



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO INDUSTRIAL

Título del proyecto:

PROYECTO DE DISEÑO E INSTALACIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO EN LA ZONA BOLIVIANA DE QOLLPANA

Vélaz Rituerto, Luis Angel

Senosiáin Miquélez, Vicente

Pamplona, Fecha de defensa

Contenido

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1- INTRODUCCIÓN.....	2
2- DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	4
3- OBJETIVOS.....	5
4- ESTRUCTURA DEL PROYECTO	6
CAPÍTULO 2: EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO.....	8
1- INTRODUCCIÓN.....	9
2- MARCO TEÓRICO	10
El Viento y la Energía Eólica	10
3- OBTENCIÓN DE DATOS	13
3.1- Atlas eólico del Estado Plurinacional de Bolivia	13
3.2- Estación meteorológica	13
4- REGISTRO DE DATOS OBTENIDOS.....	15
4.1- Datos obtenidos por la estación meteorológica	15
4.2- Distribuciones de velocidades	17
4.3- Distribución de dirección de viento.....	20
4.4- Curva de alturas.....	22
4.5- Clase de viento.....	24
4.5- Otros datos relevantes	25
CAPÍTULO 3: UBICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO	26
1- CRITERIOS DE ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	27

2-	JUSTIFICACIÓN DE ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO	28
3-	SITUACIÓN GEOGRÁFICA	29
CAPÍTULO 4: AEROGENERADOR		32
1-	INTRODUCCIÓN.....	33
2-	MARCO TEÓRICO	34
2.1.	Conceptos de diseño de aerogeneradores.....	34
2.2.	Componentes de un aerogenerador	36
2.3.	Curva de potencia.....	52
3-	CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL TIPO DE AEROGENERADOR.....	53
4-	SELECCIÓN DE AEROGENERADORES.....	57
4.1.	Criterios técnicos	58
4.2.	Criterios económicos	72
4.3.	Conclusiones.....	78
5-	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL AEROGENERADOR.....	79
5.1.	Descripción técnica del aerogenerador y componentes principales	80
5.2.	Funcionamiento	93
5.3.	Curva de potencia	98
5.4.	Generación estimada del parque eólico.....	99
CAPÍTULO 5: EJECUCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE EÓLICO		100
1.	OBRA CIVIL	101
1.1.	Caminos de acceso	102
1.2.	Viales interiores.....	102

1.3.	Cimentaciones de aerogeneradores GE 1.6-82.5.....	103
1.4.	Plataformas para montaje de aerogeneradores	104
1.5.	Centro de control.....	105
1.6.	Canalizaciones MT	105
2.	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	107
2.1.	Instalaciones	108
3.	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 20/115 KV	114
4.	LINEA DE ALTA TENSIÓN DE 115 KV DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO	115
4.1.	Descripción del trazado de la línea.....	115
4.2.	Conductores fase	116
4.3.	Cable de guarda	117
4.4.	Postes y armados.....	118
4.5.	Cadenas de aisladores	118
4.6.	Distancias de seguridad.....	119
4.7.	Puestas a tierra	120
CAPÍTULO 6: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.....		122
1.	PRESUPUESTO	123
1.1.	Costo de Aerogeneradores.....	123
1.2.	Coste de alquiler de terrenos	126
1.3.	Costos financieros y de consultoría.....	127
1.4.	Costos derivados de la evacuación de la energía.....	128

1.5. Alquiler maquinaria	129
1.6. Presupuesto general.....	130
2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PARQUE	131
2.1. Valor actual neto (VAN).....	131
2.2. Amortización.....	134
CAPÍTULO 7: RESUMEN Y CONCLUSIONES	136
BIBLIOGRAFÍA.....	139
ANEXOS	141
ANEXO 1: MAPAS INTERESANTES DE BOLIVIA.....	142
ANEXOS 2: DATOS ESTADÍSTICOS DEL VIENTO	147
ANEXOS 3: DATOS ECONÓMICOS SOBRE EL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA.....	187
ANEXOS 4: LISTA DE MODELOS DE AEROGENERADORES DEL SOFTWARE WINDOGRAPHER.....	198
ANEXOS 5: COMPARACIÓN DE SALIDAS ENTRE LOS DIFERENTES MODELOS DE AEROGENERADOR.....	205
ANEXOS 6: ESQUEMA ELÉCTRICO DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE INTERÉS.....	217
ANEXOS 7: CATÁLOGOS DE AEROGENERADORES	219

Índice de figuras

FIGURA 2.1: Perfil mensual de la velocidad del viento.....	16
FIGURA 2.2: Perfil diurno de velocidades y densidades del viento en función de la altura.....	17
FIGURA 2.3: Histograma de frecuencias acumuladas del viento y su aproximación con distribución Weibull.....	18
FIGURA 2.4: Distribución de Weibull a 65 m de altura.....	19
FIGURA 2.5: Rosa de vientos medios anuales.....	20
FIGURA 2.6: Rosa de direcciones medias anuales.....	21
FIGURA 2.7: Curva de perfil de alturas del viento.....	22
FIGURA 3.1: Ubicación del parque eólico 1.....	30
FIGURA 3.2: Ubicación del parque eólico 2.....	30
FIGURA 4.1: Representación de tubo de corriente y disco acturador.....	35
FIGURA 4.2: Componentes principales de un aerogenerador típico.....	37
FIGURA 4.3: Configuración de turbinas de eje horizontal.....	38
FIGURA 4.4: Ejemplos de aerogeneradores monopala y bipala.....	40
FIGURA 4.5: Geometría de un perfil aerodinámico.....	41
FIGURA 4.6: Ejemplo del control por cambio de paso.....	43
FIGURA 4.7: Esquema de una caja multiplicadora.....	47
FIGURA 4.8: Aerogenerador con estructura de celosía.....	48
FIGURA 4.9: Aerogenerador con estructura tubular.....	49
FIGURA 4.10: Gráfico de cuota de mercado de los mayores fabricantes de aerogeneradores.....	57
FIGURA 4.11: Curva de potencia de los modelos de aerogenerador que interesan.....	65
FIGURA 4.12: Presentación gráfica de los parámetros más importantes del parque.....	70
FIGURA 4.13: Sección de la Nacelle y el buje de un aerogenerador GE 1.5xle.....	80
FIGURA 4.14: Vista exterior de la carcasa.....	84
FIGURA 4.15: Conjunto multiplicadora, eje lento, bastidor delantero y trasero.....	85
FIGURA 4.16: Esquema típico del control doblemente alimentado.....	87
FIGURA 4.17: Conjunto de sistema de yaw.....	88
FIGURA 4.18: Vista lateral-frontal tridimensional de un buje.....	90
FIGURA 4.19: Curva de potencia estándar de aerogenerador GE 1.6-82.5.....	98
FIGURA 5.1: Plano del centro de transformación asociado a cada aerogenerador.....	109
FIGURA 6.1: Participación de cada elemento en el costo total del aerogenerador.....	124

Índice de Tablas

TABLA 2.1: Resumen de los datos recogidos por la “estación de medición eólica de Qollpana”	15
TABLA 2.2: Datos recogidos por la “estación de medición eólica de Qollpana”	15
TABLA 2.3: Probabilidad de velocidad de viento y horas anuales con estas probabilidades.....	19
TABLA 2.4: Exponente de Hellman en función del tipo de terreno.....	23
TABLA 2.5: Valores del coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terrenos.....	23
TABLA 4.1: Resumen de criterios técnicos.....	55
TABLA 4.2: Modelos de aerogenerador que cumplan los criterios técnicos 1.....	59
TABLA 4.3: Modelos de aerogenerador que cumplan los criterios técnicos 2.....	60
TABLA 4.4: Modelos de aerogenerador que cumplan los criterios técnicos 3.....	61
TABLA 4.5: Sistema de pérdidas de los diferentes modelos de aerogenerador.....	67
TABLA 4.6: Parámetros más importantes estimados de los diferentes modelos de aerogenerador.....	68
TABLA 4.7: Producción de energía estimada por cada parque.....	69
TABLA 4.8: Clasificación de los modelos de aerogenerador en función de los criterios técnicos.....	71
TABLA 4.9: Estructura típica de costos de un parque eólico en Europa.....	72
TABLA 4.10: Estructura típica de costos estimados de un parque eólico en el Estado Plurinacional de Bolivia.....	72
TABLA 4.11: Rango experimental de costos de aerogeneradores en función de P nominal.....	73
TABLA 4.12: Costo máximo de unidad de aerogenerador para que el parque sea rentable.....	76
TABLA 4.13: Margen de maniobra en cada modelo de aerogenerador y su clasificación según el criterio económico.....	76
TABLA 5.1: Cálculo de sobrecarga en función del radio de curva.....	102
TABLA 5.2: Características de los transformadores elevadores.....	110
TABLA 5.3: Características de los conductores fase de la línea de evacuación.....	116
TABLA 5.4: Características del conductor de guarda de la línea de evacuación.....	117
TABLA 6.1: Participación de los elementos en el caso más favorable.....	124
TABLA 6.2: Participación de los elementos en el caso más desfavorable.....	125
TABLA 6.3: Presupuesto general en el caso más favorable.....	130
TABLA 6.4: Presupuesto general en el caso más desfavorable.....	130
TABLA 6.5: Significado del VAN en función del signo.....	132

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1- INTRODUCCIÓN

En los últimos tiempos, el precio del petróleo ha iniciado una escalada que no parece tener fin. Este fenómeno se da por la creciente dificultad de encontrar nuevos yacimientos y por el inminente fin de los recursos energéticos fósiles. Por otra parte, los niveles de contaminación atmosférica por la combustión de hidrocarburos han alcanzado niveles alarmantes. Esta situación ha llevado a los países a investigar y desarrollar el área de las energías renovables.

Las principales fuentes de energías renovables explotadas en el mundo son: la energía hidráulica, la energía solar, la energía de biocombustibles, la bioenergía y la energía eólica. En Bolivia, las únicas fuentes de energía renovable siendo aprovechadas a gran escala son, la energía hidráulica, en las distintas instalaciones del país (Santa Isabel, Corani, Kanata, entre otras), y la de bioenergía, en el ingenio azucarero Guabirá del departamento de Santa Cruz, a través de la quema de bagazo.

Según la “Política de Energías Alternativas Para el Sector Eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia”, es de interés del gobierno actual el introducir la generación eléctrica de fuentes renovables a la matriz energética (1). Este interés concuerda con los artículos 9 (numeral 6), 378 y 379 de la Constitución Política del Estado Plurinacional, los cuales indican que el estado debe explotar las fuentes energéticas de forma eficiente y amigable con el medio ambiente, promoviendo la investigación en el área de las energías alternativas.

La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), a través de sus subsidiarias ha mostrado un interés en encaminar a Bolivia hacia la explotación de sus recursos de energía eólica. Por ello, llevan algunos años haciendo estudios y proyectos de medición en el territorio Boliviano, con la finalidad de obtener una imagen clara del potencial eólico del país. A partir de información proporcionada por el atlas eólico de Bolivia, la “Empresa eléctrica Corani S.A” instaló en febrero de 2010 una torre de medición en la zona de Qollpana, Departamento de Cochabamba, con la finalidad de evaluar el potencial eólico del sitio con miras a la instalación futura de un parque eólico.

Los resultados obtenidos de la “estación de Medición Eólica Qollpana” permitieron ejecutar, entre otros, los estudios de viabilidad del parque eólico piloto y la optimización energética, que justificaron avanzar a la implementación del parque eólico piloto. Por lo tanto, la empresa Eléctrica Corani S.A hizo la presentación oficial del proyecto del parque eólico piloto, en el que se generaría una potencia de 3MW en total. El proyecto constaba de dos turbinas de 1.5MW cada una. Una vez conseguido el correcto funcionamiento de los aerogeneradores, y demostrado la capacidad de poder generar energía eléctrica en este lugar, el objetivo de Corani S.A es el de ampliar el parque hasta poder generar 30-50 MW.

Después de una licitación internacional, la realización del proyecto eólico de Qollpana fue adjudicada a la empresa Hydrochina por tener la mejor propuesta técnica y económica, superando a las también preseleccionadas Ingelec (Boliviano- Chilena) y Rust Servicios Integrales e Ingeniería (Mejicana). La realización se inició oficialmente el día 9 de marzo de 2013 con la firma del contrato entre la empresa Corani e Hydrochina, en un acto en presencia del Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia.

2- DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

En los últimos veinte años el mercado crecimiento en el empleo de medios eólicos de generación supera año tras año las previsiones y expectativas más optimistas dando lugar a un crecimiento anual sostenido, en los últimos años, de aproximadamente el 10% (2). Este crecimiento del sector eólico se debe tanto a las políticas que buscan fomentar el cuidado del medio ambiente como a la creciente disminución del costo de la generación eólica experimentado por el empleo de nuevas tecnologías y abaratamiento de éstas. También la confiabilidad y la eficiencia se han incrementado, observando a lo largo del tiempo, máquinas de mayores potencias.

Bolivia presenta un sistema eléctrico muy vulnerable. Es un país altamente dependiente de sus centrales de generación térmica, las cuales representan el 66% de la generación total de energía eléctrica. Por ello, recientemente, Bolivia se ha interesado en diversificar su matriz energética, llevando a cabo el proyecto piloto del parque eólico de Qollpana, que será capaz de inyectar 3MW a la red eléctrica de Bolivia. La intención de la empresa que financia el proyecto es, una vez que el parque eólico pruebe la capacidad de generar energía eficientemente, la ampliación del parque eólico, hasta ser capaz de generar 30-50MW.

Este proyecto de fin de carrera plantea el diseño y construcción de un parque eólico capaz de inyectar 40 MW a la red eléctrica de Bolivia, ayudándose de los datos eólicos recogidos por la torre de medición de Qollpana.

Los problemas a los que se enfrenta Bolivia debido a la inexperiencia de proyectos eólicos de gran potencia , es el hecho de que no se conoce cuál de los aerogeneradores comerciales sería el ideal para que la producción sea atractiva. En este trabajo se analizarán los datos eólicos obtenidos por la torre de medición construida en Qollpana, y mediante un software especializado se propondrá los modelos de aerogenerador más apropiados para las características del emplazamiento.

3- OBJETIVOS

Dentro del marco general de crecimiento de la generación eólica expuesto en las secciones anteriores, el objetivo del presente proyecto de fin de carrera es desarrollar un proyecto de diseño de un parque eólico, en la zona de Qollpana, departamento de Cochabamba.

La energía eléctrica generada en el parque eólico, debe ser capaz de inyectar la energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia. La potencia nominal del parque se determina en torno a 40 MW.

La consecución de este objetivo principal engloba otros objetivos secundarios:

- Clasificación de la zona de Qollpana para la instalación del parque eólico.
- Elección de la tecnología de las turbinas eólicas.
- Definición de las características de de infraestructura civil y eléctrica.
- Integración de la generación eólica en la red eléctrica.
- Análisis económico del proyecto a desarrollar.

4- ESTRUCTURA DEL PROYECTO

Este proyecto de fin de carrera está organizado en siete capítulos y seis apéndices cuyos contenidos se detallan a continuación.

El segundo capítulo está dedicado a la evaluación del recurso eólico de la zona de Qollpana. Para ello se usan los datos eólicos proporcionados por la “estación de Medición Eólica Qollpana” proporcionados por la empresa Corani S.A. Para la realización de este capítulo, se hará apoyo del potente software para el análisis de datos de recursos del viento llamado Windographer.

En el tercer capítulo, una vez hecho el estudio eólico, se determina si la zona de estudio es apropiada para la construcción de un parque eólico. Para ello la zona deberá cumplir una serie de requisitos. Este capítulo está destinado al estudio y verificación de estos requisitos.

El cuarto capítulo está destinado al estudio de los aerogeneradores. El capítulo comienza con la descripción de los principales conceptos de diseño de las turbinas eólicas con el objetivo de hacer comprender el mecanismo básico de conversión de energía de las mismas. Posteriormente se describen los elementos que componen los aerogeneradores, detallando su principio de funcionamiento y características constructivas. Las siguientes secciones están dedicadas a la búsqueda de los modelos de aerogenerador que mejor se adapten al emplazamiento según criterios preestablecidos. Finalmente, el capítulo concluye con la descripción técnica de el aerogenerador seleccionado.

En el quinto capítulo se detalla la ejecución técnica del parque eólico. Se ha estructurado en cuatro partes: la primera está dedicada a la construcción de la obra civil. La segunda a la infraestructura eléctrica del parque eólico. En el tercero se hace mención de la necesidad de una subestación eléctrica en el parque eólico. Y por último se dedica una sección a la línea de alta tensión que inyectará el parque eólico con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) del Estado Plurinacional de Bolivia.

El sexto capítulo se dedica al análisis económico del diseño y construcción del parque eólico. Los resultados conseguidos en este apartado deciden la rentabilidad económica del proyecto, y por tanto, la decisión definitiva de la construcción de éste o no.

Por último, se desarrollará un capítulo en el que se reúnen a las distintas conclusiones a las que se llega a lo largo del trabajo.

Finalmente el proyecto dispondrá de siete apartados de anexos que ayudan a la comprensión del proyecto. El apartado de anexos se usará para la muestra de los datos en los que se apoya en algún momento el proyecto de fin de carrera.

El primer apartado de anexos muestra algunos mapas del estado plurinacional de Bolivia, en los cuales en algún momento se apoyará este proyecto. El segundo apartado de anexos está dedicado a mostrar los datos eólicos que obtenidos por parte de Corani S.A, que resultan la base de este trabajo. En el tercer apartado se muestran algunos datos económicos sobre Bolivia en los cuales nos apoyaremos a la hora de hacer el análisis económico. En un cuarto apartado de anexos, se muestra el catálogo de los distintos modelos de aerogenerador con los que funciona el software Windographer. Además del modelo del aerogenerador, se proporciona la información de la potencia nominal, clase de viento, diámetro del rotor y el sistema de control. En el anexo número cinco, se hace la comparación de diferentes modelos de aerogenerador, frente a las condiciones eólicas mostradas en el apartado número dos. Posteriormente se mostrará en otro apartado el esquema eléctrico que interesa para la realización del proyecto, dónde se muestran las infraestructuras eléctricas que hay entre Cochabamba y la zona de interés. Finalmente, el último apartado de anexos sirve para mostrar los catálogos de los aerogeneradores seleccionados como los mejores para el emplazamiento de Qollpana.

CAPÍTULO 2: EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

1- INTRODUCCIÓN

Este capítulo pretende hacer una evaluación del potencial eólico de una zona que a priori parece interesante para la construcción de un parque eólico. Para determinar si este emplazamiento es óptimo para la generación eólica, deberá de cumplir una serie de requisitos, entre los que se encuentra el estudio eólico de la zona. Este capítulo se encarga de hacer dicho estudio.

Para ello el segundo apartado se dedica a hacer una breve introducción teórica sobre el viento y la energía cinética que porta éste. Se hace cita la distribución estadística de las velocidades de viento y por último se analiza el factor de la densidad en la energía eólica.

En el tercer apartado, se analiza los métodos de adquisición de datos sobre el viento que se usaron. Para ello primeramente se explica cómo a través del atlas eólico de Bolivia se toma la factibilidad de un emplazamiento, y posteriormente como las estaciones meteorológicas recogen los datos de interés para posteriormente estudiarlos.

En el último apartado de este capítulo, con la ayuda del apartado de anexos 2, se presentan los datos recogidos por la “estación de Medición Eólica Qollpana”.

2- MARCO TEÓRICO

El Viento y la Energía Eólica

El Viento

El viento es un movimiento de las masas de aire en la atmosfera. El viento se genera por un desigual calentamiento de la tierra que es una consecuencia de la variación de la radiación solar con la latitud.

Al ser la radiación solar más intensa en el ecuador que en los polos se crea una diferencia de presión que a su vez produce un transporte de aire desde el ecuador a los polos. Si la Tierra no girase y no se tuvieran en cuenta los efectos de la orografía la circulación en la atmósfera sería de forma que el aire caliente del Ecuador subiría y circularía por la parte superior de la atmósfera y caería en las zonas más frías de los Polos

Entrando en mayor detalle, este primer modelo de circulación se ve afectado por las características de la superficie terrestre. La superficie terrestre se ve, a grandes rasgos, cubierta de tierra y agua, las distintas capacidades de conducción de calor de estas cubiertas influye en la temperatura de las masas de aire por encima de ellas. Esto causa las corrientes de aire en las costas. Las elevaciones de la superficie provocan brisas de montaña. Las distintas rugosidades de la superficie resultan en distintas fricciones de las masas de aire con la misma, provocando cambios en las velocidades del viento a distintas alturas (3) (4).

Energía Cinética del Viento

La energía cinética del viento es la energía que lleva una masa de aire al moverse con una velocidad determinada. Ya que el viento es el flujo de aire, lo que se tiene es un flujo de energía, en otras palabras una potencia. La potencia contenida en el viento puede expresarse por medio de la Ecuación N° 1.

$$\dot{E} = P = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad [1]$$

Donde \dot{m} es el flujo másico y v es la velocidad del viento.

La energía disponible para el aprovechamiento por medio de un aerogenerador estará condicionada por el área de barrido de las palas del mismo. Considerando el modelo de aerogeneradores más común, el de eje horizontal, el área de barrido es un círculo perpendicular a la dirección de flujo del viento. La Ecuación N° 2 indica la potencia disponible en el viento, por delante de un aerogenerador de eje horizontal, que puede ser convertida en energía mecánica (3).

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 \quad [2]$$

Donde ρ es la densidad del aire, r es el radio del rotor y v es la velocidad de viento.

La ecuación anterior muestra que la potencia contenida en el viento es proporcional al cubo de su velocidad, por lo cual es el factor de mayor importancia en el momento de determinar el potencial eólico de una zona.

Distribución Estadística de la Velocidad del Viento

El viento es un fenómeno que cambia constantemente en el tiempo. A momento de utilizarlo para la generación de energía, la propiedad que más interesa es su velocidad como se ha podido ver en el apartado anterior. Por los requerimientos de cálculo, no se puede manejar la velocidad como una magnitud constante, esto no reflejaría la realidad. Lo que se hace es generar una distribución estadística de la frecuencia, dando con qué periodo de tiempo se da cada velocidad. Para obtener los datos de esta distribución, se promedian las lecturas de las mediciones eólicas para intervalos de tiempo, comúnmente de 10 minutos. Afortunadamente, la distribución de frecuencias de velocidades presenta comúnmente una forma relativamente constante. La función de densidad probabilística que representa esta distribución de forma más precisa es la función Weibull. Esta distribución está controlada por dos factores, k el factor de forma, el cual es adimensional, y A el factor de escala o tamaño, el cual se expresa en [m/s]. La ecuación de la función es la siguiente (3):

$$dp(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad \text{para } v > 0 \quad [3]$$

Densidad de Aire

Además de la velocidad, la cantidad de energía que puede entregar el viento depende también de la densidad de aire. A mayor masa en movimiento, mayor la cantidad de energía que se puede extraer. La densidad del aire está determinada en cada lugar del mundo por su temperatura, por la presión atmosférica a la que se ve sometido el aire y por la humedad relativa. Los dos primeros factores son producto mayormente de la altura a la que se encuentra el sitio. La ecuación que rige la densidad del aire en función de temperatura y presión es (5):

$$\rho = \frac{p M}{1000 * R T} \quad [4]$$

Donde ρ es la densidad del aire en [kg/m³], p es la presión en [Pascal], R es la constante de gases (8.31432 J/(mol*K)), T es la temperatura en [grados Kelvin], y M es el peso molecular de aire seco (28.9644 g/mol). El efecto de la humedad en la densidad del aire es muy bajo, la diferencia de densidad entre un aire con 0% de humedad relativa y uno de 100% de humedad relativa es de solo 0.6% (5). Por lo que en muchos casos es despreciable.

3- OBTENCIÓN DE DATOS

El primer paso a la hora de la planificación de un parque eólico, es la búsqueda de un lugar apropiado para la instalación de éste. Esta zona tiene que tener unos determinados requisitos que se analizarán en capítulos posteriores. Aun así, el criterio más importante a la hora de elegir una zona óptima para la generación de energía eólica, es que el lugar posea un alto potencial eólico.

A partir de información proporcionada por el atlas eólico de Bolivia, la “Empresa eléctrica Corani S.A” instaló en febrero de 2010 una torre de medición en la zona de Qollpana, en el municipio de Pocona, Departamento de Cochabamba, con la finalidad de evaluar el potencial eólico real del sitio con miras a la instalación futura de un parque eólico.

3.1- Atlas eólico del Estado Plurinacional de Bolivia

El Atlas Eólico del Estado Plurinacional de Bolivia es un reporte que presenta el potencial eólico boliviano a las alturas de 20, 50 y 80 metros de altura. Este reporte ha sido realizado por la empresa 3TIER a encargo de la Cooperación Financiera Internacional (IFC) y la ahora nacionalizada Transportadora de Electricidad (TDE). El Atlas se entregó el año 2009 y fue publicado el mismo año. Además del documento del Atlas Eólico del Estado Plurinacional de Bolivia, se cuenta con una versión interactiva en internet, en la página de la empresa 3TIER.

Los datos que presenta este Atlas son: parámetros de velocidad de viento, densidad de potencia eólica, y parámetros de forma y escala para la distribución Weibull. En el primer apartado de Anexos se muestra el atlas eólico de Bolivia a la altura de 80 metros sobre el suelo.

3.2- Estación meteorológica

Para obtener un estudio de vientos mucho más preciso de la zona de interés donde se pretenden colocar los aerogeneradores, la empresa Corani S.A instaló una torre de medición a la que llamó “estación de Medición Eólica Qollpana”. La estación de medición, estuvo recogiendo datos de viento a distintas alturas del suelo a lo largo de

todo un año. En intervalos de 10 minutos la estación recogía velocidad del viento, dirección del viento, densidad del aire y la densidad de potencia.

Los resultados obtenidos de la “estación de Medición Eólica Qollpana” permitieron ejecutar, entre otros, los estudios de viabilidad del parque eólico piloto y la optimización energética, que justificaron avanzar a la implementación del parque eólico piloto.

