad* de la distribución de la velocidad del viento $f(v)$ es de la forma:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.13)$$

Se trata de una distribución de dos parámetros en la que c es el parámetro de escala y k es el factor de forma, que indican las características promediadas del viento en el emplazamiento; un valor muy utilizado es $k = 2$ (distribución de Rayleigh).

La función de distribución es:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.14)$$

En determinadas situaciones, como en lugares tierra adentro, la energía calculada por la distribución de Weibull es un 10% superior a la calculada experimentalmente. Para determinar los parámetros c de escala y k de forma de la distribución, se puede utilizar una aproximación de mínimos cuadrados; partiendo de la función de distribución de Weibull ecuación (2.14) (Pedro Fernández Díez, s.f, p.19)

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.15)$$

Y tomando logaritmos dos veces se puede poner en la forma:

$$\begin{aligned} -\ln(1 - F(v)) &= \left(\frac{v}{c}\right)^k \\ \ln(-\ln(1 - F(v))) &= \ln\left(\frac{v}{c}\right)^k \\ \ln(-\ln(1 - F(v))) &= k \ln v - k \ln c \\ y &= kx - b \end{aligned} \quad (2.16)$$

Donde:

k = factor de forma

$$y = \ln(-\ln(1 - F(v)))$$

$$x = \ln(v) ; b = -k \ln c ; c = e^{-b/k}$$

Mediante mínimos cuadrados se obtiene la siguiente expresión:

$$Y = ax - b \quad (2.17)$$

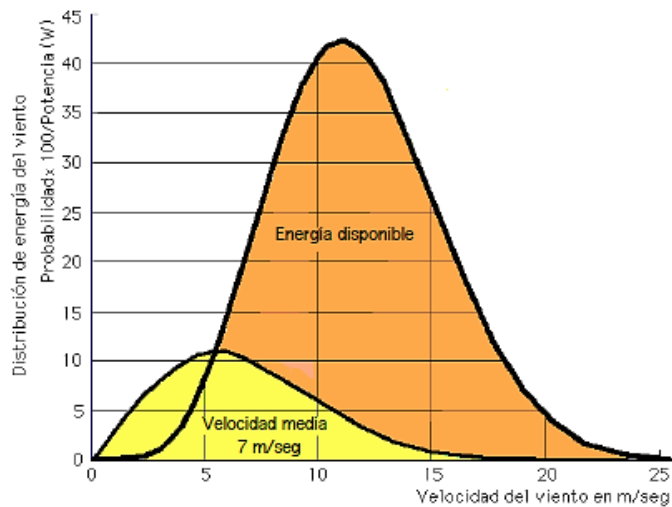


Fig.2.8, Distribución de energía disponible para una velocidad media de viento

Fuente: Energía Eólica, Universidad de Cantabria, s.f p.19

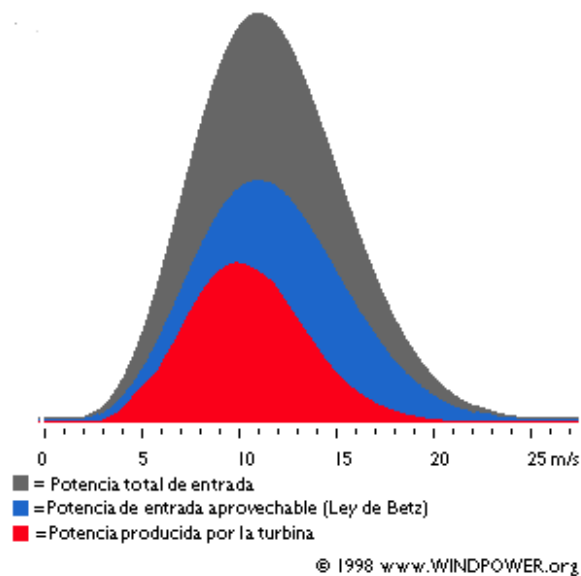


Fig.2.9, Densidad de la potencia

Fuente: WINDPOWER

2.5.3. Velocidad 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 2.10.

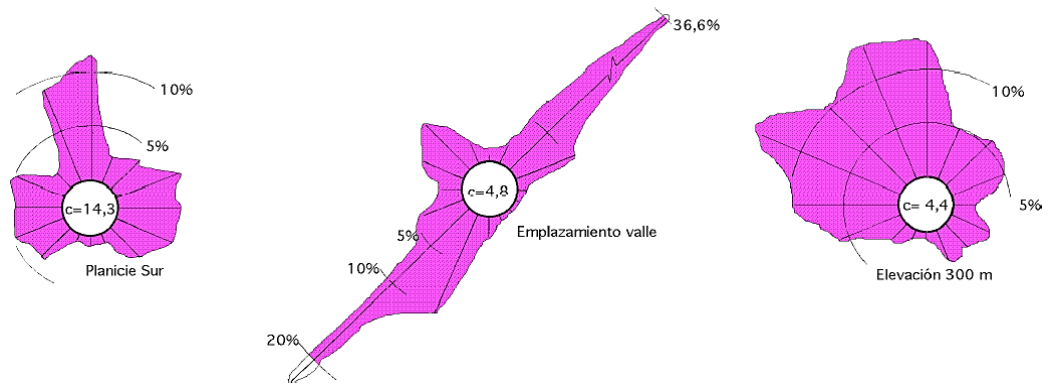


Fig.2.10. Rosa de viento características para un flujo dominante

Fuente: Energía Eólica, Universidad de Cantabria, s.f.p.11

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. (Pedro Fernández Díez, s.f, p.11)

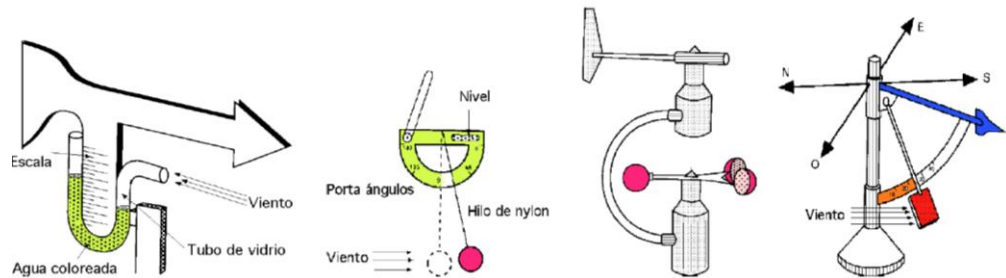


Fig.2.11. Instrumentos para medir la velocidad y sentido del viento

Fuente: Energía Eólica, Universidad de Cantabria, s.f.p.11

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. (Pedro Fernández Díez, s.f, p.11)

2.5.4. *Parámetros Estadísticos de la Distribución de Velocidad*

Conocer el régimen de vientos es de vital importancia para el desarrollo de proyectos de energía eólica, para lo cual es indispensable contar con series de tiempo de los registros de velocidad del viento. Con estos registros es necesario encontrar un modelo que describa de manera estadística el fenómeno.

Dentro de las funciones de densidad, que pueden ser usadas para describir los registros de velocidad del viento, está la distribución de Weibull (Ec 2.13)

- **Velocidad promedio:**

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} v p(v) dv = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.18)$$

- **Velocidad Mediana:**

$$\tilde{v} = c(\ln 2)^{1/k} \quad (2.19)$$

- **Varianza:**

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^2 \quad (2.20)$$

- **Desviación Estándar:**

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.21)$$

- **Velocidad Cubica Promedio:**

$$\langle v^3 \rangle = \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (2.22)$$

- **Velocidad Eficaz Promedio:**

$$v^* = \langle v^3 \rangle^{1/3} \quad (2.23)$$

- **Factor de Potencia Eólica:**

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v^3 \rangle} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.24)$$

2.6. Parámetros Energéticos Para Un Aerogenerador

Uno de los parámetros a tener en cuenta para el diseño de los aerogeneradores. Son la potencia disponible esto se obtiene a partir de la Ecuación (2.7)

$$P_d = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (2.25)$$

Donde:

A : Área de barrido del aerogenerador.

ρ : densidad del viento (1.225 kg/m^3)

v : Velocidad Eficaz Promedia

- **Eficiencia de un aerogenerador:**

Este dado por la potencia generada por el aerogenerador y la energía del viento que atraviesa el rotor.

$$\eta = \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{Potencia neta entregada por el viento}} \quad (2.26)$$

- ✓ La eficiencia de transformación y conversión del generador. Valor típico para diseño de un 70%

- **Coficiente de Potencia:**

Es la razón de la potencia producida respecto a la potencia disponible del viento

$$C_p = \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{potencia disponible}} \quad (2.27)$$

- ✓ El C_p rara vez excede el 59%, generalmente para el diseño se toma C_p típico de 0.35.

- **La Potencia Eólica de diseño de un aerogenerador esta dado por:**

$$P = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta \quad (2.28)$$

Donde:

C_p : Es el coeficiente de Potencia

v : *Velocidad Eficaz Promedio*

A : *Área de barrido del aerogenerador.*

ρ : *densidad del viento (1.225kg/m³)*

η : *eficiencia electrica*

- **Velocidad de giro del aerogenerador):**

$$N = \frac{60 \cdot \lambda \cdot v}{\pi \cdot d} \quad (2.29)$$

Donde:

N : *rpm*

λ : *Celeridad de la punta o velocidad especifica se encuentra en rango de 7 a 10 para turbinas operando al máximo C_p*

v : *velocidad promedio .*

d : *diámetro del rotor.*

- **Potencia máxima (Ley Betz):**

Es la potencia del viento que pasa por las hélices, viene dada por siguiente relación. El rendimiento Betz no debe superar los 59.3% (Pedro Fernández Díez, s.f, pag.31)

$$P_{max} = \frac{16}{54} \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

$$P_{max} = 0.593P_d \quad (2.30)$$

Donde:

P_d : *Es la potencia disponible*

2.6.1. Ángulos de la cuerda

La pala de una hélice de un aerogenerador eólico es una pala perfilada que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Las fuerzas que actúan sobre un elemento de longitud de pala dx en rotación, se obtienen estudiando la acción del viento relativo que recibe la pala de velocidad \vec{c} , (viento aparente o estela), que se puede considerar suma del viento real de velocidad \vec{v} , y de un viento originado por el movimiento de rotación de la pala, de velocidad \vec{u} , Fig 2.11. Si se trata de una hélice de avión (propulsiva), como el viento incidente es un viento relativo debido al desplazamiento del avión, existe una diferencia en la posición de la pala respecto a la del aerogenerador, como se indica en las Fig 2.11 y Fig.2.12.

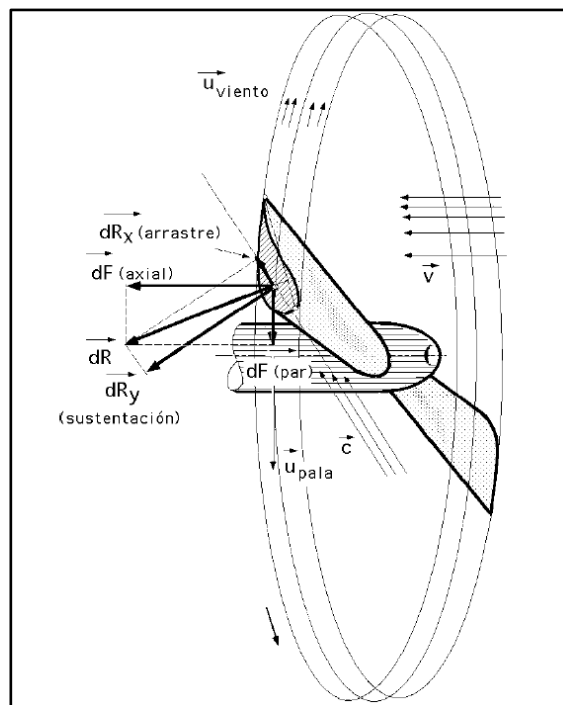


Fig.2.12. Fuerzas que actúan sobre un elemento de alabes en rotación.

Fuente: Energía Eólica, Universidad de Cantabria, s.f.p.25

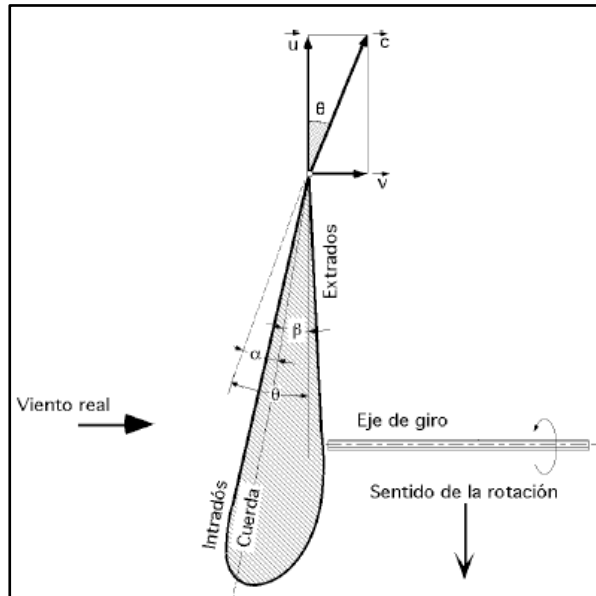


Fig.2.13. Fuerzas que actúan sobre un elemento de alabes en rotación.

Fuente: Energía Eólica, Universidad de Cantabria, s.f p.25

β : es el ángulo que forma una cuerda del perfil con el plano de rotación; es el ángulo de calaje o de inclinación (cuerda/u)

α : es el ángulo que forma la cuerda del perfil con la velocidad aparente del viento \vec{c} , (ángulo de incidencia o de ataque)

θ : es el ángulo que forma el plano de rotación con la dirección aparente del viento que pasa por el borde de ataque; se conoce como ángulo aparente del viento.

- **Angulo de inclinación:**

$$\beta = \theta - \alpha \quad (2.31)$$

α : Angulo de ataque .

- **Cuerda de la Sección del alabe:**

$$C = \frac{8\pi r}{Z C_s} (1 - \cos\theta) \quad (2.32)$$

C_s : Coeficiente de Sustentación (se obtiene por tablas)

Z : número de alabes,

- ✓ La celeridad o velocidad específica este dado por la relación:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U} \quad (2.33)$$

Ω : Velocidad de Giro en RPM

U : Velocidad del viento en m/s

R : radio del alabe en m

- ✓ Para la sección del alabe y selección del perfil tenemos los siguientes parámetros

- Celeridad local:

$$\lambda_r = \frac{r}{R} \lambda \quad (2.34)$$

Donde:

λ : Celeridad o velocidad específica se encuentra en rango de 7 a 10 para turbinas operando al máximo C_p

R : radio del rotor.

r : radio del rotor al acoplamiento de alabe.

- Angulo de sustentación o aparente:

$$\theta = \frac{2}{3} \arctan\left(\frac{1}{\lambda_r}\right) \quad (2.35)$$

Donde:

λ_r : Celeridad local

- ✓ No hay que olvidar uno de los parámetros importantes que define las características del fluido en este caso el aire, el número de Reynolds el cual está dado por:

$$Re = \frac{\rho UL}{\mu} = \frac{UL}{\nu} = \frac{Uc}{\nu} \quad (2.36)$$

2.7. Factor de corrección aerodinámico

La solidez σ la razón entre el área de los alabes del rotor y el área barrida por el rotor.

Para el análisis anular se define la solidez local como:

$$\sigma' = \frac{Bc}{2\pi r} \quad (2.37)$$

Debido que la superficie superior del alabe se encuentra en menor presión, el aire tiende a fluir alrededor de la punta del alabe desde la superficie inferior a la superior reduciendo la sustentación y por lo tanto la potencia cerca a la punta del alabe. El factor de corrección de Prandtl por pérdida en la punta del alabe.

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(B/2)(1-r/R)}{(r/R)\sin\theta}} \right] \quad (2.38)$$

2.8.Cálculo del Coeficiente de Potencia

Para el cálculo de la potencia se toma la contribución de cada sección anular del rotor:

$$P_{rotor} = \int_{r_c}^R dP = \int_{r_c}^R \Omega dQ \quad (2.39)$$

, para cada sección anular del rotor, el coeficiente total de potencia puede ser calculado mediante:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_c}^{\lambda} F \lambda_r^3 a' (1-a) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot \varphi \right) d\lambda_r \quad (2.40)$$

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_c}^{\lambda} F (\sin \varphi)^2 (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot \varphi \right) \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (2.41)$$

El coeficiente se puede calcular tomando la anterior ecuación como:

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \left[F (\sin \varphi)^2 (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot \varphi \right) \lambda_r^2 \right] \quad (2.42)$$

2.9. Aerogeneradores

Un aerogenerador es un mecanismo capaz de generar energía eléctrica, gracias a la energía mecánica producida por la masa de aire desplazada por los álabes del mismo, en otras palabras, se produce electricidad gracias al viento.

Esto indica que está compuesto por la góndola, palas del rotor, buje, eje de baja velocidad, multiplicador, eje de alta velocidad con su freno mecánico, generador eléctrico, mecanismo de orientación, controlador electrónico, sistema hidráulico, la unidad de refrigeración, torre, anemómetro y la veleta tal como se aprecia en la figura 6.

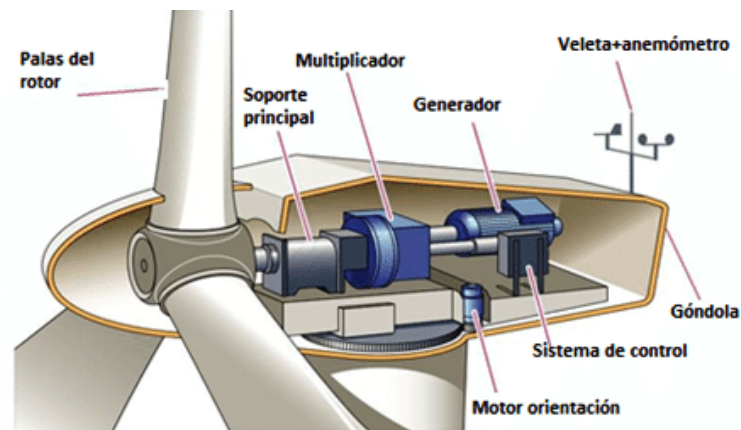


Fig.2.14. Elemento de un Aerogenerador

Fuente: Asociación danesa de la industria eólica 10 de mayo 2003

Las partes visibles de un aerogenerador son la góndola (carcasa que protege su mecanismo interno) y las palas del rotor (que pueden tener hasta 20 metros de longitud), además del largo mástil que sostiene el aerogenerador. Pero después encontramos varios elementos que entran en juego y que ya no pueden percibirse a simple vista.

En primer lugar, se encuentra una pieza llamada buje que une las palas con un eje de baja velocidad (cuyo movimiento no supera el 30 rpm) que, a su vez, está conectado a un multiplicador. Esto es lo que permite que, a pesar de que veamos que las palas del molino no se muevan a gran velocidad, al pasar por el multiplicador, ésta se acelere significativamente en el eje de alta velocidad (puede llegar a girar hasta 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad).

De no ser por este aumento de la velocidad, el generador eléctrico (cuya potencia puede alcanzar entre 500 y 1.500 kW) no se pondría en marcha que es, a fin de cuentas, que es el que se encarga de realizar la transformación completa de la fuerza del viento en electricidad. Surge ahora una pregunta: si el viento cambia de dirección, ¿perderemos energía? No, porque para eso existe otro componente, el

controlador electrónico, que monitoriza las condiciones del viento y reorienta las palas según sea preciso.

A grandes rasgos, y sin olvidar el refrigerador necesario para evitar sobrecalentamientos en el generador, estos son los componentes que bajo la góndola y coronando la torre del molino, ayudan a generar energía eléctrica. WindPower (2003).

2.9.1. Alabes de un Aerogenerador

El elemento básico de un aerogenerador o turbina de viento es el *rotor*, que está formado por una o *varias hélices o palas*, (su teoría de cálculo elemental es análoga a la de las hélices de avión). En el rotor están situadas las palas, cuyo número es variable según los casos; cada pala tiene un *perfil* que tiene forma aerodinámica; estos perfiles tienen un extremo romo, que es el borde de ataque mientras que el otro extremo, de forma afilada, es el borde de salida.

Un perfil empleado en las palas de una turbina de viento es similar a los empleados en una sección del ala de un avión. En el estudio de los perfiles se ignora la configuración en proyección horizontal de la pala, como así también los efectos de extremo de la pala, flecha, alabeo y otras características de diseño. Francisco González (2007,p.3)

2.9.1.1. Terminología

En el diseño de palas es necesario mantener claro una serie de conceptos:

1. La *línea de cuerda* es una línea recta que une el *borde de ataque* y el *borde de fuga* del perfil.
2. La *cuerda* es la longitud de la línea anterior. Todas las dimensiones de los perfiles se miden en términos de la cuerda.
3. La *línea de curvatura media* es la línea media entre el extradós¹ y el intradós.
4. *Curvatura máxima* es la distancia máxima entre la línea de curvatura media y la línea de cuerda. La posición de la curvatura máxima es importante en la determinación de las características aerodinámicas de un perfil.

5. *Espesor máximo* es la distancia máxima entre la superficie superior e inferior (extradós e intradós). La localización del espesor máximo también es importante.

6. *Radio del borde de ataque* es una medida del afilamiento del borde de ataque. Puede variar desde 0, para perfiles supersónicos afilados, hasta un 2 por 100 (de la cuerda) para perfiles más bien achatados.

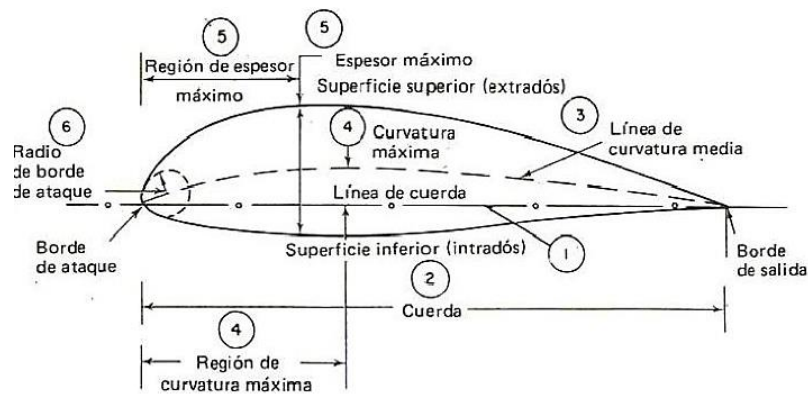


Fig.2.15. Terminología básica en perfiles

Fuente: Perfil Aerodinámico Empleado en Turbinas de Viento, 2007,p.3

2.9.1.2. Variables Geométricas en los perfiles.

En la geometría de un perfil existen cuatro variables principales:

1. Configuración de la línea de curvatura media. Si esta línea coincide con la línea de cuerda, el perfil es simétrico. En los perfiles simétricos la superficie superior e inferior tiene la misma forma y equidistan de la línea de cuerda.
2. Espesor.
3. Localización del espesor máximo.
4. Radio del borde de ataque.

2.9.2. Clasificación de los Perfiles

La serie de perfiles NACA fue desarrollada para proveer una familia estandarizada de geometrías de perfiles para desarrollo aeronáutico y análisis de ingeniería. Los perfiles son generados por polinomios que describen la forma de la línea de curvatura (*camber line*) y la distribución de espesor (*thickness distribución*).

¹ El extradós, que es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en depresión, y el intradós, que es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en sobrepresión

La línea de curvatura es definida como el punto medio entre la superficie de arriba y de abajo, y es determinado por polinomios que especifican su distancia desde el punto de cuerda.

La clasificación de perfiles NACA tiene 4,5 o 6 dígitos. Por ejemplo para el caso de un perfil de cuatro dígitos (NACA 4418) el primer dígito indica el valor de la ordenada máxima de curvatura media en porcentaje de la longitud de cuerda, el segundo dígito representa la localización de la ordenada máxima en porcentaje de la longitud de cuerda (por 10) desde el borde de ataque y los dos últimos dígitos representan el máximo espesor en porcentaje de la longitud de cuerda (el máximo espesor de un perfil de cuatro dígitos se ubica por defecto al 30% de la longitud de cuerda medido desde el borde de ataque).

Para el caso de los perfiles Wortman (por ejemplo FX 60-126) los primeros dos dígitos indican el año en el cual fue diseñado y los otros tres dígitos indican diez veces el porcentaje máximo de espesor con respecto a la longitud de cuerda.

Una familia de perfiles fue desarrollada por el Dr. Richard Eppler de la Universidad de Stuttgart. El caso del perfil E387 ha sido bien estudiado para números de Reynolds bajos y para dimensiones de aerogeneradores de menor escala.

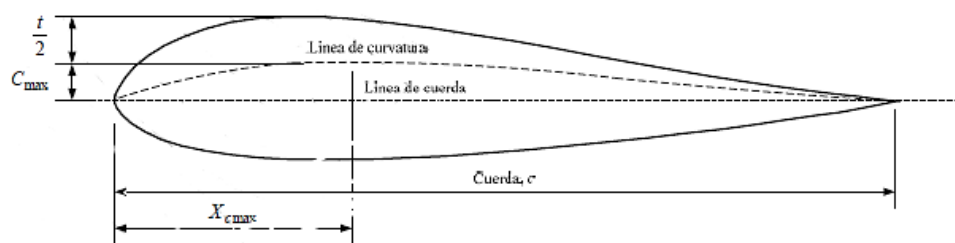


Fig.2.16. Terminología básica en perfiles

Fuente: Perfil Aerodinámico Empleado en Turbinas de Viento, 2007, p.4

Las superficies del perfil son calculadas agregando una distribución de grosor a la línea de curvatura, con la distribución de espesor especificada por un polinomio adicional. El grosor es agregado en una dirección localmente normal a la línea de curvatura.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y METODO

3.1 MATERIALES Y EQUIPOS

La instrumentación es importante en todo tipo de investigación, nos sirve para poder cuantificar los parámetros de estudio y los flujos de proceso. En este estudio se ha considerado los siguientes materiales y equipos:

3.1.1 Materiales

3.1.1.1 Recopilación Bibliográfica

- ✓ Libros
- ✓ Tesis
- ✓ Informes
- ✓ Páginas Web.