4- REGISTRO DE DATOS OBTENIDOS

4.1- Datos obtenidos por la estación meteorológica

Los datos en los que se basa este proyecto se pueden observar en el apartado de Anexos 2. En el primero de los apartados se puede ver los parámetros recogidos para las alturas de 40, 50, 60, 65, 80 y 100 metros sobre el suelo. Para cada altura se presenta la velocidad media anual, densidad media anual, densidad de potencia media anual, el parámetro de forma y parámetro de escala de la distribución de Weibull.

Se han reunido todos estos parámetros en una tabla que se presenta a continuación;

Tabla 2.1: Resumen de los datos recogidos por la “estación de medición eólica Qollpana”

	$V_m(m/s)$	$\rho(kg/m^3)$	densidad potencia(W/m^2)	A	k
40m	7,64	0,889	341	8,68	2,292
50m	7,81	0,887	372	8,97	2,319
60m	7,94	0,882	403	9,25	2,347
65m	7,99	0,883	377	9,04	2,344
80m	8,11	0,882	408	9,29	2,333
100m	8,07	0,879	400	9,21	2,307

Fuente: Empresa Eléctrica Corani S.A

También hay un gráfico donde muestra la distribución de las velocidades mensuales para cada altura. Con un software especializado en digitalizar gráficos (Digitizelt), se obtienen los datos de la velocidad del viento mensuales que se presentan en la tabla mostrada a continuación;

Tabla 2.2: Datos recogidos por la “estación de medición eólica Qollpana”

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	media
40m	6,704	6,545	6,557	6,659	7,361	8,267	8,844	9,648	9,240	7,746	7,293	6,817	7,64
50m	6,823	6,621	6,677	6,823	7,585	8,537	9,109	9,871	9,456	7,854	7,439	6,924	7,81
60m	6,885	6,763	6,818	6,929	7,707	8,695	9,284	10,017	9,584	7,984	7,574	7,041	7,94
65m	6,915	6,804	6,860	6,981	7,810	8,771	9,345	10,074	9,643	7,975	7,622	7,081	7,99
80m	6,966	6,890	6,955	7,130	7,918	8,957	9,569	10,214	9,788	8,082	7,732	7,119	8,11
100m	6,921	6,791	6,921	7,105	7,947	8,940	9,545	10,160	9,739	7,990	7,688	7,094	8,07

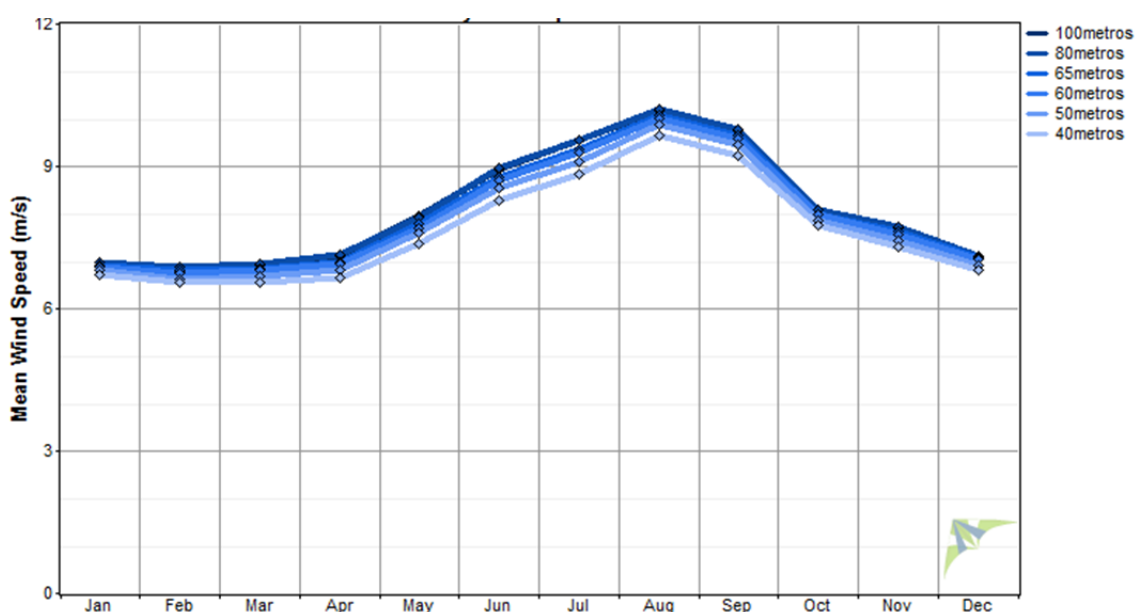
Fuente: Empresa Eléctrica Corani S.A

Como para cualquier altura para la que tenemos datos estadísticos, la velocidad del viento media está entre un rango de [7,64- 8,07] m/s, velocidad de viento superior a 6 m/s, se considera la zona con un potencial eólico alto.

Al no tener la información de los datos reales recogidos cada 10 minutos por la estación de medición, habrá que crear unos datos sintéticos, que simulen el comportamiento eólico real de la zona del parque de Qollpana. Para ello, se crearan datos sintéticos cada 60 minutos. Los datos sintéticos que proporciona el software Windographer los podemos observar en el segundo subapartado del apartado de Anexos 2. El Software Windographer tiene una herramienta que sirve para el análisis del recurso eólico, y en el que este proyecto se basa para diversos cálculos. En el caso de este proyecto, el mayor uso que se le dará al software es, para simular la potencia de salida que darán las diferentes turbinas en las condiciones eólicas simuladas que se presentan en la zona de Qollpana.

Además el software es capaz de almacenar la información eólica, y mostrarla mediante gráficos, de manera que la información quede mucho más clara. Un ejemplo de esto es el gráfico que representa las velocidades medias del viento mensuales que se puede apreciar en el siguiente gráfico;

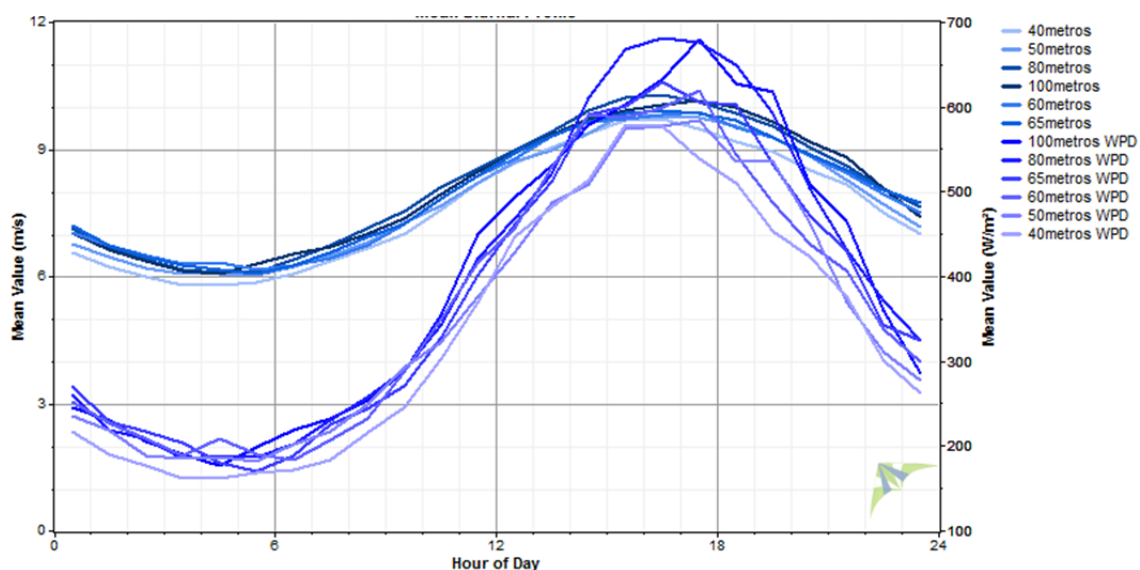
Figura 2.1: Perfil mensual de la velocidad del viento



Fuente: Windographer. Elaboración propia.

O también se puede representar el perfil diurno de las distintas velocidades, y sus densidades de potencia como se muestra en la figura 2.2;

Figura 2.2: Perfil diurno de velocidades y densidad del viento en función de la altura



Fuente: Windographer. Elaboración propia.

4.2- Distribuciones de velocidades

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento $p(u)$ es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible, además de para otros parámetros energéticos de interés.

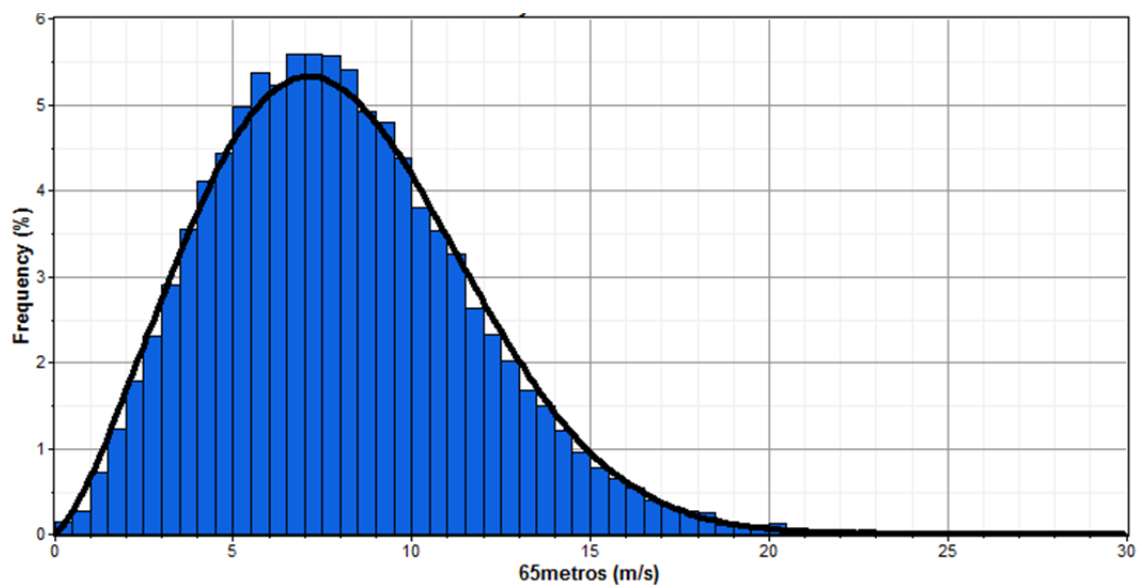
Si no se dispone de las series temporales medidas en el emplazamiento a evaluar, o si se quiere extrapolar datos medidos de un lugar a otro, o de una altura a otra, el utilizar una representación analítica para la distribución de probabilidades de velocidades de viento ofrece ciertas ventajas. Las representaciones analítica más utilizada, como se menciona en el apartado teórico, por su similitud con las distribuciones reales normalmente medidas es la distribución de Weibull.

Para conocer el comportamiento de la velocidad del viento en un punto de medida se construyen los denominados histogramas, agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad (eje de abscisas) y representando el porcentaje de probabilidad de cada uno de ellos (eje de ordenadas). A partir de estos gráficos se puede obtener información

sobre cuáles de las velocidades de viento son más frecuentes, el porcentaje de calmas y la existencia de vientos extremos.

En el caso de este proyecto, al no tener los datos reales recogidos por la torre de medición, se crearon a partir de todos los parámetros reales, unos datos sintéticos que simulan el comportamiento eólico real que hay en la zona, aportando datos simulados del viento cada 60 minutos. Esta es una herramienta que tiene el software Windographer. La figura 2.3 muestra el histograma de frecuencias acumuladas de viento con su aproximación gráfica mediante la distribución de Weibull;

Figura 2.3: Histograma de frecuencias acumuladas del viento y su aproximación con la distribución Weibull



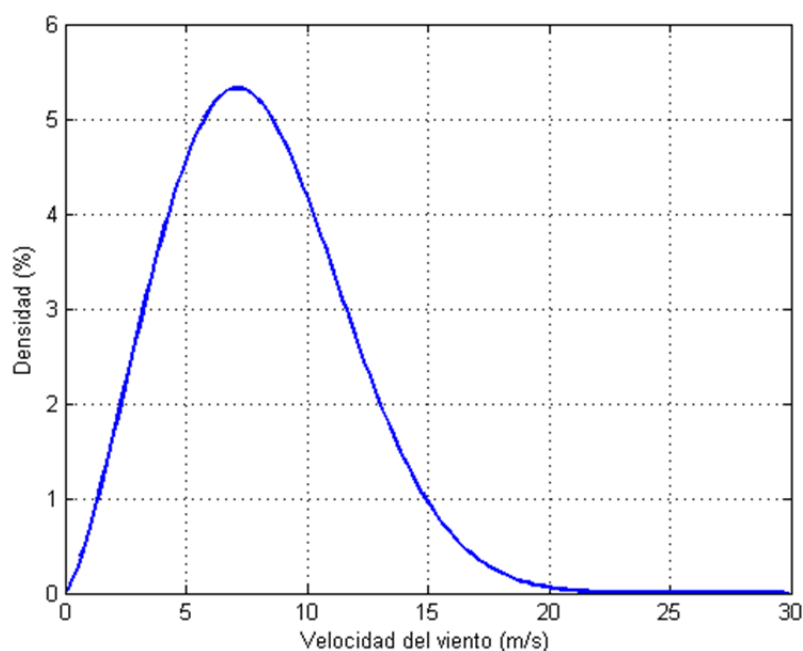
Fuente: Windographer. Elaboración propia.

Se puede apreciar que la distribución de probabilidad del viento en un emplazamiento no es simétrica, es decir, son escasos los vientos fuertes y bastante más comunes los suaves o medios.

La velocidad media se obtendría sumando el producto de cada intervalo diminuto de velocidad por la probabilidad de obtener esa velocidad.

En la figura 2.4 que se enseña a continuación se muestra la distribución de Weibull para el caso de 65 metros de altura.

Figura 2.4: Distribución de Weibull a 65 metros de altura



Fuente: Windographer. Elaboración propia.

Estas distribuciones sirven para estimar la producción energética de un aerogenerador, al igual que los histogramas, ajustándose a partir de la serie temporal de datos de viento. En definitiva, el objetivo de la campaña de medidas de viento es caracterizar el recurso eólico disponible en una zona determinada en la que se está interesado en proyectar un parque eólico. Esta campaña debe planificarse teniendo en cuenta las características del terreno y las variaciones temporales del viento. En cualquier caso, es recomendable medir, al menos, durante un año para considerar estas posibles variaciones.

A partir de la información del software, se crea una tabla que muestra las probabilidades de velocidad de viento que habrá en intervalos de 1m/s, y la cantidad de horas al año que habrá de ese intervalo.

Tabla 2.3: Probabilidad de velocidad de viento y horas anuales con estas probabilidades.

Velocidad (m/s)	< 3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	> 14	Total
Porcentaje	6,45	6,45	8,54	10,34	10,81	11,14	10,33	9,17	7,33	5,89	4,35	3,17	6,03	100
Horas	565	565	748	906	947	976	905	803	642	516	381	278	528	8760

Fuente: Windographer. Elaboración propia.

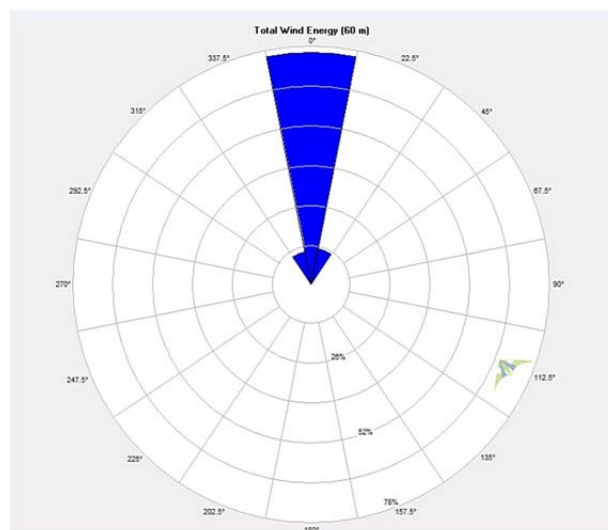
4.3- Distribución de dirección de viento

Las características direccionales del viento son de gran importancia, especialmente para la ubicación de máquinas eólicas en terrenos no uniformes, así como el emplazamiento de varias máquinas formando un conjunto (parques eólicos), e incluso para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

La representación más habitual de distribución direccional del viento es la llamada rosa de vientos, que representa el porcentaje de tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección o también puede representar la velocidad media en cada dirección y la distribución direccional de la energía. Ésta última proporcionará una idea de que direcciones son las más energéticas en el emplazamiento seleccionado, y, por tanto, las más atractivas desde el punto de vista de potencial eólico.

Esta información de dirección del viento es continua de 0 a 360°, por tanto esto se discretiza en 16 sectores de dirección del viento de 22,5 grados cada uno y si se pondera anualmente nos dará la velocidad media del viento en dicha dirección. En la figura 2.5 se muestra la rosa de vientos general perteneciente al sensor del parque de medición de Qollpana;

Figura 2.5: Rosa de vientos medios anuales

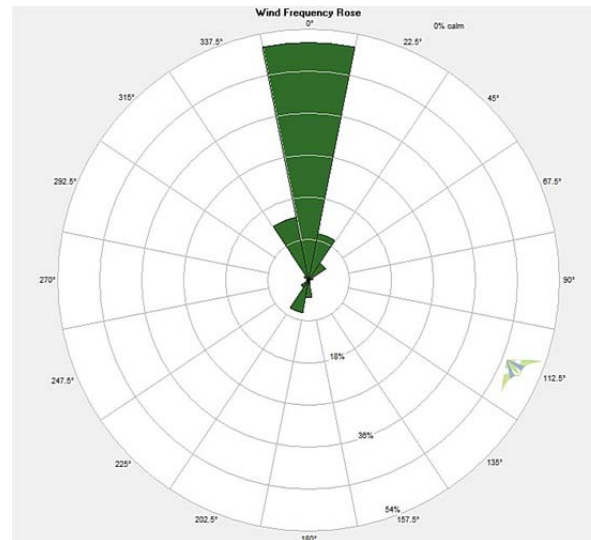


Fuente: Windographer. Elaboración propia.

Según la figura 2.5 se aprecia que la dirección del viento predominante en la torre de medición es norte (N).

En segundo lugar, hay que estudiar las frecuencias anuales de esas velocidades, eso se ve en el siguiente gráfico sectorial (Rosa de direcciones medias anuales del viento), en este caso se puede comprobar que las direcciones donde mayor frecuencia de viento hay coincide con las direcciones donde mayor velocidad de viento hay.

Figura 2.6: Rosa de direcciones medias anuales



Fuente: Windographer. Elaboración propia.

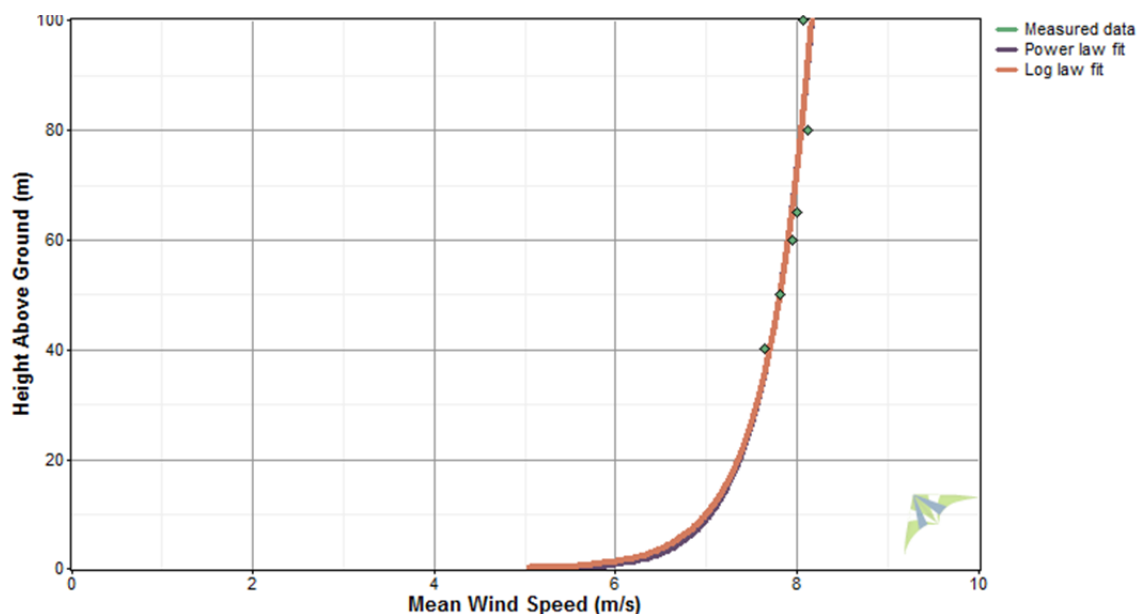
Al combinar la rosa de vientos y la rosa de direcciones medias anuales del viento, se obtiene la rosa de energía y representa como es la producción energética según la dirección. Es muy representativo e indica que porcentaje de energía se produce en el parque según cada una de las direcciones del viento. En este caso no se hace la combinación, ya que el resultado es obvio, quedando una dirección puramente norte.

La dirección predominante del lugar, es debida a la orografía de éste, ya que se encuentra en una depresión entre dos vertientes, creando así un corredor de viento. La dirección del viento es un factor muy importante a la hora de diseñar un parque eólico, ya que habrá que tener en cuenta el efecto estela que se pueda generar entre aerogeneradores.

4.4- Curva de alturas

Introduciendo los datos estadísticos del viento a diferentes alturas en el software Windographer, se puede observar la curva del perfil de alturas del viento, que se muestra a continuación;

Figura 2.7: Curva del perfil de alturas del viento



Fuente: Windographer. Elaboración propia.

La variación vertical del viento está estrechamente relacionada con los gradientes verticales de temperatura, es decir, con la estabilidad atmosférica. Se han determinado expresiones empíricas, como la ley potencial o la ley logarítmica, que son dos fórmulas distintas de extrapolación de la velocidad del viento a diferentes alturas.

La expresión más simple es la ley de la potencia, o también llamada ley exponencial de Hellmann que relaciona las velocidades de dos alturas cualesquiera y es expresada en la ecuación siguiente:

$$v = v_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad [5]$$

donde v es la velocidad a la altura H , v_0 la velocidad a la altura H_0 (frecuentemente referida a una altura de 10 m) y α es el coeficiente de fricción o exponente de Hellman. Este coeficiente está en función del tipo de terreno sobre el cual se está midiendo la

velocidad del viento, frecuentemente se toma como un valor de 1/7 para terrenos abiertos.

El exponente α varía con la altura, hora del día, época del año, naturaleza del terreno, velocidades de viento y temperatura, como se ha comprobado en análisis realizados en varias partes del mundo. Hay tablas de valores del exponente de Hellmann, que se dan en función de la rugosidad del terreno, como la mostrada a continuación;

Tabla 2.4: Exponente de Hellman en función del tipo de terreno

Tipos de terreno	Coefficiente de fricción
Lagos, océano, superficies suaves y duras	0,1
Césped	0,15
Terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos	0,2
Campo boscoso con muchos árboles	0,25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0,3
Área de la ciudad con edificios altos	0,4

Fuente: Análisis y Validación de metodología usada para la obtención de perfiles de velocidad de viento. (12)

La otra fórmula de extrapolación es conocida como la ley del perfil logarítmico del viento, indicada en la siguiente ecuación:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln(H/z_0)}{\ln(H_0/z_0)} \quad [6]$$

donde z_0 es llamado coeficiente de longitud de rugosidad y se da en metros, el cual depende básicamente del tipo de terreno, espaciamiento y altura de rugosidades (agua, pasto, etc.) y tiene valores desde 0.0002 hasta 1.6 o más. Estos valores pueden encontrarse en tablas, y son estimados, ya que depende de varios factores, además de la rugosidad del terreno.

Tabla 2.5: Valores de coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terreno

Tipo de terreno	Longitud de la rugosidad z(m)
Muy suave; hielo o lodo	0,0001
Mar abierto en calma	0,002
Mar picado	0,005

Superficie de nieve	0,03
Césped	0,08
Pasto quebrado	0,1
Campo preparado para cultivo	0,3
Cultivo	0,5
Pocos árboles	1
Varios árboles, hileras de árboles, pocas construcciones	2,5
Bosques, tierras cubiertas con árboles	5
Suburbios	15
Centros de ciudades con edificios altos	30

Fuente: Análisis y Validación de metodología usada para la obtención de perfiles de velocidad de viento. (12)

El software Windographer tiene la posibilidad de utilizar las dos formulas de extrapolación. En nuestro caso a pesar de que las dos expresiones dan una curva similar, usaremos la ley de la potencia.

4.5- Clase de viento

Estudiando los datos de velocidades de viento de la parte de anexos 2, se llega a la conclusión, que independientemente de la altura a la que se encuentre el buje del aerogenerador, la velocidad media anual en el emplazamiento estará aproximadamente entre los valores de 7,64 m/s y 8,07m/s. Estas velocidades son tomadas del año concreto en el que se tomaron los datos, pero ese año es considerado como un año normal, por lo que estas velocidades se dan por buenas para velocidades medias anuales.

Por otra parte en el apartado de anexos 2.1.2.4.3 se muestra el estudio de los vientos extremos en el emplazamiento. El parámetro que interesa a la hora de clasificar el tipo de viento es el de los vientos extremos en 50 años. En el caso de Qollpana, en el citado apartado de anexos podemos ver que las ráfagas máximas serán de 45,7 m/s.

Según la normativa IEC 61400, estos valores de velocidades de viento medias y el parámetro de ráfagas extremas en 50 años, señalan que el emplazamiento se clasifica como emplazamiento de clase II. Esto clasifica la zona de Qollpana como una zona con viento medio, ya que la clase I equivale a viento fuerte, y la clase III a vientos suaves.

Finalmente, en el apartado de anexos 2.1.2.4.2 se muestra el estudio de las turbulencias que tiene hecho la empresa Corani S.A. En éste, a través de los datos de intensidad de turbulencia a 15m/s I_{15} y el parámetro de la pendiente a , se llega al resultado de que la zona de Qollpana es de categoría b, esto es, el emplazamiento contiene bajas turbulencias.

4.5- Otros datos relevantes

Otro dato relevante para el estudio del recurso eólico es la densidad del aire, algo fundamental. La densidad del aire varía con la temperatura, y con la altura. Este emplazamiento tiene se encuentra situado a una altitud de 2732 metros sobre el nivel del mar. Esto sugiere que habrá que hacer correcciones por densidad para estimar la producción energética del parque, ya que las curvas de potencia de los aerogeneradores están en condiciones estándar.