3.1.2 Equipos

3.1.2.1 Equipos de Medición

- ✓ Estación meteorológica de Huarmey.
- ✓ Recopilador de datos Satelitales.
- ✓ Anemómetro digital.
- ✓ Multímetro.
- ✓ Winchas.

3.1.2.2 Equipo de recopilación de datos

- ✓ Ordenador portátil.
- ✓ Dispositivo de almacenamiento (U.S.B.)
- ✓ Disco duro externo.

3.1.2.3 Software de procesamiento de datos

- ✓ Microsoft Excel 2016
- ✓ Microsoft Word 2016
- ✓ AutoCAD 2018

3.2. METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION

3.2.1. Métodos de la investigación

Para la Evaluación de perfiles aerodinámicos eólicos para suministro eléctrico en la plataforma de la empresa JADA S.A. se empleó el método deductivo - inductivo y estadístico, los mismos que se basaron en leyes mecánicas, físicas y eléctricas, que forman parte de la ciencia moderna.

3.2.2. Procedimiento de la investigación

Pesquera JADA S.A. se encuentra ubicada en Chimbote en la zona industrial 27 de octubre. La plataforma se encuentra ubicado mar a dentro a 650 metros aproximadamente de la Planta de producción de la Empresa JADA S.A ; exactamente en las coordenadas $-9^{\circ}06'40.0''S$ $78^{\circ}34'00.1''W$.En la plataforma de descarga se emplea actualmente la tecnología de motores de combustión interna (Grupo electrógeno Diésel) que cubre una demanda de energía eléctrica para abastecer a las luminarias del mismo, además de 3 bombas de descarga que son las encargadas de transportar la materia prima a la planta.

Lo que implica emisiones toxicas al medio ambiente ya que su fuente de energía es combustible fósil.

- ✓ Presentación del proyecto aprobado a la entidad donde se realizará el estudio.
- ✓ Ubicación del área en estudio (plataforma Pesquera JADA S.A.), localización geográfica.
- ✓ Recolección de los datos del viento para dicha ubicación geográfica (dirección y velocidad).
- ✓ Tratamiento y procesamiento de los datos obtenidos (tablas y gráficos).
- ✓ Establecer el potencial eólico disponible en la plataforma de descarga de la pesquera JADA S.A.
- ✓ Estimación de la demanda total de energía en la plataforma de descarga de la Pesquera JADA S.A.
- ✓ Comparación de los perfiles aerodinámicos en estudio. (Cálculo de la potencia generada)
- ✓ Selección del perfil aerodinámico más óptimo.

- ✓ Dimensionamiento del aerogenerador necesario para cubrir parcialmente la demanda.
- ✓ Análisis económico (Inversión, Ahorro Económico, TIR, VAN)
- ✓ Contratación de Hipótesis.
- ✓ Formulación de Recomendaciones y Conclusiones.
- ✓ Elaboración y Presentación del informe Final.

3.2.3 Descripción del sistema actual

El sistema actual de suministro eléctrico en la plataforma de descarga de la pesquera JADA S.A está compuesto por los siguientes equipos:

3.2.3.1 Grupos Electrógenos:

La siguiente tabla corresponde a los grupos electrógenos de actuales de la plataforma de descarga de la Pesquera JADA S.A

Tabla N°3.1. Grupos electrógenos de la plataforma de descarga de la Pesquera JADA S.A.

Marca	VOLVO PENTA	VOLVO PENTA	VOLVO PENTA
Modelo	TD 71	TD 100	TD 120
RPM	1600	1600	1800
Potencia Prime	118Kw -854KV _a	84Kw -105KV _a	106Kw -132.5KV _a
Potencia Stand By	74Kw – 92.5 Kva	94Kw -117.5KV _a	118Kw -147.5KV _a
11.Frecuencia	60Hz	60Hz	60Hz
Voltaje	220-400 V	220-400 V	220-400 V

Fuente: Elaboración propia.

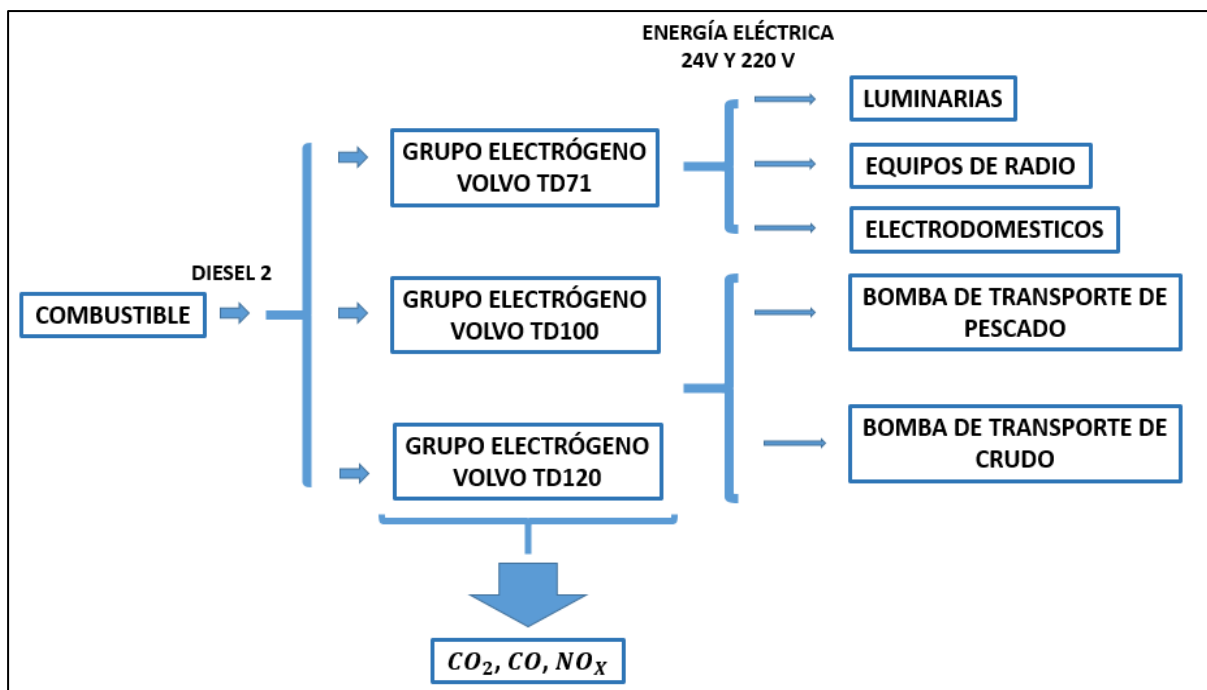


Fig.3.1 Esquema de la situación actual del abastecimiento de energía de la plataforma de descarga de la Pesquera JADA S.A.

Fuente: Elaboración propia.

3.2.4 Descripción del Sistema proyectado.

El sistema de suministro eléctrico proyectado en la plataforma de descarga de la pesquera JADA S.A está compuesto por los siguientes equipos:

3.2.4.1 Grupos Electrógenos:

Tabla N°3.2. Grupos electrógenos de la plataforma de descarga de la Pesquera JADA S.A.

Marca	VOLVO PENTA	VOLVO PENTA
Modelo	TD 100	TD 120
RPM	1600	1800
Potencia Prime	84Kw -105KV _a	106Kw -132.5KV _a
Potencia Stand By	94Kw -117.5KV _a	118Kw -147.5KV _a
Frecuencia	60Hz	60Hz
Voltaje	220-400 V	220-400 V

Fuente: Elaboración propia.

3.2.4.2 Aerogenerador:

- **Aerogenerador de eje horizontal.**

Eje	: Horizontal.
Área de barrido	: 4.91 m ² .
Material	: Fibra de vidrio y fibra de carbono.
α	: 5.75
Potencia nominal	: 1500 W.
Velocidad de parada	: 14 m/s.
RPM Nominal	: 300
Velocidad Nominal	: 6 m/s.

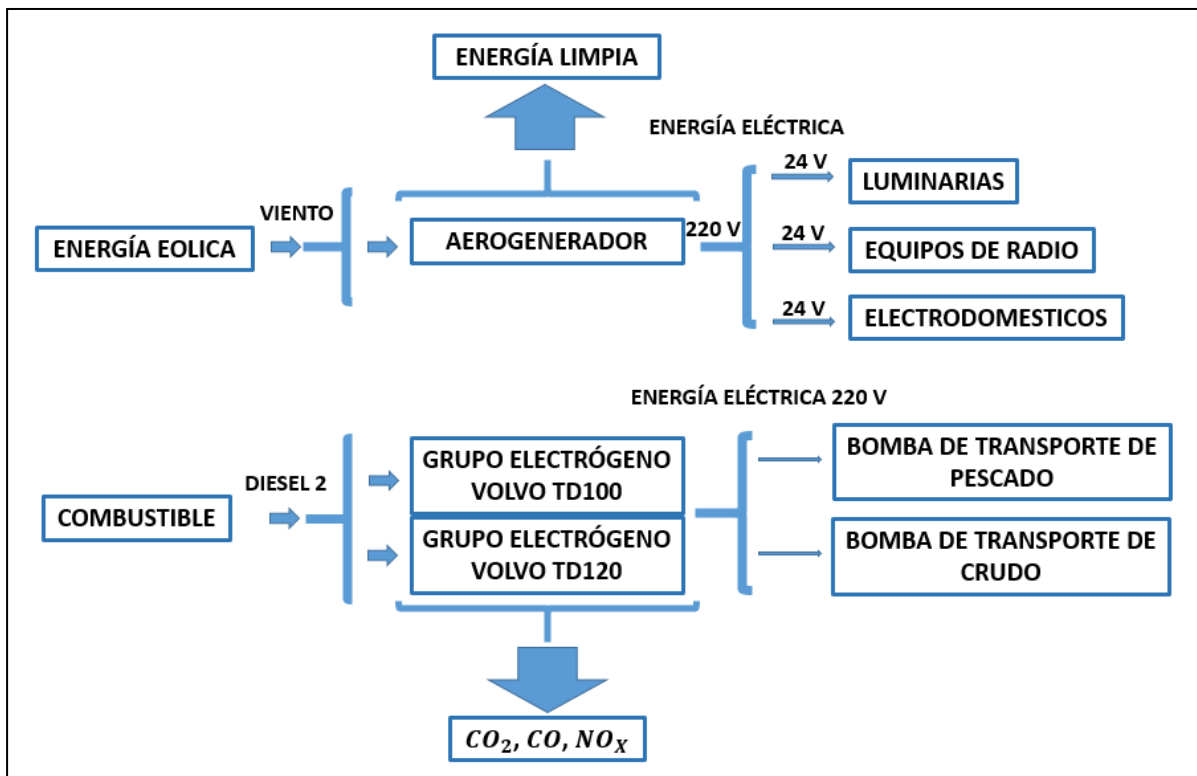


Fig.3.2 Esquema proyectado del abastecimiento de energía de la plataforma de descarga de la Pesquera JADA S.A

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO IV

CALCULOS Y RESULTADOS

4.1.CALCULOS PARA EVALUAR LOS PERFILES AERODINAMICOS

4.2.ESTUDIO ESTADISTICO DEL VIENTO

Para realizar el estudio estadístico del potencial eólico, se tomó dato registrados en la data de la plataforma METEOBLUE weather, la cual registro los datos de viento del lugar en estudio del año 2017, cabe mencionar que los datos de velocidades para cálculos de las frecuencias relativas, probabilidad acumulada de Weibull, Función de Weibull y parámetros estadísticos de la distribución de velocidad, se tomó datos de 1 año, se procesaron 8760 datos de viento (ANEXO 1)

4.2.1. CÁLCULO DE ESTADÍSTICO

El cálculo consistió en procesar los 8760 datos de viento (ANEXO 1), se calculó las velocidad máxima y mínima, para ponerlos en intervalo de clase, con su marca de clase, frecuencia de clase, clase acumulada, frecuencia relativa y acumulada Tabla N°4. 2

Tabla N°4. 1. Parámetros para el procesamiento estadístico de viento.

Cantidad de Datos:	Vel. Máx.:	19.90	N.º Intervalos:	6.2	Promedio:	6.57	Varianza:	6.97
	Vel. Min:	0.20	Amplitud:	3.17	Mediana:	6.20	Desv. Est.:	2.64
8760	Rango:	19.70			Moda:	6.20		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla N°4. 2. Valores estadísticos de Frecuencia de clase, Frecuencia relativa y acumulada.

Nº	Intervalos de Clase		Marca de Clase	Frecuencia de la Clase	Frecuencia de la Clase Acumulada		Frecuencia Relativa	Frecuencia Relativa Acumulada	
	LI	LS			≤	≥		≤	≥
1	0.0	1.4	0.70	51	51	8709	0.0058	0.0058	0.9942
2	1.4	2.8	2.10	272	323	8437	0.0311	0.0369	0.9631
3	2.8	4.2	3.50	1155	1478	7282	0.1318	0.1687	0.8313
4	4.2	5.6	4.90	1877	3355	5405	0.2143	0.3830	0.6170
5	5.6	7.0	6.30	2193	5548	3212	0.2503	0.6333	0.3667
6	7.0	8.4	7.70	1270	6818	1942	0.1450	0.7783	0.2217
7	8.4	9.8	9.10	899	7717	1043	0.1026	0.8809	0.1191
8	9.8	11.2	10.50	425	8142	618	0.0485	0.9295	0.0705
9	11.2	12.6	11.90	357	8499	261	0.0408	0.9702	0.0298
10	12.6	14.0	13.30	173	8672	88	0.0197	0.9900	0.0100
11	14.0	15.4	14.70	54	8726	34	0.0062	0.9961	0.0039
12	15.4	16.8	16.10	27	8753	7	0.0031	0.9992	0.0008
13	16.8	18.2	17.50	2	8755	5	0.0002	0.9994	0.0006
14	18.2	19.6	18.90	4	8759	1	0.0005	0.9999	0.0001
15	19.6	21.0	20.30	1	8760	0	0.0001	1.0000	0.0000
SUMA				8760	-	-	1.0000	-	-

Fuente: Elaboración propia.

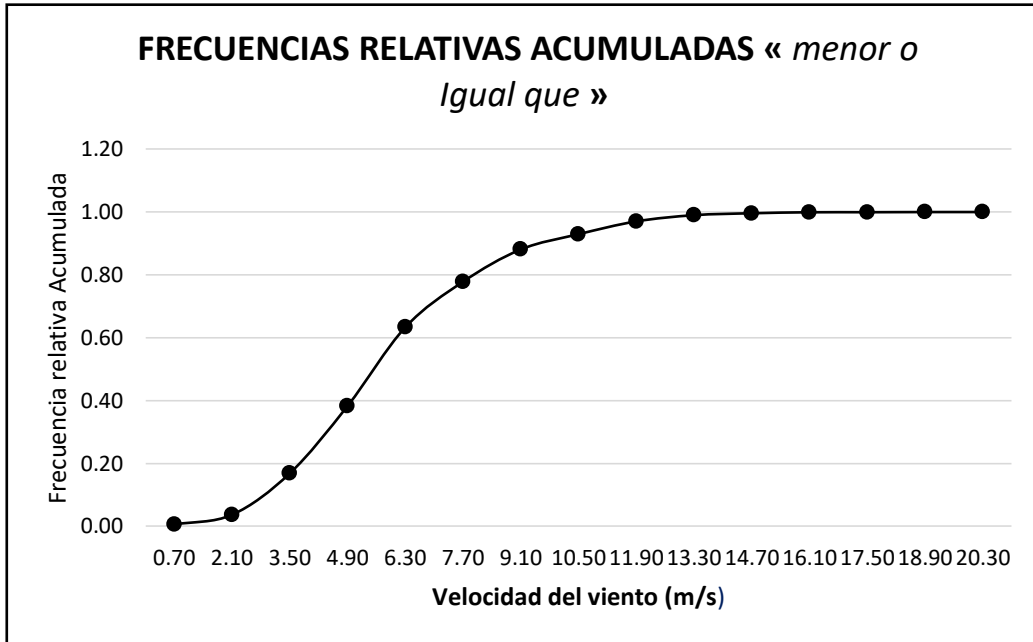


Gráfico N°4.1: Frecuencias relativas acumuladas menos a la marca de clase del viento

Fuente: Elaboración propia

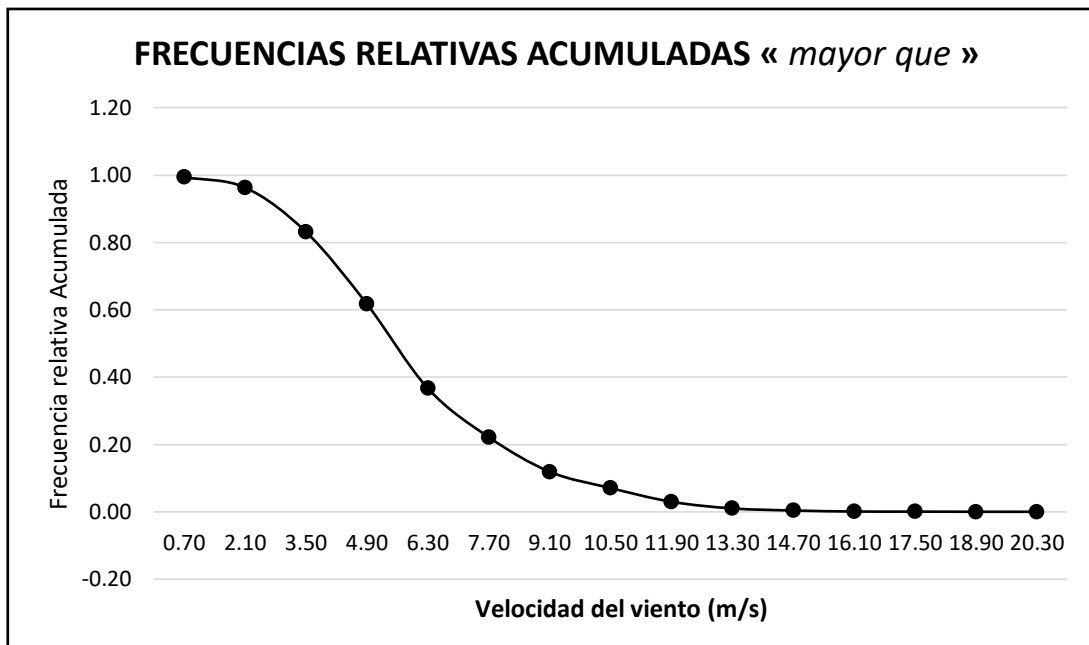


Gráfico N°4.2: Frecuencias relativas acumuladas mayor a la marca de clase del viento

Fuente: Elaboración propia

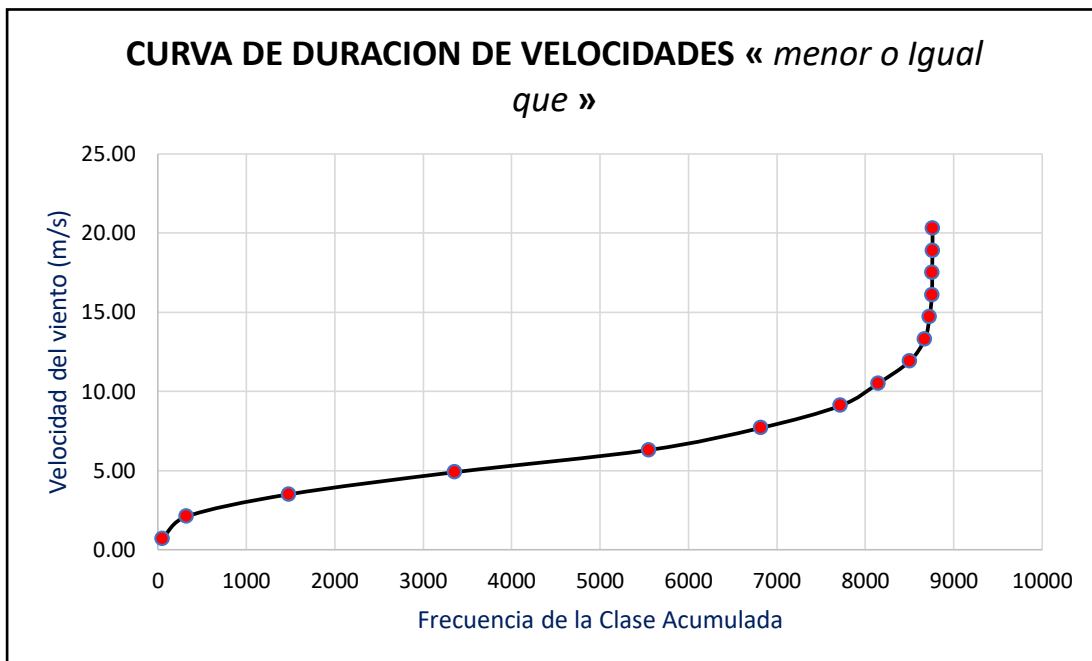


Gráfico N°4.3: Frecuencias relativas acumuladas mayor a la marca de clase del viento

Fuente: Elaboración propia

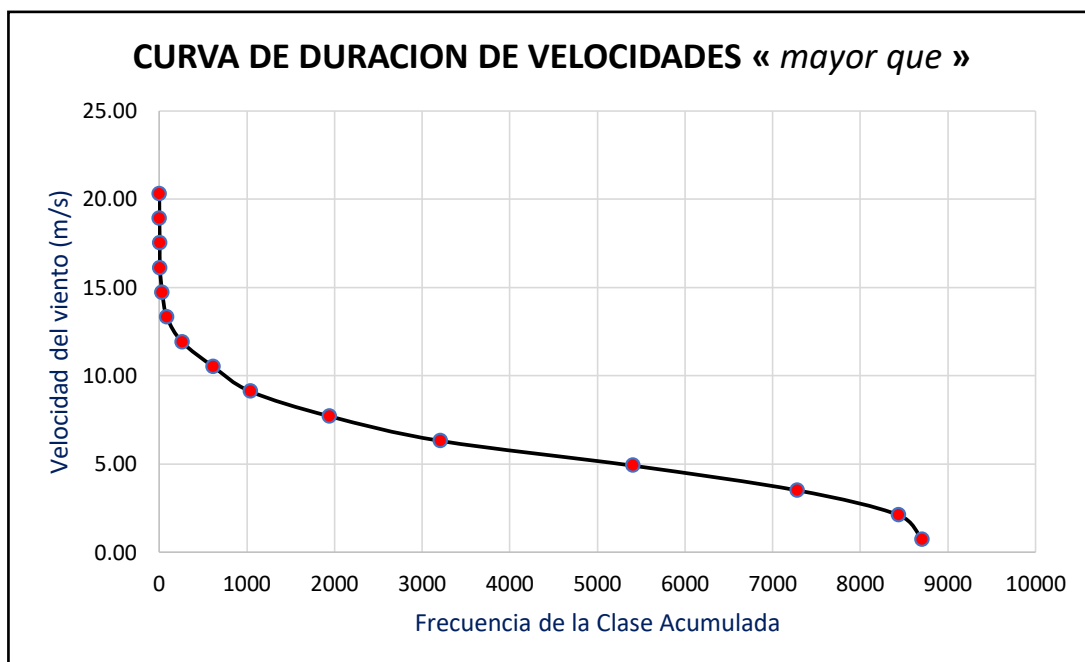


Gráfico N°4.4: Frecuencias relativas acumuladas mayor a la marca de clase del viento

Fuente: Elaboración propia

4.2.2. La distribución de Weibull de la velocidad de Viento

A partir de la función de Distribución (2.14) , se puede determinar los parámetros de escala C y de forma K , se usan la aproximación de mínimos cuadrados , partiendo de la Ecuación 2.15 que se expresa de la siguiente manera . La cual no da la expresión de la pendiente, expresada en la ecuación número 2.16 y 2.17

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \longrightarrow (2.14)$$

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \longrightarrow (2.15)$$

$$\ln(1 - F(v)) = \ln\left(e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}\right)$$

$$\ln(1 - F(v)) = -\left(\frac{v}{c}\right)^k$$

$$\ln(-\ln(1 - F(v))) = \ln\left(\left(\frac{v}{c}\right)^k\right)$$

$$\ln(-\ln(1 - F(v))) = k \times \ln\left(\frac{v}{c}\right)$$

$$\ln(-\ln(1 - F(v))) = k \times \ln(v) - k \times \ln(c)$$

$$\mathbf{Y = aX - b} \quad (2.16)$$

sabiendo que:

a = factor de forma

$$y = \ln(-\ln(1 - F(v)))$$

$$\mathbf{x = \ln(v) ; b = -k \ln c ; c = e^{-b/k}}$$

Para poder obtener los coeficientes de escala C y forma K usamos los datos vientos, para el cálculo de la función de Weibull se usa la ecuación (2.13) de la densidad de probabilidad:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{o} \quad P(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Para poder realizar la Distribución de Weibull es necesario hallar ciertos parámetros que se encuentran en la Tabla N°4.3, los cuales son la frecuencia de clase, frecuencia relativa, frecuencia relativa acumulada los cuales se hacen por método de mínimos cuadrados.