La densidad media en este emplazamiento es de $0,883\text{kg/m}^3$, considerando despreciable la diferencia de densidad que puede haber entre el suelo y la altura a la que estará el buje.

Estos datos son promedios anuales obtenidos de la estación meteorológica, está claro irán variando a lo largo del año, pero han sido tenidos en cuenta en la elaboración del modelo.

Para tener en cuenta el efecto de la densidad, se ha recurrido a introducir la curva de potencia en el programa Windographer, programa que es capaz de modelar la salida de una turbina teniendo en cuenta todos los factores. Dispone de un módulo de cálculo de curvas de potencia así como una base de datos de las características técnicas de los modelos de aerogenerador comerciales más utilizados.

CAPÍTULO 3: UBICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

1- CRITERIOS DE ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

En la etapa de selección del emplazamiento debe atenderse de forma general a los siguientes criterios:

→ *Características eólicas del emplazamiento*

- Velocidad media del viento lo más elevada posible.
- Ausencia de rachas fuertes y frecuentes.
- Viento laminado con la mínima turbulencia posible.
- Viento con dirección predominante.
- Ausencia de calmas duraderas.

→ *Condiciones del terreno:*

- Presentar la menor rugosidad posible y por tanto estar libre de obstáculos en un radio de unos 500 m alrededor del parque.
- Mantener una distancia entre aerogeneradores del orden de unos diez diámetros en la dirección del viento dominante y de tres a siete diámetros en la dirección perpendicular al mismo.
- Presentar un nivel de complejidad lo menor posible. Colinas suaves y de baja rugosidad.
- Conviene, que el lugar no esté próximo a núcleos habitados para evitar el impacto paisajístico y sonoro que pudiesen producir los aerogeneradores.
- Para la construcción y diseño de un parque eólico la accesibilidad a la zona es un factor fundamental a la hora de elegir el emplazamiento. Si un gran porcentaje del presupuesto dedicado al parque eólico es para la construcción de la vía de acceso a éste, el proyecto dejará de ser viable económicamente. Por lo tanto, que la zona de interés tenga un acceso adecuado es uno de los factores más importantes a la hora de elección del emplazamiento.

→ *Proximidad a las redes eléctricas de interconexión:*

- Conviene que el parque eólico se sitúe cerca de la red de alta tensión a fin de disminuir los costes de inversión en el sistema de interconexión y minimizar las pérdidas por transporte.

→*Impacto medioambiental:*

- Se debe contemplar el impacto sonoro que puede ocasionar sobre poblaciones cercanas, el impacto paisajístico, efectos sobre la flora y fauna y las posibles interferencias sobre ondas de radio, televisión o telefonía.

2- JUSTIFICACIÓN DE ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

Después de la fase de medición de datos, se ha llegado a la conclusión de que la zona de Qollpana posee un gran potencial eólico. Esto es, la velocidad media de la zona se encuentra entre 7,64 m/s y 8,07m/s, por lo que se considera una zona de clase IEC II, zona con viento medio. Junto al gran potencial eólico, los datos recogidos por la “estación de medición de Qollpana” indican que el viento en el emplazamiento tiene una dirección muy predominante hacia el norte debido a que la zona está ubicada en un corredor de viento en una depresión entre dos vertientes. Este factor es considerado favorable para la instalación de parques eólicos.

Las condiciones del terreno son óptimas, ya que el terreno es suave y presenta baja rugosidad en la zona. Además es un terreno orográficamente óptimo para la circulación del viento, debido al corredero de viento formado entre dos depresiones. Cerca del emplazamiento no hay núcleos habitados a los cuales pueda afectar la contaminación paisajística ni la contaminación sonora que pueda producir el parque.

Uno de los problemas de este emplazamiento se encuentra en el acceso a la zona de interés. A pesar de que actualmente el estado de las carreteras de Bolivia no sea bueno, la carretera antigua que une Cochabamba con Santa cruz permite el transporte de las diferentes piezas que conforman el aerogenerador hasta la zona de acceso a Qollpana. Se puede observar el estado actual de las carreteras principales del país en el segundo

apartado de Anexos 1. Estudiando el mapa se llega a la conclusión que independientemente del lugar del que accedan al país las piezas, se pueden transportar hasta el punto de acceso al parque de la antigua carretera Cochabamba- Santa Cruz.

El problema se encuentra en el tramo que une el punto de acceso desde la carretera antigua a la zona concreta de interés. Como en todos los proyectos eólicos, las carreteras no se encuentran bien acondicionadas para el transporte de la maquinaria necesaria. Por tanto, en primer lugar será necesario el correcto acondicionamiento de estos caminos.

El proyecto que ha presentado la empresa Qollpana de dos aerogeneradores GoldWind de 1.5 MW de potencia, la inyección del parque eólico a la red, está proyectada a una red eléctrica que une Cochabamba con los pueblos de los alrededores de Epizana. Debido a la debilidad de esta red eléctrica, el proyecto real ha tenido que buscar alternativas para la inyección de la electricidad en la red. Este problema se mostrará con más detalle en un capítulo posterior.

3- SITUACIÓN GEOGRÁFICA

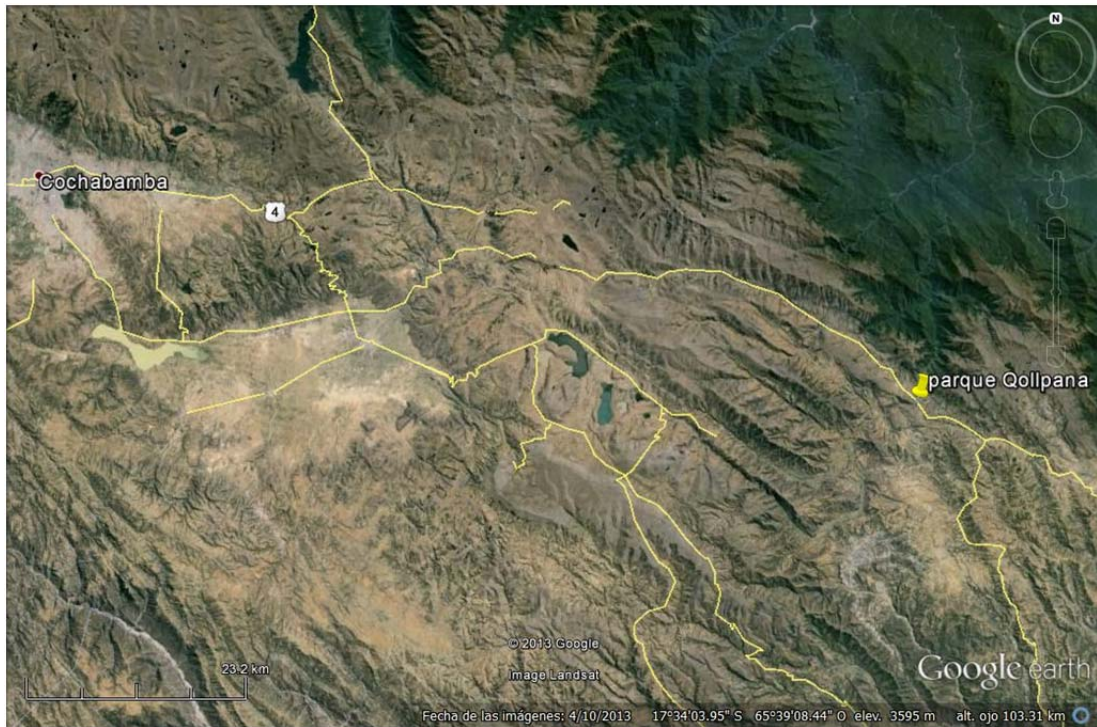
El proyecto del parque eólico se referencia a la zona de valles mesotermicos andinos que se encuentran en el Estado Plurinacional de Bolivia. Concretamente en una región cercana al municipio de Monte Puncu en el departamento de Cochabamba, Bolivia. Esta zona está a aproximadamente a 126 Km desde Cochabamba en dirección a Santa cruz por la antigua carretera, en una zona llamada Qollpana. Las coordenadas aproximadas del lugar son;

Latitud: 17° 37' 48" S

Longitud: 65° 17' 02" O

La ubicación geográfica de la zona de interés se puede observar en la Figura 3.1, donde se aprecia la zona seleccionada para el parque eólico. Se puede apreciar que está muy próxima a la carretera antigua que une Cochabamba con Santa cruz.

Figura 3.1: Ubicación del parque eólico 1



Fuente: Google earth

También se muestra en la Figura 3.2, la zona de Qollpana desde una perspectiva más cercana, donde se aprecia la ubicación del parque en referencia al municipio más cercano, Monte Puncu.

Figura 3.2: Ubicación del parque eólico 2



Fuente: Google earth

Esta región está a una altitud de 2757 metros sobre el nivel del mar. La zona tiene una temperatura media anual de 14,4°C y una presión media de 731,9hPa. Con estas condiciones tenemos una densidad media de 0,887161 kg/m³. Estos parámetros pueden observarse en la parte del sumario correspondiente al apartado 2.1.2.1 de los anexos.

La zona concreta es una depresión de la superficie terrestre entre dos vertientes, que hacen del lugar un corredor de viento que permite que el lugar tenga un alto potencial eólico.

CAPÍTULO 4: AEROGENERADOR

1- INTRODUCCIÓN

Las modernas turbina eólicas son sistemas capaces de transformar, de forma eficiente, la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica en un eje. Esta energía se puede aprovechar, o bien directamente, en instalaciones aisladas para aplicaciones de bombeo o, como es habitual, en sistemas de producción de energía eléctrica.

En este capítulo se muestra todo lo referente a los aerogeneradores del proyecto.

Para ello, en un primer apartado, se describe el marco teórico, explicando el concepto de diseño de los aerogeneradores, y se cita los componentes que tienen las turbinas eólicas en general.

El segundo apartado, se aclaran los criterios que se seguirán a la hora de hacer la elección del modelo de aerogenerador para el proyecto.

En el siguiente apartado se siguen los pasos mencionados en el apartado anterior, llegando a hacer la selección de el modelo de turbina, y por tanto, del tipo de parque eólico y sus características.

En el último apartado de este capítulo, se hace la descripción técnica del modelo de aerogenerador que ha sido considerado como el mejor para el emplazamiento.

2- MARCO TEÓRICO

Las modernas turbina eólicas son sistemas capaces de transformar, de forma eficiente, la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica en un eje. Esta energía se puede aprovechar, o bien directamente, en instalaciones aisladas para aplicaciones de bombeo o, como es habitual, en sistemas de producción de energía eléctrica.

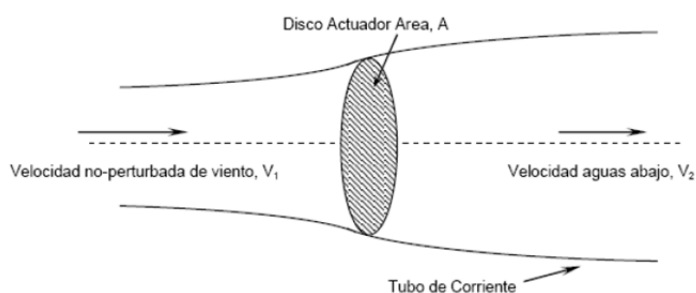
A lo largo de la historia de la energía eólica, han sido muchas las turbinas que se han diseñado para aprovechar la energía del viento, sin embargo, la tecnología de aerogeneradores para producción de energía eléctrica ha evolucionado hacia máquinas de tres palas, orientadas a barlovento, con torre tubular y sistemas de orientación activos. Estas características se pueden considerar comunes en los aerogeneradores actuales, sin embargo, existen diferencias significativas en aspectos relativos al tipo de generador eléctrico y los sistemas de control del aerogenerador.

2.1. *Conceptos de diseño de aerogeneradores*

La potencia en el viento soplando con una velocidad v a través de un área A perpendicular a v , se describe en la fórmula [1].

Las aproximaciones teóricas a la extracción de energía del viento comenzaron a realizarse con la Teoría de Momento Axial, propuesta por primera vez por Rankine en 1865. Esta teoría propone que la potencia es extraída por medio de un disco actuador en el cual se produce una caída súbita de presión en el fluido en contacto con el disco sin ningún cambio en la velocidad axial del fluido. Al localizar un disco actuador simple con un número infinito de palas en una corriente de flujo, el flujo de aire no perturbado en frente al disco experimenta una reducción en la velocidad debido a la presencia del disco. Al ocurrir una caída de presión a través del disco, la velocidad del aire se disminuye y consecuentemente el tubo de corriente se expande (Ver figura 4.1).

Figura 4.1: Representación de tubo de corriente y disco actuador



Fuente: Sección de imágenes de Google

En esta teoría, se asume que el flujo de corriente en el tubo de corriente es unidireccional, enteramente axial, incompresible y sin viscosidad.

Combinando los principios de conservación de energía y momento, se puede determinar la máxima potencia extraída por el disco actuador.

Es fácil demostrar que:

- La velocidad del aire a través del disco actuador es el promedio aritmético de la velocidad no perturbada v_1 y la velocidad aguas abajo v_2 .

$$\text{---} \quad [7]$$

- La potencia extraída por el disco se puede expresar como:

$$\text{---} \quad [8]$$

- La máxima potencia extraída ocurre cuando:

$$\text{---} \quad [9]$$

En otras palabras, la condición de máxima extracción de energía eólica se cumple cuando el disco actuador experimenta $2/3$ de la velocidad no perturbada del viento y la velocidad aguas abajo es $1/3$ de v_1 .

Así pues, la máxima potencia extraída por el disco actuador es:

$$\text{---} \quad [10]$$

El factor $16/27$ es ampliamente conocido como el Coeficiente de Betz, quien por primera vez lo deduce en 1926. Con esta última ecuación se define el Coeficiente de

Rendimiento de Rotores Eólicos (C_p), el cual es la relación entre la potencia extraída por el disco actuador y la potencia disponible en el viento en un tubo de corriente con la misma área (A) del disco.

$$\text{Entonces: } C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A v_1^3} \quad [11]$$

y el límite de Betz es $C_p = \frac{16}{27} = 59,3\%$

Este límite se debe interpretar como que el disco actuador no puede extraer el total de la energía del viento, ya que debe dejar fluir el viento, representada en una cierta cantidad de energía cinética que no se puede aprovechar. Igualmente con las simplificaciones realizadas en esta sencilla teoría es previsible que el límite de Betz, sea el límite teórico de extracción de energía eólica de rotores reales, por lo tanto sus coeficientes de rendimientos serán menores al límite de Betz.

2.2. Componentes de un aerogenerador

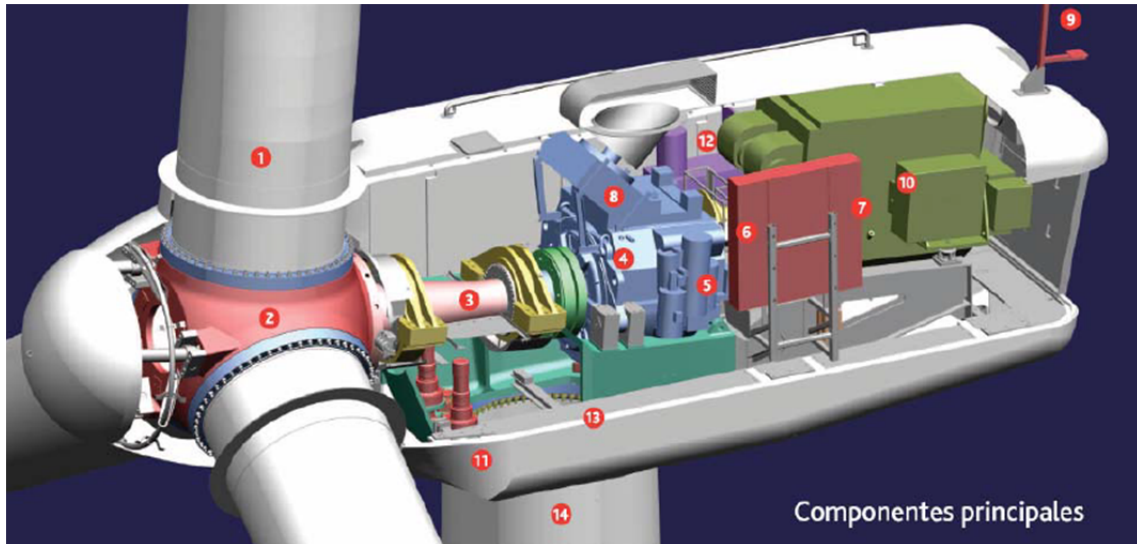
Para la realización transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, se requiere de la cooperación de tres sistemas principales: el sistema rotor, la góndola y el sistema de torre y fundamentos (3).

El sistema rotor se compone de las palas, que transforman la energía eólica en energía mecánica, y el centro del rotor, que alberga los mecanismos de posicionamiento de las palas y el eje que transmite la energía mecánica a las siguientes fases de la transformación de energía.

En la góndola se encuentra el tren de potencia, encargado de la transformación de energía mecánica en eléctrica, compuesto por una posible caja de cambios (multiplicador de revoluciones), el generador eléctrico, rodamientos, frenos, sistema de orientación de la góndola, sistemas hidráulicos, sistemas de refrigeración y los equipos de control del aerogenerador, aunque estos últimos pueden ubicarse también en la base de la torre.

El sistema de torre y fundamentos son los encargados de resistir las fuerzas y momentos generados por el sistema rotor y anclar toda la instalación al suelo. La torre es también el componente que permite al rotor encontrar la altura óptima para su mejor funcionamiento.

Figura 4.2: Componentes principales de un aerogenerador típico



Fuente: Sección de imágenes de Google

- | | | | |
|---|-------------------------------|----|----------------------------------|
| 1 | Pala del rotor | 8 | Sistema de refrigeración |
| 2 | Buje | 9 | Sistema de medición eólica |
| 3 | Eje principal | 10 | Generador |
| 4 | Multiplicadora | 11 | Sistema de yaw (posicionamiento) |
| 5 | Freno de disco | 12 | Sistema hidráulico |
| 6 | Acoplamiento con el generador | 13 | Rodamiento del yaw |
| 7 | Sistema de control | 14 | Torre |

2.2.1. Rotor eólico

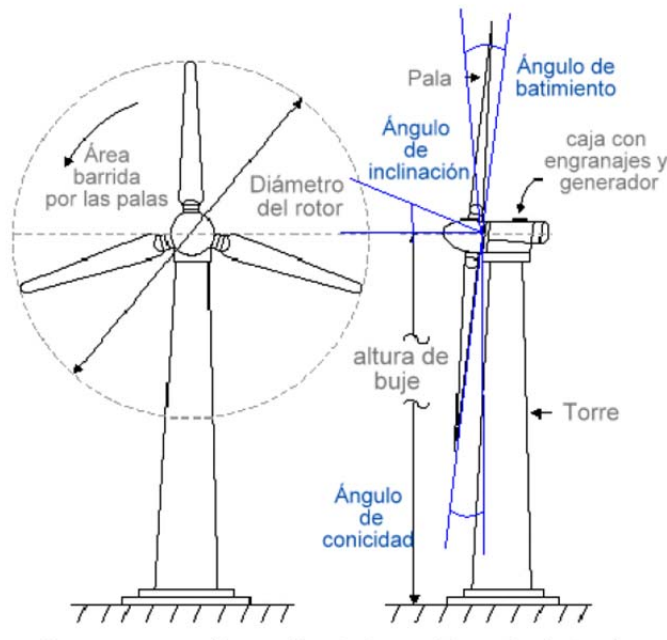
El rotor eólico es el conjunto de componentes del aerogenerador que giran fuera de la góndola. Estos componentes son las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de la pala.

El tipo de rotor más adecuado en turbinas eólicas diseñadas para producir energía eléctrica es el rotor tipo hélice cuyo principio de funcionamiento aerodinámico y estructural es similar al de las hélices utilizadas en la tecnología aeronáutica.

Los parámetros más importantes relacionados con el rotor eólico se muestran en la figura 4.3, que son:

- **Ángulo de conicidad:** es el ángulo que forma el eje longitudinal de la pala con respecto al plano normal del eje de giro del rotor. Esta disposición de la pala hace que las fuerzas centrífugas originadas en la pala contrarresten los esfuerzos aerodinámicos de empuje.
- **Distancia libre entre la punta de pala y la torre (*clearance*).** Esta distancia depende del ángulo de conicidad, de la deformación elástica de la pala cuando esté cargada y del ángulo de inclinación del eje de rotación.
- **Ángulo de inclinación.** Este ángulo aumenta la distancia libre entre la punta de pala y la torre, pero debe ser necesariamente pequeño ya que reduce el área barrida por el rotor (proyección sobre un plano vertical de la superficie generada por las palas en su movimiento de giro).
- **Ángulo de batimiento.**

Figura 4.3: Configuración de las turbinas de eje horizontal



Fuente: Sección de imágenes de Google

Otro de los componentes del rotor es el buje, que es el elemento de unión de las palas con el sistema de rotación. Los bujes pueden ser rígidos o basculantes. En los primeros

la pala está fija rígidamente al eje de giro, en cambio, en los segundos el buje está conectado al tren de potencia a través de un apoyo que les permite pivotar libremente.

Los aerogeneradores de mediana y gran potencia (> 500 KW) utilizan mecanismos de cambio del ángulo de paso de pala (ángulo que forma la línea de sustentación nula con el plano de giro) para controlar el par de arranque y el par de frenado, y limitar la potencia. Estos mecanismos pueden ser hidráulicos o eléctricos e individuales o colectivos.

Tecnología de palas

Número de palas del rotor

Se pueden encontrar aerogeneradores con un número de palas comprendido entre una y cuatro. En general, un menor número de palas permite mayores velocidades de giro del rotor. Mayores velocidades de giro del rotor permiten que tanto el generador como la multiplicadora (si decide utilizarse) sean de menor peso y tamaño. Lo que reduce los costes. En contraposición se tiene que el ruido producido es proporcional a la velocidad de punta de pala, por lo que no se deben aumentar excesivamente las velocidades de giro. La velocidad en punta de pala no debe superar los 80 m/s, por lo que en aerogeneradores de gran tamaño será necesario no tener velocidades de giro muy altas.

Aerodinámicamente, el rendimiento aumenta con el número de palas, aunque se encuentra que a partir de tres palas el incremento es muy pequeño, por lo que no suele ser rentable económicamente añadir una cuarta pala, ya que el coste de la pala respecto al total es del orden del 20 %.

La opción monopala representa ventajas económicas frente a las demás, y permite velocidades de rotación mayores. Sin embargo, proporciona menos energía que un generador análogo bipala y produce mucho ruido. Requiere de un contrapeso en el lado diametralmente opuesto para evitar asimetría de cargas, aunque siempre existirá una asimetría en las fuerzas aerodinámicas que aumentará las cargas de fatiga.

Los rotores bipala están ampliamente implantados en Estados Unidos. Frente a la solución más comúnmente aceptada en Europa de los rotores tripala, presenta ventajas en cuanto a costes y peso (se ahorra una pala y los sistemas asociados a ella) y facilidad de montaje. Como inconvenientes pueden citarse que tienen un mayor impacto visual sobre el paisaje, aparecen mayores cargas asimétricas (lo que los hace más complejos y sonoros) y son más sensibles a las vibraciones que los tripala.

Figura 4.4: A la izquierda: Conjunto de aerogeneradores monopala. A la derecha: aerogenerador bipala



Fuente: Sección de imágenes de Google

La solución tripala es la más desarrollada. Presenta considerables ventajas frente al resto de opciones. En cuanto a la producción de potencia, ésta presenta muy pocas oscilaciones durante cada vuelta. En lo referente a las cargas que aparecen, existe un mejor equilibrio de fuerzas giroscópicas y los problemas de vibraciones se reducen, permitiendo el uso de bujes más simples y rígidos. A esto se une una mayor suavidad de funcionamiento y un menor impacto visual. Sin embargo, suelen ser más pesados, complejos y difíciles de instalar.

Los aerogeneradores con cuatro palas son más pesados y más caros debido al mayor número de palas, pero tienen ventajas en cuanto a la emisión de ruido y a su diseño, que es relativamente sencillo.

Materiales y características estructurales de las palas

El material compuesto más utilizado en la fabricación de palas es la fibra de vidrio con resina de poliéster. Este material tiene gran versatilidad de fabricación y buenas propiedades estructurales y de resistencia a fatiga. Asimismo, tiene también un bajo

coeficiente de dilatación y una reducida conductividad térmica, lo que hace que estos materiales sean especialmente interesantes para la protección del sistema frente al rayo.

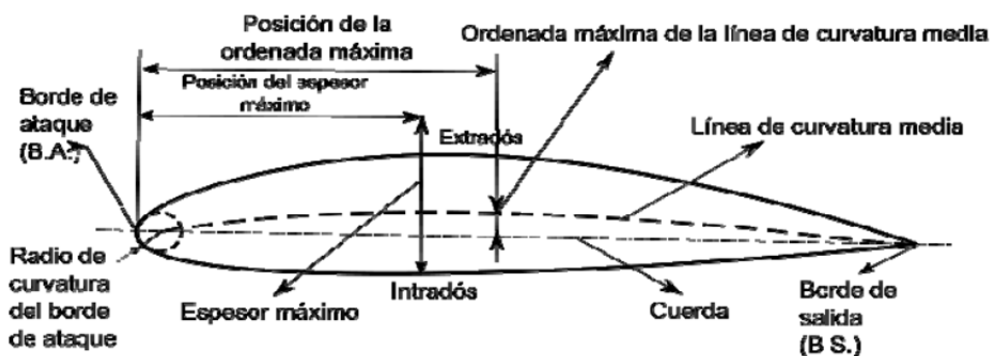
Otro material más reciente es la fibra de carbono con propiedades idóneas para las palas pero su precio es muy elevado para aplicaciones eólicas.

Los parámetros que se han de tener en cuenta a la hora de seleccionar los materiales de las palas son el peso específico (g/cm^3), el límite elástico $\sigma(\text{N/mm}^2)$, el módulo de elasticidad $E(\text{KN/mm}^2)$ y la resistencia a fatiga (N/mm^2).

Existen básicamente dos conceptos en cuanto a la geometría de la sección de la pala.

El la figura 4.5 se puede ver la geometría de un perfil aerodinámico (sección de pala).

Figura 4.5: Geometría de un perfil aerodinámico



Fuente: Sección de imágenes de Google

El más tradicional, está construido por un larguero, que es el elemento resistente, embebido dentro del perfil. La otra opción es construir un revestimiento resistente que soporte directamente las cargas.

La estructura de larguero resistente consiste en un larguero hueco, normalmente de sección rectangular construido con fibra de carbono y epoxi, rodeado por dos conchas que configuran el perfil, generalmente fabricadas con fibra de vidrio y epoxi. El larguero es el que soporta la mayor parte de las cargas. Hacia la punta de la pala, es normal encontrar estructuras tipo sándwich (estructuras de materiales compuestos obtenidas ensamblando dos láminas delgadas y de alta resistencia a una placa gruesa central de

material ligero y de bajas características mecánicas) para aumentar la rigidez de la misma.

En el otro tipo de estructura la resistencia necesaria se obtiene construyendo un revestimiento resistente intercalando láminas de madera y de carbono. Esta disposición es posible debido a que las deformaciones que sufren en el carbono y la madera cuando son sometidos a cargas son similares, lo que no ocurre entre la fibra de vidrio y la de carbono. Se fabrican el extradós (superficie exterior curva de la pala) y el intradós (superficie interior curva de la pala) de la pala por separado. Posteriormente, las dos conchas se pegan por el borde de ataque, por el de salida y por el centro para conseguir la rigidez necesaria. Las palas así construidas soportan mejor las cargas, sobre todo las de fatiga.

2.2.2. Sistema de regulación de potencias

La aeroturbina comienza a dar potencia a partir de una velocidad del viento que permite vencer sus pérdidas de potencia internas a la velocidad de giro mínima requerida para la generación eléctrica. A partir de ese momento resulta interesante controlar el paso de las palas, si éstas disponen de mecanismo de variación de paso, con el objeto de orientar óptimamente las palas al viento. Otra posibilidad adicional o sustitutoria es que sea posible ir aumentando la velocidad de giro del rotor a medida que aumenta la velocidad del viento, lo cual permite asimismo mejorar el rendimiento de extracción, pero dificulta el uso de la maquinaria eléctrica. Es necesario evitar sobrecargar el tren de potencia de la aeroturbina, fundamentalmente por par motor. Es necesario también evitar una velocidad de giro excesiva que ocasione sobreesfuerzos centrífugos.

Finalmente han de respetarse los límites de funcionamiento del generador, generalmente régimen de giro e intensidad. En consecuencia, debido a la inconstancia del viento es necesario disponer de métodos pasivos o activos de control del aerogenerador.

El sistema de control más necesario es el de protección frente al exceso de viento.

Fundamentalmente existen tres tipos:

- Control por cambio de paso o también llamado pitch control.
- Control por pérdida aerodinámica, el que se divide en dos grupos.

El control por cambio de paso (*pitch control*) se encuentra frecuentemente en los aerogeneradores de gran potencia, pues al resultar caro y complejo se puede justificar al permitir ganancias apreciables de potencia. Frente a vientos intensos ofrece protección efectiva al permitir colocar las palas en bandera (en dirección al viento). Las palas en este sistema son móviles, y para regular la potencia se aumenta el ángulo de paso, en lugar de reducirlo, como sucede en el control por pérdida aerodinámica activo. Con el objeto de reducir los inconvenientes del sistema de cambio de paso en toda la pala se explora realizarlo solamente en punta de pala, incluso con mecanismos autónomos y se emplea en algunos aerogeneradores. Las menores cargas que origina el control de cambio de paso, permite reducir el peso de la caja de engranajes.

Figura 4.6: Ejemplo del control por cambio de paso



Fuente: Sección de imágenes de Google

El control por pérdida aerodinámica pasiva (*stall control*) consiste en usar un fenómeno natural de los perfiles aerodinámicos, que consiste en una brusca disminución de la sustentación (fuerza que hace girar las palas) y asociada a ello un también brusco aumento de la resistencia (fuerza que se opone al giro de las palas). Esto ocurre cuando el ángulo de ataque de la corriente incidente al perfil sobrepasa un cierto valor, siendo debido al desprendimiento de la corriente de la superficie del perfil. Así, si un rotor gira

a velocidad constante, lo cual es muy frecuente, como es el caso de disponer de generador de inducción, al aumentar la velocidad del viento aumenta el ángulo de ataque, con lo que a partir de una cierta velocidad aparece la pérdida aerodinámica, limitándose de forma natural el par que aparece en el eje. Debido a que puede resultar insuficiente, se añaden frenos aerodinámicos.

La entrada en pérdida ocasiona vibraciones que hace que el conjunto móvil haya de ser reforzado.

En el control por pérdida aerodinámica activa (*active stall control*) las palas son móviles. Para controlar la potencia, a medida que aumenta la velocidad, se disminuye el ángulo de paso, lo que equivale a aumentar el ángulo de ataque y llevar las palas a la zona de pérdida. Las ventajas de este sistema son que se favorece el arranque y que durante la operación estacionaria las cargas son bajas. Sin embargo, al aumentar la velocidad, las cargas crecen rápidamente.

2.2.3. Sistema de transmisión

El sistema de transmisión o tren de potencia lo constituyen todos los elementos y componentes de la turbina que transmiten par mecánico al eje de giro.

Todavía, en la mayoría de los diseños, la velocidad de giro de la turbina no se corresponde con la velocidad de giro del generador y es necesario incluir una caja multiplicadora. El cuerpo de baja velocidad de este elemento se acopla al rotor eólico a través del eje primario o eje lento y el cuerpo de alta velocidad al generador eléctrico mediante el eje secundario o eje rápido.

Las funciones del tren de potencia no se limitan a transmitir la potencia mecánica con el mayor rendimiento posible, sino que sus componentes deben estar diseñados para soportar los esfuerzos de empuje transmitidos por el rotor eólico. Por otra parte, un diseño del tren de potencia debe garantizar que todos sus elementos sean de fácil montaje y sustitución en caso de avería.

En la actualidad una solución prometedora es el empleo de generadores multipolares directamente acoplados, es decir, sin caja multiplicadora. Excluir del diseño del tren de potencia al multiplicador de velocidad es una ventaja ya que este elemento está sometido a esfuerzos cíclicos que provocan fatiga de sus componentes y reducen su vida útil, siendo el elemento que está sujeto a mayor mantenimiento de todo el aerogenerador. Este tipo de cargas se reduce variando la velocidad de giro de la turbina. Al variar ésta, el rotor actúa como un volante de inercia capaz de almacenar parte de la energía mecánica introducida en el sistema en energía cinética de rotación.

Existen dos formas de conseguir que el sistema gire a velocidad variable, mediante convertidores electrónicos entre el generador y la red, y usando cajas de transmisión variable y generadores electrónicos conectados directamente a la red.

La configuración del sistema de transmisión está condicionada por la posición del rotor. Este conjunto de elementos se encuentra en la parte superior de la torre a una altura que debe ser en cualquier caso superior a la mitad del diámetro de la turbina.

La caja multiplicadora y el generador eléctrico están detrás del rotor eólico y dentro de la góndola, lo que hace que el peso del tren se centre en la parte superior de la torre, haciendo más complicado el mantenimiento de los componentes.

Una forma de reducir el peso de la góndola es utilizar un generador eléctrico en la zona superior de la torre. Con ello se evita el problema de retorcimiento de los cables de potencia durante los procesos de orientación. Pero hay inconvenientes, se necesita una caja multiplicadora más compleja con engranajes cónicos.

La solución más radical para reducir el problema de peso excesivo en la góndola es ubicar los componentes del tren de potencia en la base de la torre. Esta opción implica que el eje lento debe tener una longitud similar a la de la altura de la torre. Una alternativa a este diseño es mantener la caja multiplicadora en la góndola y el generador en la base de la torre. En cualquier caso, la excesiva longitud de los algunos de los ejes de acoplamiento hace que aparezcan problemas de vibraciones.

El diseño de los apoyos sobre los que se sustentará el eje de giro del rotor y su integración en el tren de potencia y en la estructura de la góndola es un punto fundamental en el diseño mecánico de una turbina.

Freno mecánico

La función del freno mecánico es la de mantener bloqueado el eje de giro durante la puesta en marcha y mantenimiento del aerogenerador. Además del freno mecánico, en periodos de reparación también se colocan unos pernos, para impedir el giro, entre el freno y la góndola.

El freno mecánico también se puede utilizar como freno secundario de apoyo al freno aerodinámico que incorporan las turbinas de cierta potencia.

En turbinas de elevada potencia (cercasas al MW) el freno mecánico se utiliza sólo para funciones de bloqueo ya que un diseño de este componente durante procesos de parada supondría unas dimensiones del disco de frenado excesivamente grandes.

La constitución física del freno consiste en un disco que gira solidario al eje de transmisión y unas zapatas de frenado que rozan con el disco cuando se activan ya sea por vía eléctrica, hidráulica o neumática.

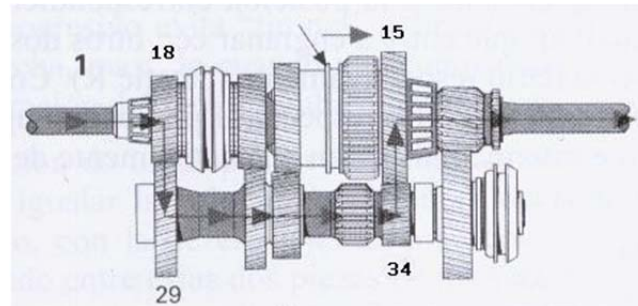
Uno de los aspectos más relevantes en el diseño del freno mecánico es su ubicación en el tren de potencia. Este componente se puede colocar tanto en el eje rápido como en el eje lento. En la mayoría de los diseños está colocado en el eje que acopla la caja multiplicadora con el generador eléctrico, ya que en este eje la potencia mecánica generada por el rotor se transmite con una elevada velocidad de giro y un par reducido, lo que implica diámetros del disco de frenado reducidos.

Caja multiplicadora

La necesidad de la caja multiplicadora se justifica por el diferente régimen de giro entre el rotor y el generador eléctrico.

La mayoría de las turbinas de gran potencia cuentan con este sistema de acoplamiento, constituido por el eje de baja (giro lento), la multiplicadora y el eje de alta (giro rápido). Se puede observar el esquema de una caja multiplicadora en la figura 4.7.

Figura 4.7: Esquema de una caja multiplicadora



Fuente: Sección de imágenes de Google

Si no se coloca la multiplicadora, teniendo en cuenta las velocidades de giro típicas del rotor de los aerogeneradores (entre las 10-16 rpm), serían necesarios generadores con un número muy elevado de polos, o visto de otra manera, si se pretendiese usar generadores convencionales de 4 o 6 polos sería necesario que el rotor del aerogenerador girase a velocidades muy altas.

El parámetro de diseño más importante es la relación de transformación (cociente entre la velocidad de giro rápido y el eje de giro lento). Cuanto menor sea esta relación, menor será el tamaño de este elemento y por tanto, su coste.

Las dos únicas formas de reducir esta relación son:

- Disminuir la velocidad del generador aumentando el número de polos.
- Aumentar la velocidad de giro de la turbina en la que el diámetro esté fijado.

Existen varios tipos de cajas multiplicadoras: de engranajes rectos (en cajas de ejes paralelos con relación de multiplicación máxima) y de engranajes helicoidales (en cajas de tipo planetario, que son más caras y complicadas).

La necesidad de transmisión requiere de al menos dos o tres etapas de multiplicación.

Para dimensionarlas se debe conocer: velocidades y pares que se transmitirán y las variaciones de par bruscas, así como sollicitaciones mecánicas y esfuerzos que soportarán durante su vida útil.

En la caja multiplicadora se producen pocas pérdidas durante la transmisión y las que se producen son debidas a la fricción entre dientes del engranaje y a la fricción de rodamientos y cojinetes. El rendimiento depende del número y tipo de etapas, la potencia transmitida y la velocidad de giro (rectos: pérdidas del 2 % y planetarios: pérdidas del 1 %).

2.2.4. Torre

El parámetro de diseño más importante de una torre es la altura. Cuanto mayor es la altura, la producción de energía de la turbina aumenta, pero a su vez aumenta el coste del componente y la dificultad de instalación.

La torre debe presentar la rigidez suficiente para soportar las cargas de empuje transmitidas por el rotor eólico.

Los primeros aerogeneradores solían tener torres de celosía (estructura metálica), que son fáciles de montar y de bajo coste. La figura 4.8 muestra uno de estos tipos de aerogeneradores.

Figura 4.8: Aerogenerador con estructura de celosía



Fuente: Sección de imágenes de Google

Sin embargo, a medida que el tamaño de los aerogeneradores ha ido creciendo, se ha hecho necesario disponer de torres más altas, que perturben menos el viento y en las que además se disponga de un cierto volumen interior en el que alojar determinados

equipos. Por otro lado, las torres de celosía son poco estéticas, causando un gran impacto visual.

Actualmente, la mayoría de los grandes aerogeneradores destinados a la producción eléctrica tiene torres tubulares de acero (gran rigidez, unión de varios tramos cilíndricos (2 ó 3), en las de elevada altura diseño tronco-cónico). Este tipo de torres son mucho más estéticas que las anteriores y permiten el acceso a la góndola a través de la propia torre. En algunos casos, cuando las cargas son muy elevadas en la base de la torre y la solución tubular de acero se hace inviable por la dificultad de fabricación, es necesario un primer tramo de torre de hormigón. Por otro lado, este tipo de torres son mucho más caras y más difíciles de montar, siendo necesario en muchos casos utilizar grúas especiales para su izamiento, lo que supone un incremento del presupuesto de montaje. En la figura 4.9 se aprecia un aerogenerador con la estructura tubular.

Figura 4.9: Aerogenerador con estructura tubular



Fuente: Sección de imágenes de Google

Los criterios de accesibilidad tanto al rotor como a los equipos de la góndola son muy importantes. Las turbinas actuales de gran potencia con alturas superiores a los 60 m, disponen, a veces, de ascensor: si el diseño es tubular, en el interior de la torre y, con acceso exterior en las de hormigón.

2.2.5. Sistemas de orientación

El sistema de orientación es el dispositivo que se emplea para girar automáticamente el rotor eólico y la góndola de tal forma que la dirección del viento incidente sea lo más perpendicular posible al plano de giro de las palas.

Este sistema de orientación es activo ya que utiliza motores eléctricos o sistemas hidráulicos para efectuar el movimiento del rotor, a diferencia de otros sistemas denominados pasivos, donde las fuerzas aerodinámicas realizan las funciones de orientación.

Las turbinas a barlovento tienen sistemas activos, en cambio, las turbinas a sotavento tienen palas dotadas con un cierto ángulo que les permite orientarse de forma pasiva.

Habitualmente, los sistemas activos disponen de dos motores, uno de giro a derechas y otro de giro a izquierdas.

La velocidad de giro de orientación no debe ser demasiado elevada. Los criterios de orientación dependen del tamaño de la turbina y del viento. Normalmente, la velocidad de alineación de la góndola debe estar acotada entre valores de 0.5 grados/segundo (1 vuelta cada 12 minutos).

El sistema de orientación funciona de la siguiente manera: con la veleta se mide la dirección del viento y se comprara con el ángulo de giro de la góndola. Las acciones se realizan en función de la diferencia de ambos valores, si la diferencia es inferior a un determinado valor no se toma ninguna acción de control, si es superior, el tiempo de corrección responde a una función predeterminada. Si la diferencia es muy importante (alrededor de 50 grados), la orientación se efectúa de manera instantánea. El sistema de orientación permanece activo cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y es inferior a la velocidad de desconexión.

2.2.6. Generador eléctrico

El generador eléctrico es el elemento principal y a partir del cual se dimensionan los restantes elementos.

En aerogeneradores destinados a la producción de electricidad se pueden encontrar tres tipos de generadores: generadores de corriente continua y generadores de corriente alterna, síncronos o asíncronos (de inducción).

Los generadores de corriente continua sólo se encuentran en aplicaciones de pequeña potencia, normalmente instalaciones de aerogeneradores aislados, en los que la energía producida se almacena en baterías.

En los aerogeneradores de gran potencia se usan indistintamente generadores asíncronos (de velocidad constante) o generadores síncronos (de velocidad variable).

Los generadores asíncronos sólo tienen una velocidad de giro a la que trabajan en condiciones óptimas. Esta velocidad difiere aproximadamente en un 1 % de la velocidad de sincronismo (deslizamiento del orden del 1 %). Para velocidades diferentes el rendimiento baja notablemente por no poder acoplar la velocidad de rotación a las variaciones de velocidad de viento. No obstante, variando la resistencia del rotor del generador, se puede conseguir mayores deslizamientos (hasta del 10 %), y por tanto, optimizar el funcionamiento del rotor a velocidades de giro superiores o inferiores del orden de un 10 % de la nominal (velocidad a la que se obtiene la máxima potencia de la máquina). Son sencillos y baratos y pueden conectarse directamente a la red, presentando además cierta capacidad de sobrecarga. Sin embargo, no son autoexcitables y necesitan condensadores para corregir el factor de potencia en retraso.

Los generadores síncronos son de velocidad variable, lo que permite optimizar la captación de energía para velocidades de rotación inferiores a la velocidad nominal. Debido a que al variar la velocidad de giro del generador varía también la frecuencia de la energía eléctrica obtenida, se hace necesario un sistema de acoplamiento entre el generador y la red eléctrica, que es de frecuencia fija. Éste se establece a través de un convertidor de frecuencia, situado directamente entre el estator de la máquina y la red. El papel de dicho convertidor es independizar la frecuencia del generador de la de la red, permitiendo que la velocidad sea variable. Las ventajas de este tipo de generador son que es autoexcitable y que la potencia extraída es de muy alta calidad. Sin embargo, son más caros y costosos de mantener que los asíncronos y precisan de un sistema de amortiguamiento adicional en el tren de potencia (5).

2.3. Curva de potencia

La curva de potencia de un aerogenerador es la curva que indica que potencia eléctrica producirá un aerogenerador a una determinada velocidad de viento. La curva de potencia es el resultado de mediciones en sitio para un determinado aerogenerador. Los registros de pares de datos de velocidad de viento y potencia producida son los promedios de lecturas realizadas en un rango de tiempo, comúnmente de 10 minutos. La curva de potencia que presentan los fabricantes no es la respuesta real del aerogenerador al que corresponde, si no la regresión estadística de una dispersión de datos en un plano con ejes correspondientes a la velocidad de viento y la potencia generada (6).

Todos los componentes del aerogenerador que participan en la transformación de la energía eólica en energía eléctrica afectan la forma de la curva de potencia. Los componentes cuyas eficiencias son relevantes al momento de determinar la curva de potencia son: el rotor, la caja de cambios (multiplicador de revoluciones), el generador eléctrico, el sistema de control, el inversor y convertidor eléctrico (4).

Las curvas de potencia deben ser normalizadas para su presentación, esto significa realizar una corrección sobre las mismas para que reflejen el comportamiento del aerogenerador a nivel del mar en condiciones estándar, con una presión atmosférica de 1 [atm], temperatura de 15 °C y densidad de aire de 1.225 kg/m³.

3- CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL TIPO DE AEROGENERADOR

De una elección adecuada del modelo de aerogenerador utilizado en el emplazamiento dependerá, en buena parte, la rentabilidad final del parque eólico. Por ello, la elección adecuada del modelo del aerogenerador es considerada una de las partes más importantes de este proyecto.

Los criterios principales en los que se justifica la elección de un aerogenerador son los criterios técnicos y económicos.

Los *criterios técnicos* se consideran los conocimientos y medios para la correcta construcción del parque eólico. Estos recursos agrupan desde la construcción física del parque eólico, la potencia instalada, la clase IEC de aerogenerador hasta el mantenimiento posterior que necesitaran los aerogeneradores.

Uno de los criterios técnicos más importantes al que hay que atenerse, es la clase de viento que hay en el emplazamiento seleccionado. Según la normativa IEC 61400, el emplazamiento de Qollpana está clasificado como zona de clase IIb, lo que supone un sitio con velocidad de viento media y con bajas turbulencias. El que el emplazamiento sea de clase IEC II supone que se puede escoger entre aerogeneradores de tipo II, III y IV. El estudio de turbulencias se hace para conocer la fatiga a la que estará sometido el aerogenerador. Como el emplazamiento está caracterizado con turbulencias bajas, tanto los aerogeneradores de turbulencias bajas como de turbulencias altas podrán soportar los esfuerzos a fatiga que habrían de soportar en el emplazamiento.

Por otra parte, en el capítulo 3, se expone que el acceso al emplazamiento exacto desde la carretera antigua que une Cochabamba con Santa Cruz no está acondicionado para el transporte de piezas de grandes dimensiones. Para dar acceso a las piezas necesarias para montar un aerogenerador, se tendrá que proceder a algunas modificaciones de las carreteras que dan acceso a la zona exacta, las cuales tendrán que ser mayores o menores en función del tamaño de la mayor pieza a transportar. Sabiendo que disminuye el tamaño del aerogenerador a medida que aumenta su clase, y que interesa

que el aerogenerador sea del menor tamaño posible, se impone el criterio de que aerogenerador sea de clase IEC II.

Por motivo de las modificaciones del terreno que habrá que hacer según el tamaño del aerogenerador, se limitará la longitud de las palas, elemento de mayor longitud de los aerogeneradores. Por lo tanto, debido a la mala accesibilidad del emplazamiento, se limitará el diámetro del rotor a 90 metros.

Al ser el primer proyecto eólico que se va a construir en Bolivia, no interesa que las aeroturbinas sean excesivamente nuevas y que funcionen como experimento para los fabricantes, sino que interesa que los aerogeneradores tengan ya una experiencia probada y por tanto, un funcionamiento correcto garantizado.

Si se fija en la curva de alturas de la zona de Qollpana que se muestra en el apartado 4.4 del capítulo 2, se puede llegar a la conclusión que a partir de 65 metros de altura de buje, aumentar la altura de buje no hace que la velocidad media aumente lo suficiente (y por tanto la potencia generada) como para justificar la mayor inversión que supone este aumento. Por otra parte, por los problemas logísticos que puede haber en Bolivia, conviene, como ya se ha dicho antes, que el aerogenerador sea del menor tamaño posible. Por tanto, por motivos logísticos y económicos, se introduce el criterio de que la altura de buje del modelo de aerogenerador seleccionado, será la que menor ofrezca el fabricante.

Sabiendo que la potencia máxima que puede generar un aerogenerador depende del área de barrido que tenga éste, al limitar el diámetro del rotor, se habrá limitado la potencia nominal que pueda dar el aerogenerador. Observando los aerogeneradores del mercado, se puede llegar a la conclusión de que para un aerogenerador de 90 metros de diámetro, la turbina estará limitada a aproximadamente 2 MW de potencia nominal.

Como en la mayor parte de America latina, la red eléctrica de Bolivia tiene determinada la frecuencia a 50Hz, por lo que los aerogeneradores tendrán que inyectar la energía a la red a la misma frecuencia.

El objetivo de la empresa Corani S.A es llegar a construir un parque eólico que sea capaz de producir entre 30MW y 50MW. Para el desarrollo de este proyecto, se considerará que el parque eólico será de $40\text{MW} \pm 1\text{MW}$.

Otro criterio técnico que se tendrá en cuenta a la hora de la elección del modelo de aerogenerador, será el mantenimiento que requerirá el conjunto de la máquina a lo largo de su vida útil una vez instalada. El análisis de este criterio se manejará dentro del análisis económico del proyecto.

En conclusión, los criterios técnicos que se han impuesto, limitarán la elección del modelo de aerogeneradores, a aeroturbinas que cumplan los criterios que se muestran en la tabla 4.1;

Tabla 4.1: Resumen de criterios técnicos

Clase de viento IEC	Ila o IIb
Diámetro del rotor (m)	≤ 90
Altura del buje (m)	[65 - 80]
Potencia nominal (kW)	≤ 2000
Frecuencia (Hz)	50
Potencia total del parque (MW)	40 ± 1

Fuente: Elaboración propia

Como en la mayoría de proyectos que se realizan en el mundo, los *criterios económicos* serán los que determinen la viabilidad del proyecto eólico, por lo tanto, será un criterio determinante a la hora de seleccionar el tipo de aerogenerador con el que trabajará el parque eólico.

Debido a la alta competitividad que actualmente existe entre las empresas de tecnología eólica, los presupuestos de los modelos de aerogeneradores no pudieron ser obtenidos por los fabricantes, debido a su negativa a brindar más información de la que ya presentan en sus sitios web y en sus catálogos. Por tanto, este proyecto se basará en experiencias de proyectos anteriores para limitar el presupuesto por aerogenerador.

En conclusión, los criterios técnicos lograrán limitar la lista de modelos de aerogenerador que cumplan las especificaciones impuestas, y mostrarán el aerogenerador que mejor se adapte al emplazamiento de Qollpana. También se

propondrán los precios de los modelos de aerogenerador que mejor se ajustan técnicamente a las características eólicas del emplazamiento, basándose en experiencias anteriores.