En siguiente grafico N° 4.5 se observa la ecuación de la pendiente $Y = ax - b$ donde; a es 2.4089 y b es -4.6081.

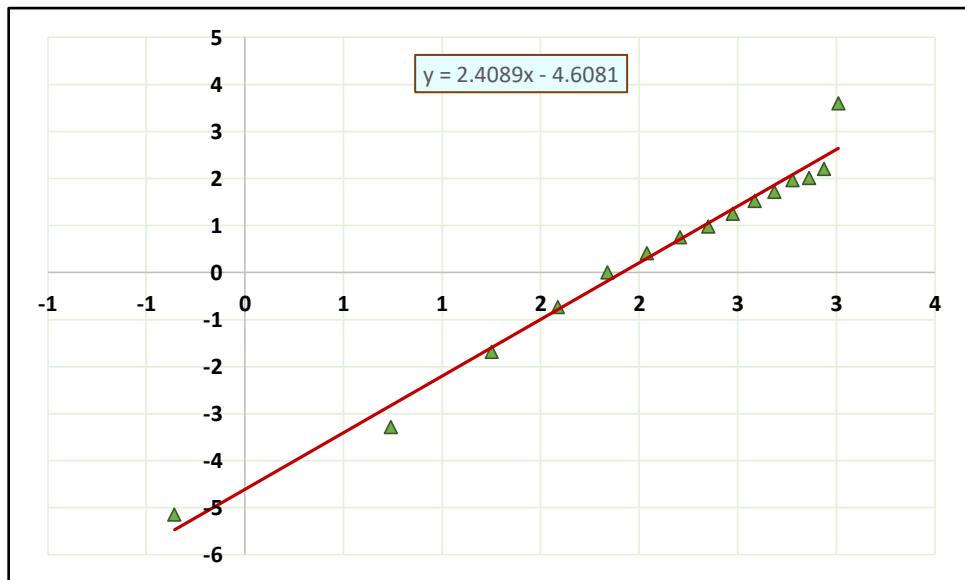


Gráfico N°4.5: Parámetro (a) y (b) por Excel para la ecuación $y = ax - b$.

Fuente: Elaboración propia

Ahora sabiendo que $y = 2.4089X - 4.6081$

Donde $a = 2.4089$ y $b = -4.6081$

Calculamos el parámetro de escala c :

$$c = e^{-\frac{b}{k}}$$

$$c = e^{-(-4.6081)/2.4089}$$

$$c = 6.7728$$

El parámetro de forma K es el “a”, a partir de la relación $y = ax - b$ o $y = kx - b$

$$k = 2.4089$$

Tabla N° 4.3. Parámetros de estadísticos para los parámetros de escala y forma, Distribución de Weibull.

Nº	Intervalos de Clase LI - LS		Marca de Clase	Frecuencia de la Clase	Frecuencia Relativa (Fi)	Frecuencia Relativa Acumulada	Yi Y	Xi x	Metodo: EXCEL		Metodo: MINIMOS CUADRADOS					
									K =	2.4089	a =	2.4877	K =	2.4877	P (V)	F (V)
									C =	6.7728	b =	-4.7123	C =	6.6475		
											Fi Xi	Fi Xi²	Fi Yi	Fi Yi Xi	P (V)	F (V)
1	0.0	1.4	0.70	51	0.0058	0.0058	-5.1432	-0.3567	0.0145	0.0042	-0.002077	0.000741	-0.029943	0.010680	0.0131	0.0037
2	1.4	2.8	2.10	272	0.0311	0.0369	-3.2816	0.7419	0.0644	0.0578	0.023037	0.017092	-0.101894	-0.075599	0.0637	0.0553
3	2.8	4.2	3.50	1155	0.1318	0.1687	-1.6885	1.2528	0.1144	0.1844	0.165176	0.206926	-0.222632	-0.278905	0.1177	0.1835
4	4.2	5.6	4.90	1877	0.2143	0.3830	-0.7280	1.5892	0.1425	0.3678	0.340524	0.541173	-0.155989	-0.247903	0.1488	0.3739
5	5.6	7.0	6.30	2193	0.2503	0.6333	0.0033	1.8405	0.1387	0.5683	0.460768	0.848066	0.000825	0.001519	0.1440	0.5831
6	7.0	8.4	7.70	1270	0.1450	0.7783	0.4098	2.0412	0.1091	0.7439	0.295930	0.604059	0.059408	0.121265	0.1102	0.7634
7	8.4	9.8	9.10	899	0.1026	0.8809	0.7552	2.2083	0.0703	0.8696	0.226625	0.500451	0.077506	0.171154	0.0672	0.8874
8	9.8	11.2	10.50	425	0.0485	0.9295	0.9751	2.3514	0.0372	0.9436	0.114079	0.268243	0.047308	0.111240	0.0327	0.9558
9	11.2	12.6	11.90	357	0.0408	0.9702	1.2566	2.4765	0.0161	0.9795	0.100927	0.249951	0.051210	0.126825	0.0126	0.9858
10	12.6	14.0	13.30	173	0.0197	0.9900	1.5262	2.5878	0.0057	0.9938	0.051105	0.132249	0.030141	0.077997	0.0038	0.9964
11	14.0	15.4	14.70	54	0.0062	0.9961	1.7141	2.6878	0.0016	0.9984	0.016569	0.044535	0.010566	0.028401	0.0009	0.9993
12	15.4	16.8	16.10	27	0.0031	0.9992	1.9646	2.7788	0.0004	0.9997	0.008565	0.023800	0.006055	0.016826	0.0002	0.9999
13	16.8	18.2	17.50	2	0.0002	0.9994	2.0107	2.8622	0.0001	0.9999	0.000653	0.001870	0.000459	0.001314	0.0000	1.0000
14	18.2	19.6	18.90	4	0.0005	0.9999	2.2058	2.9392	0.0000	1.0000	0.001342	0.003945	0.001007	0.002960	0.0000	1.0000
15	19.6	21.0	20.30	1	0.0001	1.0000	3.6038	3.0106	0.0000	1.0000	0.000344	0.001035	0.000411	0.001239	0.0000	1.0000
SUMA				8760	1.0000	-					1.8036	3.4441	-0.2256	0.0690	-	-

Fuente: Elaboración propia

A partir de la Frecuencia Relativa Acumulada y Marca de clase, se obtiene Y, X; por método de Excel que se pueden ver en la el Grafico N°4.5, en donde se halla el factor de escala y forma, que sirven para poder hallar la probabilidad acumulada de Weibull Grafico N° 4.7 y la función de distribución de Weibull Grafico N° 4.

La siguiente grafica representa el rango en donde la velocidad se mueve en un rango mínimo de 0,70 m/s a 20,30 m/s, alcanzando un punto, máximo en 20,30 m/s cuando la Distribución acumulada llega a la unidad en los 20,30 m/s. El Grafico N° 4.8, representa al a distribución de Weibull, la variación que tiene la velocidad tiene una velocidad media 6,20 m/s; Esto significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 6,20 m/s y la otra mitad soplará a más de 6,6 m/s, y la forma de la curva está determinada por un parámetro de forma de 2,4877.

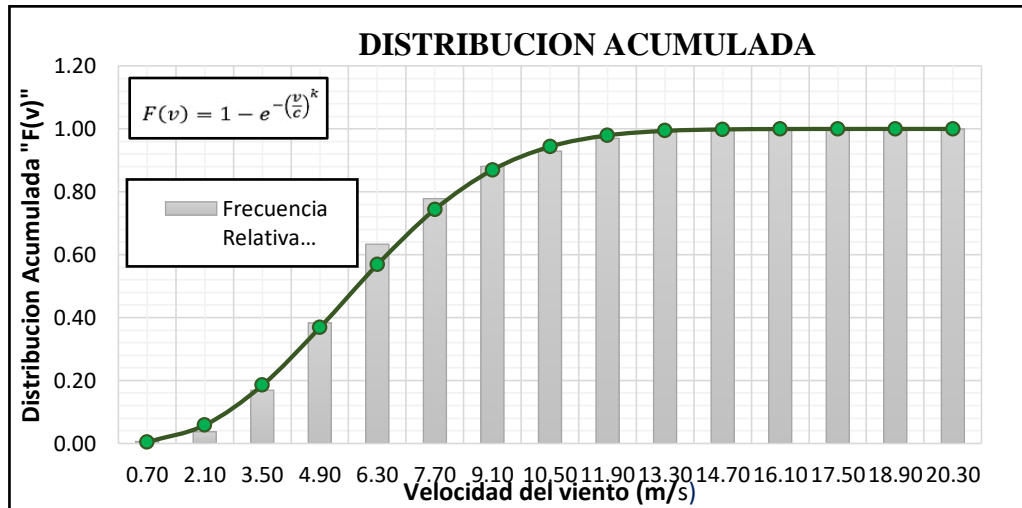


Gráfico N° 4.7. La Distribución acumulada

Fuente: Elaboración propia

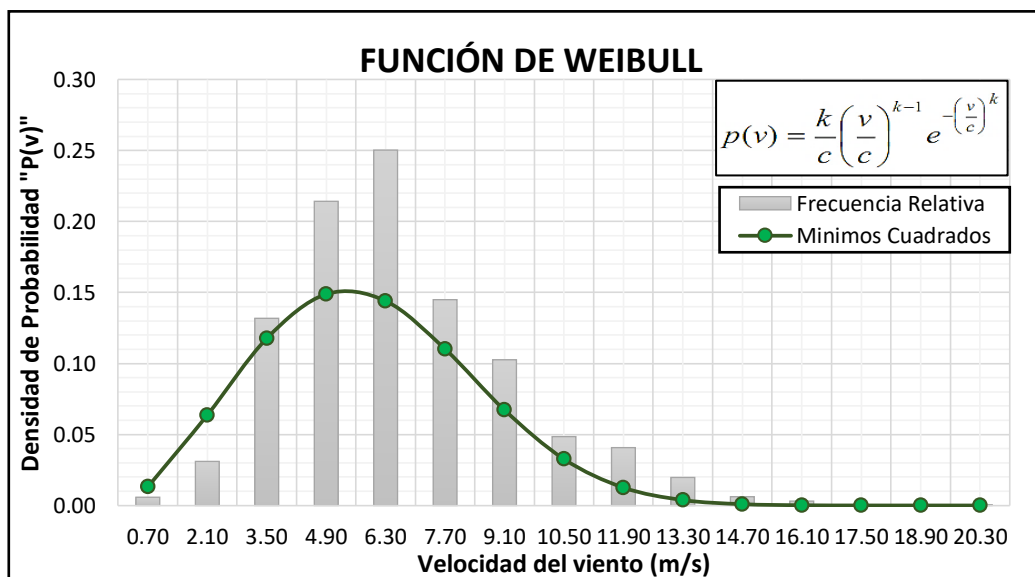


Gráfico N° 4.8. Distribución de Weibull

Fuente: Elaboración propia

4.2.3. Parámetros estadísticos de la distribución de velocidad

- **Velocidad Promedio:**

Se calculó a partir de la ecuación (2.18) expresada de la siguiente forma:

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} v p(v) dv = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

Sabiendo: $c = 6.6475 \text{ m/s}$
 $k = 2.4877$
 $n = 1.40$

Para hallar la Función Gama usaremos la tabla N° 2, del Anexo N°2, siendo $\Gamma(n) = 0.887$, reemplazando en la Ecuación 2.18:

$$\langle v \rangle = 6.6475 \times 0.887 \left(1 + \frac{1}{2.4877}\right)$$
$$\langle v \rangle = 5.8974 \text{ m/s}$$

- Velocidad promedio con datos de velocidades de viento:

$$\langle v \rangle = 6.5700 \text{ m/s}$$

- **Velocidad Mediana:**

Se calculó a partir de la ecuación (2.19) expresada de la siguiente forma:

$$\tilde{v} = c (\ln 2)^{1/k}$$

Sabiendo: $c = 6.6475 \text{ m/s}$
 $k = 2.4877$

- Reemplazando en la Ecuación 2.19:

$$\tilde{v} = 6.6475 \times (\ln 2)^{1/2.4877}$$
$$\tilde{v} = 5.7368 \text{ m/s}$$

- Velocidad mediana con datos de velocidades de viento:

$$\langle v \rangle = 6.2000 \text{ m/s}$$

- **Varianza:**

Se calculó a partir de la ecuación (2.20) expresada de la siguiente forma:

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^2$$

Sabiendo:

$$c = 6.6475\text{m/s}$$

$$k = 2.4877$$

$$n1 = 1.80$$

$$n2 = 1.40$$

- Para hallar la Función Gama usaremos la tabla N° 2, del Anexo N°2, siendo $\Gamma(n1) = 0.9324$; $\Gamma(n2) = 0.8872$, reemplazando en la ecuación 2.20:

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = 0.9324 \left(1 + \frac{2}{2.4877}\right) - \left[0.8872 \left(1 + \frac{1}{2.4877}\right)\right]^2$$

$$\sigma^2 = 6.4247\text{m/s}^2$$

- Varianza con datos de velocidades de viento:

$$\sigma^2 = 6.9688\text{m/s}^2$$

- **Desviación Estándar:**

Se calculó a partir de la ecuación (2.21) expresada de la siguiente forma:

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{1/2}$$

Sabiendo:

$$c = 6.6475\text{m/s}$$

$$k = 2.4877$$

$$n1 = 1.80$$

$$n2 = 1.40$$

- Para hallar la Función Gama usaremos la tabla N° .2 del Anexo N°2, siendo $\Gamma(\mathbf{n1}) = 0.9324$; $\Gamma(\mathbf{n2}) = 0.8872$, reemplazando en la ecuación 2.20:

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{2.4877}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{2.4877}\right)} - 1 \right]^{1/2}$$

$$\sigma = 2.5237 \text{ m/s}$$

- Desviación estándar con datos de velocidades de viento:

$$\sigma = 2.6398 \text{ m/s}$$

- **Velocidad Cubica Promedio:**

Se calculó a partir de la ecuación (2.22) expresada de la siguiente forma:

$$\langle v^3 \rangle = \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

$$c = 6.6475 \text{ m/s}$$

$$k = 2.4877$$

$$n1 = 2.21$$

- Para hallar la Función Gama usaremos la tabla N° 2 del Anexo N°2, siendo $\Gamma(\mathbf{n1}) = 1.1054$, reemplazando en la ecuación 2.20:

$$\langle v^3 \rangle = 6.6475^3 \times 1.1054 \left(1 + \frac{3}{2.4877}\right)$$

$$\langle v^3 \rangle = 324.7027 \text{ m/s}^3$$

- Velocidad Cubica Promedio con datos de velocidades de viento:

$$\langle v^3 \rangle = 426.5389 \text{ m/s}^3$$

- **Velocidad Eficaz Promedio:**

Se calculó a partir de la ecuación (2.23) expresada de la siguiente forma:

$$v^* = \langle v^3 \rangle^{1/3}$$

Sabiendo que:

$$\langle v^3 \rangle = 324.7027 \text{ m/s}^3$$

- Reemplazando Ecuacion 2.23:

$$\langle v^3 \rangle = 324.7027^{1/3}$$

$$\langle v^3 \rangle = 6.8732 \text{ m/s}$$

- **Velocidad Cubica Promedio con datos de velocidades de viento:**

$$\langle v^3 \rangle = 7.5275 \text{ m/s}$$

4.3.ESTUDIO ENERGETICO

En este capítulo se estudian las potencias que consumen los aparatos eléctricos de la plataforma flotante JADA S.A.

4.3.1. CALCULO DE LA DEMANDA

Se calcula la potencia necesaria para un adecuado aerogenerador realizando un estudio de las necesidades energéticas de la plataforma para determinar la potencia necesaria, y un estudio eólico. Por lo que es necesario la potencia eléctrica de la plataforma flotante a la que se suministrara electricidad y la potencia Eolica.

En la siguiente tabla N°4.4, se encuentra la lista de los equipos eléctricos, de la iluminación, cada uno tiene su potencia de consumo y las horas promedio que están funcionando.

Tabla N° 4.4: Potencia instalada en la plataforma de descarga Pesquera JADA S.A.

Equipo Electrónico	N° de equipos	Potencia Individual (W)	Potencia Total (W)	Horas Consumo (h/día)	Total (W-h/día)
Equipos de radio comunicación	1	100	100	10	1000
Iluminación	N° de Luminarias	Potencia Individual (W)	Potencia Total (W)	Horas Consumo (h/día)	Total (W-h/día)
Cocina y comedor	2	40	80	4	320
Sala de maquinas	5	40	200	8	1600
Camarotes	1	40	40	2	80
Baño	1	40	40	2	80
Pañol	2	40	80	4	320
Sala de control de Radio	1	40	40	10	400
Ambientes Exteriores	8	40	320	10	3200
Total	20		800		7000

Fuente: Elaboración propia

- Sabiendo el consumo energético por día; la potencia mínima eléctrica del aerogenerador a partir de la siguiente Ecuacion 4.1.

$$P_{elec.generator} = \frac{\text{Consumo Total de Energia} + 10\% \text{ del consumo Total de energia}}{\text{horas promedio de consumo}} \quad (4.1)$$

$$P_{elec.generator} = \frac{7000 \text{ W} - h/dia + 700 \text{ W} - h/dia}{10 \text{ h/dia}}$$

$$P_{elec.generator} = 777 \text{ W}$$

$$P_{elec.generator} = 0.777 \text{ KW}$$

4.3.2. CALCULO DE POTENCIA TEORICA DEL VIENTO

- **Estimación de la Potencia Eólica disponible a partir de un diámetro deseado:**

A partir de la Ecuación 2.25, se estimará la Potencia Eólica Disponible, teniendo en cuenta la velocidad promedio de las velocidades del viento y un diámetro deseado para el aerogenerador.

$$P_d = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3$$

Sabiendo:

$$\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$$

$$D = 2.5m$$

$$v = 6.8732 \text{ m/s}$$

- La potencia Eólica disponible reemplazando en la Ecuación 2.25 es:

$$P_d = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{4} \times 2.5^2 \right) \times 1.225 \times (6.8732)^3$$

$$P_d = 0.97625 \text{ Kw}$$

- La potencia eólica disponible es del viento es de 0.97625KW, la cual es la teórica, para poder saber cuál sería la potencia de diseño o real, debemos de introducir en la fórmula la eficiencia eléctrica y la eficiencia Eólica (C_p); para ello debemos hallar el C_p , la cual se halla a partir de la Ecuación 2.28.
- **Potencia máxima aprovechada según la Ley de Betz.** Tomando la relación de máxima eficiencia de la Ecuación (2.30), como sabemos el rendimiento aerodinámico teórico no debe superar los 59.3%.

$$P_{max} = 0.593 P_d$$

$$P_{max} = 0.593 \times 0.97625 = 0.5789 \text{ Kw}$$

4.3.3. PARAMETROS AERODINÁMICOS

Antes de hacer el cálculo se debe tener en cuenta cual es el significado de cada parámetro como.

La cuerda “C” que es la longitud entre el borde de ataque y el borde de salida. El Angulo de sustentación “ θ ” es el ángulo que forma el plano de rotación con la dirección aparente del viento.

El Angulo de ataque “ α ” es el ángulo formado por la cuerda del perfil y la velocidad relativa o velocidad aparente del viento.

El ángulo de inclinación “ β ”, es el ángulo que forma la cuerda del perfil al plano de giro o de rotación.

Cabe mencionar que estos parámetros serán distintos pues se evalúan 4 perfiles: NACA 4418, FX 60-126, E 387, S 823; que se muestran a continuación.

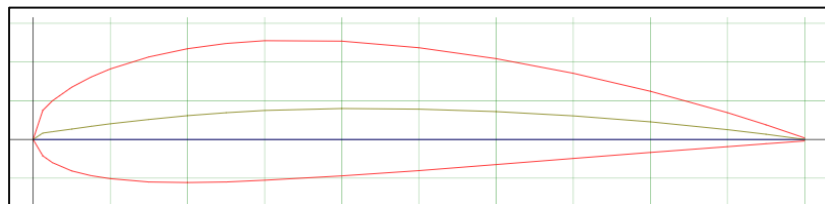


Fig 4.1. Perfil NACA 4418

Fuente: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca4418-il>

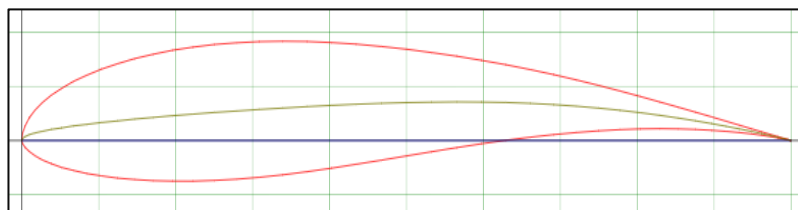


Fig 4.2. Perfil WORTMANN FX 60-126

Fuente: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=fx60126-il>

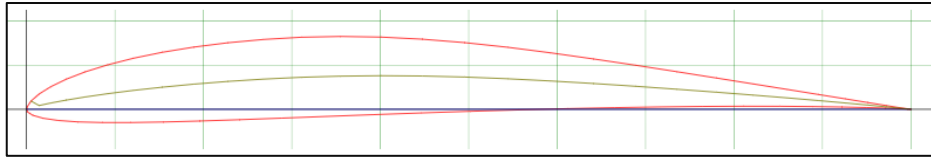


Fig 4.3. Perfil E387

Fuente: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=e387-il>

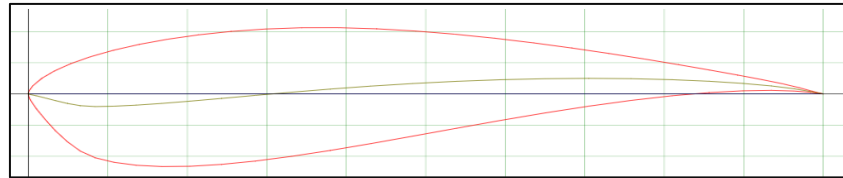


Fig 4.4. Perfil S823

Fuente: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=s823-nr>

4.3.3.1. Parámetros Aerodinámicos del perfil NACA 4418

- **Cálculo de la celeridad o velocidad específica de la Pala, conocido como TSR (λ) .**

A partir de la Ecuación 2.29 vamos a obtener la relación para encontrar, la velocidad periférica.

$$N = \frac{60 \cdot \lambda \cdot v}{\pi \cdot d}$$

$$\lambda = \frac{\pi \cdot R \cdot N}{30 \cdot v} \quad (4.2)$$

- Para el cálculo de λ tomaremos un RPM o velocidad de giro deseada de 300 rpm, la velocidad será la velocidad promedio de las velocidades de vientos de 6.8732 m/s el radio será del diámetro deseado de 2.5m, reemplazando en Ecuación (4.2) tenemos:

$$\lambda = \frac{\pi \cdot 1.25 \cdot 300}{30 \cdot 6.8732}$$

$$\lambda = 5.71$$

- **Cálculo de la celeridad local (λ_r):**

A partir de la Ecuación (2.34) vamos a reemplazar la celeridad o velocidad periferia de la pala, el radio del rotor, y el radio del diámetro del centro del rotor.

$$\lambda_r = \frac{r}{R} \lambda$$

$$\lambda_r = \frac{0.19}{1.25} \times 5.71 = 0.8570$$

- **Cálculo del Angulo de sustentación (θ):**

A partir de la Ecuación (2.35) siguiente podemos calcularlo, sabiendo que $\lambda_r = 0.8570$

$$\theta = \frac{2}{3} \arctag\left(\frac{1}{0.8570}\right)$$

$$\theta = 32.935^\circ$$

- **Cálculo del Angulo de inclinación (β):**

Para el cálculo se necesitará el Angulo de ataque el cual se obtendrá de datos polar (ANEXO F) del perfil que estamos evaluando que es el NACA 4418 y el ángulo de sustentación que es 32.935° .

Escogemos de los datos polares (ANEXO F) con un ángulo de ataque de $\alpha = 7.5^\circ$, reemplazando en la Ecuación (2.31) calculamos el ángulo de inclinación.

$$\beta = \theta - \alpha$$

$$\beta = 32.935^\circ - 7.5^\circ = 25.44^\circ$$

- **Cuerda de la Sección del alabe (C):**

Para el cálculo necesitaremos el coeficiente de sustentación (C_s) y numero de alabes del aerogenerador (Z), estos datos se obtienen de los datos polar (ANEXO F) para el C_s es de 1.2561; (ANEXO F) para el numero de alabes es de 3, y el ángulo de sustentación que es 32.935° , reemplazamos en la siguiente Ecuación (2.32).

$$C = \frac{8\pi r}{ZC_s} (1 - \cos\theta)$$

$$C = \frac{8\pi \times 0.19}{3 \times 1.2561} (1 - \cos 32.935)$$

$$C = 0.201m$$

- **Cálculo del Reynold (Re):**

El cálculo de Reynolds esta dado por la velocidad del viento promedio de nuestros datos de 6.8732 m/s, con la viscosidad cinemática del aire del aire a temperatura de 25C° la cual es $1.555 \times 10^{-5} m^2/s$ y la cuerda 0.201m. Reemplazando ecuación (2.36).

$$Re = \frac{Vc}{\nu}$$

$$Re = \frac{6.8732 \frac{m}{s} \times 0.201m}{\frac{1.555m^2}{s} \cdot 10^{-5}} = 88834.6$$

- **Cálculo de factor de corrección aerodinámico:**

Para este cálculo necesitamos. El factor de corrección de Prandtl por perdida en la punta del alabe este dado número de alabes que es 3, la distancia del centro del rotor a la sección evaluada $r = 0.19 m$, el radio del diámetro del centro del rotor $R = 1.25 m$ y el ángulo de sustentación que es 37.043° , reemplazando en la ecuación (2.38).