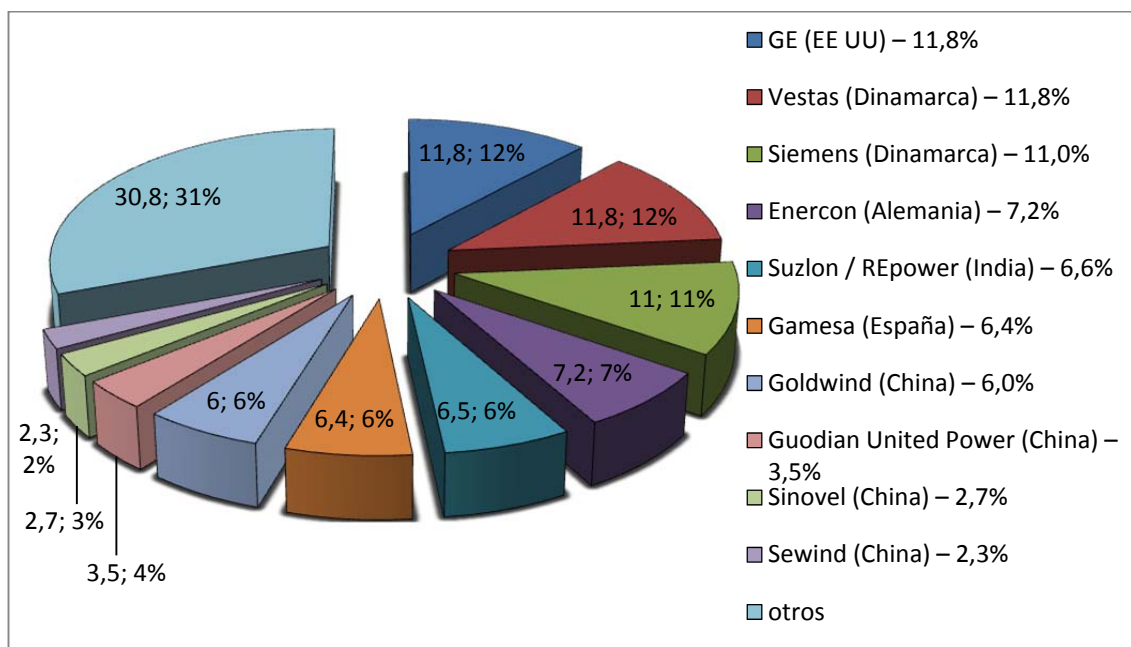
4- SELECCIÓN DE AEROGENERADORES

Para la realización de este proyecto, como se ha mencionado en capítulos anteriores, se ha hecho uso del potente software de energía eólica Windographer. Por ello, y para no tener que cambiar de software, este proyecto se apoyará en el catálogo de modelos de aerogeneradores de este programa.

En el apartado de Anexos 4, se muestran la lista de los diferentes modelos de aerogenerador con los que puede trabajar Windographer. Además, se dan los parámetros de la potencia nominal, clase de viento según la norma IEC, diámetro del rotor, y tipo de control de los distintos modelos de aerogeneradores.

La página web de energías renovables (www.energias-renovables.com), muestra los datos del top 10 de los fabricantes de aerogeneradores en el año 2012. A continuación, la figura 4.10, muestra los fabricantes de turbinas eólicas más importantes en la actualidad.

Figura 4.10: Gráfico de cuota de mercado de los mayores fabricantes de aerogeneradores



Fuente: www.energias-renovables.com

Se puede apreciar que el software Windographer, además de con muchos otros, trabaja con los fabricantes de aerogeneradores más importantes de la actualidad, por lo que se

considera el catálogo de modelos de aerogenerador del programa adecuado para la tarea de elegir el modelo de aerogenerador para el proyecto.

4.1. Criterios técnicos

Aplicando los diferentes criterios técnicos citados en el apartado anterior (clase de viento IEC II, diámetro máximo 90m, y potencia nominal entre 1,5MW y 2.0MW, 50Hz), se reducirá considerablemente la lista de aerogeneradores. En la tabla 4.2 se muestran los candidatos que cumplen los criterios.

Tabla 4.2: Modelos de aerogenerador que cumplen las condiciones técnicas 1

Fabricante	Modelo	Pnominal (KW)	IEC class	Diametro del rotor(m)	Tipo de control
Acciona	AW77/1500 class II	1500	II	77	Pitch
Alstom Power	ECO 74/1670 class II	1670	II	74	Pitch
Alstom Power	ECO 80/1670 class II	1670	II	80	Pitch
Alstom Power	ECO 80/2000 class II	2000	II	80	Pitch
DeWind	D8. 1	2000	Ila	80	Pitch
Dongfang	DF77-1500	1500	II	77	Pitch
Enrcon	E82/2000KW	2000	Ila	82	Pitch
Fuhrländer	FL 1500 70m	1500	IIa ó II ó IIIa	70	Pitch
Fuhrländer	FL 1500 77m	1500	IIa ó II ó IIIa	77	Pitch
Fuhrländer	FL MD 70	1500		70	Pitch
Fuhrländer	FL MD 77	1500		77	Pitch
Gamesa	G 90-2MW	2000	IIIa	90	Pitch
GE Energy	1,6-82,5	1600	lib	82.5	Pitch
GoldWind	GW 77/1500	1500	Ila	77	Pitch
Hanjin	HJWT 1500-77	1500		77	Pitch
Hanjin	HJWT 2000-87	2000		87	Pitch
Hyundai	HQ1650TCII	1650	II	77	Pitch
Lagerwey	L82-2000	2000		82.5	Pitch
Leitwind	LTW70-1700	1700		70.1	Pitch
Leitwind	LTW77-1500	1500	Ila	76.7	Pitch
Leitwind	LTW80-1500	1500	Ila	80.3	Pitch
Leitwind	LTW80-1800	1800	Ila	80.3	Pitch
Mtorres	TWT 1.65/77	1650	Ila	77	Pitch
Nordex	S 70/1500KW	1500		70	Pitch
Nordex	S77/1500KW	1500		77	Pitch
Sinovel	SL 1500/70	1500		70	Pitch
Sinovel	SL 1500/77	1500		77	Pitch
Sinovel	SL 1500/82	1500	II ó III	82	Pitch
STX	72-2.0MW	2000	IIb	70.7	Pitch
STX	82-2.0MW	2000	IIb	82.7	Pitch
Unison	U88	2000	IIa	88	Pitch
Vensys	70-1500KW	1500	IIa	70	Pitch
Vestas	V 80-1,8MW	1800	Ila	80	Pitch
Vestas	V 82-1,65MW	1650		82	Pitch
Vestas	V 90-1,8MW 50Hz	1800	Ila	90	Pitch
Wintec	wt 1650df-wt82	1650		82	Pitch
Wintec	wt 2000df-wt86 TC II	2000	II	86	Pitch

Fuente: Elaboración propia

La página web www.thewindpower.net es una base de datos mundial y actual sobre aerogeneradores y parques eólicos. Contiene datos actualizados de todos los fabricantes y modelos de aerogeneradores que hay en el mercado.

Una de sus herramientas, es poder ver los modelos de aerogeneradores que siguen a la venta actualmente y cuáles no. Aplicando este criterio a la lista anterior, y descartando los modelos de aerogenerador de los que no se ha encontrado información sobre la clase de viento, quedarán 18 modelos de aerogeneradores que cumplan los criterios técnicos establecidos. Éstos se muestran en la tabla 4.3 que se muestra a continuación.

Tabla 4.3: Modelos de aerogenerador que cumplen las condiciones técnicas 2

Fabricante	Modelo	Pnominale (kW)	IEC class	Diametro del rotor(m)	Tipo de control	Disponibilidad
Acciona	<i>AW77/1500 class II</i>	1500	II	77	Pitch	En venta
Alstom Power	<i>ECO 80/1670 class II</i>	1670	II	80	Pitch	En venta
DeWind	<i>D8. 2</i>	2000	Ila	80	Pitch	En venta
Enrcon	<i>E82/2000KW</i>	2000	Ila	82	Pitch	En venta
Fuhrländer	<i>FL 1500 70m</i>	1500	Ila ó II ó IIIa	70	Pitch	En venta
Fuhrländer	<i>FL 1500 77m</i>	1500	Ila ó II ó IIIa	77	Pitch	En venta
Gamesa	<i>G 90-2MW</i>	2000	Ila	80	Pitch	En venta
GE Energy	<i>1,6-82,5</i>	1600	Iib	82.5	Pitch	En venta
GoldWind	<i>GW 77/1500</i>	1500	Ila	77	Pitch	En venta
Hyundai	<i>HQ1650TCII</i>	1650	II	77	Pitch	En venta
Leitwind	<i>LTW77-1500</i>	1500	Ila	76.7	Pitch	En venta
Leitwind	<i>LTW80-1500</i>	1500	Ila	80.3	Pitch	En venta
Mtorres	<i>TWT 1.65/77</i>	1650	Ila	77	Pitch	En venta
Sinovel	<i>SL 1500/82</i>	1500	II ó III	82	Pitch	En venta
STX	<i>72-2.0MW</i>	2000	Iib	70.7	Pitch	En venta
Vensys	<i>70-1500KW</i>	1500	Ila	70	Pitch	En venta
Vestas	<i>V 90-1,8MW 50Hz</i>	1800	Ila	90	Pitch	En venta
Wintec	<i>wt 2000df-wt86 TC II</i>	2000	II	86	Pitch	En venta

Fuente: Elaboración propia

Para el desarrollo del trabajo, se considera los aerogeneradores producidos por las diez empresas más importantes, como los aerogeneradores más competitivos del mercado, técnica y económicamente. Por ello, para la elección del aerogenerador, se tendrá como objetivo que los aerogeneradores pertenezcan a los diez fabricantes más importantes del mercado, que se pueden observar en la figura 4.10.

Se toma como buena esta consideración, debido a que el creciente mercado eólico tiene mucha competitividad, y por lo tanto, las empresas con mayor cuota de venta de aerogeneradores se consideran como las más competitivas y confiables del mercado.

Por tanto, la lista de modelos de aerogeneradores se reduce a 5 aerogeneradores que se muestran en la tabla 4.4. Se introduce también el criterio de que el aerogenerador seleccionado, tendrá que tener la mínima altura de buje que ofrece el fabricante.

Tabla 4.4: Modelos de aerogenerador que cumplen las condiciones técnicas 3

Fabricante	Modelo	Pnominal (kW)	IEC class	Diámetro del rotor(m)	Tipo de control	Altura de buje (m)
Enercon	<i>E82/2000KW</i>	2000	Ila	82	Pitch	78
Gamesa	<i>G 90-2MW</i>	2000	Iia/IIla	90	Pitch	67
GE Energy	<i>1,6-82,5</i>	1600	Iib	82.5	Pitch	65
GoldWind	<i>GW 77/1500</i>	1500	Ila	77	Pitch	65
Vestas	<i>V 90-1,8MW 50Hz</i>	1800	Ila	90	Pitch	80

Fuente: Elaboración propia

En el apartado de Anexos 7, se presentan los catálogos de los modelos de aerogenerador que hay en la lista de la tabla anterior. Estos catálogos han sido obtenidos de las páginas oficiales de los fabricantes, que aportan los datos técnicos más importantes sobre las máquinas. En el caso de la empresa china Sinovel, ha sido imposible encontrar tanto en su página web como en la red, un catálogo que muestre información más específica que la que tiene el software, por tanto, la turbina eólica queda descartada de la selección.

A continuación se citan los datos más importantes de los modelos de turbina seleccionados.

- *Enercon E 82/2000KW*

Enercon, actualmente es la cuarta empresa fabricante de aerogeneradores más importante del mundo, en cuanto a ventas se refiere. Se trata de una empresa alemana que en 1991 fue capaz de construir el primer aerogenerador sin multiplicadora, convirtiéndose esta tecnología, en el punto fuerte de la empresa.

Por lo tanto, el aerogeneradore E 82/2000KW se trata de un aerogenerador de velocidad de giro variable sin multiplicadora. Tiene un diámetro de rotor de 82 metros, componiendo un área de barrido de 5281m². Este modelo de aerogenerador está disponible para alturas de buje de 78m, 85m, 98m , 108m y 138 m.

Es un generador síncrono en anillo con accionamiento directo. Para inyectar la energía a la red, previamente necesitará un tratamiento que se compone de un conjunto de rectificador- inversor.

Como el aerogenerador tiene una potencia nominal de 2 MW, se necesitarán 20 de este modelo de aeroturbinas para completar el parque eólico de 40 MW.

- *Gamesa G 90-2MW*

Se trata de uno de los principales fabricantes mundiales de aerogeneradores. La compañía, con más de 10.000 MW instalados en todo el mundo, realiza el diseño, fabricación, venta, instalación, operación y mantenimiento de sus turbinas eólicas. Esta compañía es Española, y se caracteriza por una óptima adaptación a todos los emplazamientos y condiciones de viento, así como por la máxima competitividad del coste de la energía producida.

El modelo de aerogenerador G 90-2MW, como su designación indica, es una máquina con potencia nominal de 2MW y un diámetro de rotor de 90 metros. Supondría tener 20 aerogeneradores para completar el parque eólico. Obtiene un área de barrido de 6363m². Es un aerogenerador con multiplicadora, con el buje a cuatro posibles alturas, 67m, 78m, 90m y 100 m. La multiplicadora tiene un índice de multiplicación de 1:100,5.

El modelo contiene un generador asíncrono doblemente alimentado y a la salida se obtiene 690V AC a una frecuencia de red de 50Hz.

- *GE Energy 1,6- 82,5*

GE es uno de los principales fabricantes de aerogeneradores del mundo. Cuenta ya con más de 16.500 turbinas eólicas instaladas (más de 9.967 MW) y una experiencia acumulada de más de 25 años. La firma estadounidense dispone de instalaciones de fabricación y montaje de aerogeneradores en Alemania, España, China, Canadá y Estados Unidos, con una gama de productos cuyas potencias van desde los 1,5 MW hasta los 4,1 MW, contando con sus servicios añadidos de operación y mantenimiento.

El modelo 1,6- 82,5 es capaz de producir 1,6MW gracias a su área de barrido de 5345.6 m². El buje puede estar a una altura de 65m, 80m o 100m. La turbina eólica está

diseñada para trabajar a velocidades variables y utiliza un generador asíncrono doblemente alimentado con un sistema de convertidor de potencia parcial.

Con esta potencia nominal, serían necesarios 25 aerogeneradores para completar los 40MW que se busca que tenga el parque.

- *GoldWind GW 77/1500*

GoldWind es un fabricante chino, que en los últimos tiempos ha tenido un crecimiento considerable, hasta llegar a tener el 6% de cuota de mercado del mundo, convirtiéndose así en la séptima empresa con más ventas de aerogeneradores del planeta.

Este modelo de aerogenerador es el que realmente se va a colocar en el proyecto de Qollpana. Por ello, este proyecto tratará de concluir cuál de los modelos de aerogenerador es el óptimo (técnicamente hablando) para el emplazamiento de Qollpana.

El modelo GW 77/1500 destaca por ser un aerogenerador sin multiplicadora con un generador síncrono con excitación por imanes permanentes, lo que le permite tener muy pocas pérdidas al no tener que excitar el rotor. Es una turbina eólica que genera 1580KW con un diámetro de rotor de 77 metros. Por lo que con 27 turbinas compondría un parque eólico de 40,5MW de potencia instalada.

A la salida del aerogenerador habrá una etapa en la que se condicione la energía mediante un convertidor de potencia de IGBTs. La salida de este convertidor será de 50Hz de frecuencia, y la tensión será en función del tipo de refrigeración de la turbina, siendo de 620V AC en el caso de refrigerarse por aire, y 690V AC si se refrigera por agua.

- *Vestas V 90-1.8MW 50Hz*

Vestas es una empresa danesa, que lleva unos años siendo la empresa líder en venta de aerogeneradores del mundo. Actualmente comparte el puesto con GE energy, con una cuota de mercado cada una de ellas del 11,8%.

El modelo V 90-1.8MW 50Hz, es capaz de generar una potencia de 1800KW a una frecuencia de 50Hz. Para ello se ayuda de su rotor de 90 metros de diámetro, lo que supone un área de barrido de 6,362 m². El modelo está disponible a tres alturas diferentes, 80m, 95m o 105m. 22 máquinas de este modelo de aerogeneradores sumarian una potencia instalada de 39, 6MW, lo que cumpliría los criterios.

Se trata de un aerogenerador con etapa de multiplicación, con un generador multipolo doblemente alimentado de anillos colectores. El generador al generar la electricidad a 50Hz de frecuencia, quiere decir que por su construcción contiene 4 polos.

Comparación con Windographer

Conocidas las características principales de los modelos de los aerogeneradores que quedan como candidatos, se procede a simular mediante el software Windographer el comportamiento de cada aeroturbina bajo las condiciones eólicas calculadas en el capítulo 2.

El software es capaz de comparar las salidas de diferentes modelos de aerogeneradores bajo las mismas condiciones eólicas, pudiendo determinar qué modelo de aerogenerador es más apropiado en las citadas condiciones de viento.

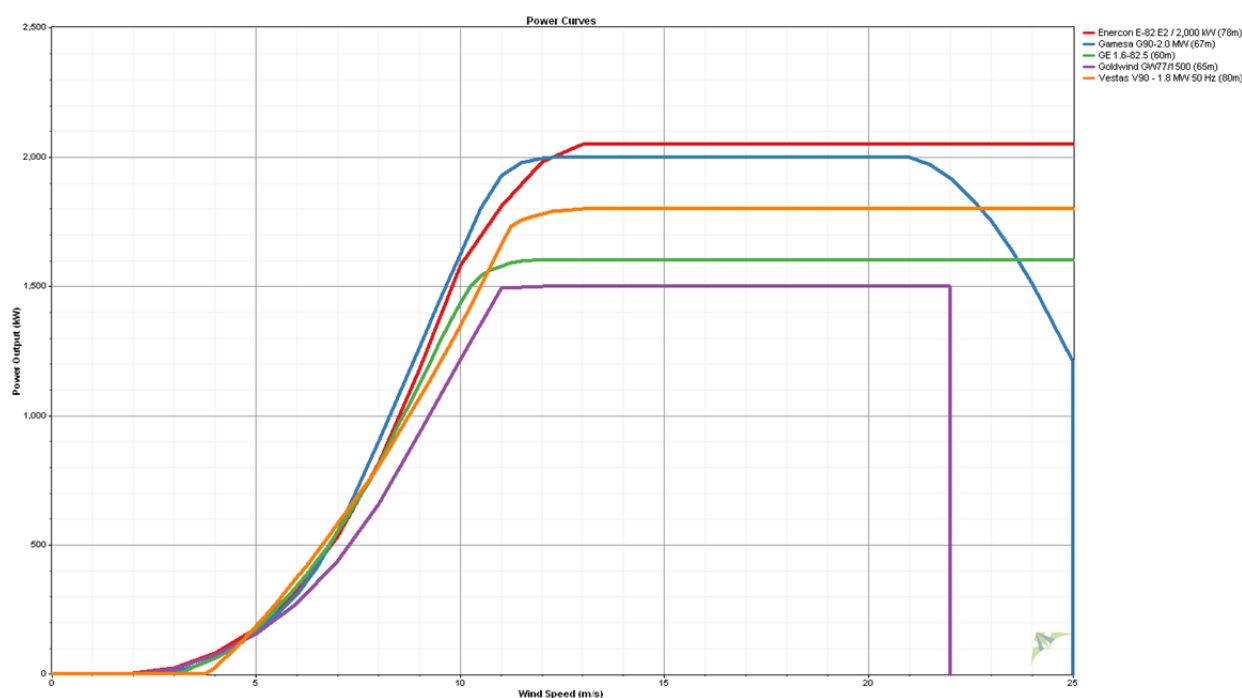
Para ello, el programa se apoya en las curvas de potencia que tiene en su librería de modelos de aerogenerador. Las curvas de potencia que presentan los fabricantes sobre sus diferentes modelos de aerogenerador, están en condiciones atmosféricas estándar (presión atmosférica de 1 [atm], temperatura de 15 °C y densidad de aire de 1.225 kg/m³), por lo que para hacer la simulación de la potencia de salida, habrá que tener en cuenta que el aerogenerador está ubicado a una altura de 2757 metros por encima del mar. Esto supone que la densidad de aire no será la estándar, sino que será menor, de 0,887161 kg/m³.

Esta disminución de densidad supone una disminución a la hora de extraer la energía del viento, suponiendo una modificación de la curva de potencia en condiciones estándar. La curva de potencia se moverá hacia la derecha, significando que para producir la misma energía que en condiciones estándar, será necesaria mayor velocidad del viento.

A la hora de hacer la simulación de los diferentes aerogeneradores en las condiciones eólicas del emplazamiento, el software Windographer tiene en consideración la densidad de la zona, modificando internamente la curva de potencia de los distintos modelos de aerogenerador, adecuándola a las condiciones a las que trabajará la máquina.

En la figura 4.11 que continua, se muestra los datos de las curvas de potencia de los diferentes modelos de aerogeneradores en condiciones estándar.

Figura 4.11: Curva de potencia de modelos de aerogenerador que interesan



Fuente: Windographer.

Para la simulación, habrá que tener en cuenta que cada modelo de aerogenerador tiene un escenario de pérdidas distintas. Las pérdidas que se introducirán de cada modelo de aerogenerador no serán las pérdidas reales que tenga ese tipo de aerogenerador, ya que estos datos solo los tienen los fabricantes de las turbinas, y no son de dominio público. Por tanto, para habrá que hacer la suposición de las pérdidas de cada aerogenerador, basándose en la experiencia. El tener o no tener una serie de elementos en el aerogenerador (multiplicadora, tipo de generador...), supone tener mayores o menores pérdidas de éste.

El escenario de pérdidas que solicita el software se compone de los siguientes factores:

- *Availability losses o pérdidas por disponibilidad:* Los aerogeneradores sufren paradas debido a revisiones o reparaciones, de manera que no siempre están disponibles para funcionar, aunque haya viento. Esto supone unas pérdidas de energía generalmente del orden del 3%. En este caso se estima una pérdida por disponibilidad del 5%, debido a que la disponibilidad de piezas específicas en Bolivia no es muy frecuente, por lo que habría que pedir las al extranjero, con la pérdida de tiempo que supone.
- *Wake effects losses o pérdidas de estela:* las pérdidas de estela son las turbulencias que generará un aerogenerador a la salida del viento. Si esas turbulencias son absorbidas por otro aerogenerador, éste tendrá pérdidas por estela. Estas pérdidas serán mayores o menores en función del diseño del parque. Se consideraran las pérdidas por estela nulas, debido a que se pretende colocar los aerogeneradores a suficiente distancia para que se anulen estas pérdidas.
- *Electrical losses o pérdidas eléctricas:* La energía eléctrica producida en cada aerogenerador tiene que pasar por el transformador del propio aerogenerador, por el cableado hasta la subestación del parque, y finalmente al transformador de la subestación antes de ser volcada a la red eléctrica de distribución. Durante este tránsito, existen pérdidas eléctricas que dependiendo del tipo de transformador, cableado y de la distancia entre el aerogenerador y la subestación, pueden suponer unas pérdidas energéticas del 2-4%. Estas son las pérdidas que se diferenciarán según el modelo de generador. Si el generador es síncrono se consideraran unas pérdidas del orden del 4% y si es generador asíncrono del 2%.
- *Contaminación de las palas:* las palas de los aerogeneradores están expuestas a la intemperie, y se manchan de polvo, insectos, hielo, etc....de manera que su superficie pierde propiedades aerodinámicas y baja su rendimiento. Esto implica unas pérdidas cercanas al 1%.
- *Otras pérdidas:* En este apartado se consideraran las pérdidas mecánicas. Se sabe que los aerogeneradores con caja multiplicadora obtienen mayores pérdidas que aerogeneradores sin este elemento. Así pues, se castigará con un 3% de pérdidas mecánicas a los aerogeneradores con multiplicadora y un 0% a los que no tienen multiplicadora. Esto no supone que los aerogeneradores que no tienen

multiplicadora no tengan pérdidas mecánicas, ya que existen otros elementos causantes de este tipo de pérdidas, pero se estimarán estas pérdidas cercanas a cero.

La tabla 4.5 muestra las pérdidas que se introducirán en el programa sobre cada uno de los diferentes modelos de aerogenerador.

Tabla 4.5: Sistema de pérdidas de los diferentes modelos de aerogenerador

<i>Modelo de turbina</i>	Pérdidas por disponibilidad	pérdidas de estela	Pérdidas eléctricas	Contaminación de palas	Pérdidas mecánicas
Enercon E-82 E2 / 2MW (78m)	5	0	4	1	0
Gamesa G90-2.0 MW (67m)	5	0	2	1	3
GE 1.6-82.5 (65m)	5	0	2	1	3
Goldwind GW77/1500 (65m)	5	0	4	1	0
Vestas V90 - 1.8 MW (80m)	5	0	2	1	3

Fuente: Elaboración propia

Una vez introducidas las pérdidas, se modela el comportamiento de los diferentes aerogeneradores con los datos sintéticos de las condiciones eólicas del apartado de anexos 2. Los resultados obtenidos del software se muestran en el apartado de Anexos 5.

A partir de la tabla de sumario que entrega el programa y realizando cálculos propios, en la tabla 4.6 se muestran los parámetros más importantes que se consideraran a la hora de hacer una comparación técnica de los modelos de aerogenerador. Esta tabla representa los datos de un aerogenerador de cada modelo.

Tabla 4.6: Parámetros más importantes estimados de los diferentes aerogeneradores

Modelo de turbina	Enercon E-82 E2 / 2MW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW (80m)
Velocidad del viento a la altura (m/s)	8,1	8,01	8	8	8,12
Diámetro de barrido (m)	82	90	82,5	77	90
Área de barrido (m ²)	5281,017	6361,725	5345,616	4656,626	6361,725
Potencia disponible del viento (kW)	1244,930	1450,257	1214,060	1057,581	1510,829
Potencia neta (kW)	636,6	638,2	561,6	489,6	591,3
AEP aerogenerador (kWh/año)	5576331	5590771	4919926	4289111	5179388
Factor de potencia (%)	31,83	31,91	35,10	32,64	32,85
Horas equivalentes (h/año)	2788,166	2795,386	3074,954	2859,407	2877,438
Coefficiente de potencia (%)	51,135	44,006	46,258	46,294	39,137

Fuente: Windographer. Elaboración propia.

- *Velocidad del viento a la altura*: Se trata de la velocidad del viento medio que hará a la altura del buje del modelo de turbina.
- *Diámetro de barrido*: Es el diámetro en metros del rotor de la turbina.
- *Área de barrido*: $A = \pi * (r)^2 = \pi * \left(\frac{d}{2}\right)^2$ [12] Siendo r el radio del rotor, y d el diámetro del rotor.
- *Potencia disponible del viento*: Se trata de la potencia cinética que se dispone en todo el área de barrido. Dicha potencia se obtiene a través de la fórmula N°2.
- *Potencia neta*: Es la potencia que se inyecta a la red. Para ello a la potencia bruta se le restan las distintas pérdidas del aerogenerador, y se le resta también la potencia que se utiliza en distintos elementos (refrigerador, convertidor, control...), para el correcto uso del aerogenerador. En este caso, solo se consideran las pérdidas ya mencionadas.
- *AEP aerogenerador*: Energía anual disponible en un aerogenerador. Es la energía anual que habrá con la potencia neta.

$$AEP = 8760 * \sum \frac{P_u + P_{u+1}}{2} (F_u - F_{u+1}) \quad \text{ó} \quad AEP = 8760 * P_{neta\ media} \quad [13]$$

- **Factor de potencia o de carga:** Con factor de carga queremos decir la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8760 horas del año. Los factores de carga pueden variar en teoría del 0 al 100, aunque en la práctica el rango de variación va del 20 al 70 por ciento, y sobretodo alrededor del 20 al 30 por ciento.
- **Horas equivalentes:** Indica el número de horas que estaría trabajando el generador en condiciones nominales a lo largo del año. Este parámetro determina la rentabilidad de una turbina/parque eólico. Se buscan siempre emplazamientos con $H_{eq} > 2000h$. $H_{eq} = \frac{E_{anual}}{P_{nom}}$ [14].
- **Coefficiente de potencia:** El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento disponible en toda el área de barrido del rotor en electricidad.