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(B/2)(1-r/R)}{(r/R)\sin\theta}} \right]$$

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(3/2)(1-0.19/1.25)}{(0.19/1.25)\sin 32.935^\circ}} \right]$$

$$F = 0.986$$

- **Cálculo del Coeficiente de Potencia y Potencia Eólica:**

Para el cálculo del coeficiente total de potencia puede ser calculado mediante la Ecuacion (2.42), sabiendo que:

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \left[F(\sin \theta)^2 (\cos \theta - \lambda_r \sin \theta) (\sin \theta + \lambda_r \cos \theta) \left(1 - \frac{c_d}{c_l} \cot \theta\right) \lambda_r^2 \right]$$

$$\theta = 32.935 ; F = 0.986 ; \lambda = 5.71 ; \lambda_r = 0.8570 ; Cl = 1.2561$$

$$; Cd = 0.0188$$

$$C_p = 8/5.71 \left[0.986(\sin 32.935)^2(\cos 32.935 - 0.8570 \sin 32.935)(\sin 32.935 + 0.8570 \cos 32.935) \left(1 - \frac{0.0188}{1.2561} \cot 32.935 \right) 0.8570^2 \right]$$

$$C_p = 0.4822$$

- A partir del cálculo de C_p podemos calcular la Potencia Eólica de diseño, o potencia Real a partir de la ecuación 2.28.

$$P_{real} = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta$$

$$P_{real} = \frac{1}{2} \times 4.9 \times 1.225 \times 6.8732^3 \times 0.4822 \times 0.70$$

$$P_{real} = 0.3295 \text{ Kw}$$

- La energía que portaría el viento si se desplazase con una velocidad igual a la media durante las 8760 horas del año, sería a partir de Ecuación 2.9:

$$E. \text{ Anual} = 4380 P_{real}$$

$$E. \text{ Anual} = 4380 \times 0.3295 \text{ KWh}$$

$$E. \text{ Anual} = 1,443 \text{ KWh}$$

- Podemos ver las potencias reales para cada intervalo de velocidades de viento, en la parte de ANEXO G como, las Gráficas de curva de potencia disponible, máxima, real y producción de energética del aerogenerador para cada perfil aerodinámico.

Tabla N° 4.5: Parámetros Aerodinámicos del perfil NACA 4418

TSR (λ)	5.71
λ_r	0.8570
θ (°)	32.935
β (°)	25.44
C(m)	0.201
Re	88834.6
F	0.986
C_p	0.4822

Fuente: Elaboración propia.

- Los parámetros fueron hallados con los datos de coeficientes de sustentación y coeficiente de arrastre, tomados de la tabla ANEXO F, con esto se busca hallar el coeficiente de potencia (C_p) el cual será comparado con los demás perfiles aerodinámicos busca cual es el más eficiente obtenido será importante para hallar los cálculos energéticos.

4.3.3.2. Parámetros Aerodinámicos del perfil WORTMANN FX 60-126.

- **Cálculo de la celeridad o velocidad específica de la Pala, conocido como TSR (λ) .**

A partir de la Ecuación 2.29 vamos a obtener la relación para encontrar, la velocidad periferia.

$$N = \frac{60 \cdot \lambda \cdot v}{\pi \cdot d}$$

$$\lambda = \frac{\pi \cdot R \cdot N}{30 \cdot v} \quad (4.2)$$

- Para el cálculo de λ tomaremos un RPM o velocidad de giro deseada de 300 rpm, la velocidad será la velocidad promedio de las velocidades de vientos de 6.8732 m/s el radio será del diámetro deseado de 2.5m, reemplazando en Ecuacion (4.2) tenemos:

$$\lambda = \frac{\pi \times 1.25 \times 300}{30 \times 6.8732}$$

$$\lambda = 5.71$$

- **Cálculo de la celeridad local (λ_r):**

A partir de la Ecuacion (2.34) vamos a reemplazar la celeridad o velocidad periferia de la pala, el radio del rotor, y el radio del diámetro del centro del rotor.

$$\lambda_r = \frac{r}{R} \lambda$$

$$\lambda_r = \frac{0.19}{1.25} \times 5.71 = 0.8570$$

- **Cálculo del Angulo de sustentación (θ):**

A partir de la Ecuacion (2.35) siguiente podemos calcularlo, sabiendo que $\lambda_r = 0.8570$

$$\theta = \frac{2}{3} \arctag\left(\frac{1}{0.8570}\right)$$

$$\theta = 32.935^\circ$$

- **Cálculo del Angulo de inclinación (β):**

Para el cálculo se necesitará el Angulo de ataque el cual se obtendrá de datos polar (ANEXO F) del perfil que estamos evaluando que es el NACA 4418 y el ángulo de sustentación que es 32.935°.

Escogemos de los datos polares (ANEXO F) con un ángulo de ataque de $\alpha = 5.75^\circ$, reemplazando en la Ecuacion (2.31) calculamos el ángulo de inclinación.

$$\beta = \theta - \alpha$$

$$\beta = 32.935^\circ - 5.75^\circ = 27.19^\circ$$

- **Cuerda de la Sección del alabe (C):**

Para el cálculo necesitaremos el coeficiente de sustentación (C_s) y número de alabes del aerogenerador (Z), estos datos se obtienen de los datos polar (ANEXO F) para el C_s es de 1.0993; (ANEXO F) para el número de alabes es de 3, y el ángulo de sustentación que es 27.19° , reemplazamos en la siguiente Ecuación (2.32).

$$C = \frac{8\pi r}{Z C_s} (1 - \cos\theta)$$

$$C = \frac{8\pi \times 0.19}{3 \times 1.0993} (1 - \cos 32.935^\circ)$$

$$C = 0.230m$$

- **Cálculo del Reynold (Re):**

El cálculo de Reynolds está dado por la velocidad del viento promedio de nuestros datos de 6.8732 m/s, con la viscosidad cinemática del aire del aire a temperatura de 25°C la cual es $1.555 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$ y la cuerda 0.230m. Reemplazando ecuación (2.36).

$$Re = \frac{Vc}{\nu}$$

$$Re = \frac{6.8732 \frac{\text{m}}{\text{s}} \times 0.230\text{m}}{\frac{1.555\text{m}^2}{\text{s}} \cdot 10^{-5}} = 101505.7$$

- **Cálculo de factor de corrección aerodinámico:**

Para este cálculo necesitamos. El factor de corrección de Prandtl por pérdida en la punta del alabe este dado número de alabes que es 3, la distancia del centro del rotor a la sección evaluada $r = 0.19 \text{ m}$, el radio del diámetro del centro del rotor $R = 1.25 \text{ m}$ y el ángulo de sustentación que es 27.19° , reemplazando en la ecuación (2.38).

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(B/2)(1-r/R)}{(r/R)\sin\theta}} \right]$$

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(3/2)(1-0.19/1.25)}{(0.19/1.25)\sin 32.935^\circ}} \right]$$

$$F = 0.985$$

- **Cálculo del Coeficiente de Potencia y Potencia Eólica:**

Para el cálculo del coeficiente total de potencia puede ser calculado mediante la Ecuación (2.42), sabiendo que:

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \left[F(\sin \theta)^2 (\cos \theta - \lambda_r \sin \theta) (\sin \theta + \lambda_r \cos \theta) \left(1 - \frac{C_d}{Cl} \cot \theta\right) \lambda_r^2 \right]$$

$$\theta = 32.935^\circ ; F = 0.985 ; \lambda = 5.71 ; \lambda_r = 0.8570 ; Cl = 1.0993$$

$$; Cd = 0.0138$$

$$C_p = 8/5.71 \left[0.985(\sin 32.935)^2 (\cos 32.935 - 0.8570 \sin 32.935) (\sin 32.935 + 0.8570 \cos 32.935) \left(1 - \frac{0.0138}{1.0993} \cot 32.935\right) 0.8570^2 \right]$$

$$C_p = 0.496$$

- A partir del cálculo de Cp podemos calcular la Potencia Eólica de diseño, o potencia Real a partir de la ecuación 2.28.

$$P_{real} = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta$$

$$P_{real} = \frac{1}{2} \times 4.9 \times 1.225 \times 6.8732^3 \times 0.496 \times 0.70$$

$$P_{real} = 0.3390 \text{ Kw}$$

- La energía que portaría el viento si se desplazase con una velocidad igual a la media durante las 8760 horas del año, sería a partir de Ecuación 2.9:

$$E. \text{ Anual} = 4380 P_{real}$$

$$E. \text{ Anual} = 4380 \times 0.3390 \text{ KWh}$$

$$E. \text{ Anual} = 1,485 \text{ KWh}$$

Tabla N° 4.5: Parámetros Aerodinámicos del perfil WORTMANN FX 60-126

TSR (λ)	7.6
λ_r	0.8570
θ (°)	32.935
β (°)	27.19
C(m)	0.230
Re	101505.7
F	0.985
C_p	0.496

Fuente: Elaboración propia.

- Los parámetros fueron hallados con los datos de coeficientes de sustentación y coeficiente de arrastre, tomados de la tabla ANEXO F, con esto se busca hallar el coeficiente de potencia (C_p) el cual nos da 0.496.

4.3.3.3. Parámetros Aerodinámicos del perfil E387.

- **Cálculo de la celeridad o velocidad específica de la Pala, conocido como TSR (λ) .**

A partir de la Ecuación 2.29 vamos a obtener la relación para encontrar, la velocidad periférica.

$$N = \frac{60 \cdot \lambda \cdot v}{\pi \cdot d}$$

$$\lambda = \frac{\pi \cdot R \cdot N}{30 \cdot v} \quad (4.2)$$

- Para el cálculo de λ tomaremos un RPM o velocidad de giro deseada de 300 rpm, la velocidad será la velocidad promedio de las velocidades de vientos de 6.8732 m/s el radio será del diámetro deseado de 2.5m, reemplazando en Ecuación (4.2) tenemos:

$$\lambda = \frac{\pi \times 1.25 \times 300}{30 \times 6.8732}$$

$$\lambda = 5.71$$

- **Cálculo de la celeridad local (λ_r):**

A partir de la Ecuacion (2.34) vamos a reemplazar la celeridad o velocidad periferia de la pala, el radio del rotor, y el radio del diámetro del centro del rotor.

$$\lambda_r = \frac{r}{R} \lambda$$

$$\lambda_r = \frac{0.19}{1.25} \times 5.71 = 0.8570$$

- **Cálculo del Angulo de sustentación (θ):**

A partir de la Ecuacion (2.35) siguiente podemos calcularlo, sabiendo que $\lambda_r = 0.8570$

$$\theta = \frac{2}{3} \arctag\left(\frac{1}{0.8570}\right)$$

$$\theta = 32.935^\circ$$

- **Cálculo del Angulo de inclinación (β):**

Para el cálculo se necesitará el Angulo de ataque el cual se obtendrá de datos polar (ANEXO F) del perfil que estamos evaluando que es el NACA 4418 y el ángulo de sustentación que es 32.935° .

Escogemos de los datos polares (ANEXO F) con un ángulo de ataque de $\alpha = 6.75^\circ$, reemplazando en la Ecuacion (2.31) calculamos el ángulo de inclinación.

$$\beta = \theta - \alpha$$

$$\beta = 32.935^\circ - 6.75^\circ = 26.19^\circ$$

- **Cuerda de la Sección del alabe (C):**

Para el cálculo necesitaremos el coeficiente de sustentación (C_s) y numero de alabes del aerogenerador (Z), estos datos se obtienen de los datos polar (ANEXO F) para el C_s es de 1.1126; (ANEXO F) para el numero de alabes es de 3, y el

ángulo de sustentación que es 26.19° , reemplazamos en la siguiente Ecuación (2.32).

$$C = \frac{8\pi r}{ZC_s} (1 - \cos\theta)$$

$$C = \frac{8\pi \times 0.19}{3 \times 1.1126} (1 - \cos 32.935^\circ)$$

$$C = 0.227m$$

- **Cálculo del Reynold (Re):**

El cálculo de Reynolds esta dado por la velocidad del viento promedio de nuestros datos de 6.8732 m/s, con la viscosidad cinemática del aire del aire a temperatura de $25C^\circ$ la cual es $1.555m^2/s \cdot 10^{-5}$ y la cuerda 0.227m. Reemplazando ecuación (2.36).

$$Re = \frac{Vc}{\nu}$$

$$Re = \frac{6.8732 \frac{m}{s} \times 0.227m}{\frac{1.555m^2}{s} \cdot 10^{-5}} = 100292.3$$

- **Cálculo de factor de corrección aerodinámico:**

Para este cálculo necesitamos. El factor de corrección de Prandtl por perdida en la punta del alabe este dado número de alabes que es 3, la distancia del centro del rotor a la sección evaluada $r = 0.19$ m, el radio del diámetro del centro del rotor $R = 1.25$ m y el ángulo de sustentación que es 26.19° , reemplazando en la ecuación (2.38).

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(B/2)(1-r/R)}{(r/R)\sin\theta}} \right]$$

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(3/2)(1-0.19/1.25)}{(0.19/1.25)\sin 32.935^\circ}} \right]$$

$$F = 0.971$$

- **Cálculo del Coeficiente de Potencia y Potencia Eólica:**

Para el cálculo del coeficiente total de potencia puede ser calculado mediante la Ecuacion (2.42), sabiendo que:

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \left[F(\sin \theta)^2 (\cos \theta - \lambda_r \sin \theta) (\sin \theta + \lambda_r \cos \theta) \left(1 - \frac{C_d}{Cl} \cot \theta\right) \lambda_r^2 \right]$$

$$\theta = 32.935^\circ ; F = 0.971 ; \lambda = 5.71 ; \lambda_r = 0.8570 ; Cl = 1.1126$$

$$; Cd = 0.0132$$

$$C_p = 8/5.71 \left[0.971(\sin 32.935)^\2 (\cos 32.935^\circ - 0.8570 \sin 32.935^\circ) (\sin 32.935^\circ + 0.8570 \cos 32.935^\circ) \left(1 - \frac{0.0132}{1.1126} \cot 32.935^\circ\right) 0.8570^2 \right]$$

$$C_p = 0.478$$

- A partir del cálculo de Cp podemos calcular la Potencia Eólica de diseño, o potencia Real a partir de la ecuación 2.28.

$$P_{real} = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta$$

$$P_{real} = \frac{1}{2} \times 4.9 \times 1.225 \times 6.8732^3 \times 0.478 \times 0.70$$

$$P_{real} = 0.3267 \text{ Kw}$$

- La energía que portaría el viento si se desplazase con una velocidad igual a la media durante las 8760 horas del año, sería a partir de Ecuacion 2.9:

$$E. \text{ Anual} = 4380 P_{real}$$

$$E. \text{ Anual} = 4380 \times 0.3267 \text{ KWh}$$

$$E. \text{ Anual} = 1,431 \text{ KWh}$$

Tabla N° 4.5: Parámetros Aerodinámicos del perfil E387

TSR (λ)	5.71
λ_r	0.8570
θ (°)	32.935°
β (°)	26.19°
C(m)	0.227
Re	100292.3
F	0.971
C_p	0.478

Fuente: Elaboración propia.

- Los parámetros fueron hallados con los datos de coeficientes de sustentación y coeficiente de arrastre, tomados de la tabla ANEXO F, con esto se busca hallar el coeficiente de potencia (C_p) el cual nos da 0.478.

4.3.3.4. Parámetros Aerodinámicos del perfil S823.

- **Cálculo de la celeridad o velocidad específica de la Pala, conocido como TSR (λ) .**

A partir de la Ecuación 2.29 vamos a obtener la relación para encontrar, la velocidad periferia.

$$N = \frac{60 \cdot \lambda \cdot v}{\pi \cdot d}$$

$$\lambda = \frac{\pi \cdot R \cdot N}{30 \cdot v} \quad (4.2)$$

- Para el cálculo de λ tomaremos un RPM o velocidad de giro deseada de 300 rpm, la velocidad será la velocidad promedio de las velocidades de vientos de 6.8732 m/s el radio será del diámetro deseado de 2.5m, reemplazando en Ecuación (4.2) tenemos:

$$\lambda = \frac{\pi \times 1.25 \times 300}{30 \times 6.8732}$$

$$\lambda = 5.71$$

- **Cálculo de la celeridad local (λ_r):**

A partir de la Ecuación (2.34) vamos a reemplazar la celeridad o velocidad periferia de la pala, el radio del rotor, y el radio del diámetro del centro del rotor.

$$\lambda_r = \frac{r}{R} \lambda$$

$$\lambda_r = \frac{0.19}{1.25} \times 5.71 = 0.8570$$

- **Cálculo del Angulo de sustentación (θ):**

A partir de la Ecuación (2.35) siguiente podemos calcularlo, sabiendo que $\lambda_r = 0.8570$

$$\theta = \frac{2}{3} \arctan\left(\frac{1}{0.8570}\right)$$

$$\theta = 32.935^\circ$$

- **Cálculo del Angulo de inclinación (β):**

Para el cálculo se necesitará el Angulo de ataque el cual se obtendrá de datos polar (ANEXO F) del perfil que estamos evaluando que es el NACA 4418 y el ángulo de sustentación que es 32.935° .

Escogemos de los datos polares (ANEXO F) con un ángulo de ataque de $\alpha = 6.75^\circ$, reemplazando en la Ecuación (2.31) calculamos el ángulo de inclinación.

$$\beta = \theta - \alpha$$

$$\beta = 32.935^\circ - 6.75^\circ = 26.19^\circ$$

- **Cuerda de la Sección del alabe (C):**

Para el cálculo necesitaremos el coeficiente de sustentación (C_s) y numero de alabes del aerogenerador (Z), estos datos se obtienen de los datos polar (ANEXO F) para el C_s es de 1.1454; (ANEXO F) para el numero de alabes es de 3, y el

ángulo de sustentación que es 26.19° , reemplazamos en la siguiente Ecuación (2.32).

$$C = \frac{8\pi r}{ZC_s} (1 - \cos\theta)$$

$$C = \frac{8\pi \times 0.19}{3 \times 1.1454} (1 - \cos 32.935^\circ)$$

$$C = 0.22m$$

- **Cálculo del Reynold (Re):**

El cálculo de Reynolds esta dado por la velocidad del viento promedio de nuestros datos de 6.8732 m/s, con la viscosidad cinemática del aire del aire a temperatura de 25°C la cual es $1.555m^2/s \cdot 10^{-5}$ y la cuerda 0.22m. Reemplazando ecuación (2.36).

$$Re = \frac{Vc}{\nu}$$

$$Re = \frac{6.8732 \frac{m}{s} \times 0.22m}{\frac{1.555m^2}{s} \cdot 10^{-5}} = 97420.3$$

- **Cálculo de factor de corrección aerodinámico:**

Para este cálculo necesitamos. El factor de corrección de Prandtl por perdida en la punta del alabe este dado número de alabes que es 3, la distancia del centro del rotor a la sección evaluada $r = 0.19$ m, el radio del diámetro del centro del rotor $R = 1.25$ m y el ángulo de sustentación que es 26.19° , reemplazando en la ecuación (2.38).

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(B/2)(1-r/R)}{(r/R)\sin\theta}} \right]$$

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(3/2)(1-0.19/1.25)}{(0.19/1.25)\sin 32.935^\circ}} \right]$$

$$F = 0.971$$

- **Cálculo del Coeficiente de Potencia y Potencia Eólica:**

Para el cálculo del coeficiente total de potencia puede ser calculado mediante la Ecuación (2.42), sabiendo que:

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \left[F(\sin \theta)^2 (\cos \theta - \lambda_r \sin \theta) (\sin \theta + \lambda_r \cos \theta) \left(1 - \frac{C_d}{Cl} \cot \theta\right) \lambda_r^2 \right]$$

$$\theta = 32.935^\circ ; F = 0.971 ; \lambda = 5.71 ; \lambda_r = 0.8570 ; Cl = 1.1454$$

$$; Cd = 0.0183$$

$$C_p = 8/5.71 \left[0.971(\sin 32.935)^\2 (\cos 32.935^\circ - 0.8570 \sin 32.935^\circ) (\sin 32.935 + 0.8570 \cos 32.935) \left(1 - \frac{0.0183}{1.1454} \cot 32.935\right) 0.8570^2 \right]$$

$$C_p = 0.467$$

- A partir del cálculo de Cp podemos calcular la Potencia Eólica de diseño, o potencia Real a partir de la ecuación 2.28.

$$P_{real} = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta$$

$$P_{real} = \frac{1}{2} \times 4.9 \times 1.225 \times 6.8732^3 \times 0.467 \times 0.70$$

$$P_{real} = 0.3191 \text{Kw}$$

- L energía que portaría el viento si se desplazase con una velocidad igual a la media durante las 8760 horas del año, sería a partir de Ecuación 2.9:

$$E. \text{ Anual} = 4380 P_{real}$$

$$E. \text{ Anual} = 4380 \times 0.3191 \text{ KWh}$$

$$E. \text{ Anual} = 1,398 \text{ KWh}$$

Tabla N° 4.5: Parámetros Aerodinámicos del perfil S823

TSR (λ)	5.71
λ_r	0.8570
θ (°)	32.935°
β (°)	26.19°
C(m)	0.22
Re	97420.3
F	0.971
C_p	0.467

Fuente: Elaboración propia.

- Los parámetros fueron hallados con los datos de coeficientes de sustentación y coeficiente de arrastre, tomados de la tabla ANEXO F, con esto se busca hallar el coeficiente de potencia (C_p) el cual nos da 0.467.

Tabla N° 4.5: Energía Anual proyectada para los intervalos de viento para cada perfil aerodinámico.

ENERGIA ANUAL (KWh)	Intervalos de viento(m/s)		NACCA 4418	FX 60-160	E387	S823
		0.0	1.4	1.63	1.66	1.64
	1.4	2.8	43.88	44.73	44.31	42.00
	2.8	4.2	203.15	207.10	205.13	194.45
	4.2	5.6	557.44	568.29	562.86	533.58
	5.6	7.0	1184.77	1207.82	1196.29	1134.06
	7.0	8.4	2163.13	2205.22	2184.18	2070.55
	8.4	9.8	3570.55	3640.02	3605.29	3417.73
	9.8	11.2	5485.03	5591.74	5538.39	5250.26
	11.2	12.6	7984.58	8139.92	8062.25	7642.83
	12.6	14.0	11147.21	11364.08	11255.65	10670.09
	14.0	15.4	15050.93	15343.75	15197.34	14406.72
	15.4	16.8	19773.74	20158.45	19966.09	18927.40
	16.8	18.2	25393.67	25887.71	25640.69	24306.78
	18.2	19.6	31988.71	32611.05	32299.88	30619.54
	19.6	21.0	39636.87	40408.02	40022.44	37940.35

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES:

- La demanda energética en la plataforma de descarga de la pesquera JADA S.A que se pretende cubrir es de aproximadamente 0.7 KW/día lo cual asciende hasta 21 Kw/mes.
- La velocidad del viento mínima que se alcanzó en la plataforma de descarga de las pesquera JADA S.A. es de 0.2 m/s y la velocidad máxima fue de 19.90 m/s, con promedio de 6.57 m/s y una mediana de 6.20 m/s. con dirección predominante anual hacia el Suroeste para el año 2017. La potencia disponible teórica es de 0.9763 KW y la potencia máxima aprovechada es 0.5789 KW.
- Se evaluó para cada perfil sus parámetros aerodinámicos (TSR, Celeridad Local(λ_r), Angulo de sustentación(θ) e inclinación(β), Numero de Reynolds) con el objetivo de comparar el más eficiente aerodinámicamente, Así determinamos que el perfil con mayor rendimiento aerodinámico fue WORTMANN FX 60-126 con un Cp de 0.496, el de menor rendimiento fue el perfil S823 con un Cp de 0.467, los perfiles NACA 4418 y E387 obtuvieron un Cp de 0.4822 y 0.478 respectivamente.
- Concluimos que el perfil aerodinámico más eficiente fue el WORTMANN FX 60-126, con el cual logramos calcular una potencia de 0.3390 KW, llegando alcanzar hasta 1568 KW.h anual.

5.2 RECOMENDACIONES:

- Reemplazar los grupos electrógenos actuales por otros más modernos y de menor consumo o en su defecto intentar reemplazar la totalidad del sistema de uso de combustible fósil por energía eólica, esto para reducir costos a futuros y disminuir la emisión de gases de efecto invernadero, todo esto apuntando hacia un horizonte eco-amigable y de sostenibilidad para futuras generaciones.
- La energía eólica es desde todos los puntos mucho más rentable y eco-amigable en comparación de los sistemas actuales de producción de electricidad en la plataforma de descarga de la Pesquera JADA S.A.
- El sistema tratado en este informe no es perfecto en su totalidad, esto debido a que es difícil predecir en cada momento la energía eólica extraíble, la cual puede variar debido a efectos del cambio climático en mediano o largo plazo.

BIBLIOGRAFIA

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Asociación Danesa de la industria eólica. (10 de mayo de 2013). Recuperado el 07 de marzo de 2018, de Dromstore: <http://windpower.org.es.tour/grid/index.html>
- Cáceres, (2007), *Estudio y Modelamiento de una turbina de eje Horizontal de pequeña escala*, Escuela de Ingeniería Civil Mecánica. Universidad de Chile. (Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico).
- Canalejo, (2011), *Generador Eólico de Eje Horizontal para uso doméstico*, Facultad De Electrónica Industrial. Universidad Politécnica de Cataluña. (Memoria para optar al título Ingeniero Técnico Industrial).
- Cuco P.S (2017). *Manual de energía eólica, Desarrollo de proyectos e instalaciones*. Valencia, España: Editorial Universitat Politecnica de Valencia.
- Diez, P. F. (s.f.) *Energía Eólica*. Cantabria, España. Recuperado el 20 de setiembre del 2018 <http://es.pfernandezdiez.es/libro/?id=6>
- Erick y Edu. (2010). Energías Renovables. Portal Blog recuperado el 15 de abril del 2018 de: <http://recursosenergeticos1.blogspot.com/2010/10/energia-eolica.html>
- Fernández, M. (2010) *Energías Renovables y derecho de acceso a la energía*. Universal Editores.
- Grupo Deenma. (2011). Opex-energy.com. Recuperado el 07 de julio del 2017. http://opex.-energy.com/eolica/tipos_de_aerogeneradores.htm
- Jara y Ponce, (2015), *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)*, Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Santa. (Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero en Energía).
- Ministerio de Energía y Minas. (2011). *Plan de Energías Renovables 2011-2020*. Lima, Perú.
- Paz, P. (2009). *Estudio y desarrollo del aerogenerador*. 4 Ed. México. Naucalpan de Juarez,
- Portal Renovables Verdes recuperado el 05 de febrero del 2018 de: <http://www.renovablesverdes.com/importancia-de-la-energia-eolica-en-el-Peru>.

- Povis (2016), *Estudio Comparativo de Perfiles Aerodinámicos de Alabes para una Turbina Eólica de 3 KW mediante Método Analítico y Simulación Numérica*, Escuela de Ingeniería Mecánica. Pontificia Universidad Católica del Perú. (Tesis para optar al Título de Ingeniero Mecánico).
- Rosato, M. (1991). *Diseño de máquinas Eólicas de pequeña Potencia*. Electrotecnia Electricidad y Electrónica. Madrid, España: Editex S.A.
- Villarubia, M. (2004). *Energía eólica. Energías Renovables*. Barcelona, España: Ed. Innova S.A.
- Francisco, M.G (2007). Reporte de Investigación. *Perfil Aerodinámico Empleado en Turbinas de Viento*.

ANEXOS

ANEXO A: UBICACIÓN GEOGRAFICA DE LA PLATAFORMA DE DESCARGA

68



Fig.A.1 Ubicación Geográfica de la Plataforma de descarga JADA S.A y la distancia hacia la planta

Pesquera JADA S.A

ANEXO B: DATA DE VIENTO AÑO 2017

Tabla B.1: Datos del viento Enero 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Ene-17	N	8
02-Ene-17	N	14
03-Ene-17	N	14
04-Ene-17	N	10
05-Ene-17	NE	6
06-Ene-17	NE	8
07-Ene-17	N	11
08-Ene-17	NE	6
09-Ene-17	NE	6
10-Ene-17	NE	2
11-Ene-17	NE	4
12-Ene-17	N	6
13-Ene-17	N	6
14-Ene-17	N	8
15-Ene-17	NE	4
16-Ene-17	NE	4
17-Ene-17	NE	4
18-Ene-17	NE	11
19-Ene-17	SW	4
20-Ene-17	NE	4
21-Ene-17	NE	4
22-Ene-17	NE	6
23-Ene-17	N	11
24-Ene-17	N	4
25-Ene-17	NE	6
26-Ene-17	NE	6
27-Ene-17	NE	6
28-Ene-17	NE	6
29-Ene-17	N	6
30-Ene-17	NE	6
31-Ene-17	NE	8

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.2: Datos del viento Febrero 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Feb-17	NE	6
02-Feb-17	NE	4
03-Feb-17	NE	6
04-Feb-17	NE	8
05-Feb-17	NE	8
06-Feb-17	NE	11
07-Feb-17	N	8
08-Feb-17	N	6
09-Feb-17	NE	8
10-Feb-17	NE	8
11-Feb-17	NE	11
12-Feb-17	NE	2
13-Feb-17	O	2
14-Feb-17	NE	2
15-Feb-17	NE	6
16-Feb-17	NE	6
17-Feb-17	NE	4
18-Feb-17	NE	6
19-Feb-17	NE	6
20-Feb-17	NE	11
21-Feb-17	NE	4
22-Feb-17	NE	4
23-Feb-17	NE	6
24-Feb-17	NE	8
25-Feb-17	NE	4
26-Feb-17	NE	6
27-Feb-17	NE	8
28-Feb-17	NE	8

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.3: Datos del viento Marzo 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Mar-17	N	11
02-Mar-17	NE	4
03-Mar-17	NE	4
04-Mar-17	NE	6
05-Mar-17	NE	6
06-Mar-17	NE	6
07-Mar-17	NE	6
08-Mar-17	NE	6
09-Mar-17	NE	8
10-Mar-17	NE	4
11-Mar-17	N	4
12-Mar-17	NE	4
13-Mar-17	NE	4
14-Mar-17	NE	4
15-Mar-17	NE	4
16-Mar-17	NE	2
17-Mar-17	NE	4
18-Mar-17	NE	4
19-Mar-17	NE	4
20-Mar-17	NE	6
21-Mar-17	NE	6
22-Mar-17	NE	6
23-Mar-17	NE	4
24-Mar-17	NE	4
25-Mar-17	NE	4
26-Mar-17	N	4
27-Mar-17	NE	2
28-Mar-17	N	6
29-Mar-17	NE	6
30-Mar-17	NE	5
31-Mar-17	NE	6

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.4: Datos del viento Abril 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Abr-17	NE	7
02-Abr-17	N	8
03-Abr-17	NE	8
04-Abr-17	N	8
05-Abr-17	NE	6
06-Abr-17	NE	5
07-Abr-17	NE	6
08-Abr-17	N	4
09-Abr-17	E	4
10-Abr-17	NE	5
11-Abr-17	NE	11
12-Abr-17	NE	12
13-Abr-17	N	8
14-Abr-17	N	8
15-Abr-17	N	11
16-Abr-17	NE	6
17-Abr-17	N	8
18-Abr-17	NE	8
19-Abr-17	N	11
20-Abr-17	N	12
21-Abr-17	N	6
22-Abr-17	N	8
23-Abr-17	N	10
24-Abr-17	N	8
25-Abr-17	N	11
26-Abr-17	NE	6
27-Abr-17	NE	11
28-Abr-17	N	6
29-Abr-17	NE	10
30-Abr-17	NE	6

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.5: Datos del viento Mayo 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-May-17	NE	7
02-May-17	N	6
03-May-17	N	7
04-May-17	NE	6
05-May-17	NE	6
06-May-17	N	8
07-May-17	N	11
08-May-17	NE	7
09-May-17	NE	6
10-May-17	NE	4
11-May-17	N	8
12-May-17	NE	5
13-May-17	NE	6
14-May-17	NE	6
15-May-17	N	8
16-May-17	NE	6
17-May-17	N	11
18-May-17	N	6
19-May-17	NE	6
20-May-17	NE	6
21-May-17	NE	6
22-May-17	NE	6
23-May-17	NE	6
24-May-17	NE	6
25-May-17	NE	4

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.6: Datos del viento Junio 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Jun-17	NE	2
02-Jun-17	NE	6
03-Jun-17	N	8
04-Jun-17	NE	4
05-Jun-17	N	6
06-Jun-17	N	8
07-Jun-17	N	8
08-Jun-17	NE	7
09-Jun-17	NE	8
10-Jun-17	NE	11
11-Jun-17	NE	4
12-Jun-17	NE	4
13-Jun-17	N	4
14-Jun-17	NE	6
15-Jun-17	NE	6
16-Jun-17	NE	4
17-Jun-17	N	4
18-Jun-17	NE	5
19-Jun-17	NE	4
20-Jun-17	NE	6
21-Jun-17	NE	6
22-Jun-17	NE	5
23-Jun-17	NE	6
24-Jun-17	NE	4
25-Jun-17	NE	6
26-Jun-17	N	6
27-Jun-17	NE	4
28-Jun-17	NE	6
29-Jun-17	NO	8
30-Jun-17	NE	6

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.7: Datos del viento Julio 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Jul-17	N	2
02-Jul-17	NE	2
03-Jul-17	N	8
04-Jul-17	NE	4
05-Jul-17	N	4
06-Jul-17	NE	4
07-Jul-17	NE	6
08-Jul-17	NE	4
09-Jul-17	NE	4
10-Jul-17	N	4
11-Jul-17	NE	2
12-Jul-17	NE	4
13-Jul-17	NE	4
14-Jul-17	NE	4
15-Jul-17	NE	6
16-Jul-17	NE	6
17-Jul-17	NE	6
18-Jul-17	NE	4
19-Jul-17	NE	2
20-Jul-17	NE	2
21-Jul-17	NE	4
22-Jul-17	NE	6
23-Jul-17	N	8
24-Jul-17	NE	6
25-Jul-17	NE	4
26-Jul-17	NE	4
27-Jul-17	NE	6
28-Jul-17	N	4
29-Jul-17	NE	4
30-Jul-17	NE	4
31-Jul-17	NE	4

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.8: Datos del viento Agosto 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Ago-17	N	6
02-Ago-17	N	4
03-Ago-17	N	6
04-Ago-17	N	4
05-Ago-17	N	4
06-Ago-17	NE	8
07-Ago-17	NE	4
08-Ago-17	NE	4
09-Ago-17	NE	6
10-Ago-17	NE	6
11-Ago-17	NE	8
12-Ago-17	NE	11
13-Ago-17	NE	14
14-Ago-17	N	11
15-Ago-17	NO	4
16-Ago-17	NE	6
17-Ago-17	N	4
18-Ago-17	NE	8
19-Ago-17	N	6
20-Ago-17	N	4
21-Ago-17	NE	6
22-Ago-17	NE	6
23-Ago-17	N	6
24-Ago-17	NE	4
25-Ago-17	NE	6
26-Ago-17	N	4
27-Ago-17	NE	6
28-Ago-17	NE	6
29-Ago-17	NE	6
30-Ago-17	NE	8
31-Ago-17	NE	6

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.9: Datos del viento Setiembre 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Set-17	NE	8
02-Set-17	NE	8
03-Set-17	NE	8
04-Set-17	NE	4
05-Set-17	NE	4
06-Set-17	NE	6
07-Set-17	NE	6
08-Set-17	NE	6
09-Set-17	N	4
10-Set-17	NE	8
11-Set-17	NE	6
12-Set-17	N	11
13-Set-17	N	12
14-Set-17	N	4
15-Set-17	NE	4
16-Set-17	NE	8
17-Set-17	NE	6
18-Set-17	NE	4
19-Set-17	NE	4
20-Set-17	NE	4
21-Set-17	NE	6
22-Set-17	N	6
23-Set-17	N	8
24-Set-17	NE	8
25-Set-17	NE	8
26-Set-17	NE	8
27-Set-17	NE	8
28-Set-17	NE	4
29-Set-17	NO	11
30-Set-17	N	8

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.10: Datos del viento Octubre 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Oct-17	NE	8
02-Oct-17	NE	8
03-Oct-17	NE	8
04-Oct-17	NE	6
05-Oct-17	NE	8
06-Oct-17	N	11
07-Oct-17	N	10
08-Oct-17	N	6
09-Oct-17	N	8
10-Oct-17	N	11
11-Oct-17	NE	8
12-Oct-17	NE	6
13-Oct-17	NE	8
14-Oct-17	NE	8
15-Oct-17	NE	6
16-Oct-17	N	8
17-Oct-17	N	6
18-Oct-17	NE	6
19-Oct-17	NE	8
20-Oct-17	NE	6
21-Oct-17	NE	8
22-Oct-17	NE	8
23-Oct-17	NE	11
24-Oct-17	NE	8
25-Oct-17	NE	6
26-Oct-17	NE	11
27-Oct-17	NE	8
28-Oct-17	NE	8
29-Oct-17	N	6
30-Oct-17	N	8
31-Oct-17	NE	8

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.11: Datos del viento Noviembre 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Nov-17	N	6
02-Nov-17	NE	6
03-Nov-17	NE	6
04-Nov-17	N	4
05-Nov-17	N	8
06-Nov-17	NE	8
07-Nov-17	NE	8
08-Nov-17	N	8
09-Nov-17	NE	6
10-Nov-17	NE	6
11-Nov-17	NE	8
12-Nov-17	NE	8
13-Nov-17	N	11
14-Nov-17	NE	6
15-Nov-17	NE	8
16-Nov-17	N	4
17-Nov-17	N	11
18-Nov-17	N	11
19-Nov-17	NE	6
20-Nov-17	NE	8
21-Nov-17	NE	6
22-Nov-17	N	4
23-Nov-17	N	6
24-Nov-17	N	14
25-Nov-17	N	14
26-Nov-17	N	6
27-Nov-17	NE	6
28-Nov-17	NE	6
29-Nov-17	NE	8
30-Nov-17	NE	8

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla B.12: Datos del viento Diciembre 2017

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
01-Dic-17	N	11
02-Dic-17	N	11
03-Dic-17	NE	10
04-Dic-17	NE	6
05-Dic-17	N	8
06-Dic-17	NE	10
07-Dic-17	N	8
08-Dic-17	N	8
09-Dic-17	N	8
10-Dic-17	NE	8
11-Dic-17	N	6
12-Dic-17	N	6
13-Dic-17	N	6
14-Dic-17	N	4
15-Dic-17	N	11
16-Dic-17	N	11
17-Dic-17	N	6
18-Dic-17	N	6
19-Dic-17	N	6
20-Dic-17	N	6
21-Dic-17	N	8
22-Dic-17	NE	8
23-Dic-17	N	11
24-Dic-17	NO	6
25-Dic-17	N	6
26-Dic-17	N	10
27-Dic-17	NE	11
28-Dic-17	N	11
29-Dic-17	NE	8
30-Dic-17	N	4
31-Dic-17	N	11

Fuente: Elaboración Propia.

ANEXO C: ROSA DE VIENTO DEL AÑO 2017

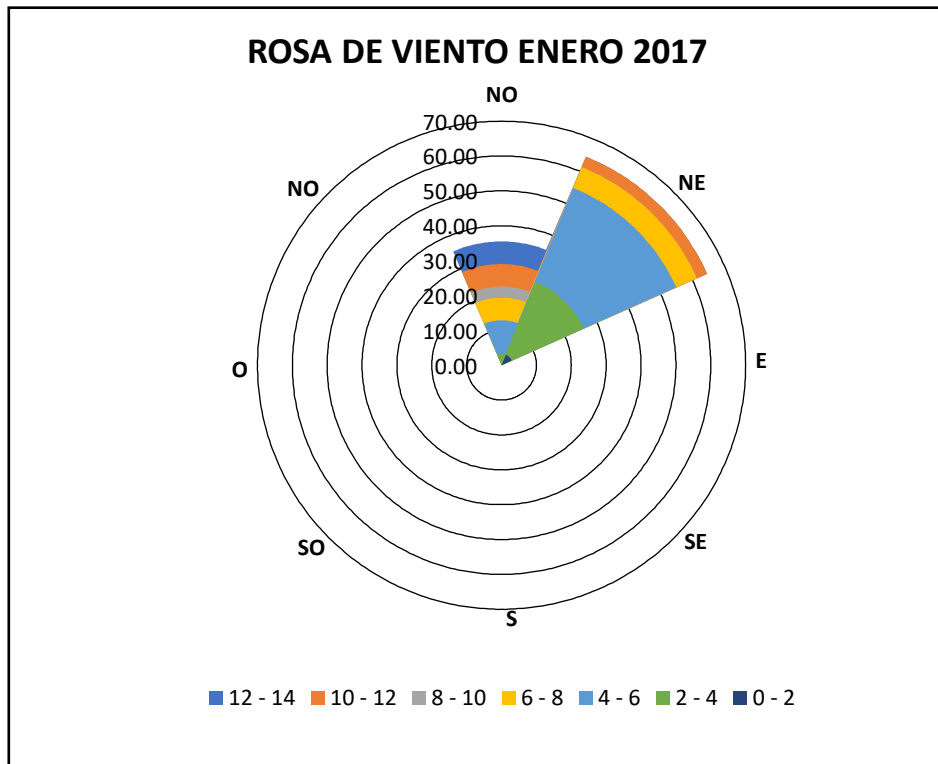


Fig. C.1. Dirección de viento del mes de enero 2017

Fuente: Elaboración propia

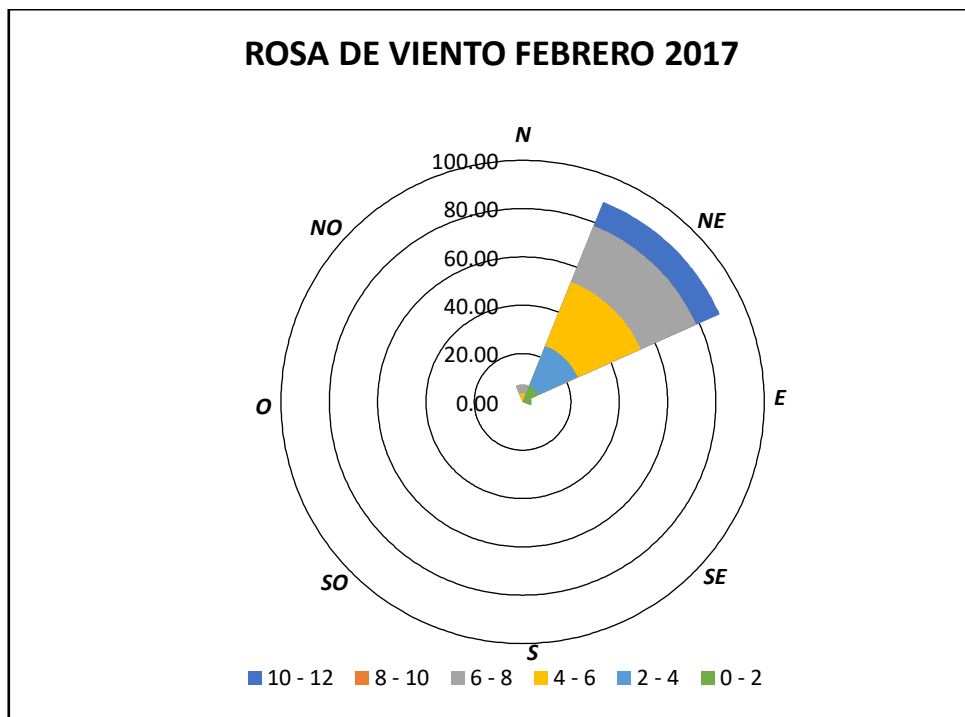


Fig. C.2. Dirección de viento del mes de febrero 2017

Fuente: Elaboración propia

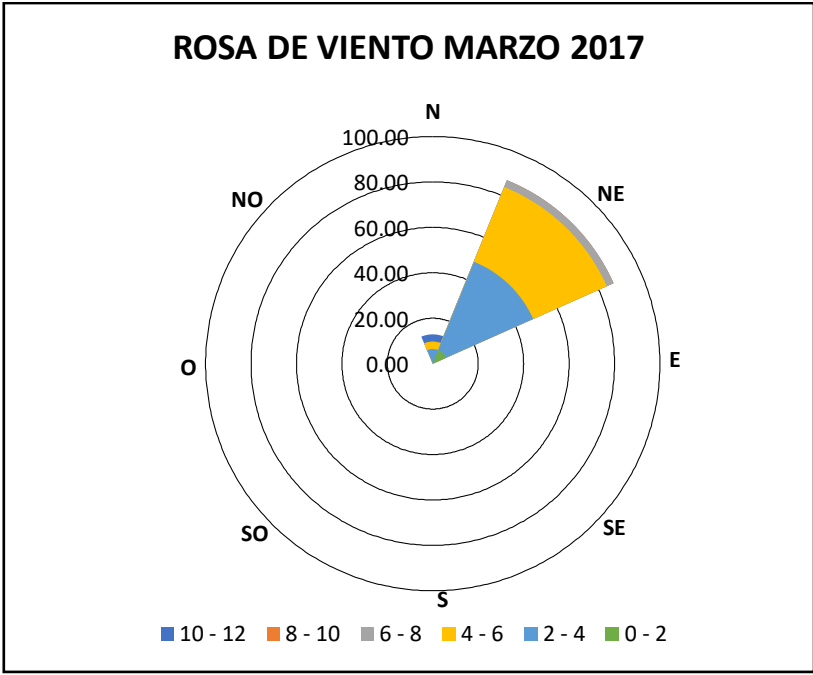


Fig. C.3. Dirección de viento del mes de marzo 2017

Fuente: Elaboración propia

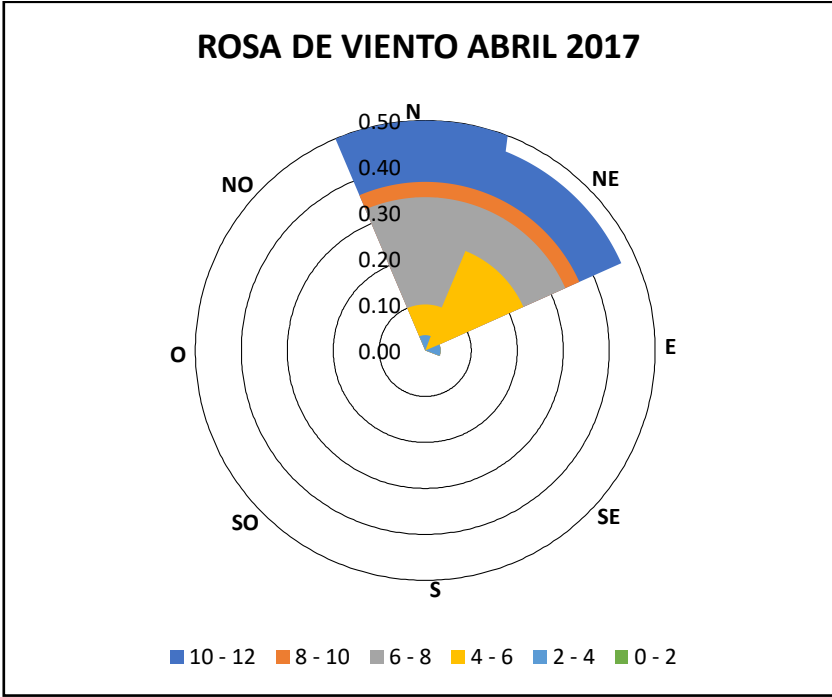


Fig. C.4. Dirección de viento del mes de abril 2017.