Haciendo la suposición de que todos los aerogeneradores del mismo parque eólico generan la misma energía, se presentan los valores de cada parque eólico con los distintos modelos de aerogenerador.

Tabla 4.7: Producción de energía estimada por cada parque eólico

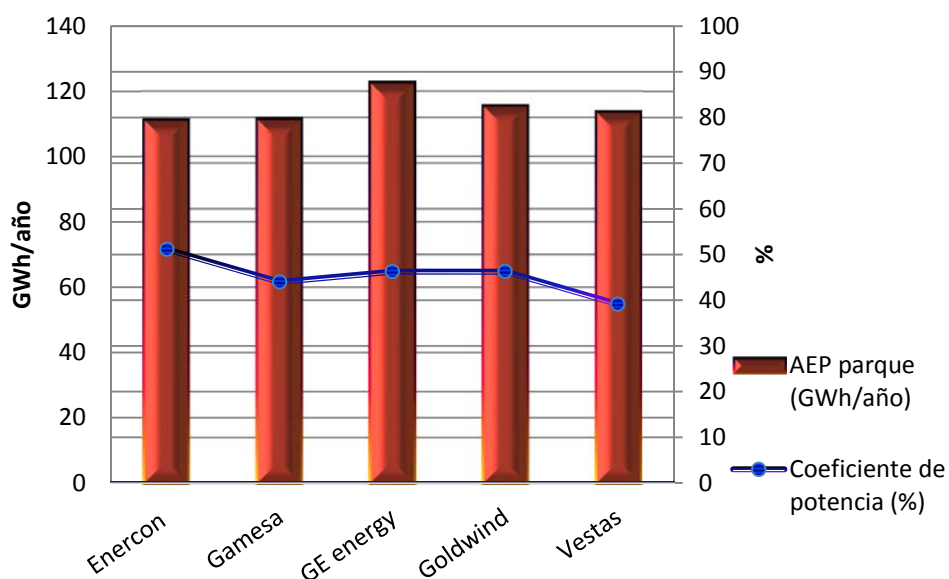
Modelo de turbina	Enercon E-82 E2 / 2MW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW (80m)
Nº de aerogeneradores	20	20	25	27	22
Potencia neta parque (kW)	12732	12764	14040	13219,2	13008,6
AEP parque (GWh/año)	111,527	111,815	122,998	115,806	113,947

Fuente: Elaboración propia

- **Nº de aerogeneradores:** Indica el número de aerogeneradores del modelo que se necesitan para tener una potencia instalada de $40 \pm 1MW$.
- **Potencia neta parque:** Presenta el valor de la potencia total media que inyectará a la red el parque eólico completo.
- **AEP parque:** Energía anual disponible que inyectará a la red el parque eólico con el número de aerogeneradores antes indicado.

Los parámetros más importantes en los que se basará la elección técnica del aerogenerador, será la energía anual disponible de los parques eólicos, las horas equivalentes y la eficiencia de éstos. A continuación, la figura 4.12 grafica dichos valores, haciendo más visible la diferencia entre parques eólicos.

Figura 4.12: Presentación gráfica de los parámetros más importantes de cada parque



Fuente: Elaboración propia

A simple vista, se puede apreciar que para el año en el que están tomados los datos eólicos, el parque eólico que más energía es capaz de generar será el parque formado por 25 aerogeneradores del modelo GE 1.6 -82.5 de altura de buje de 65 metros. Esto se puede deber a que es el aerogenerador que más horas disponibles de viento tiene de los diferentes modelos. Este parque eólico generaría 7,192GWh/año más que segundo mayor generador del resto de parque, que se trata del parque compuesto por los modelos chinos GoldWind.

En cuanto a la eficiencia, los aerogeneradores Enercon obtienen el mejor coeficiente de potencia de todos los modelos, esto es, son el modelo de aerogenerador que más energía del viento es capaz de convertir en electricidad. Aun así, podemos observar que el modelo GE 1.6 – 82.5 también tiene una gran eficiencia, siendo capaz de convertir el 46,258 % de la energía cinética del viento en energía eléctrica.

A continuación se la clasificación de los 5 modelos de aerogeneradores bajo los criterios técnicos.

Tabla 4.8: Clasificación de los modelos de aerogenerador en función de los criterios técnicos

Clasificación	Modelo aerogenerador
1º	GE 1.6-82.5 (65m)
2º	Goldwind GW77/1500 (65m)
3º	Enercon E-82 E2 / 2MW (78m)
4º	Gamesa G90-2.0 MW (67m)
5º	Vestas V90 - 1.8 MW (80m)

Fuente: Elaboración propia

Por tanto el aerogenerador que mejor se adapta a las condiciones eólicas medidas en el capítulo 2 es el aerogenerador del fabricante GE Energy, GE 1.6 -82.5 con una altura del buje a 65 metros del suelo. Al considerar los datos eólicos como datos de un año común, se considera éste modelo de aerogenerador como el más adecuado y el que mejor se adapta al emplazamiento.

4.2. Criterios económicos

Como se ha mencionado en el capítulo anterior, los *criterios económicos* serán los que determinen la viabilidad del proyecto eólico, por lo tanto, será un criterio determinante a la hora de seleccionar el modelo de aerogenerador que se implantará en el parque eólico.

La estructura típica de costos de la construcción de un parque de aerogeneradores generalmente sigue un patrón. Se asumirá como cierta la estructura de costos de aproximadamente 2MW de potencia en Europa que se puede apreciar en la tabla 4.9. Esta información está sacada de la página web de “the European Wind Energy Association”.

Tabla 4.9: Estructura típica de costos de un parque eólico en Europa

	Porcentaje del costo total
Turbina	75,6%
Conexión a la red	8,9%
Cimentación	6,5%
Alquiler de terrenos	3,9%
Instalación eléctrica	1,5%
Consultores	1,2%
Costos financieros	1,2%
Construcción de carreteras	0,9%
Sistemas de control	0,3%
	100,0%

Fuente: The European Wind Energy Association (7)

Para adaptar la tabla a las condiciones del Estado Plurinacional de Bolivia, se modificará la tabla, asumiendo que el alquiler de terrenos será de un 1%, ya que el alquiler de terrenos en Bolivia es bastante menor que el costo de alquiler en Europa. Por tanto, habrá que adaptar la tabla de porcentajes antes vista, quedando de la siguiente manera;

Tabla 4.10: Estructura estimada típica de costos de un parque eólica en el Estado Plurinacional de Bolivia

	Porcentaje del costo total
Turbina	77,9%
Conexión a la red	9,2%
Cimentación	6,7%
Alquiler de terrenos	1,0%
Instalación eléctrica	1,5%

Consultores	1,2%
Costos financieros	1,2%
Construcción de carreteras	0,9%
Sistemas de control	0,3%
	100,0%

Fuente: Elaboración propia

Se puede apreciar que casi el 80% de la inversión total, estará dedicada a la compra y construcción de los aerogeneradores. Por esta razón, el precio por unidad de aerogenerador será el costo más importante para determinar la viabilidad del proyecto eólico.

Debido a la gran competencia que actualmente hay en el mercado eólico, los fabricantes de este tipo de tecnología se niegan a suministrar información sobre cualquier costo, incluyendo el costo total de la unidad de aerogenerador. Sin embargo, basándose en la experiencia, se asumirá que el rango entre los que se mueve los precios de los aerogeneradores con potencias nominales entre 1,5-2MW es de cómo mínimo 1.367.000 \$/MW, y como máximo 1.845.450 \$/MW. Por lo tanto, la tabla 4.11 muestra el precio entre el que tendrá que estar cada modelo de aerogenerador.

Tabla 4.11: Rango experimental de costo de aerogeneradores en función de la potencia nominal

<i>Fabricante</i>	<i>P nominal (MW)</i>	<i>Precio mínimo (\$)</i>	<i>Precio máximo (\$)</i>
Enercon E-82 E2 / 2MW (78m)	2,0	2734000,0	3690900,0
Gamesa G90-2.0 MW (67m)	2,0	2734000,0	3690900,0
GE 1.6-82.5 (65m)	1,6	2187200,0	2952720,0
Goldwind GW77/1500 (65m)	1,5	2050500,0	2768175,0
Vestas V90 - 1.8 MW (80m)	1,8	2460600,0	3321810,0

Fuente: Elaboración propia

Cuanto más se acerque el precio de los aerogeneradores al precio mínimo, más rentable será el proyecto. Por ello, el comprador tendrá que negociar el precio de las máquinas, intentando que el precio por unidad de aerogenerador sea el menor posible.

Para que el proyecto del parque eólico sea viable económicamente, habrá que determinar el precio máximo por unidad de aerogenerador que logre que el parque eólico sea rentable. Para ello, habrá que hacer un análisis económico basándose en el valor actual neto (VAN).

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, es decir, mediante una tasa, todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula basada en el cálculo de dicho parámetro es la siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^t} \quad [15]$$

Siendo:

- I = valor de desembolso inicial de la inversión.
- Q_n = representa los flujos de caja, es decir, ingresos menos costes de explotación.
- N = número de períodos considerado
- r = tipo de interés.

Por lo tanto, se estudiará los parques eólicos, buscando el precio máximo que pueda tener el modelo de aerogenerador para que el valor actual neto de la inversión sea positivo. Con ello, también limitaremos la inversión inicial que se haga para el proyecto.

Para ello, se busca conocer la inversión a realizar para que el valor actual neto sea nulo.

$$I = \sum_{t=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^t} \quad [16]$$

Antes de empezar con los cálculos para cada modelo de aerogenerador, habrá que hacer una serie de estimaciones.

- Se determina la vida útil de un aerogenerador en 25 años, al final de los cuales se considera que la depreciación de la instalación es total y no queda ningún valor de rescate. Por lo tanto, $n=25$.
- Basándose en experiencias de otros parques eólicos, se supondrá un tipo de interés del 5%. Contra menor sea el tipo de interés, mayor rentabilidad tendrá el parque

eólico, por lo que será una cifra que el inversor tendrá que negociar, buscando el menor interés posible.

- Para calcular el flujo de caja (Q_n) de cada año, habrá que determinar los flujos de caja futuros. Para ello, en el apartado 1 del tercer anexo se puede observar la evolución durante los últimos 15 años de la inflación del estado plurinacional de Bolivia. Haciendo la media de los últimos 15 años, se puede apreciar que hay una inflación anual de 4,97%. Esta será la inflación que se usará para calcular los flujos de caja de los próximos 25 años. La inflación será aplicada al precio de la energía futura, y al coste de mantenimiento anual futuro.
- Para el cálculo de las ganancias, este proyecto se basará únicamente en las ganancias por la venta de energía. No se tendrán en cuenta los ingresos por emisión de bonos de carbono, ni las previsible subvenciones por parte del gobierno para impulsar esta nueva tecnología.

Gracias a estas estimaciones, y apoyándose en la producción de energía estimada que se muestra en la tabla 4.7, se podrá calcular el sumatorio de las ganancias previstas en los distintos parques eólicos.

Para ello, en primer lugar habrá que conocer las ganancias por MW generado. Este dato lo proporciona el comité nacional de despacho de carga de Bolivia (11). Se recurre al precio monómico del mes de diciembre de 2013, como referencia del precio actual. Los componentes del precio monómico son el costo por energía, el costo por potencia y costo por peaje. El precio que se paga al generador viene a ser el precio monómico menos el costo por peaje. El valor promedio para el mes de diciembre del precio de energía de los agentes generadores es de USD 33.34 por MWh de energía (40,05\$/MWh - 6,71\$/MWh). El precio de los años siguientes se calcula aplicando la inflación estimada.

Basándose en experiencias anteriores, se estimarán los gastos anuales por mantenimiento de 600.000 \$ a los parques con aerogeneradores que trabajen con multiplicadora, y 400.000\$ a aerogeneradores que no trabajen sin ella. Esto se debe al mayor mantenimiento que tienen las máquinas con multiplicadora. Para calcular los

gastos por funcionamiento futuros, se recurre otra vez a la inflación anual estimada del 4,97%.

Con todas las estimaciones detalladas, en el segundo apartado de la sección de Anexos 3, se observan los cálculos realizados para los parques eólicos compuestos con los diferentes modelos de aerogenerador. El dato hallado es la suma de las ganancias previstas en los 25 años, por lo que determina la inversión máxima que se puede hacer para que el parque eólico sea rentable económicamente.

Como se puede ver en la tabla 4.12, el aproximadamente 77,9% de la inversión total, será destinado a la compra y construcción de los aerogeneradores. En la siguiente tabla se puede observar el costo máximo que tendrán las unidades de aerogenerador, para que la inversión en los distintos parques sea rentable.

Tabla 4.12: Costo máximo de la unidad de aerogenerador para que el parque sea rentable

<i>Modelo de aerogenerador</i>	<i>Inversión máxima para que el proyecto sea rentable(\$)</i>	<i>Nº aerogeneradores en el parque eólico</i>	<i>Inversión máxima en aerogeneradores (\$)</i>	<i>Inversión máxima en la unidad de aerogenerador (\$)</i>
Enercon E-82 E2 / 2MW (78m)	78.736.794,59	20	61.335.962,98	3.066.798,15
Gamesa G90-2.0 MW (67m)	74.219.648,55	20	57.817.106,22	2.890.855,31
GE 1.6-82.5 (65m)	83.066.237,41	25	64.708.598,94	2.588.343,96
Goldwind GW77/1500 (65m)	82.122.183,39	27	63.973.180,86	2.369.377,07
Vestas V90 - 1.8 MW (80m)	75.905.561,30	22	59.130.432,25	2.687.746,92

Fuente: Elaboración propia

Se modifica la tabla 4.12 donde se puede apreciar la inversión máxima que se podrá hacer en las unidades de aerogenerador para que el proyecto sea viable económicamente.

Tabla 4.13: Margen de maniobra en cada modelo de aerogenerador y su clasificación según el criterio económico

<i>Modelo de aerogenerador</i>	<i>Inversión mínima en la unidad de aerogenerador (\$)</i>	<i>Inversión máxima en la unidad de aerogenerador (\$)</i>	<i>Margen de maniobra</i>	<i>Posición según criterio económico</i>
Enercon E-82 E2 / 2MW (78m)	2.734.000,00	3.066.798,15	332.798,15	3
Gamesa G90-2.0 MW (67m)	2.734.000,00	2.890.855,31	156.855,31	5
GE 1.6-82.5 (65m)	2.187.200,00	2.588.343,96	401.143,96	1
Goldwind GW77/1500 (65m)	2.050.500,00	2.369.377,07	318.877,07	2

Vestas V90 - 1.8 MW (80m)	2.460.600,00	2.687.746,92	227.146,92	4
----------------------------------	--------------	--------------	------------	---

Fuente: Elaboración propia

También se puede apreciar en la tabla 4.13, el margen de precios por unidad de aerogenerador entre los que se podrá negociar para que el parque eólico sea rentable. Contra más se acerque el precio de la unidad de aerogenerador al mínimo, mayor será la rentabilidad del proyecto.

Determinando que el criterio económico será en función del margen de maniobra que tengamos en el costo por unidad de aerogenerador, se puede apreciar, que el mejor parque eólico según los criterios económicos será el compuesto por 25 turbinas modelo GE 1.6-82.5.

4.3. Conclusiones

Para la elección definitiva del emplazamiento, habrá que tener en consideración los dos criterios que se han estudiado en los apartados anteriores; *el criterio técnico y el criterio económico*.

Se concluye que el parque eólico que mejor se ajusta técnica y económicamente a las condiciones eólicas del emplazamiento de Qollpana, se trata del parque eólico con 25 aerogeneradores GE 1.6- 82.5 que fabrica la empresa estadounidense GE Energy.

5- DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL AEROGENERADOR

El aerogenerador Wind Energy GE 1.6-82.5 es un aerogenerador de velocidad variable, potencia nominal de 1600 KW, tensión nominal de 12 KV, y disponible para la generación eléctrica en frecuencias de 50 ó 60 Hz.

El suministro del aerogenerador puede realizarse con diferentes alturas de buje: 65 m, 80 m y 100 m.

El aerogenerador GE 1.6-82.5 es un aerogenerador de tres palas a barlovento, de eje horizontal. El rotor y la nacelle están montados en lo alto de una torre tubular compuesta por tres tramos.

La máquina emplea un sistema de orientación automática (yaw), que permite un perfecto alineamiento del rotor con la dirección del viento y un enclavamiento estable en la posición óptima de producción, garantizado por su robusto sistema de frenado.

La máquina está provista de un sistema de regulación automática de ángulo de paso (*pitch*), que permite a cada pala girar, independientemente de las otras dos, sobre su eje longitudinal, comandadas por una misma consigna de posición, a la cual pueden dirigirse las palas con distintas velocidades.

El generador es de tipo asíncrono doblemente alimentado de rotor devanado. Su equipo de potencia permite regular las corrientes rotóricas de manera que la potencia volcada a la red tenga las características de tensión y frecuencia requeridas en cada momento. Con vientos altos, la regulación de potencia al valor nominal se lleva a cabo con el sistema pitch.

La instalación mecánica del aerogenerador se completa cuando el rotor, con las tres palas ya ensambladas, se monta sobre la nacelle, que descansa en lo alto de la torre.

5.1. Descripción técnica del aerogenerador y componentes principales

El diseño del aerogenerador GE 1.6-82.5 consta de un tren de potencia distribuido, constituido por el rotor, el eje lento, la multiplicadora, el acoplamiento elástico y el generador. Ver figura 4.13.

El rotor se compone de tres palas sujetas a un buje de fundición, recubierto éste por el cono-nariz, de poliéster reforzado con fibra de vidrio.

El resto de componentes del tren de potencia, salvo el generador, descansan sobre el bastidor delantero, situado ya dentro de la nacelle. El generador descansa sobre el bastidor trasero, también dentro de la nacelle.

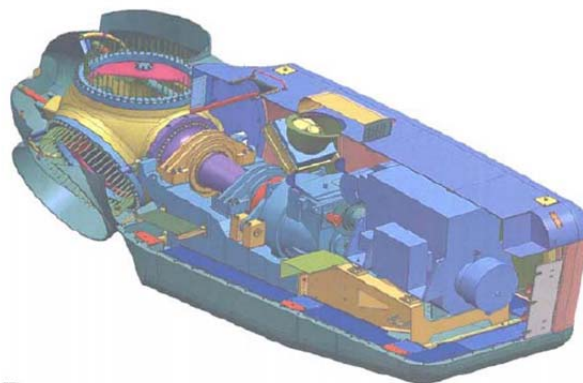
Sobre el bastidor delantero se asienta también el grupo hidráulico.

Todos los componentes alojados en la nacelle están protegidos por la carcasa exterior de poliéster reforzado con fibra de vidrio.

La nacelle descansa sobre el rodamiento dentado de yaw, que tiene una pista móvil unida al bastidor delantero y una pista fija unida a la torre. La actuación de 4 motorreductoras, instaladas en el bastidor delantero, sobre el rodamiento posibilita la orientación del aerogenerador (yaw).

A continuación se detallan las características de los componentes principales.

Figura 4.13: Sección de la Nacelle y el buje de un aerogenerador GE 1.5xle



Fuente: Sección de imágenes de Google

5.1.1. Cimentación

La fijación de la turbina GE 1.6-82.5 al terreno se realiza mediante una corona formada por una doble hilera de pernos, embebida en una zapata de hormigón armado. La parte superior de dichas hileras de pernos verticales queda visible tras el fraguado del hormigón, y preparada para recibir el primer tramo de torre que, posteriormente, una vez que ha sido correctamente asentado, se atornilla a dichas hileras.

Las dimensiones, armadura, etc. de la zapata de hormigón depende del tipo de turbina y de las características geológicas del terreno.

5.1.2. Torre

La torre es una estructura troncocónica tubular de acero sobre cuya parte superior se apoya la nacelle.

La torre se compone de tres tramos:

- Tramo 1 o inferior
- Tramo 2 o intermedio
- Tramo 3 o superior

Dichos tramos se atornillan entre sí por las bridas situadas en sus extremos para formar conjuntamente la torre. La brida inferior del primer tramo se atornilla a la hilera de pernos de la cimentación descrita anteriormente y la brida superior del tercer tramo al rodamiento de yaw, fijado a la nacelle.

La estructura portante de cada tramo de torre se compone de chapas curvadas soldadas entre sí, denominadas virolas, y de las bridas inferior y superior, también soldadas a las virolas.

Como ya se ha indicado previamente, existen tres variantes de altura de buje: 65 m, 80 m y 100 m.

Para la altura de buje de 100 m existen dos variantes de torre: una polivalente para las clases CI/CII y otra específica para la clase CIII.

Las diferencias entre las mencionadas torres consisten en la diferente longitud de sus tramos y en los diferentes espesores de chapa, que son más gruesos para las CI/CII dados los mayores requerimientos de resistencia, motivados por unas condiciones de trabajo más exigentes en dichas clases.

De las torres de 65 m y 80 m existe un solo diseño polivalente que se adapta a cada una de las clases.

El tratamiento superficial de la torre asegura una vida en servicio prácticamente ilimitada y libre de mantenimiento.

El acceso al interior de la torre es posible a través de una puerta metálica situada en la parte inferior.

En el interior de la torre se encuentran una serie de componentes eléctricos y de control que se describirán más adelante. Asimismo, el interior de la torre está iluminado en los puntos necesarios.

El diseño de la torre permite la instalación (de manera opcional) de un elevador en el interior de la torre, para facilitar el acceso a la nacelle y las labores de mantenimiento.

No obstante, en todos los casos existe la posibilidad de acceso por escalera manual hasta lo alto de la torre. Esta escalera está provista de una línea de vida y demás elementos de seguridad.

5.1.3. Nacelle

La góndola o nacelle se sitúa en lo alto de la torre y se orienta según la dirección del viento gracias al sistema de posicionamiento (sistema de yaw). Todos los elementos que se describen a continuación se encuentran en su interior, albergados dentro de la carcasa de protección.

A la nacelle se accede desde el interior de la torre a través de una trampilla y una escalera de acceso. Desde el interior de esta existe también un acceso al buje para

poder realizar labores de comprobación y mantenimiento en él sin necesidad de salir al exterior.

- ***Carcasa de protección***

La carcasa de protección de la góndola se fabrica en poliéster reforzado con fibra de vidrio, con espuma aislante en la cara interior. Se compone de 5 piezas: Una inferior, dos laterales, una trasera y una superior.

Las dos piezas laterales, la superior y la trasera conforman una capota indivisible, que se puede desmontar de la pieza inferior permitiendo el acceso en campo por medio de grúa a los componentes internos grandes (generador, multiplicadora, etc.) en caso de necesidad de un mantenimiento correctivo que exija retirarlos para su correcta reparación.

Así, a efectos prácticos, la carcasa de la nacelle está dividida en una semicarcasa inferior y una semicarcasa superior, extraíble para acceso con grúas al interior.

En exterior de la carcasa en la parte superior trasera se sitúan los sensores ambientales (veleta y anemómetro) y la baliza o luz de gálibo.

La nacelle incorpora en la parte trasera una puerta y una pequeña grúa (carga máxima 250 Kg) para permitir la elevación de repuestos o material diverso desde el suelo hasta la nacelle, facilitando las labores de mantenimiento.

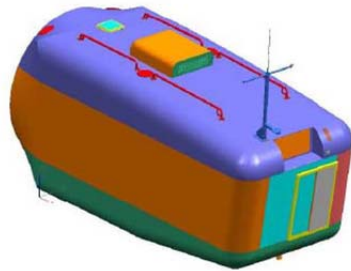
Asimismo, existe una trampilla-claraboya en la parte superior para posibilitar el acceso a la parte exterior superior de la nacelle y para iluminación natural. Para acceder al interior del buje hay otra trampilla-claraboya en la parte delantera, que permite el acceso al mismo sin salir al exterior de la máquina.

La carcasa de la nacelle dispone también de dos aberturas para refrigeración, una en la parte trasera para disipación de calor generado por el generador y otra en la parte superior para disipación de calor generado por la multiplicadora (intercooler de aceite).

Además de la iluminación natural a través de las claraboyas, el interior de la nacelle está iluminado eléctricamente.

La semicarcasa inferior tiene forma de bañera, de manera que cualquier sustancia líquida que se derrame en el interior de la nacelle se drene por el centro. Justo por debajo del rodamiento de yaw existe una canaleta que recoge dichas sustancias líquidas, conduciendo estas por una manguera a lo largo de la torre hasta un bidón de 50 l situado en la base de la torre.

Figura 4.14: Vista exterior de la carcasa



Fuente: Sección de Imágenes de Google

- ***Eje lento y rodamientos***

El eje principal de la turbina GE 1.6-82.5 transfiere la energía del viento captada por el rotor en forma de energía cinética angular hasta la multiplicadora.

Con el fin único de evitar que las palas pudieran llegar a tocar la torre, en caso de altas velocidades de viento, el eje principal de la turbina GE 1.6-82.5 se coloca sobre el bastidor con una inclinación respecto de la horizontal de 5°.

El eje lento o principal está conformado por acero aleado de alta resistencia, forjado con tratamiento superficial anticorrosión de zinc. Su forma es troncocónica, terminando en un plato que le confiere el aspecto visual de una de trompeta, que se une al buje mediante pernos, y disminuye de diámetro longitudinalmente hasta alcanzar su diámetro menor en la unión con la multiplicadora.

En la parte más cercana al rotor, el eje termina en un plato, con el cual se realiza la unión del eje principal y el rotor. Este plato se utiliza también para realizar la función de bloqueo mecánico de la turbina.

El eje principal se fabrica con un taladro interno de un diámetro aproximado de 150 mm en cuyo interior se alojan las conducciones del sistema hidráulico que transmite presión

al sistema de orientación de las palas (*pitch*) y las conducciones eléctricas necesarias para el correcto control de dicho sistema.

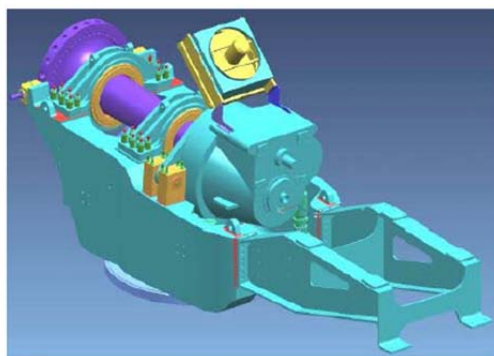
Dos soportes que se fijan al bastidor principal y que albergan a los dos rodamientos del eje lento, reciben el peso del eje y los esfuerzos del rotor. A su vez dichos esfuerzos se transmiten desde el bastidor principal hacia la torre.

- ***Multiplicadora y acoplamiento elástico***

La función de la multiplicadora es transferir el par desde el eje lento hasta el eje rápido del aerogenerador aumentando la velocidad angular. El sistema de transmisión es de una etapa planetaria y tren helicoidal. El factor de multiplicación depende de la clase del aerogenerador, dado que el rango de velocidades angulares de operación del rotor depende de la clase de la turbina.

El eje rápido es fundamentalmente un acoplamiento elástico que conecta el eje de salida de la multiplicadora con el eje del generador. Este acoplamiento es capaz de transmitir la potencia en forma de par torsor y a la vez absorber desalineaciones de los ejes de la multiplicadora y del generador sin introducir grandes esfuerzos en dichos componentes.

Figura 4.15: Conjunto multiplicadora, eje lento, bastidor delantero y bastidor trasero



Fuente: Sección Imágenes de Google

La multiplicadora se apoya sobre el bastidor delantero en dos puntos. Esta unión se realiza mediante unos soportes elásticos cuya función es amortiguar las vibraciones y reducir el ruido.

La multiplicadora consta de su propio sistema de lubricación y refrigeración forzada. Con este sistema se lubrican y refrigeran engranajes y rodamientos mediante un circuito cerrado de aceite a presión y temperatura controladas con etapas de refrigeración y filtrado. Este circuito se compone de:

- Una bomba accionada por un motor trifásico
- Filtros
- Bloque de válvulas
- Intercooler con ventilador
- Resistencia monofásica calefactora

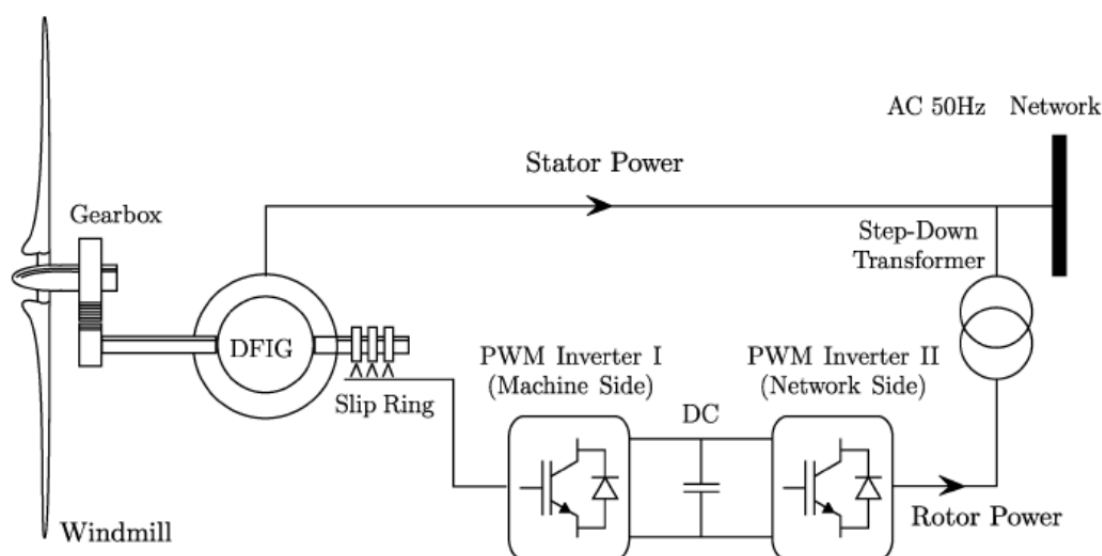
La temperatura del aceite y los actuadores enumerados arriba están monitorizados y gestionados por la unidad de control.

En la parte trasera de la multiplicadora existe un freno de disco hidráulico y un sistema de bloqueo del tren de potencia.

- ***Generador***

El parque eólico objeto de este estudio estará compuesto por generadores de inducción doblemente alimentados de rotor devanado y excitación por anillos rozantes. Los devanados del estator de un generador de estas características están directamente conectados a la red mientras que los del rotor se conectan a esta mediante un convertidor de frecuencia bidireccional (formado por dos convertidores electrónicos CA/CC reversibles), lo que permite al generador generar una tensión de valor y frecuencia constante aunque esté girando a velocidad variable.

Figura 4.16: Esquema del control doblemente alimentado



Fuente: Sección de Imágenes de Google

El convertidor electrónico del lado de la red trabaja siempre a la frecuencia de la red, y su control vectorial permite, de manera independiente, tanto extraer o inyectar activa a través del rotor de la máquina, como controlar la reactiva intercambiada entre la máquina y la red.

El convertidor del lado del rotor en cambio trabaja a frecuencia variable, dependiendo del punto de operación. Con este convertidor se regula la tensión aplicada al rotor, lo que permite el control vectorial de la máquina para regular el par electromagnético y el factor de potencia del generador en un amplio margen de velocidades de viento.

Las variaciones admisibles de la velocidad de la turbina típicamente están en el rango de ± 10 a ± 25 % de la velocidad de sincronismo, dependiendo de las dimensiones del convertidor. Con la finalidad de cubrir un amplio rango de operación y controlar la energía inyectada en red, el generador de inducción doblemente alimentado está capacitado para trabajar como generador tanto en la zona con deslizamiento positivo ($s > 0$) como negativo ($s < 0$). Dado lo anterior, el convertidor electrónico en el lado del rotor debe poder operar con flujos de potencia en ambos sentidos, razón por la cual en estas configuraciones se usa un convertidor bidireccional.

Esto es posible adecuando la excitación rotórica a la velocidad angular del rotor, de manera que la potencia se genera a tensión y frecuencia constantes.

El Generador se apoya sobre el bastidor trasero mediante cuatro elementos amortiguadores (*Silent-Blocks*), cuya función es reducir la amplitud de las vibraciones y el ruido.

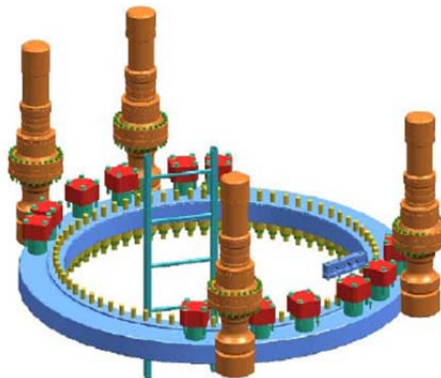
La refrigeración se lleva a cabo por ventilación forzada por medio de dos ventiladores para incrementar el intercambio de calor.

La temperatura en los devanados del estator, en el cuerpo de anillos rozantes, y en los rodamientos está monitorizada. La temperatura de dichos puntos se controla con ayuda de resistencias calefactoras y de los ventiladores mencionados anteriormente.

- **Sistema yaw**

La orientación de la nacelle con la dirección del viento predominante se lleva a cabo mediante el sistema de yaw. Este consiste en una corona dentada solidaria a la torre y en cuatro motorreductoras solidarias a la nacelle con sus respectivos cuatro engranajes engranados en la corona de la torre, que hacen que la nacelle gire en ambos sentidos con respecto a la torre, sobre el rodamiento de yaw. Ver figura 4.17.

Figura 4.17: Conjunto sistema de yaw



Fuente: Sección Imágenes de Google

Cada una de las cuatro motorreductoras se compone de un motor eléctrico trifásico de jaula de ardilla y una etapa de engranajes reductores. El arranque y parada de dichos motores se controla por medio de un arrancador suave, que genera una señal rampeada de arranque y parada. Los motores constan asimismo de un freno eléctrico que está activado cuando no hay tensión.

El sistema de yaw se completa con un sistema de freno activo, realizado a través de 12 pinzas de freno hidráulicas, que fijan mecánicamente la nacelle en la orientación correcta. Están en servicio cuando la máquina tiene tensión, es decir, cuando el grupo hidráulico puede generar presión y los frenos eléctricos de los motores están desactivados.

5.1.4. Rotor

La función del rotor es captar la energía del viento y convertirla en energía cinética de rotación.

El rotor del aerogenerador GE 1.6-82.5 se compone de tres palas montadas sobre un buje de fundición de hierro nodular, el cual está cubierto por el cono-nariz, de poliéster reforzado con fibra de vidrio. Está diseñado para funcionamiento a barlovento.

Tal y como se ha indicado anteriormente, existen varias variantes de rotor según el diámetro de la superficie que barren: 70.5 m, 77 m y 82.5 m. En todas las variantes el buje es el mismo, cambiando únicamente las palas, que son respectivamente de 34 m, 37,3 m y 40.3 m.

El rotor está diseñado para operar entre 10.1 r.p.m y 18.7 r.p.m.

La velocidad del rotor se regula con una combinación de control de par resistente del generador (vientos bajos) y de control de pitch (vientos altos). El rotor gira en sentido horario mirando la turbina desde el frente.

Para evitar colisiones de la pala con la torre en caso de vientos altos, el rotor tiene una inclinación de 4º (*tilt*) respecto a la vertical, consecuencia de la inclinación del eje lento respecto a la horizontal.

Integrado en el buje está el sistema de orientación de pala (*pitch*), de accionamiento independiente para cada una de las tres palas, que permite variar el ángulo de paso en un rango de 2º (producción con la mayor superficie de pala expuesta al viento) a 90º (bandera-parada). Este sistema actúa también como freno aerodinámico, llevando las palas a posición de bandera.

- **Buje**

El buje, fabricado en fundición nodular, es el mecanismo que transmite la energía de las tres palas al eje lento. La unión del buje al eje lento es atornillada, con tres bulones adicionales de cortadura. Ver figura 4.18.

Figura 4.18: Vista lateral-frontal tridimensional de un buje



Fuente: Sección Imágenes de Google

En el interior de este componente hueco se alojan los elementos que componen el sistema de pitch.

El buje dispone de 8 aberturas:

- 3 aberturas laterales para la inserción de rodamientos de pala
- 1 abertura frontal central para acceso al buje desde el cono-nariz
- 3 aberturas frontales pequeñas para los cilindros de pitch
- 1 abertura trasera central para introducción de tubos de presión y cables para el sistema de pitch (conexión eje lento)

- **Palas**

Cada turbina GE 1.6-82.5 tiene tres palas, conectadas al buje mediante sus respectivos rodamientos de pala. Las palas están fabricadas en fibra de vidrio reforzada con poliéster, con un recubrimiento superficial suave destinado a proteger los materiales de la radiación UV y a proporcionar el color a la pala. Cada pala está formada por dos cortezas unidas y soportadas por vigas y costillas internas.

Correspondiendo con los dos diámetros de rotor disponibles comercialmente, existen tres longitudes de pala: 34 m, 37.3 m y 40.3 m.

El perfil aerodinámico de las palas varía a lo largo de su eje longitudinal, tanto en sección y forma como en ángulo de incidencia del borde de ataque.

Unos insertos especiales de acero conectan la pala a la pista móvil del rodamiento de pala.

El rodamiento de pala permite el giro de la pala respecto a su eje longitudinal. Su pista fija está atornillada al buje y la móvil a la pala.

- ***Sistema de pitch***

El sistema de pitch permite variar el ángulo de paso de cada pala, al girar ésta sobre su eje longitudinal. El objetivo de este sistema es doble:

- Regular la potencia generada con vientos altos
- Freno aerodinámico en caso de parada controlada o emergencia.

Normalmente se accionan las tres palas simultáneamente. Sin embargo, cada una de las palas del rotor tiene un sistema independiente de ajuste de ángulo de paso, accionado por un cilindro hidráulico específico para cada pala. Estos cilindros están físicamente ensamblados a las placas pitch, solidarias a la pista móvil de los rodamientos de pala, provocando con su actuación el giro de la misma.

Con el accionamiento independiente de cada pala se consigue un dispositivo de seguridad doblemente redundante, ya que con sólo una pala en bandera, se podría conseguir la detención el rotor.

Cada pala tiene un acumulador de nitrógeno alojado en el buje, en el que hay una reserva permanente de aceite a presión suficiente para garantizar poder llevar la pala a bandera, incluso en el caso de falta de tensión de alimentación del grupo hidráulico (caída de presión en el sistema).

Los componentes del sistema de pitch en el buje son:

- 3 cilindros hidráulicos para accionamiento mecánico del giro de pala
- 3 acumuladores de aceite a presión con cámara de nitrógeno.

- 3 bloques de válvulas para el accionamiento de los cilindros
- Sensores de posición de pitch (integrados en los cilindros)
- Circuitería hidráulica (latiguillos y/o tubos)
- Circuitería eléctrica y de comunicaciones (cables y cajas de conexiones)

5.2. Funcionamiento

El control que incorpora la turbina GE 1.6-82.5 funciona básicamente como se describe a continuación (modo automático).

Con vientos bajos, la velocidad de giro del rotor es proporcional a la velocidad del viento. Cuanto mayor es la velocidad del viento, mayor es la velocidad de giro del rotor, controlando ésta mediante el denominado control de par. El par resistente del generador es el que evita que el rotor se sobreacelere. Este control se utiliza desde el momento en que el aerogenerador entra en producción hasta que la potencia producida por el generador alcanza su valor nominal (1600 KW). En esta fase, la potencia producida es directamente proporcional a la velocidad del viento.

Con vientos altos, la velocidad del rotor se mantiene constante en su valor nominal (máximo). Dado que en estas condiciones el generador se encuentra saturado entregando la potencia nominal y no puede ofrecer un par resistente mayor, el control de la máquina se realiza regulando el ángulo de paso de las tres palas. Este es el denominado control de pitch que, mediante control aerodinámico, mantiene la potencia volcada a la red constante e igual a la potencia nominal (1600 KW) hasta llegar a la velocidad de corte.

A continuación se describen más detalladamente diferentes aspectos del funcionamiento de los aerogeneradores GE 1.6-82.5.

5.2.1. Red eléctrica

Las condiciones nominales de la red a la que debe conectarse el aerogenerador son 20 KV, 50 Hz ó 60 Hz. El intervalo de tensión en funcionamiento debe estar comprendido entre +10/-10% del valor nominal. El intervalo de variación en frecuencia es de +2/-3 Hz.

La red eléctrica debe ser suficientemente estable (dentro de los márgenes mencionados) puesto que variaciones frecuentes de tensión o frecuencia más allá de los límites en operación pueden causar daños en los componentes mecánicos de la máquina.

En caso de pequeñas redes eléctricas independientes, será necesario comprobar las condiciones reales.

En todas las condiciones de operación se puede obtener un factor de potencia unitario a la salida del cuadro de 20 KV y una conexión a la red eléctrica muy suave, gracias a su rutina de sincronización a red.

En la cimentación se integra una conexión a tierra de máximo 10Ω , adaptando la topología de la red a las características del terreno.

5.2.2. Sistema de generación

El sistema de generación eléctrica es de velocidad variable, y asegura que la velocidad y el par mecánico del aerogenerador siempre suministren a la red una potencia eléctrica estable. El funcionamiento se explica a continuación.

El estator está directamente conectado a la red. El rotor bobinado se alimenta con una señal controlada en amplitud y frecuencia, producida por el equipo de potencia. Las corrientes rotóricas se introducen en el rotor mediante anillos rozantes.

La velocidad del giro del rotor se optimiza con relación a la del viento. El equipo de potencia a su vez adecua la magnetización del rotor a la velocidad del mismo, generando en el estator la potencia a la tensión y frecuencia deseadas.

Dado que la excitación del rotor está controlada por el equipo de potencia, el generador puede funcionar por encima y por debajo de la velocidad de sincronismo. En régimen subsíncrono, el rotor consume energía de la red y en régimen hipersíncrono produce energía que entrega a la red, debido a la autoinducción.

En todo caso, el generador es visto como síncrono desde la red. El control de corrientes rotóricas permite también el control del factor de potencia, que se puede imponer como un parámetro definible por el sistema de control.

Otro resultado de la generación síncrona que caracteriza al sistema de generación es la suave conexión a la red eléctrica. Estas conexiones suaves se consiguen mediante una

rutina de sincronización a la red, en la que se genera una tensión en el estator del generador igual a la de red en magnitud y fase, con lo que se conecta a red con corriente de conexión cero, y con simples contactores, sin ser necesario equipo adicional como tiristores en el caso de grupos asíncronos convencionales.

Como resultado del control de par mecánico se pueden reducir las cargas en el tren de potencia, permitiendo absorber el exceso de energía de las ráfagas de viento transformándolo en energía cinética de rotación en el rotor que permite la autoinducción y la entrega de energía a red desde el rotor en régimen hipersíncrono.

Asimismo se consigue disminuir el nivel de ruido debido a la menor velocidad de giro del rotor en vientos bajos, en los que el aporte de ruido medioambiental del aerogenerador podría ser bien perceptible respecto al nivel de ruido de fondo causado por el propio viento.

5.2.3. Unidad de control y potencia

La unidad de control y potencia, basada en el sistema INGECON-W, monitoriza y controla todas las funciones críticas del aerogenerador, para optimizar constantemente el funcionamiento del mismo en todo el rango de velocidades del viento. Se sitúa en la base de la torre, en el interior de un armario eléctrico, comúnmente llamado "Ground".

La unidad de control y potencia puede descomponerse en dos, tal y como indica su nombre:

- La unidad de control, que consta de un PLC (*Programmable Logic Controller*), y que es la encargada de controlar toda la máquina
- La unidad de potencia, que trabaja en comunicación con el PLC. Consta de una CCU (*Converter Control Unit*) y de un equipo de potencia al que controla.

El PLC y la CCU se hallan constantemente comunicados y coordinados entre sí. Asimismo, presentan una interfaz al usuario en forma de pantalla táctil integrada en el armario ground.

- ***Unidad de control***

El PLC junto con sus tarjetas de entrada/salida capta las señales de las diversas funciones del aerogenerador, calcula las acciones de control óptimas y da las órdenes a los actuadores correspondientes (motores, electroválvulas, relés...) para conseguir el funcionamiento seguro y la mejor captación de la energía eólica disponible en el emplazamiento. También es el encargado de activar la parada de emergencia en caso de que la turbina no funcione correctamente.

Las funciones principales de la unidad de control (PLC) son:

- Orientación de la góndola respecto al viento predominante. Supervisión y corrección del estado de torsión de los cables de la torre.
- Gestión del grupo hidráulico que proporciona energía mecánica al sistema del pitch y a los freno de parking y del sistema Yaw.
- Supervisión de los sensores ambiente: viento, dirección predominante de viento, temperaturas.
- Supervisión de la velocidad de giro de los diferentes componentes mecánicos.
- Supervisión y monitorización del estado de vibraciones.
- Supervisión de las funciones del generador y del convertidor. Conexiones y desconexiones a red.
- Consignas de potencia activa y reactiva.
- Regulación de la velocidad.
- Posicionamiento y control del ángulo de pitch (palas).
- Control de alarmas y modo de operación.
- Intercambio de datos con Telemando.
- Contadores de energía, horas y disponibilidades.
- Gestión de parámetros de la turbina.

- ***Unidad de potencia***

La unidad de potencia está compuesta por los siguientes elementos:

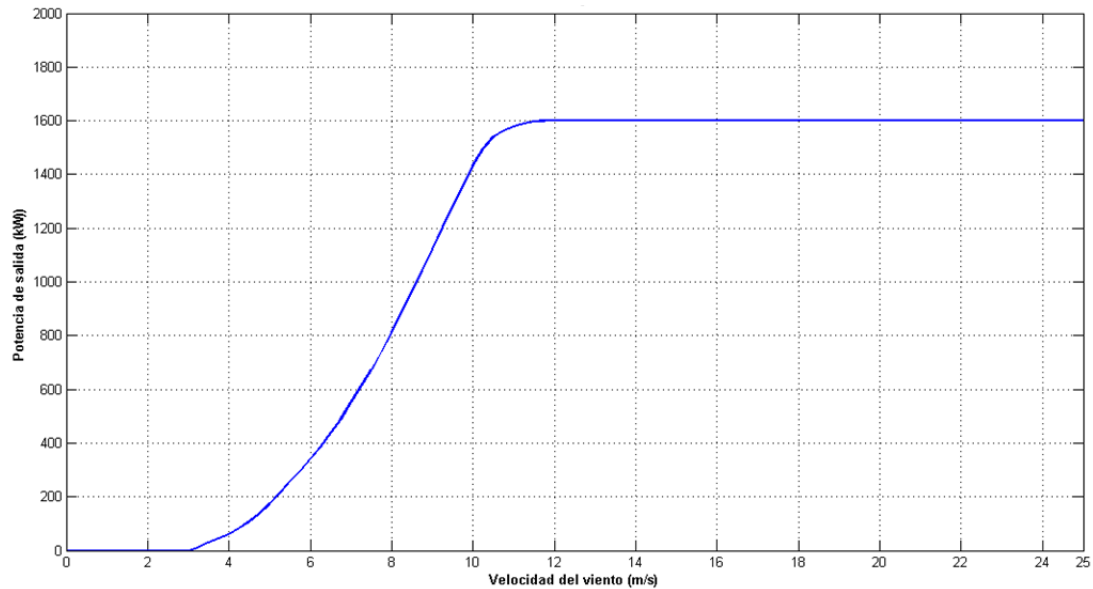
- Equipo de potencia (convertidor)
- CCU
- Medida de tensiones y corrientes
- Medida de velocidad (Encoder)
- Protecciones contra sobretensiones en el convertidor
- Sistemas de refrigeración
- Contactores de alimentación
- Contactor de acoplamiento del estator a red

El equipo de potencia consta fundamentalmente de un convertidor rectificador de entrada desde la red, una batería de condensadores para el almacenamiento de carga en forma de tensión continua y un convertidor inversor de salida hacia el rotor. En régimen hipersíncrono, el flujo de energía a través del equipo de potencia se invierte, aportando el rotor energía a la red.

5.3. Curva de potencia

La curva de potencia del aerogenerador GE 1.6-82.5 proporcionada por el fabricante se muestra en la siguiente figura.

Figura 4.19: Curva de potencia estándar de aerogenerador GE 1.6-82.5



Fuente: Windographer

Hay que recordar que esta curva de potencia es la que entrega el fabricante en condiciones atmosféricas estándar. Habrá que modificarla para la zona concreta del emplazamiento.

5.4. Generación estimada del parque eólico

En el capítulo 4 se muestran los datos de generación estimados para el año del que se tienen datos del viento. Al tener datos eólicos de un solo año, no se puede concluir que los datos eólicos son de un año típico, ya que para ello son necesarios los datos eólicos de varios años. Aun así en este proyecto se asume que los datos obtenidos de la torre de medición de Qollpana del año 2010-2011, son los datos eólicos típicos en el emplazamiento.

Por tanto, la velocidad media a 65 metros de altura de buje en un año típico en el emplazamiento es de 8m/s. Del software Windographer, se obtiene que para las condiciones eólicas consideradas típicas en el emplazamiento, un aerogenerador GE 1.6-82.5 producirá anualmente una energía anual de 4,919926 GWh.

Suponiendo que todos los aerogeneradores del mismo parque producen la misma energía, el parque eólico compuesto por 25 aerogeneradores GE 1.6-82.5 inyectará una energía de 122,998 GWh/año a la red eléctrica del estado plurinacional de Bolivia.

CAPÍTULO 5: EJECUCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE EÓLICO

La ejecución técnica es la construcción del parque eólico con todas las obras de infraestructura que se precisen, y que básicamente son: caminos de acceso y viales interiores, cimentaciones y plataformas para los aerogeneradores, centros de transformación para ubicación de cabinas y transformador elevador (en el interior de casetas prefabricadas de hormigón a pie de de generador), suministro y tendido de los cables de media tensión (MT), baja tensión (BT), fibra óptica (FO), etc., puesta a tierra de todo el parque, centros de transformación y restauración medioambiental.

Para poder evacuar la energía eléctrica producida por los aerogeneradores en el parque eólico, es preciso construir una subestación de 20/115 KV, que servirá para conectarse a la línea de alta de tensión que une Cochabamba con Sucre en el municipio de Mizque. Igualmente es preciso construir una red de distribución de 20 KV que servirá para conectar los centros de transformación de los aerogeneradores con la subestación transformadora.

1. OBRA CIVIL

Además de la obra civil que se describe para el parque eólico se deben valorar los condicionantes medioambientales que sean de aplicación y el impacto ambiental del parque eólico. Para ello, habrá que hacer unos estudios medioambientales, que este proyecto no mostrará, por no ser objeto de éste.

Con respecto al sistema hidrológico se contemplarán las siguientes actuaciones: no se alterará la red hidrológica en la zona de actuación, se evitará trazar viales en cercanías de arroyos y abarrancamientos, las tareas de limpieza y las casetas de obra dispondrán de la adecuada evacuación de las aguas.

Con respecto a la protección del suelo, se evitará la construcción de nuevos viales caminos o pistas aprovechando al máximo los ya existentes.

Con respecto a la protección de la flora y la fauna, se respetará al máximo la vegetación natural adoptando las medidas necesarias para evitar cualquier daño.

1.1. Caminos de acceso

El Parque Eólico de Qollpana se instalará en la provincia de Totora dentro del término municipal de Qollpana.

El acceso a los terrenos del parque eólico, como ya se ha dicho en el capítulo 3, es a través de un camino que no está en condiciones de soportar el transporte de vehículos largos y pesados. Por ello, desde el acceso de la carretera vieja que un Cochabamba con Santa Cruz, este camino debe ser debidamente acondicionado para posibilitar el tránsito de vehículos pesados, capaces de transportar las palas de los aerogeneradores, pieza más difícil de transportar.