Fuente: Elaboración propia

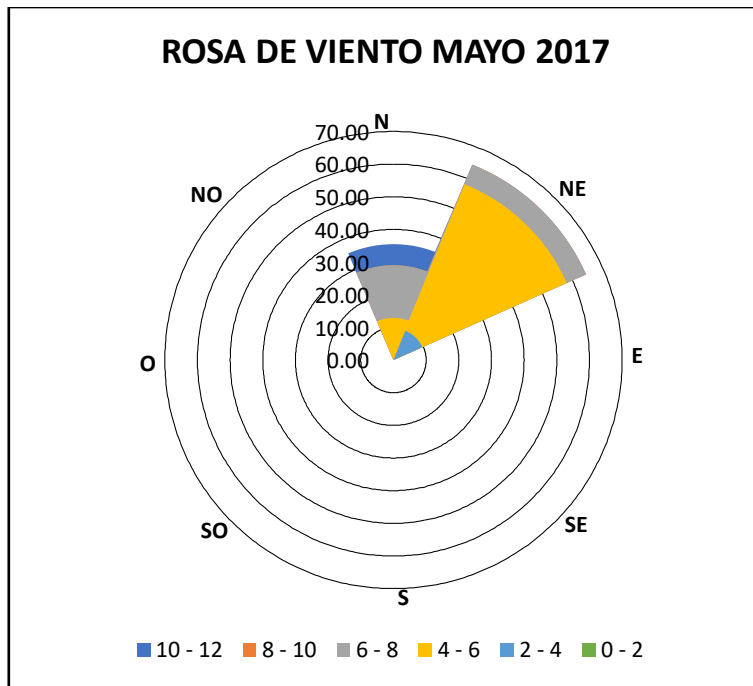


Fig. C.5. Dirección de viento del mes de mayo 2017

Fuente: Elaboración propia

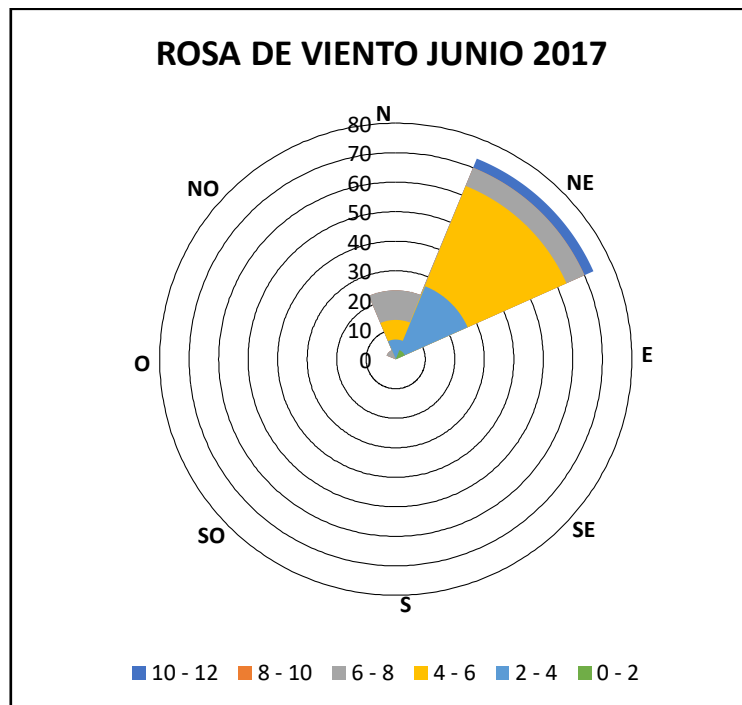


Fig.C.6. Dirección de viento del mes de junio 2017

Fuente: Elaboración propia

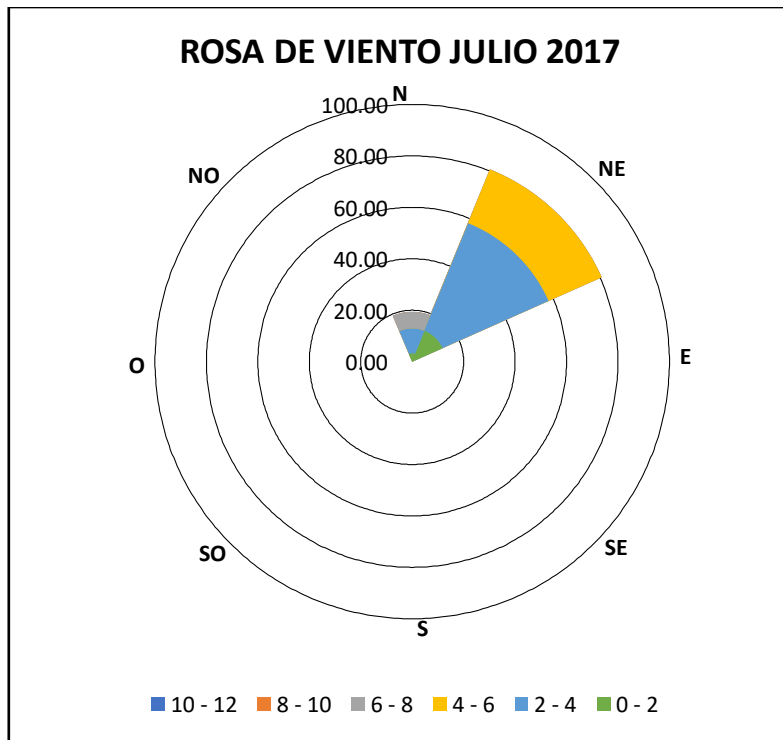


Fig. C.7. Dirección de viento del mes de julio 2017

Fuente: Elaboración propia

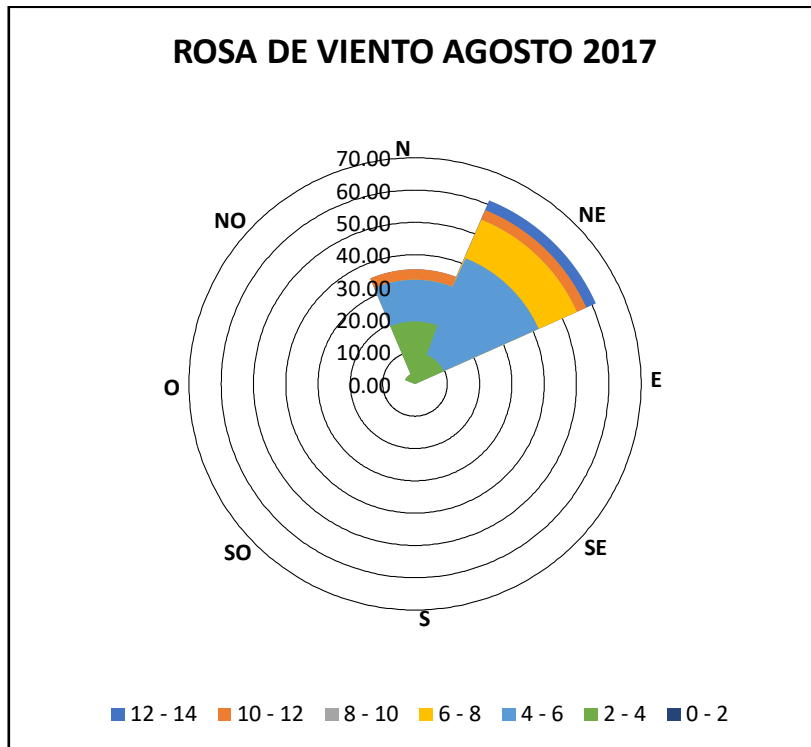


Fig. C.8. Dirección de viento del mes de agosto 2017

Fuente: Elaboración propia

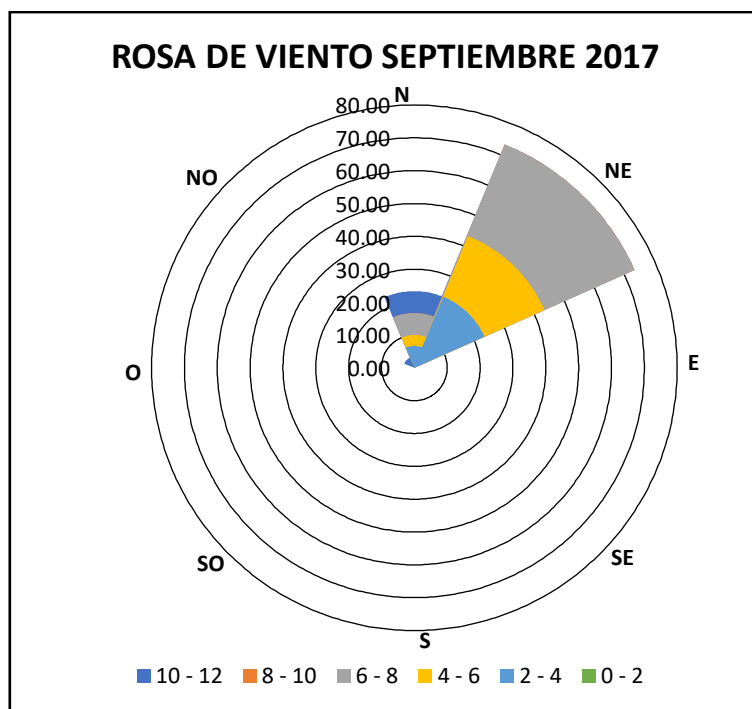


Fig.C.9. Dirección de viento del mes de setiembre 2017

Fuente: Elaboración propia

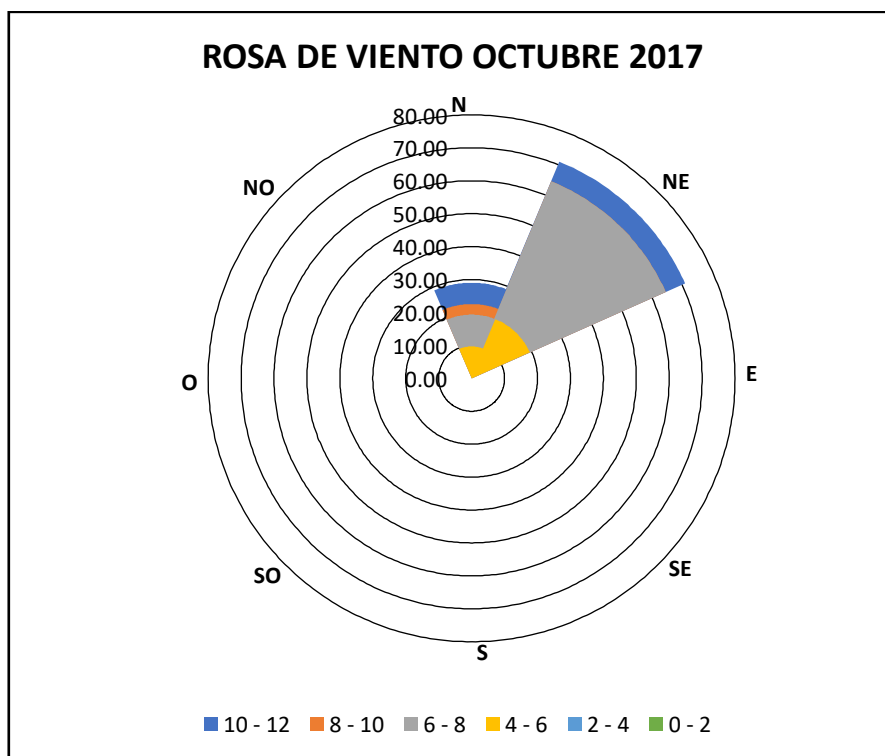


Fig.C.10. Dirección de viento del mes de octubre 2017

Fuente: Elaboración propia

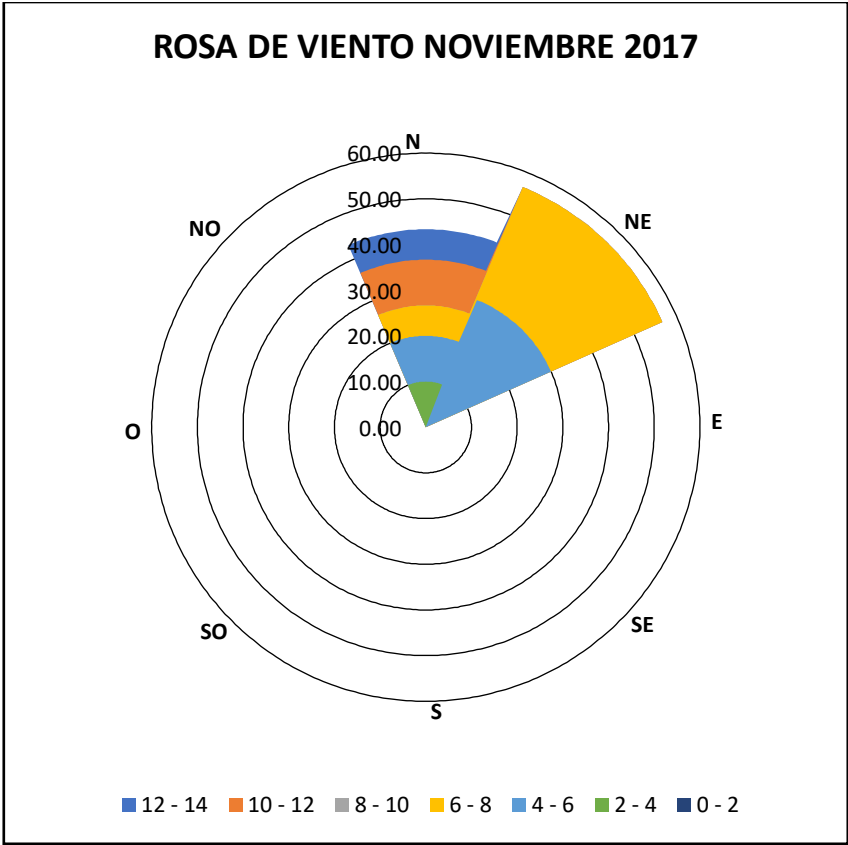


Fig.C.11. Dirección de viento del mes de noviembre 2017

Fuente: Elaboración propia

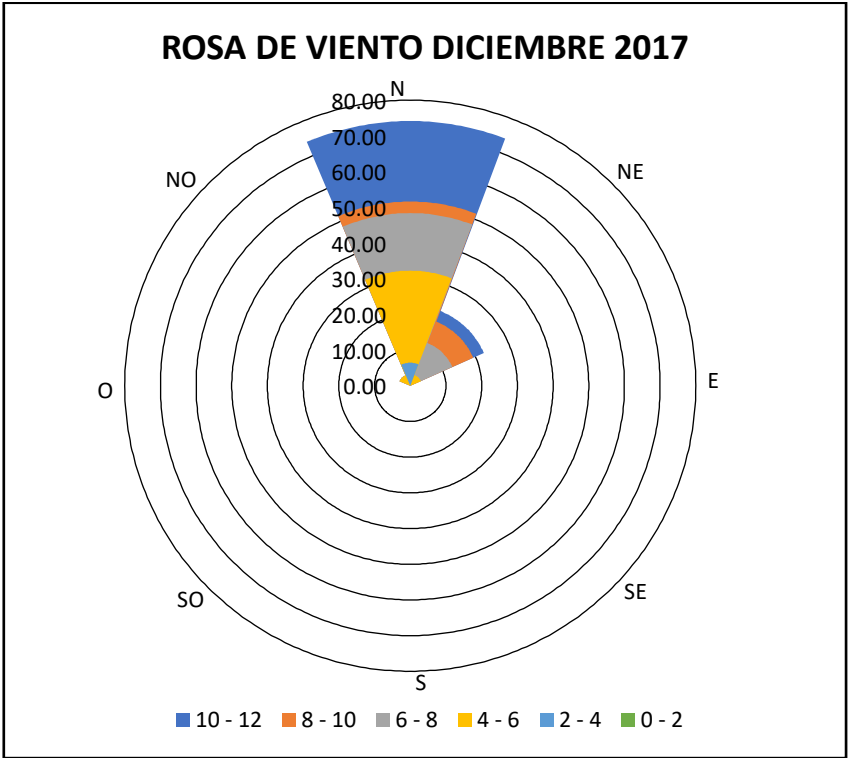


Fig. C.12. Dirección de viento del mes de diciembre 2017

Fuente: Elaboración propia

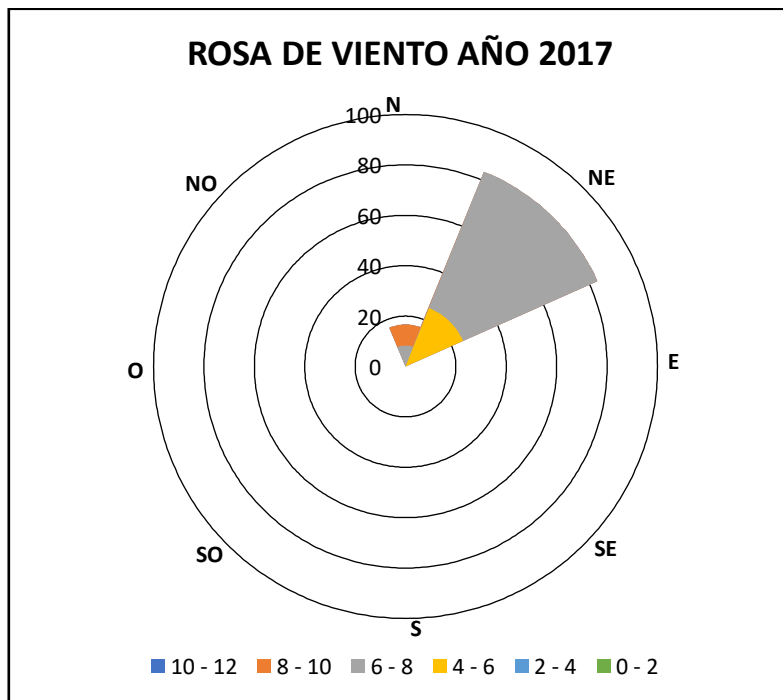


Fig. C.13. Dirección de viento anual del año 2017

Fuente: Elaboración propia

ANEXO D: DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA DEL VIENTO

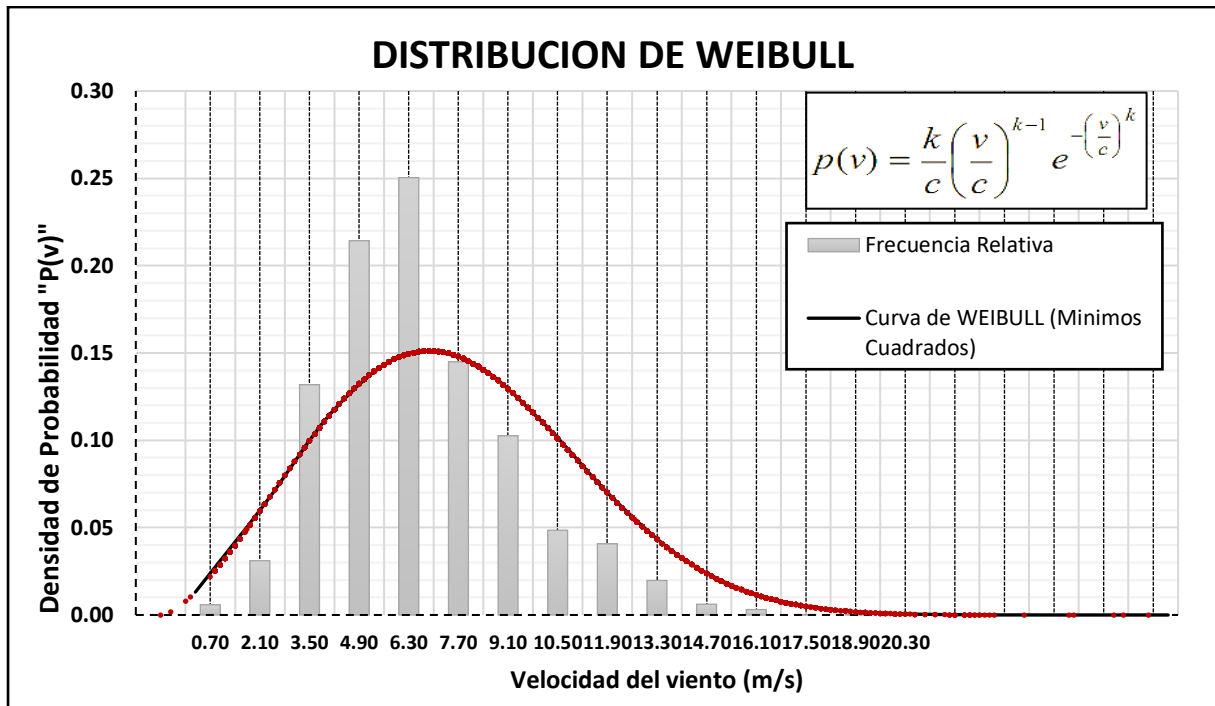


Fig.D.1. Distribución De Weibull

Fuente: Elaboracion Propia

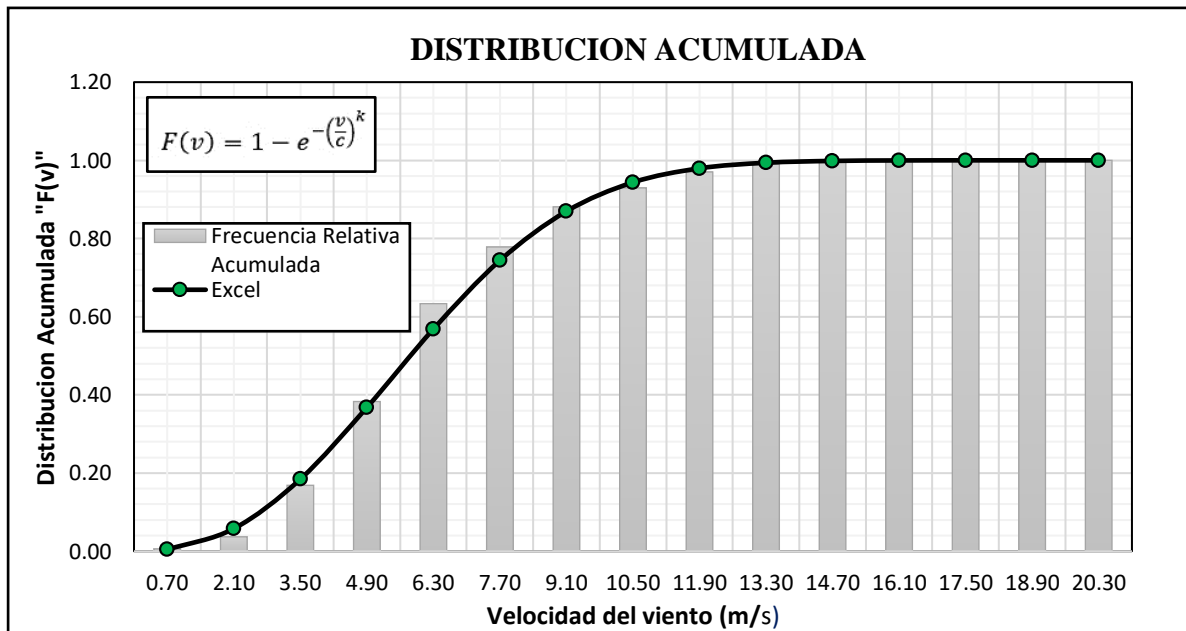


Fig.D.2. Distribución Acumulada

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO E: TABLA DE FUNCIÓN GAMMA

Tabla.E.1. Tabla estadística Función Gamma

Tabla de la función Gamma $\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1}e^{-x}dx$							
para $1 < \alpha \leq 5$							
α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$
1,01	0,9943	2,02	1,0086	3,03	2,0565	4,04	6,3106
1,02	0,9888	2,03	1,0131	3,04	2,0759	4,05	6,3912
1,03	0,9835	2,04	1,0176	3,05	2,0955	4,06	6,4730
1,04	0,9784	2,05	1,0222	3,06	2,1153	4,07	6,5560
1,05	0,9735	2,06	1,0269	3,07	2,1355	4,08	6,6403
1,06	0,9687	2,07	1,0316	3,08	2,1559	4,09	6,7258
1,07	0,9642	2,08	1,0365	3,09	2,1766	4,10	6,8126
1,08	0,9597	2,09	1,0415	3,10	2,1976	4,11	6,9008
1,09	0,9555	2,10	1,0465	3,11	2,2189	4,12	6,9902
1,10	0,9514	2,11	1,0516	3,12	2,2405	4,13	7,0811
1,11	0,9474	2,12	1,0568	3,13	2,2623	4,14	7,1733
1,12	0,9436	2,13	1,0621	3,14	2,2845	4,15	7,2669
1,13	0,9399	2,14	1,0675	3,15	2,3069	4,16	7,3619
1,14	0,9364	2,15	1,0730	3,16	2,3297	4,17	7,4584
1,15	0,9330	2,16	1,0786	3,17	2,3528	4,18	7,5563
1,16	0,9298	2,17	1,0842	3,18	2,3762	4,19	7,6557
1,17	0,9267	2,18	1,0900	3,19	2,3999	4,20	7,7567
1,18	0,9237	2,19	1,0959	3,20	2,4240	4,21	7,8592
1,19	0,9209	2,20	1,1018	3,21	2,4483	4,22	7,9632
1,20	0,9182	2,21	1,1078	3,22	2,4731	4,23	8,0689
1,21	0,9156	2,22	1,1140	3,23	2,4981	4,24	8,1762
1,22	0,9131	2,23	1,1202	3,24	2,5235	4,25	8,2851
1,23	0,9108	2,24	1,1266	3,25	2,5493	4,26	8,3957
1,24	0,9085	2,25	1,1330	3,26	2,5754	4,27	8,5080
1,25	0,9064	2,26	1,1395	3,27	2,6018	4,28	8,6220
1,26	0,9044	2,27	1,1462	3,28	2,6287	4,29	8,7378
1,27	0,9025	2,28	1,1529	3,29	2,6559	4,30	8,8553
1,28	0,9007	2,29	1,1598	3,30	2,6834	4,31	8,9747
1,29	0,8990	2,30	1,1667	3,31	2,7114	4,32	9,0960
1,30	0,8975	2,31	1,1738	3,32	2,7397	4,33	9,2191
1,31	0,8960	2,32	1,1809	3,33	2,7685	4,34	9,3441
1,32	0,8946	2,33	1,1882	3,34	2,7976	4,35	9,4710
1,33	0,8934	2,34	1,1956	3,35	2,8272	4,36	9,6000
1,34	0,8922	2,35	1,2031	3,36	2,8571	4,37	9,7309
1,35	0,8912	2,36	1,2107	3,37	2,8875	4,38	9,8639
1,36	0,8902	2,37	1,2184	3,38	2,9183	4,39	9,9989
1,37	0,8893	2,38	1,2262	3,39	2,9495	4,40	10,1361
1,38	0,8885	2,39	1,2341	3,40	2,9812	4,41	10,2754
1,39	0,8879	2,40	1,2422	3,41	3,0133	4,42	10,4169
1,40	0,8873	2,41	1,2503	3,42	3,0459	4,43	10,5606
1,41	0,8868	2,42	1,2586	3,43	3,0789	4,44	10,7065
1,42	0,8864	2,43	1,2670	3,44	3,1124	4,45	10,8548
1,43	0,8860	2,44	1,2756	3,45	3,1463	4,46	11,0053

Fuente: <https://www.slideshare.net/juan.sandoval2/tablas-gamma>

Tabla E.2. Tabla estadística Función Gamma

Tabla de la función Gamma $\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx$							
para $1 < \alpha \leq 5$							
α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$
1,44	0,8858	2,45	1,2842	3,46	3,1807	4,47	11,1583
1,45	0,8857	2,46	1,2930	3,47	3,2156	4,48	11,3136
1,46	0,8856	2,47	1,3019	3,48	3,2510	4,49	11,4714
1,47	0,8856	2,48	1,3109	3,49	3,2869	4,50	11,6317
1,48	0,8857	2,49	1,3201	3,50	3,3234	4,51	11,7946
1,49	0,8859	2,50	1,3293	3,51	3,3603	4,52	11,9600
1,50	0,8862	2,51	1,3388	3,52	3,3977	4,53	12,1280
1,51	0,8866	2,52	1,3483	3,53	3,4357	4,54	12,2987
1,52	0,8870	2,53	1,3580	3,54	3,4742	4,55	12,4720
1,53	0,8876	2,54	1,3678	3,55	3,5133	4,56	12,6482
1,54	0,8882	2,55	1,3777	3,56	3,5529	4,57	12,8271
1,55	0,8889	2,56	1,3878	3,57	3,5930	4,58	13,0089
1,56	0,8896	2,57	1,3981	3,58	3,6338	4,59	13,1936
1,57	0,8905	2,58	1,4084	3,59	3,6751	4,60	13,3813
1,58	0,8914	2,59	1,4190	3,60	3,7170	4,61	13,5719
1,59	0,8924	2,60	1,4296	3,61	3,7595	4,62	13,7656
1,60	0,8935	2,61	1,4404	3,62	3,8027	4,63	13,9624
1,61	0,8947	2,62	1,4514	3,63	3,8464	4,64	14,1624
1,62	0,8959	2,63	1,4625	3,64	3,8908	4,65	14,3655
1,63	0,8972	2,64	1,4738	3,65	3,9358	4,66	14,5719
1,64	0,8986	2,65	1,4852	3,66	3,9814	4,67	14,7817
1,65	0,9001	2,66	1,4968	3,67	4,0277	4,68	14,9948
1,66	0,9017	2,67	1,5085	3,68	4,0747	4,69	15,2114
1,67	0,9033	2,68	1,5204	3,69	4,1223	4,70	15,4314
1,68	0,9050	2,69	1,5325	3,70	4,1707	4,71	15,6550
1,69	0,9068	2,70	1,5447	3,71	4,2197	4,72	15,8822
1,70	0,9086	2,71	1,5571	3,72	4,2694	4,73	16,1131
1,71	0,9106	2,72	1,5696	3,73	4,3199	4,74	16,3478
1,72	0,9126	2,73	1,5824	3,74	4,3711	4,75	16,5862
1,73	0,9147	2,74	1,5953	3,75	4,4230	4,76	16,8285
1,74	0,9168	2,75	1,6084	3,76	4,4757	4,77	17,0748
1,75	0,9191	2,76	1,6216	3,77	4,5291	4,78	17,3250
1,76	0,9214	2,77	1,6351	3,78	4,5833	4,79	17,5794
1,77	0,9238	2,78	1,6487	3,79	4,6384	4,80	17,8379
1,78	0,9262	2,79	1,6625	3,80	4,6942	4,81	18,1006
1,79	0,9288	2,80	1,6765	3,81	4,7508	4,82	18,3676
1,80	0,9314	2,81	1,6907	3,82	4,8083	4,83	18,6389
1,81	0,9341	2,82	1,7051	3,83	4,8666	4,84	18,9147
1,82	0,9368	2,83	1,7196	3,84	4,9257	4,85	19,1951
1,83	0,9397	2,84	1,7344	3,85	4,9857	4,86	19,4800
1,84	0,9426	2,85	1,7494	3,86	5,0466	4,87	19,7696
1,85	0,9456	2,86	1,7646	3,87	5,1084	4,88	20,0640
1,86	0,9487	2,87	1,7799	3,88	5,1711	4,89	20,3632

Fuente: <https://www.slideshare.net/juan.sandoval2/tablas-gamma>

ANEXO F: TABLAS POLARES DE PERFILES AERODINÁMICOS

Tabla.F.1. Tabla de datos polar para el perfil NACA 4418

Alfa	Cl	Cd	Cdp	Cm	Top xtr	Btm Xtr
-2.0000	0.2571	0.0140	0.0064	-0.1007	0.7523	0.3863
-1.7500	0.2832	0.0138	0.0063	-0.1002	0.7426	0.4096
-1.5000	0.3098	0.0136	0.0062	-0.0998	0.7329	0.4370
-1.2500	0.3357	0.0134	0.0062	-0.0992	0.7233	0.4718
-1.0000	0.3612	0.0132	0.0061	-0.0986	0.7136	0.5150
-0.7500	0.3864	0.0131	0.0061	-0.0978	0.7044	0.5660
-0.5000	0.4106	0.0129	0.0062	-0.0968	0.6945	0.6212
-0.2500	0.4358	0.0128	0.0062	-0.0958	0.6858	0.6771
0.0000	0.4588	0.0127	0.0063	-0.0944	0.6761	0.7305
0.2500	0.4846	0.0127	0.0063	-0.0933	0.6681	0.7834
0.5000	0.5069	0.0127	0.0065	-0.0916	0.6581	0.8310
0.7500	0.5363	0.0129	0.0066	-0.0911	0.6504	0.8742
1.0000	0.5650	0.0130	0.0068	-0.0907	0.6407	0.9113
1.2500	0.6049	0.0132	0.0068	-0.0927	0.6323	0.9389
1.5000	0.6459	0.0134	0.0070	-0.0951	0.6229	0.9619
1.7500	0.6948	0.0136	0.0071	-0.0993	0.6139	0.9767
2.0000	0.7474	0.0138	0.0072	-0.1044	0.6046	0.9886
2.2500	0.8035	0.0139	0.0072	-0.1103	0.5951	0.9998
2.5000	0.8236	0.0140	0.0073	-0.1091	0.5877	1.0000
2.7500	0.8399	0.0141	0.0074	-0.1071	0.5794	1.0000
3.0000	0.8616	0.0143	0.0074	-0.1060	0.5724	1.0000
3.2500	0.8793	0.0145	0.0076	-0.1041	0.5646	1.0000
3.5000	0.8989	0.0146	0.0077	-0.1026	0.5569	1.0000
3.7500	0.9230	0.0149	0.0078	-0.1019	0.5502	1.0000
4.0000	0.9397	0.0151	0.0080	-0.0998	0.5421	1.0000
4.2500	0.9617	0.0152	0.0081	-0.0987	0.5348	1.0000
4.5000	0.9829	0.0155	0.0083	-0.0974	0.5274	1.0000
4.7500	1.0023	0.0157	0.0085	-0.0958	0.5192	1.0000
5.2500	1.0452	0.0161	0.0089	-0.0933	0.5038	1.0000
5.5000	1.0676	0.0163	0.0091	-0.0923	0.4964	1.0000
5.7500	1.0910	0.0166	0.0093	-0.0915	0.4893	1.0000
6.0000	1.1104	0.0169	0.0096	-0.0900	0.4814	1.0000
6.2500	1.1355	0.0171	0.0097	-0.0895	0.4745	1.0000
6.5000	1.1544	0.0174	0.0101	-0.0879	0.4669	1.0000
6.7500	1.1752	0.0176	0.0103	-0.0866	0.4592	1.0000
7.0000	1.1995	0.0180	0.0106	-0.0860	0.4522	1.0000
7.2500	1.2161	0.0182	0.0109	-0.0840	0.4440	1.0000
7.5000	1.2392	0.0185	0.0111	-0.0832	0.4367	1.0000
7.7500	1.2561	0.0188	0.0115	-0.0814	0.4287	1.0000
8.0000	1.2742	0.0191	0.0118	-0.0797	0.4207	1.0000
8.2500	1.2930	0.0194	0.0121	-0.0782	0.4126	1.0000

Fuente: <http://airfoiltools.com/polar/details?polar=xf-naca4418-il-50000>

Tabla.F.2. Tabla de datos polar para el perfil FX 60 126

Alfa	Cl	Discos compactos	Cdp	Cm	Top xtr	Btm Xtr
-2.0000	0.2786	0.0126	0.0063	-0.1198	0.8624	0.5112
-1.7500	0.3054	0.0126	0.0062	-0.1193	0.8514	0.5231
-1.5000	0.3335	0.0125	0.0061	-0.1188	0.8426	0.5320
-1.2500	0.3617	0.0124	0.0060	-0.1184	0.8330	0.5421
-1.0000	0.3891	0.0124	0.0059	-0.1180	0.8224	0.5521
-0.7500	0.4174	0.0123	0.0058	-0.1176	0.8129	0.5613
-0.5000	0.4452	0.0122	0.0057	-0.1172	0.8012	0.5717
-0.2500	0.4721	0.0121	0.0056	-0.1166	0.7887	0.5802
0.0000	0.4999	0.0121	0.0055	-0.1162	0.7768	0.5894
0.2500	0.5279	0.0120	0.0054	-0.1158	0.7653	0.5986
0.5000	0.5555	0.0120	0.0053	-0.1155	0.7531	0.6076
0.7500	0.5831	0.0119	0.0053	-0.1152	0.7397	0.6184
1.0000	0.6101	0.0119	0.0053	-0.1147	0.7264	0.6278
1.2500	0.6375	0.0119	0.0053	-0.1143	0.7131	0.6381
1.5000	0.6650	0.0119	0.0053	-0.1140	0.6988	0.6496
1.7500	0.6916	0.0119	0.0053	-0.1134	0.6831	0.6594
2.0000	0.7183	0.0119	0.0052	-0.1129	0.6665	0.6700
2.2500	0.7451	0.0120	0.0052	-0.1124	0.6498	0.6818
2.5000	0.7715	0.0120	0.0053	-0.1119	0.6337	0.6939
2.7500	0.7978	0.0121	0.0054	-0.1114	0.6190	0.7067
3.0000	0.8240	0.0122	0.0055	-0.1109	0.6052	0.7208
3.2500	0.8501	0.0123	0.0056	-0.1104	0.5916	0.7367
3.5000	0.8759	0.0124	0.0057	-0.1098	0.5777	0.7546
3.7500	0.9013	0.0125	0.0059	-0.1092	0.5631	0.7746
4.0000	0.9253	0.0126	0.0060	-0.1082	0.5475	0.7969
4.2500	0.9481	0.0126	0.0061	-0.1070	0.5315	0.8280
4.5000	0.9657	0.0125	0.0061	-0.1045	0.5164	0.8964
4.7500	0.9941	0.0126	0.0063	-0.1047	0.4990	1.0000
5.0000	1.0216	0.0129	0.0065	-0.1048	0.4829	1.0000
5.2500	1.0482	0.0132	0.0067	-0.1047	0.4668	1.0000
5.5000	1.0741	0.0135	0.0070	-0.1044	0.4502	1.0000
5.7500	1.0993	0.0138	0.0073	-0.1040	0.4321	1.0000
6.0000	1.1236	0.0141	0.0075	-0.1034	0.4130	1.0000
6.2500	1.1473	0.0145	0.0078	-0.1027	0.3936	1.0000
6.5000	1.1709	0.0149	0.0082	-0.1020	0.3722	1.0000
6.7500	1.1934	0.0153	0.0086	-0.1012	0.3510	1.0000
7.0000	1.2151	0.0158	0.0090	-0.1003	0.3285	1.0000
7.2500	1.2360	0.0164	0.0095	-0.0993	0.3039	1.0000
7.5000	1.2557	0.0170	0.0101	-0.0981	0.2791	1.0000
7.7500	1.2740	0.0177	0.0107	-0.0968	0.2520	1.0000
8.0000	1.2903	0.0186	0.0114	-0.0952	0.2265	1.0000
8.2500	1.3074	0.0194	0.0121	-0.0937	0.2025	1.0000
8.5000	1.3224	0.0203	0.0129	-0.0920	0.1838	1.0000

Fuente: <http://airfoiltools.com/polar/details?polar=xf-fx60126-il-50000>

Tabla.F.3.Tabla de datos polar para el perfil E 387

Alfa	Cl	Discos compactos	Cdp	Cm	Top xtr	Btm Xtr
1.0000	0.5127	0.0104	0.0040	-0.0828	0.6940	1.0000
1.2500	0.5397	0.0106	0.0041	-0.0827	0.6868	1.0000
1.5000	0.5671	0.0107	0.0041	-0.0825	0.6814	1.0000
1.7500	0.5939	0.0109	0.0043	-0.0824	0.6742	1.0000
2.0000	0.6213	0.0111	0.0044	-0.0822	0.6683	1.0000
2.2500	0.6482	0.0112	0.0046	-0.0821	0.6617	1.0000
2.5000	0.6753	0.0114	0.0047	-0.0819	0.6552	1.0000
2.7500	0.7024	0.0116	0.0049	-0.0818	0.6488	1.0000
3.0000	0.7292	0.0117	0.0050	-0.0816	0.6416	1.0000
3.2500	0.7562	0.0119	0.0052	-0.0814	0.6348	1.0000
3.5000	0.7829	0.0120	0.0054	-0.0811	0.6269	1.0000
3.7500	0.8097	0.0122	0.0055	-0.0809	0.6191	1.0000
4.0000	0.8365	0.0123	0.0056	-0.0805	0.6109	1.0000
4.2500	0.8627	0.0124	0.0059	-0.0802	0.6019	1.0000
4.5000	0.8899	0.0125	0.0059	-0.0799	0.5941	1.0000
4.7500	0.9157	0.0126	0.0061	-0.0795	0.5836	1.0000
5.0000	0.9417	0.0127	0.0063	-0.0791	0.5733	1.0000
5.2500	0.9680	0.0128	0.0064	-0.0786	0.5630	1.0000
5.5000	0.9940	0.0129	0.0065	-0.0781	0.5517	1.0000
5.7500	1.0194	0.0129	0.0067	-0.0776	0.5388	1.0000
6.0000	1.0445	0.0129	0.0067	-0.0769	0.5233	1.0000
6.2500	1.0680	0.0129	0.0068	-0.0759	0.4989	1.0000
6.5000	1.0908	0.0130	0.0068	-0.0748	0.4684	1.0000
6.7500	1.1126	0.0132	0.0070	-0.0737	0.4294	1.0000
7.0000	1.1332	0.0136	0.0073	-0.0725	0.3830	1.0000
7.2500	1.1481	0.0146	0.0079	-0.0706	0.3037	1.0000
7.5000	1.1588	0.0160	0.0089	-0.0685	0.2213	1.0000
7.7500	1.1671	0.0177	0.0101	-0.0663	0.1415	1.0000
8.0000	1.1667	0.0203	0.0119	-0.0629	0.0532	1.0000
8.2500	1.1733	0.0221	0.0136	-0.0601	0.0365	1.0000
8.5000	1.1835	0.0234	0.0150	-0.0577	0.0322	1.0000
8.7500	1.1921	0.0246	0.0164	-0.0552	0.0299	1.0000
9.0000	1.1958	0.0261	0.0179	-0.0522	0.0283	1.0000
9.2500	1.1953	0.0280	0.0199	-0.0490	0.0271	1.0000
9.5000	1.1998	0.0299	0.0219	-0.0465	0.0264	1.0000
9.7500	1.2102	0.0314	0.0235	-0.0447	0.0257	1.0000
10.0000	1.2222	0.0330	0.0252	-0.0432	0.0250	1.0000
10.2500	1.2345	0.0345	0.0268	-0.0418	0.0236	1.0000
10.5000	1.2495	0.0363	0.0288	-0.0405	0.0229	1.0000
10.7500	1.2665	0.0383	0.0309	-0.0393	0.0224	1.0000
11.0000	1.2846	0.0406	0.0333	-0.0383	0.0221	1.0000
11.2500	1.3019	0.0432	0.0362	-0.0373	0.0220	1.0000

Fuente: <http://airfoiltools.com/polar/details?polar=xf-e387-il-50000>

Tabla.F.4. Tabla de datos polar para el perfil S823

Alfa	Cl	Discos compactos	Cdp	Cm	Top xtr	Btm Xtr
1.0000	0.4356	0.0166	0.0090	-0.1285	0.6848	0.3458
1.2500	0.4640	0.0166	0.0091	-0.1284	0.6775	0.3528
1.5000	0.4941	0.0166	0.0091	-0.1287	0.6711	0.3606
1.7500	0.5200	0.0166	0.0092	-0.1282	0.6631	0.3667
2.0000	0.5520	0.0167	0.0091	-0.1287	0.6571	0.3754
2.2500	0.5767	0.0167	0.0094	-0.1280	0.6494	0.3817
2.5000	0.6065	0.0167	0.0094	-0.1281	0.6427	0.3902
2.7500	0.6342	0.0168	0.0095	-0.1279	0.6360	0.3971
3.0000	0.6614	0.0168	0.0096	-0.1276	0.6285	0.4050
3.2500	0.6929	0.0169	0.0096	-0.1280	0.6224	0.4131
3.5000	0.7168	0.0170	0.0099	-0.1270	0.6139	0.4211
3.7500	0.7474	0.0170	0.0098	-0.1272	0.6070	0.4294
4.0000	0.7716	0.0170	0.0100	-0.1263	0.5982	0.4375
4.2500	0.8014	0.0171	0.0101	-0.1263	0.5907	0.4462
4.5000	0.8258	0.0171	0.0103	-0.1254	0.5819	0.4547
4.7500	0.8549	0.0172	0.0103	-0.1253	0.5739	0.4634
5.0000	0.8788	0.0173	0.0105	-0.1242	0.5646	0.4723
5.2500	0.9079	0.0173	0.0105	-0.1241	0.5562	0.4812
5.5000	0.9305	0.0174	0.0107	-0.1228	0.5461	0.4904
5.7500	0.9577	0.0174	0.0107	-0.1223	0.5373	0.4992
6.0000	0.9810	0.0175	0.0109	-0.1211	0.5267	0.5094
6.2500	1.0044	0.0175	0.0111	-0.1200	0.5165	0.5177
6.5000	1.0306	0.0176	0.0111	-0.1193	0.5060	0.5283
6.7500	1.0499	0.0177	0.0113	-0.1174	0.4939	0.5370
7.0000	1.0717	0.0178	0.0115	-0.1159	0.4818	0.5471
7.2500	1.0928	0.0179	0.0116	-0.1143	0.4692	0.5571
7.5000	1.1127	0.0180	0.0118	-0.1126	0.4557	0.5668
7.7500	1.1302	0.0182	0.0120	-0.1104	0.4406	0.5780
8.0000	1.1454	0.0183	0.0122	-0.1079	0.4246	0.5870
8.2500	1.1595	0.0186	0.0125	-0.1052	0.4074	0.5977
8.5000	1.1690	0.0188	0.0128	-0.1018	0.3891	0.6079
8.7500	1.1775	0.0192	0.0132	-0.0983	0.3685	0.6179
9.0000	1.1851	0.0198	0.0137	-0.0949	0.3459	0.6294
9.2500	1.1900	0.0204	0.0143	-0.0912	0.3225	0.6395
9.5000	1.1939	0.0213	0.0151	-0.0876	0.2975	0.6506
9.7500	1.1961	0.0223	0.0160	-0.0841	0.2731	0.6628
10.0000	1.1969	0.0234	0.0171	-0.0806	0.2493	0.6740
10.2500	1.1960	0.0248	0.0184	-0.0772	0.2282	0.6859
10.5000	1.1973	0.0261	0.0198	-0.0744	0.2078	0.6992
10.7500	1.1978	0.0277	0.0213	-0.0717	0.1894	0.7136
11.0000	1.1983	0.0293	0.0229	-0.0693	0.1728	0.7287
11.2500	1.1987	0.0310	0.0246	-0.0670	0.1581	0.7447
11.5000	1.1991	0.0328	0.0265	-0.0649	0.1448	0.7625

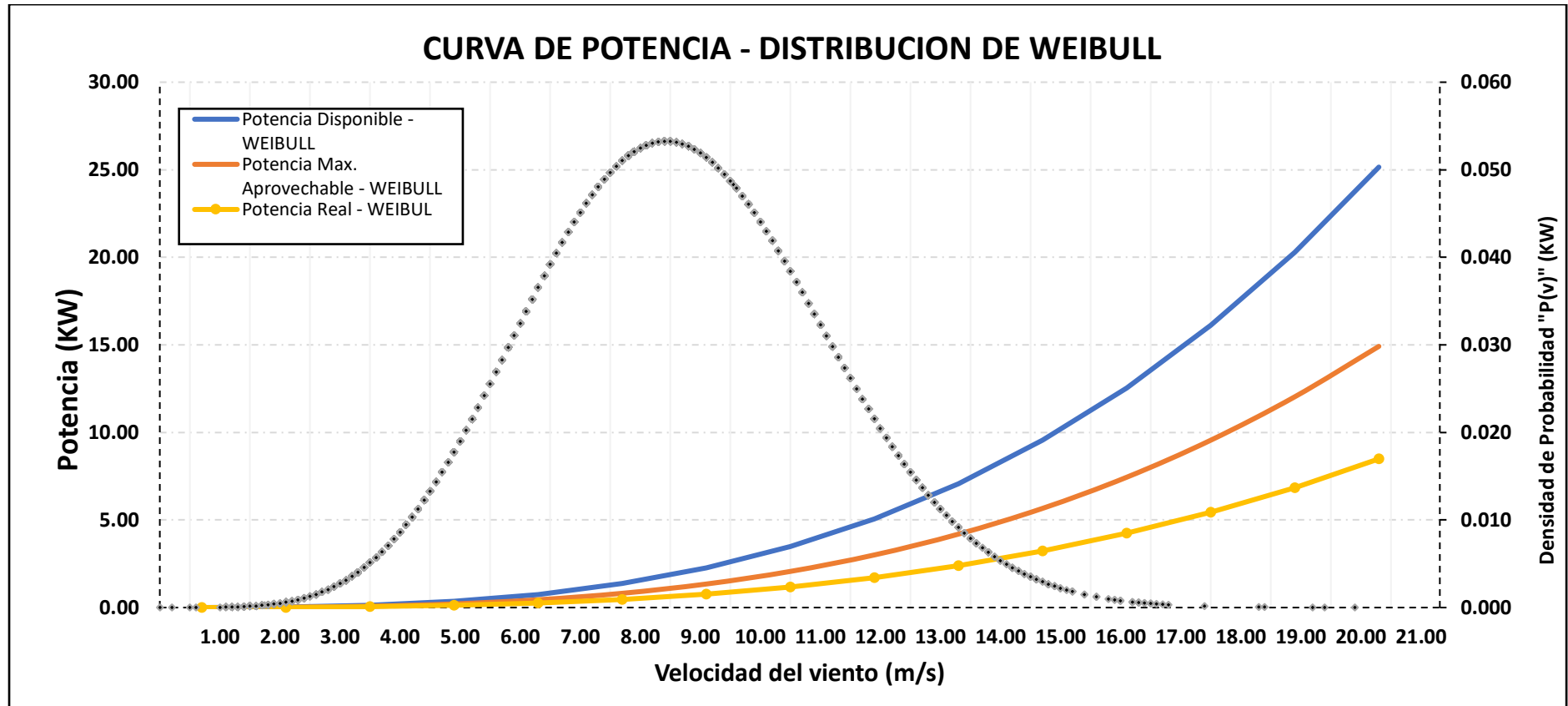
Fuente: <http://airfoiltools.com/polar/details?polar=xf-s823-il-50000>

ANEXO G: Producción de Energía

Tabla.G.1. Producción de Potencia de la velocidad del viento

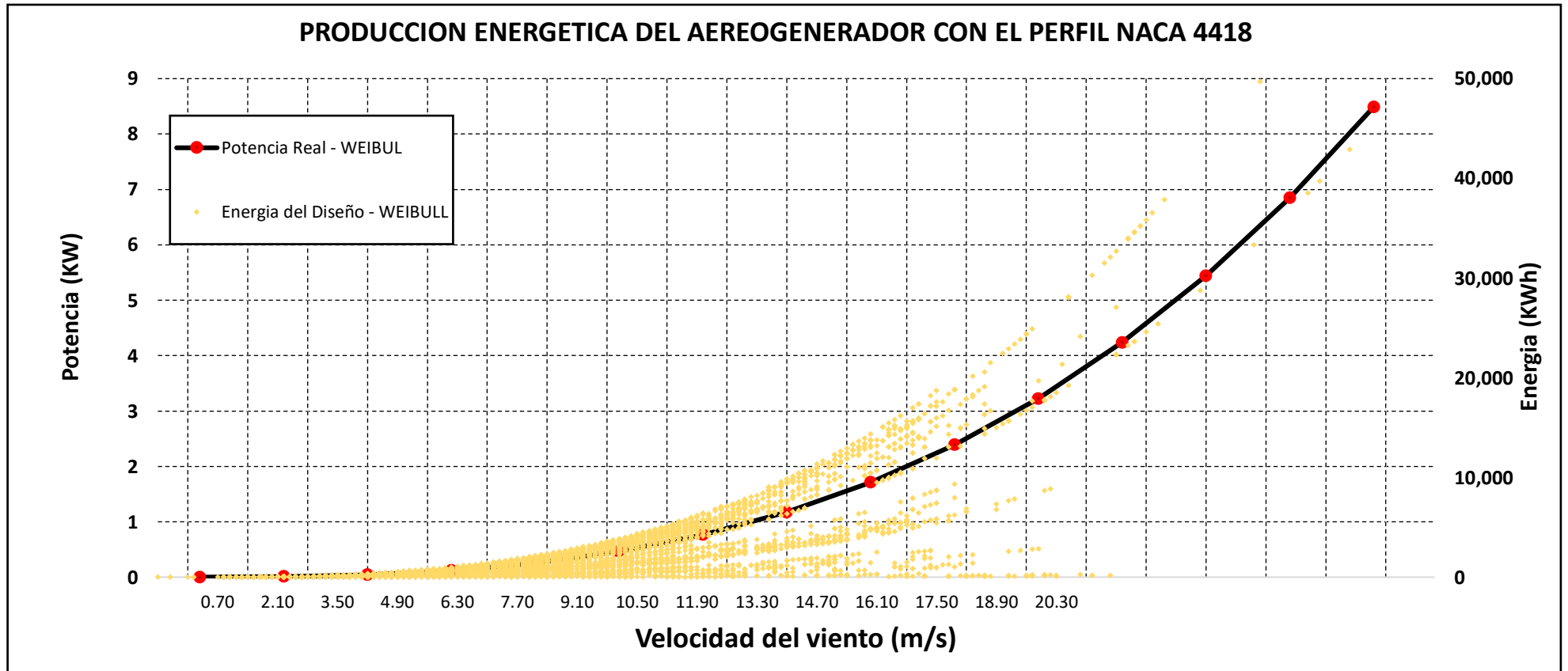
Nº	Intervalos de Clase		Marca de Clase	Frecuencia de la Clase	Frecuencia Relativa (Fi)	Frecuencia Relativa Acumulada	K =	2.4877	Potencia Disp.	Potencia Máx. Aprov.	NACCA 4418	FX 60-160	E387	S823
	LI	LS					C =	6.6475			Potencia Real (Diseño)	Potencia Real (Diseño)	Potencia Real (Diseño)	Potencia Real (Diseño)
							P (V)	F (V)						
1	0.0	1.4	0.70	51	0.0058	0.0058	0.0131	0.0037	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000
2	1.4	2.8	2.10	272	0.0311	0.0369	0.0637	0.0553	0.03	0.02	0.009	0.010	0.009	0.009
3	2.8	4.2	3.50	1155	0.1318	0.1687	0.1177	0.1835	0.13	0.08	0.044	0.045	0.043	0.042
4	4.2	5.6	4.90	1877	0.2143	0.3830	0.1488	0.3739	0.35	0.21	0.119	0.123	0.118	0.116
5	5.6	7.0	6.30	2193	0.2503	0.6333	0.1440	0.5831	0.75	0.45	0.254	0.261	0.252	0.246
6	7.0	8.4	7.70	1270	0.1450	0.7783	0.1102	0.7634	1.37	0.81	0.463	0.477	0.459	0.449
7	8.4	9.8	9.10	899	0.1026	0.8809	0.0672	0.8874	2.27	1.34	0.765	0.787	0.758	0.741
8	9.8	11.2	10.50	425	0.0485	0.9295	0.0327	0.9558	3.48	2.06	1.175	1.208	1.165	1.138
9	11.2	12.6	11.90	357	0.0408	0.9702	0.0126	0.9858	5.07	3.00	1.710	1.759	1.695	1.656
10	12.6	14.0	13.30	173	0.0197	0.9900	0.0038	0.9964	7.07	4.19	2.388	2.456	2.367	2.312
11	14.0	15.4	14.70	54	0.0062	0.9961	0.0009	0.9993	9.55	5.66	3.224	3.316	3.196	3.122
12	15.4	16.8	16.10	27	0.0031	0.9992	0.0002	0.9999	12.55	7.44	4.235	4.356	4.198	4.102
13	16.8	18.2	17.50	2	0.0002	0.9994	0.0000	1.0000	16.11	9.56	5.439	5.595	5.392	5.268
14	18.2	19.6	18.90	4	0.0005	0.9999	0.0000	1.0000	20.30	12.04	6.852	7.048	6.792	6.636
15	19.6	21.0	20.30	1	0.0001	1.0000	0.0000	1.0000	25.15	14.91	8.490	8.733	8.416	8.222
SUMA				8760	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración Propia



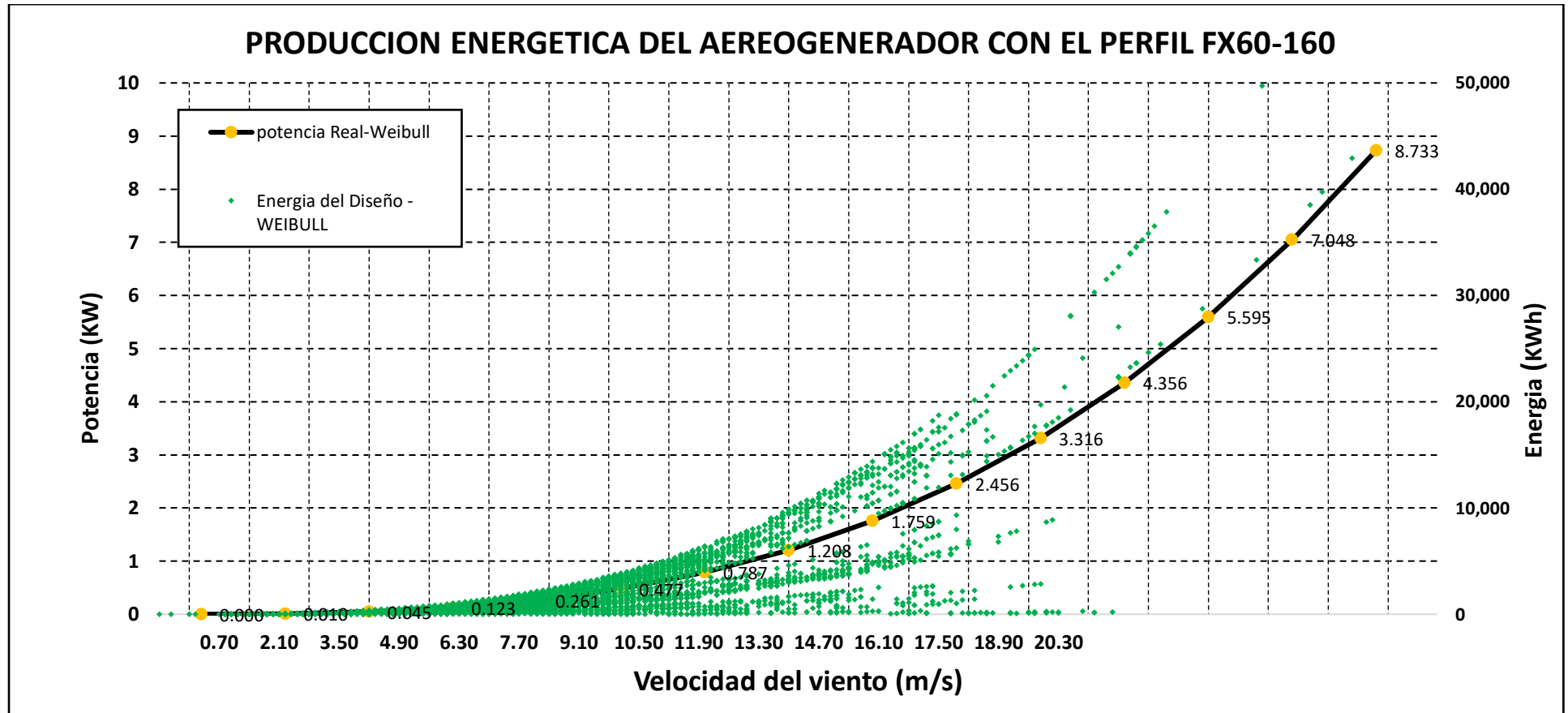
Grafica.G.1 Producción de Potencia disponible, máxima aprovechable y real de la velocidad del viento

Fuente: Elaboración Propia



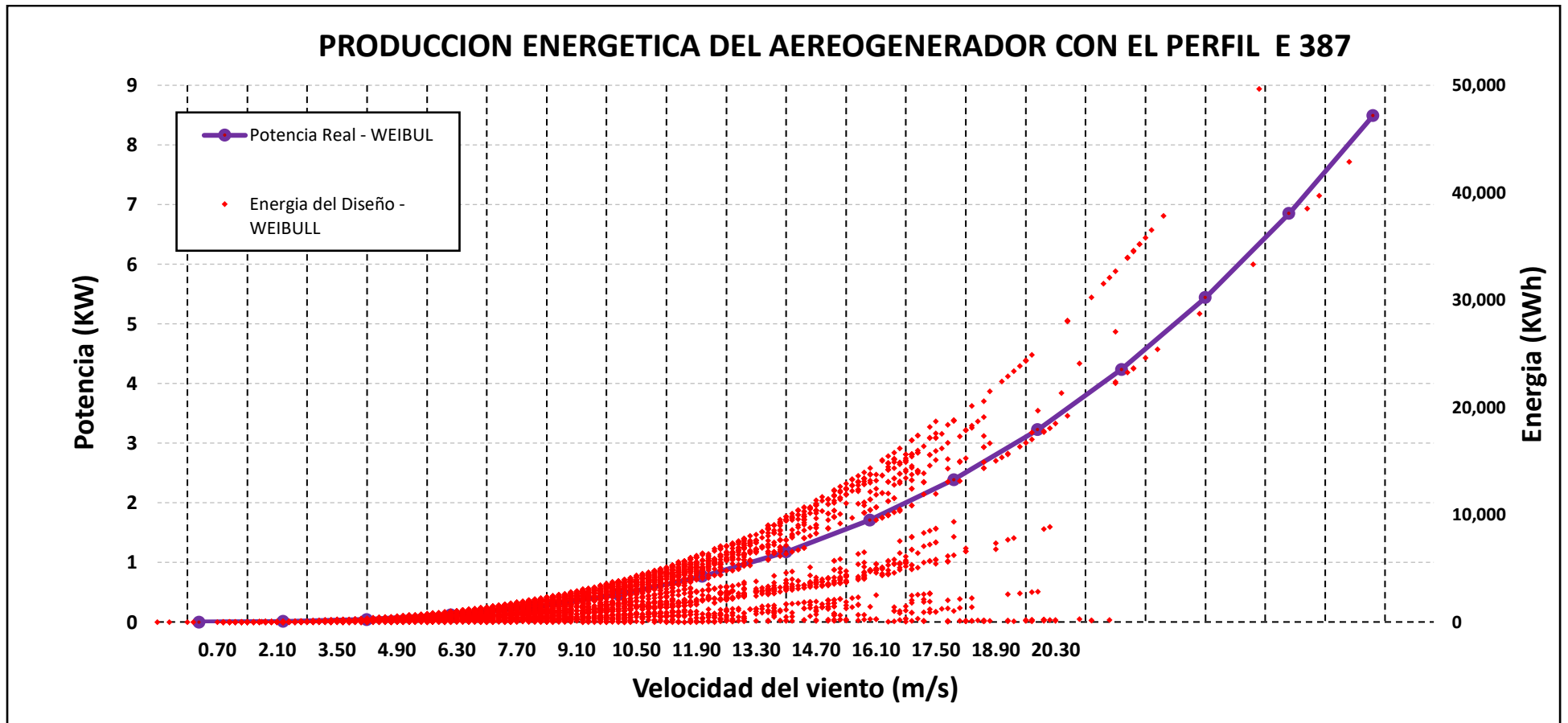
Grafica.G.2. Producción de Energética de la velocidad del viento para el perfil NACA 4418

Fuente: Elaboración Propia



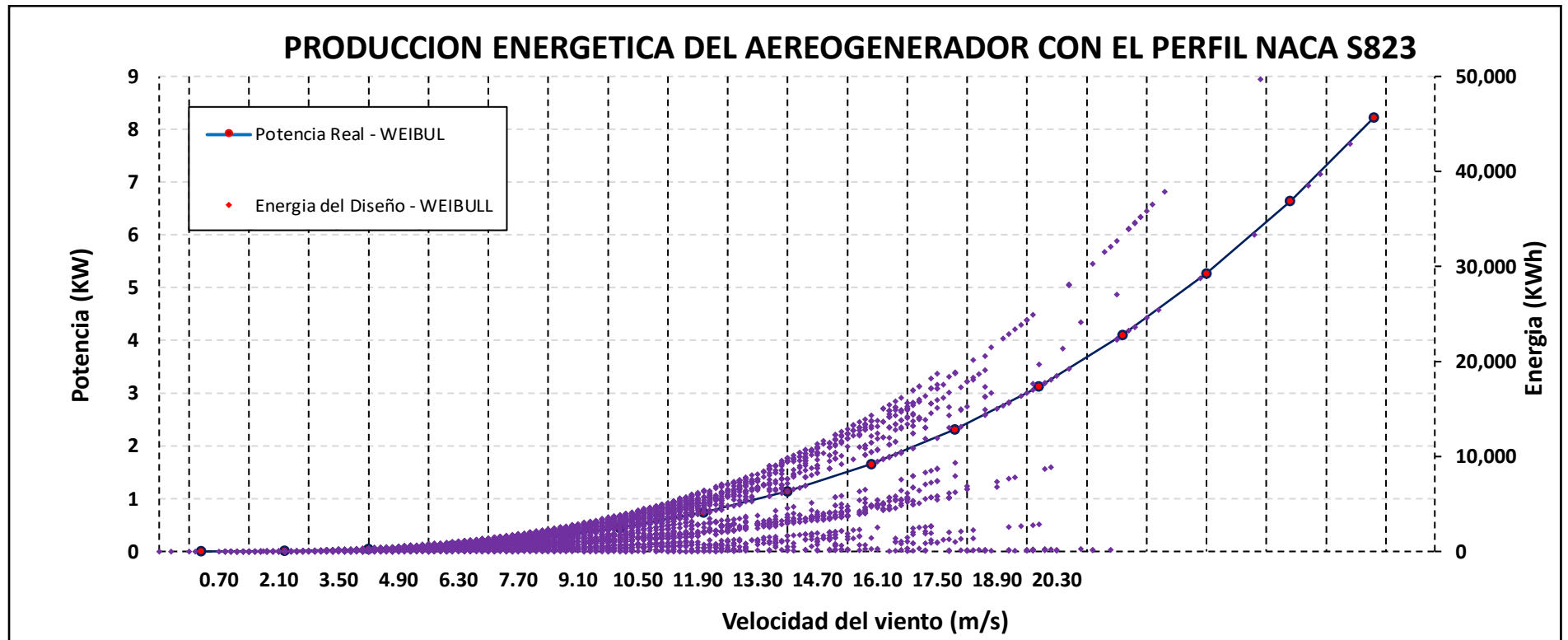
Grafica.G.3. Producción de Energética de la velocidad del viento para el perfil FX 60-160

Fuente: Elaboración Propia



Grafica.G.4. Producción de Energética de la velocidad del viento para el perfil E 387

Fuente: Elaboración Propia

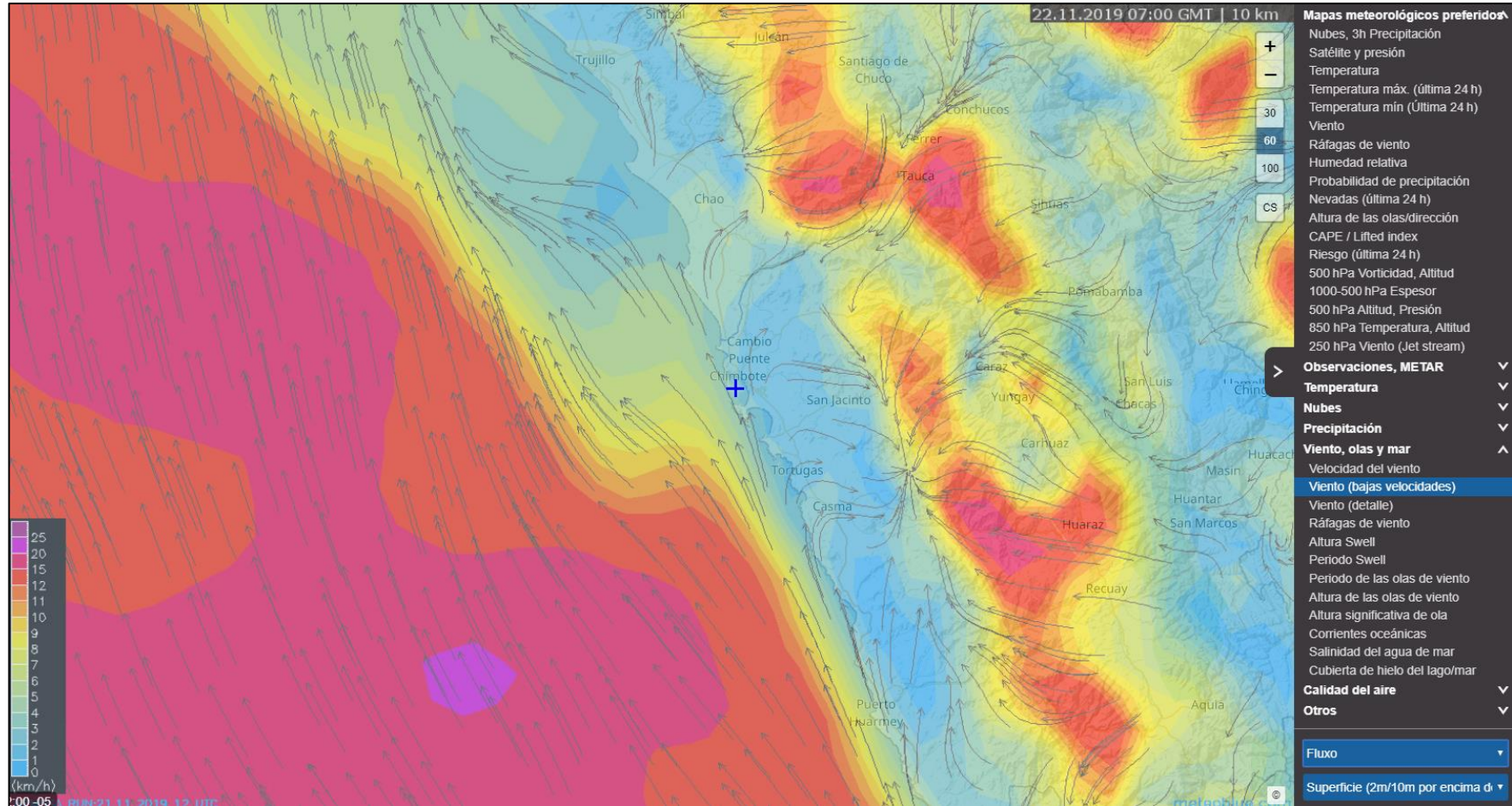


Grafica.G.5. Producción de Energética de la velocidad del viento para el perfil S 823

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO H: DIRECCION DEL VIENTO

101



Grafica H . Dirección del viento para la costa de Ancash

Fuente: MeteoBlue weather-maps

ANEXO I: FICHA TÉCNICA DEL AEROGENERADOR



Número de hélices	3
Diámetro	2,86 m
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1) Regulador electrónico 2) Pasivo por inclinación

Características eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1500 W
Voltaje nominal	220 Vac
RPM	@ 600
Controladores	Regulador MPPT Wind+ Multitensión: 12, 24, 48 Vdc Intensidad: Max. 125 Amp Tipo de batería: Inundada, AGM, Gel Lithio Interface Wind+ Bombeo directo de agua AC ó DC Telecom Conexión a red

Velocidad de viento

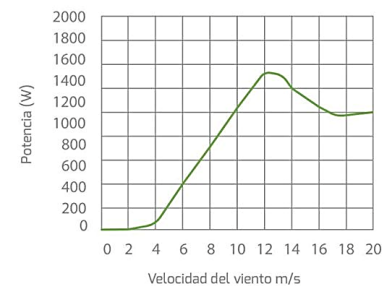
Rango de funcionamiento	2 -30 m/s
Para arranque	3 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s

Características físicas

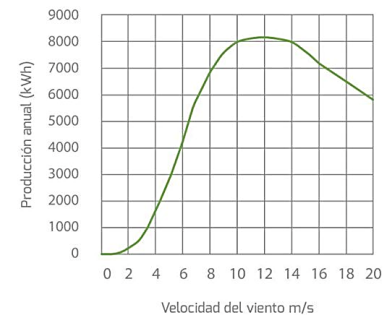
Peso aerogenerador	41 kg
Peso regulador	30 kg
Peso interface	20 kg
Embalaje	50 x 77 x 57 cm - 79 Kg
Dimensiones - peso	153 x 27 x 7 cm - 7 Kg
Total	0,22 m³ - 86 Kg
Garantía	3 años



Curva de potencia

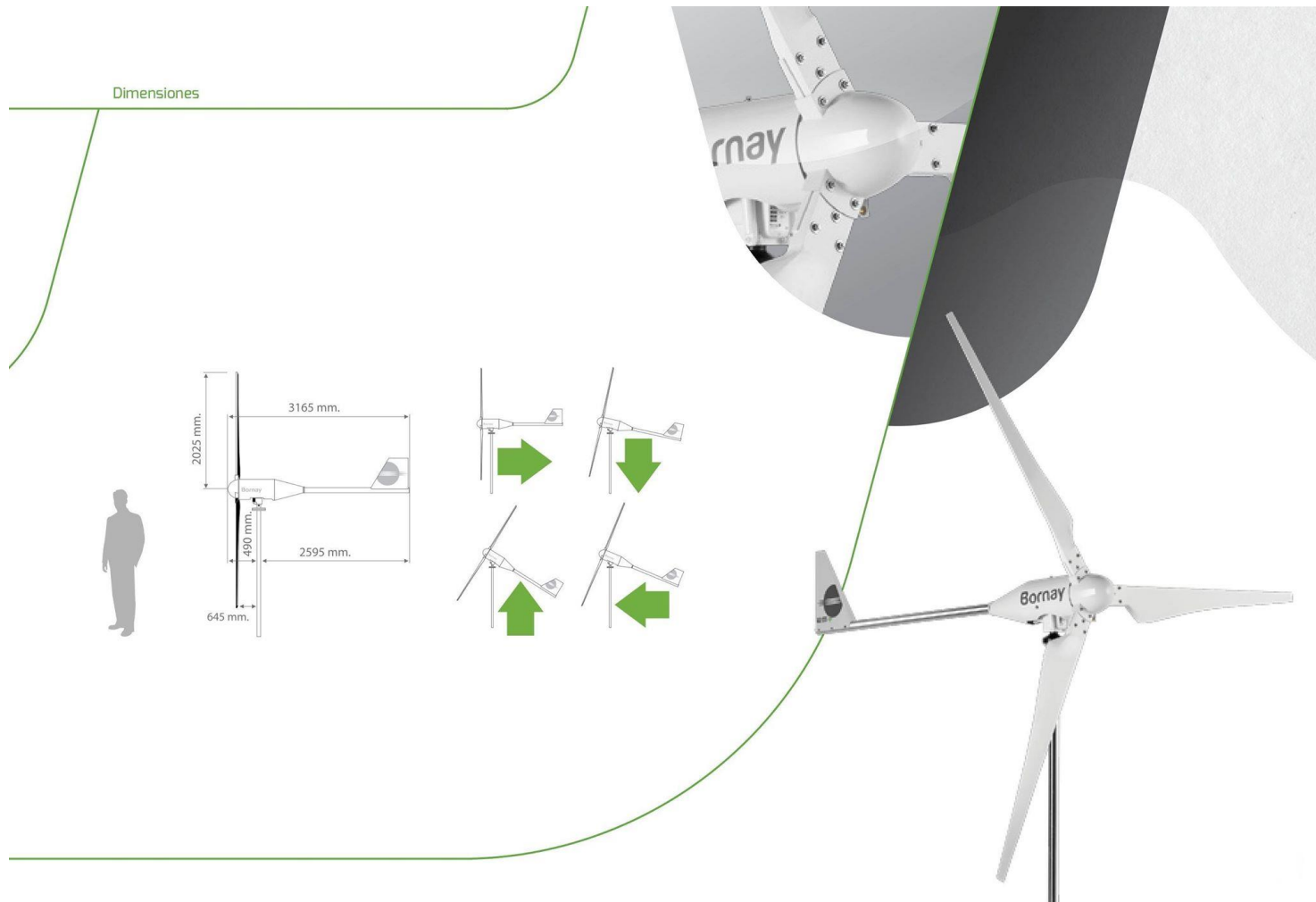


Energía



Grafica.I.1 Ficha técnica del aerogenerador

Fuente: Catalogo Bornay Wind-Plus. pag14-15



Grafica.I.2. Ficha técnica del aerogenerador
Fuente: Catalogo Bornay Wind-Plus. pag14.

ANEXO J. FOTOS



Foto.I.1. Plataforma de descarga de la empresa JADA S.A



Foto.I.2. Plataforma de descarga

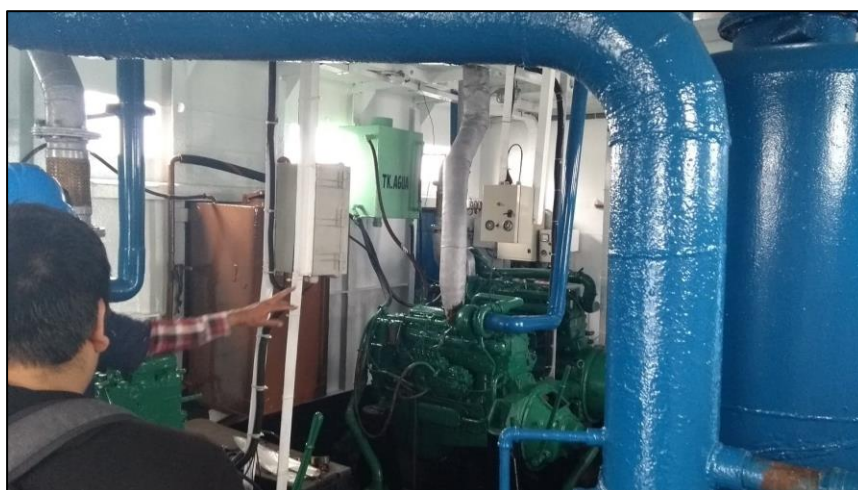


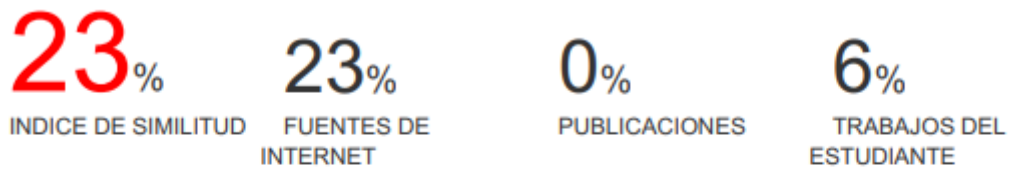
Foto.I.3. Interior de la sala de máquinas térmica



Foto.I.4. Motores volvo

Evaluación de Perfiles Aerodinámicos Eólicos para suministro Eléctrico en la Plataforma de la Empresa JADA S.A.

INFORME DE ORIGINALIDAD



FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	10%
2	intranet.cip.org.pe Fuente de Internet	8%
3	hdl.handle.net Fuente de Internet	5%