1.2. Viales interiores

El camino de acceso al parque eólico desembocará en un vial de nueva ejecución, que será capaz de interconectar todos los aerogeneradores, centros de transformación y casetas que pueda tener el proyecto.

El trazado de los viales se realizará aprovechando al máximo los caminos existentes.

El criterio que se sigue en el trazado es mantenerlo, en la medida de lo posible, paralelo a la línea de aerogeneradores, con el fin de hacer el menor trazado posible.

La anchura mínima de los caminos será de 4.5 m en recta y en curva, si ésta cuenta con un radio mayor de 60 m. En caso contrario se le dotará de un sobreechancho, según la siguiente tabla:

Radio (m)	Sobreechancho (m)
30	4,5+8
40	4,5+6
50	4,5+4
60	4,5+2

Fuente: (13)

Los radios mínimos de curvatura serán de 30 m, con el sobreechancho correspondiente.

La pendiente máxima debe estar entre 8º y 10º.

Si la pendiente supera el 14 %, el camino se debe hormigonar o asfaltar.

Los trabajos a realizar, tanto en los viales de nueva ejecución como en el acondicionamiento y refuerzo de los viales existentes, para permitir el paso de la maquinaria, serán los siguientes:

- Desbroce de la traza, en las zonas de nueva ejecución.
- Excavación de tierra vegetal, en terreno compacto y en roca con taludes.
- Terraplén con materiales procedentes de la excavación.
- Extendido de una capa superior de zahorra artificial o canto rodado machacado: espesor mínimo 20 cm.
- Caños de drenaje de hormigón de diámetro 80 cm.
- Extendido de la tierra vegetal.

Para la recogida de las aguas se dispondrá de una cuneta longitudinal de 0.50 metros de anchura y 0.30 m de profundidad a ambos lados del camino, que desaguará siguiendo las líneas del terreno.

Por otra parte se dispondrán las obras de drenaje transversal necesarias, compuestas por tubos de hormigón.

La tierra vegetal procedente de la ejecución del vial se almacena para su posterior utilización en la regeneración de la cubierta vegetal del emplazamiento, y en el caso de que existan sobrantes de excavación se utilizan, en la medida de lo posible, para la realización de las plataformas de ejecución de los aerogeneradores, siempre que el material procedente de la excavación sea el requerido, caso contrario se transportará a un vertedero autorizado y se dispondrá de materiales de préstamo con las condiciones técnicas establecidas.

1.3. Cimentaciones de aerogeneradores GE 1.6-82.5

El aerogenerador consta de una torre troncocónica tubular de altura de buje de 65 m, diámetro del rotor de 82.5 m, dividida en tres tramos de acero y pintada. Va cimentada

sobre una zapata de hormigón armado cuyo tamaño depende de las características del terreno y las solicitaciones mecánicas que deba soportar.

El diseño de la cimentación de los aerogeneradores debe adaptarse a las características geotécnicas de los suelos donde se ubiquen. Al no tener un estudio geotécnico del lugar, no es posible conocer las dimensiones exactas de la cimentación.

Antes de ejecutar la cimentación se procede a la excavación de la misma hasta llegar a la profundidad donde el terreno presente la consistencia adecuada para soportar el esfuerzo transmitido por los aerogeneradores.

La cimentación consiste en una zapata de hormigón armado de planta cuadrada. Antes de ejecutar la zapata se nivela la superficie de apoyo con una capa de hormigón de limpieza, HM-15 de 10 cm de espesor.

1.4. Plataformas para montaje de aerogeneradores

El espacio necesario para la construcción y el montaje de los aerogeneradores viene determinado fundamentalmente por la superficie que ocupan las grúas y el espacio requerido para realizar todas las maniobras durante el montaje, así como el acopio de materiales. En el montaje de los aerogeneradores es necesario contar con una superficie plana donde estacionar la grúa que eleve las distintas piezas de las máquinas.

A tal efecto se habilita al lado de cada cimentación (máximo 1 m de distancia) una plataforma con dimensiones en planta de 35 x 25 metros. El acabado en superficie será similar al de los viales. La inclinación de las plataformas será, como máximo, de un 2%.

La distancia del pedestal al inicio de la plataforma debe ser de 1 m como máximo.

Los pasos de la ejecución de la plataforma son: desbroce, excavación del terreno hasta conseguir una superficie plana y de consistencia adecuada, relleno con materiales sobrantes de las distintas excavaciones (cimentaciones, viales, etc.) y compactación de los mismos.

El Estado plurinacional de Bolivia no posee grúas con las características necesarias para trabajar con grandes aerogeneradores, por lo que las grúas tendrán que venir de países vecinos. Este tipo de maquinaria resulta muy costosa, por tanto, a la hora de montar los aerogeneradores será de gran importancia que las plataformas para el montaje de los aerogeneradores estén hechas antes de la llegada de la grúa.

1.5. Centro de control

La sala de control, seccionamiento y medida correspondiente al sistema de 20 KV del parque eólico está integrada en el edificio de la subestación transformadora que se construirá.

1.6. Canalizaciones MT

Las canalizaciones se trazan entre los aerogeneradores de manera que estén eléctricamente interconectados entre sí y el centro de control del parque, integrado en la subestación transformadora 20/115 KV.

Las canalizaciones de la interconexión entre aerogeneradores a 20 KV consisten en zanjas excavadas de 1.2 m de profundidad y 0.6 m de anchura mínima, pudiendo ser superior en función del número de ternas a instalar. En el fondo de la zanja se extiende el cable de puesta a tierra y se recubre con una capa pequeña de tierra procedente de la excavación. Sobre esta tierra se extiende una capa de arena de mina o de río de unos 100 mm de espesor, y sobre ella se alojan las ternas de cables de media tensión, separadas horizontalmente entre sí unos 150 mm. Seguidamente se recubren con una capa de arena de mina o de río (el espesor de la capa de arena que los cubre es de 200 mm). Por encima de esta capa en todo su recorrido se coloca una o dos filas de losetas prefabricadas (dependiendo del ancho de zanja), que hacen de protección mecánica por encima de los cables en todo su recorrido. Por encima de esta protección mecánica se extiende una capa de 50 mm de tierra procedente de la excavación, libre de piedras y cascotes y compactada por medios manuales, sobre la que se tienden los cables de fibra

óptica necesarios, que se recubren con otros 250 mm del mismo tipo de material que el descrito anteriormente. Esta capa de tierra se compacta convenientemente, y sobre ella se coloca una o dos hileras de losetas prefabricadas.

Seguidamente se extiende una capa de 300 mm de tierra. En todo su recorrido se colocan dos cintas de señalización que advierta la existencia de cables de media tensión por debajo de ella. Finalmente, encima de la cinta de señalización se extiende otra capa de tierra hasta alcanzar la superficie del terreno.

En los casos en que las zanjas crucen el vial interior del parque, es necesaria la colocación de tubos de polietileno de doble capa de 160 mm de diámetro para la protección del cable, así como tubo polietileno de doble capa de 90 mm de diámetro para los cables de comunicaciones.

2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica en unas condiciones óptimas, tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía.

En los parques eólicos con potencias instaladas de decenas de megavatios se requieren dos niveles de transformación. El primero, el centro de transformación, eleva la tensión de salida de los aerogeneradores (baja tensión -BT-, habitualmente 690 V) hasta la tensión de distribución interna del parque (media tensión -MT-, valores que dependen del país). El segundo, la subestación transformadora, eleva la tensión de la red de media tensión interior del parque al nivel de alta tensión - AT- para su posterior transporte hasta el punto de inyección.

Las características de la infraestructura eléctrica del parque eólico deben de seguir las normas sobre electricidad vigentes en el estado plurinacional de Bolivia.

En la actualidad, con aerogeneradores de potencias medias y altas, la configuración utilizada es la conexión en MT de los aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su propio centro de transformación.

El parque eólico de Qollpana está proyectado con 25 aerogeneradores, con una altura de buje de 65 m, una potencia unitaria de 1600 KW y una tensión de generación de 690 V. Cada uno de los aerogeneradores lleva asociado un centro de transformación en la base de la torre, formado por un transformador de aislamiento seco y las celdas de interconexión y protección.

Los aerogeneradores se conectan por medio de cables subterráneos a 20 KV al centro de control y seccionamiento, a través de una única línea que recoge la energía generada.

La sala de control, medida y seccionamiento está integrada en la subestación transformadora que se instalará en el parque, que recoge la energía procedente de los 25 aerogeneradores.

La instalación de los aerogeneradores se completa con los necesarios elementos electromecánicos, red de tierras, sistemas de seguridad, etc.

2.1. Instalaciones

La infraestructura eléctrica del parque eólico está constituida por un conjunto de instalaciones que tienen asignadas las funciones que se describen a continuación:

- Aerogeneradores. Elementos principales en la producción de la energía.
- Centros de transformación. Cada aerogenerador lleva asociado un centro de transformación, situado en casetas prefabricadas de hormigón situadas a pie de aerogenerador, para su conexión a la correspondiente línea de Media Tensión.
- Línea de aerogeneradores de MT. Una línea de 20 KV subterránea que interconecta los centros de transformación de los aerogeneradores y transporta la energía generada hasta la subestación transformadora.
- Líneas de comunicación. Conjunto de líneas de fibra óptica para comunicaciones de los sistemas de control y protección de las instalaciones y del sistema de control eólico.

2.1.1. Centros de transformación

Los equipos eléctricos de interconexión del parque eólico se albergan en un edificio prefabricado de hormigón, centro de transformación, que cuenta con el espacio suficiente para: un transformador elevador (con entrada independiente), cabinas de interconexión de circuitos y cabina de salida del transformador, caja de fusibles de protección de BT del transformador, todos ellos con sus correspondientes equipos auxiliares.

El edificio debe estar perfectamente preparado para la instalación en su interior de los equipos eléctricos en las condiciones adecuadas.

El centro de transformación se ubica a la menor distancia posible de la zapata del aerogenerador. Se instala desde el eje de la zapata hacia el lado contrario de la plataforma.

El edificio debe contar con un falso suelo de unos 50 cm que permita la entrada de los cables, tanto los que proceden de los diferentes circuitos del parque eólico, como los procedentes del aerogenerador.

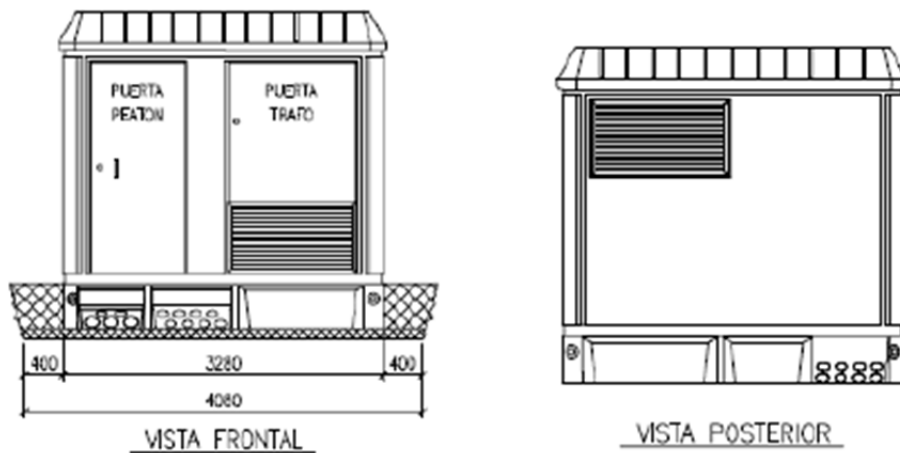
Una vez completada la instalación de los mismos deben quedar selladas todas las entradas procedentes del exterior.

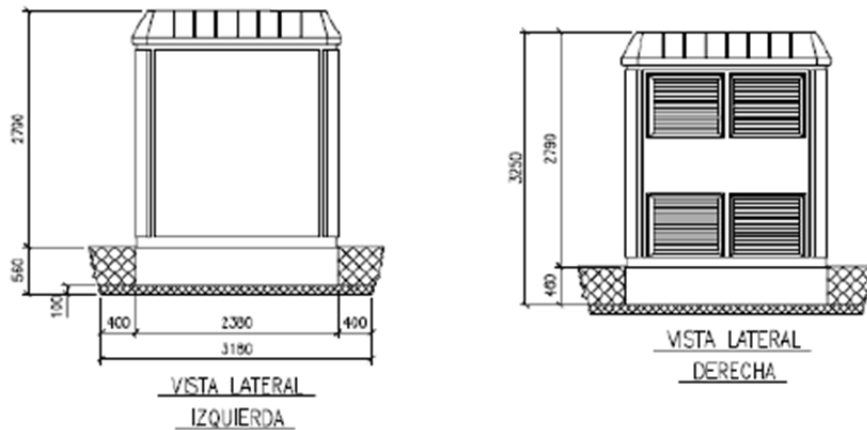
El edificio cuenta con la ventilación adecuada para los equipos que aloja, y con dos puertas independientes, una peatonal y la otra para la entrada del transformador elevador, cuyo cubículo es independiente de las cabinas y el resto de los armarios.

En la figura 5.1 se muestra una propuesta correspondiente a un centro de transformación. Las dimensiones de la excavación que conlleva este centro son:

4.08 m de ancho x 3.18 m de fondo x 0.56 m de profundidad

Figura 5.1: Plano del centro de transformación asociado a cada aerogenerador





Fuente: (13)

En el interior del edificio prefabricado se forma un anillo con cable de cobre desnudo montado sobre piezas atornilladas a la pared, uniéndose en un punto a la malla de puesta a tierra del aerogenerador más próximo, así como a las tierras de acompañamiento del parque. Desde dicho anillo se da tierra a los equipos (cabinas, transformador).

Estos centros están constituidos por los siguientes elementos:

- Un edificio prefabricado.
- Un transformador elevador de aislamiento seco.
- Celdas de protección y maniobra de los circuitos de MT.
- Cables de MT.
- Cables de BT entre el transformador y el aerogenerador.
- Fusibles de protección en BT.

Las características de los transformadores elevadores son las que indican a continuación:

Tabla 5.2: Características de los transformadores elevadores

Tensión en el lado de MT	20000V+-2,5+-5%
Tensión en el lado de BT	690V
Tensión de cortocircuito	6%
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn5
Clase de aislamiento	F

Pérdidas en vacío	1700W
pérdidas a 125°C	17000W
Potencia nominal	1600kV

Fuente: (13)

Cada uno de los centros de transformación dispone de un cuadro de baja tensión instalado antes del transformador. Estos cuadros cuentan con un embarrado de 1600 A y doce fusibles de 355 A con seccionamiento, al que se conectan los conductores procedentes del aerogenerador.

Las celdas de protección y maniobra de los circuitos de MT son compactas y están situadas en el interior del centro de transformación, y permiten la conexión/desconexión individual de cada turbina con respecto a la red eléctrica. Además, las celdas de MT incluyen una protección del aerogenerador ante cortocircuitos, disparo externo y protección térmica del transformador.

Dependiendo de la posición del aerogenerador en el parque y su funcionalidad, enlazando o no con otros aerogeneradores, varían los módulos que configuran las celdas, siendo típicas las siguientes:

- Módulo 0L+1L+1P

Es la configuración utilizada en todos los aerogeneradores en posiciones intermedias en los tendidos de línea.

Permite, no sólo la protección del transformador del aerogenerador, sino su conexión al resto del tendido, y la prolongación del tendido de línea.

Contiene:

- Celda (1) de protección de transformador (0L)
- Celda (1) de línea de parque eólico con seccionamiento (1L)
- Celda (1) de línea de parque eólico sin seccionamiento (1P)

- Módulo 0L+1P

Es la configuración utilizada en todos los aerogeneradores en posiciones finales en los tendidos de línea.

Permite, no sólo la protección del transformador, sino su conexión al resto del tendido.

Contiene:

- Celda (1) de protección de transformador (OL)
- Celda (1) de línea de parque eólico sin seccionamiento (1P)

2.1.2. Líneas de aerogeneradores de M.T

El tendido es subterráneo y los cables se tienden agrupados en ternas directamente en zanjas, tal y como se describe en el apartado de canalizaciones de MT.

Para la interconexión de los aerogeneradores, estas líneas se conectan a las posiciones de entrada y salida de las celdas de media tensión situadas en los centros de transformación. Cada una de las líneas está conectada a una de las celdas de protección de línea de la subestación transformadora.

En la misma zanja, se realiza la colocación de la red de fibra óptica para comunicaciones, así como el cable desnudo para puesta a tierra.

En el caso de que exista un cruce con alguna zanja para cables de MT se realiza un cruce de zanjas, pasando los cables de MT de nueva instalación por debajo de la zanja existente. En ningún caso se comparte zanja con las canalizaciones ya existentes.

Los cables que constituyen los circuitos antes citados tienen las siguientes características:

- Tensión específica (Uo/U) 12/20 KV
- Conductor Cuerda compacta de aluminio
- Secciones del conductor adoptadas: 1 x 240 mm² y 1 x 400 mm²
- Aislamiento polietileno reticulado (XLPE)
- Procedimiento de fabricación Triple extrusión

- Cubierta Mezcla termoplástica resistente al frío y de alta resistencia a la abrasión y al desgarro.

2.1.3. Comunicaciones por fibra óptica

Los cables de fibra óptica se emplean para comunicaciones del sistema de control y protección del parque o para las comunicaciones del sistema de control eólico y torre meteorológica.

Todos los aerogeneradores están comunicados con el sistema de control eólico, situado en el edificio de control de la subestación, mediante una red de fibra óptica.

Las principales características de estos cables de fibra óptica son las siguientes:

- 16 fibras por cable
- 62,5/125 μm para fibra óptica multimodo
- 9/125 μm para fibra óptica monomodo
- Resistencia al fuego
- Contenido libre de halógenos
- Protección contra penetración del agua
- Protección contra roedores
- Atenuación máxima a 1300 nm de 1dB/Km
- Para tendido subterráneo directamente enterrado

Deben conectorizarse 8 fibras por cada cable que entra en el aerogenerador, montaje de caja de conectorización con capacidad para 24 unidades en armario de BT del aerogenerador, ejecución de rabillos (*pig-tails*) de interconexión entre la caja anterior y los conectores del equipo de comunicaciones de armario de control.

3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 20/115 KV

A fin de evacuar la energía producida por el parque eólico, se proyecta la ejecución de una subestación transformadora de tensión 20/115 KV, que efectuará su interconexión con la red de distribución mediante una línea aérea de 115 KV, que enlazará la subestación eléctrica, con el transformador que aumenta la tensión hasta 230 kV para poder inyectarla en el sistema interconectado nacional del estado plurinacional de Bolivia.

La ubicación de está subestación será en función de dos requisitos. El primero de ellos, y el más importante, será un sitio adecuado para recoger todas las líneas de MT procedentes de los aerogeneradores. Por otra parte, conviene que la subestación eléctrica esté situada lo más cerca posible de la línea eléctrica que enlazará la subestación con la línea de alta tensión de Mizque, por lo que conviene que esté situada al sur del parque eólico.

El diseño detallado de la subestación eléctrica no es objeto de este proyecto, por lo que se deja como propuesta para algún proyecto posterior.

4. LINEA DE ALTA TENSION DE 115 KV DE EVACUACION DE ENERGIA DEL PARQUE EOLICO

El presente apartado contempla el estudio, descripción y valoración de la línea aérea de 115 KV, de simple circuito, necesaria para la evacuación de energía eléctrica producida por el parque eólico de Qollpana hasta la línea de alta tensión situada en la población de Mizque. Esta línea de alta tensión pertenecerá a la empresa ELFEC S.A, empresa subsidiaria de la corporación ENDE (Empresa Nacional De Electrificación Boliviana).

4.1. Descripción del trazado de la línea

La Línea de Alta Tensión tiene una longitud total de 36.640,0 metros, los cuales todos se transportaran mediante una línea aérea de 115 KV, de un circuito con un cable de seguridad. La línea partirá en aéreo de la subestación eléctrica del parque de Qollpana y llegará a unirse con la línea de alta tensión que une Cochabamba con Sucre, a la altura del municipio de Mizque. La conexión de la línea proveniente del parque eólico de Qollpana con la línea del SIN será mediante un transformador que aumente la tensión de 115KV a 230KV.

La línea de evacuación del parque eólico, empieza en el pórtico de amarre de la subestación transformadora y se desplaza en línea recta en dirección suroeste hasta Mizque. En el camino no hay ningún obstáculo que haga que la línea tenga que desplazarse.

Al estar la línea de transporte a una altitud superior a 1000 metros sobre el nivel del mar, supone que la clasificación de esta línea será de ZONA C.

4.2. Conductores fase

Los conductores fase que se utilizarán para esta línea serán, los conductores con la designación ACSR 477 KCM, más comúnmente llamado HAWK cuyas características se mencionan en la tabla 5.3 mostrada a continuación;

Tabla 5.3: Características de los conductores fase de la línea de evacuación

	Designación	ACSR 477 KCM
Secciones (mm ²)	Aluminio	241,7
	Acero	39,3
	Total	281
Número de alambres	Aluminio	26
	Acero	7
Diámetro de los alambres (mm)	Aluminio	3,44
	Acero	2,68
Diámetro exterior nominal (mm)		21,7
Peso de los alambres (Kg/Km)	Aluminio	663
	Acero	264
Peso del cable nominal (Kg/Km)		927
Carga de ruptura (kN)		84
Capacidad de corriente (A)		659

Fuente: Catálogo Latincasa

Se trata de un conductor de alambres de aluminio cableados alrededor de un núcleo de acero galvanizado, que se utiliza en aplicaciones de líneas aéreas de transmisión y distribución.

Este conductor se recubrirá con una capa de zinc que como mínimo será de 190g/m².

4.3. Cable de guarda

Para obtener una mejor protección contra sobretensiones de origen atmosférico, se instalarán sobre los conductores, en la cúpula de los apoyos escogidos, que dan un ángulo de recubrimiento razonable, un cable de tierra de acero galvanizado.

Cuando se empleen cables de tierra para la protección de la línea se recomienda que el ángulo que forma la vertical que pasa por el punto de fijación del cable de tierra con la línea determinada por este punto y el conductor, no exceda de 35°.

A continuación, en la tabla 5.4 se muestran las características principales del conductor seleccionado;

Tabla 5.4: Características del conductor de guarda de la línea de evacuación

Designación	ET 102
Calibre	5/16'
Diametro nominal del alambre (mm)	2,64+0,1
Diametro nominal del cable (mm)	7,92
Peso unitario (kg/km)	305
Clase de galvanización	A
Peso mínimo de recubrimiento (g/m ²)	244
Resistencia de rotura mínima (kN)	49,82

Fuente: Catálogo de Latincasa

La distancia mínima que tendrá que tener el conductor al terreno será de 9 metros de distancia.

Los alambres de acero deberán tener el recubrimiento de zinc, clase A, de acuerdo con la norma ICONTEC 2145 (ASTM A-475). En alambres terminados no se aceptan empalmes.

4.4. Postes y armados

Los postes a instalar son de tipo metálico, compuestos por armaduras de celosía con perfiles de alas iguales y los materiales constituyentes, son piezas férreas, protegidas contra la corrosión mediante galvanización en caliente por inmersión.

Los armados de los apoyos metálicos son igualmente metálicos, compuestos por armaduras de celosía con perfil angular de alas iguales. El material es acero no aleado y está protegido contra la corrosión, mediante galvanización por inmersión en caliente.

Los apoyos de extremo de línea llevarán una placa en la que se indique el orden de fases en el armado.

4.5. Cadenas de aisladores

Los conductores se sujetarán a los apoyos mediante el uso de cadenas de aisladores de porcelana 25SPC111.

Estos aisladores deberán cumplir con los requisitos de las normas vigentes en el estado plurinacional de Bolivia para líneas eléctricas.

Los aisladores de porcelana deben fabricarse por proceso húmedo y estarán formados por un núcleo resistente dieléctrico de fibra de vidrio, recubrimiento polimérico aislante del núcleo, campanas aislantes, acoples metálicos de los aisladores y herrajes y grapas.

4.6. Distancias de seguridad

Para todas las distancias se considera $U=115\text{kV}$.

- **Distancia al terreno**

En las condiciones de flecha máxima, se mantendrá entre ambos una distancia mínima superior a la reglamentaria, cuyo valor es:

$$5,3 + \frac{U}{150} = 6,07\text{m} \quad [17]$$

- **Distancia a masa**

En todos los casos se ha mantenido a masa una distancia mínima de:

$$0,1 + \frac{U}{150} = 0,87\text{m} \quad [18]$$

- **Distancia a carreteras**

En todos los casos se ha mantenido una altura mínima superior a la reglamentaria, sobre la rasante de las carreteras o caminos de:

$$6,3 + \frac{U}{100} = 7,45\text{m} \quad [19]$$

- **Distancia a líneas eléctricas o de comunicación**

Se situará a mayor altura la de tensión más elevada. En el caso de cruce con otras Líneas de igual tensión, éste se realizará por la parte superior. La distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de los apoyos de la superior, no será menor de:

$$1,5 + \frac{U + L_1 + L_2}{100} \quad [20]$$

-L1: Longitud en m entre el punto de cruce y el apoyo más próximo de la línea superior.

-L2: Longitud en m entre el punto de cruce y el apoyo más próximo de la línea inferior.

- ***Separación entre conductores***

Se ha determinado por la expresión:

$$D = K * \sqrt{F + L} + \frac{U}{150} \quad [21]$$

Siendo:

U = Tensión nominal de la línea en KV (115 KV)

K = Coeficiente de oscilación (0.65)

F = Flecha máxima en m

L = Longitud de la cadena vertical en m

4.7. Puestas a tierra

Los apoyos de la Línea de Alta Tensión llevarán una puesta a tierra determinada, según la función que los mismos desempeñen en la línea, es decir:

- Apoyo normal de línea.
- Apoyo normal de línea en zona de pública concurrencia.
- Apoyo con aparellaje (pararrayos, terminales de cable, etc.)

En la línea se instalarán los tres tipos, siendo sus características principales las siguientes:

Los apoyos normales, de acuerdo con el reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, deben de tener un electrodo de tierra en anillo, con una resistencia de tierra menor o igual a 20 ohmios.

El apoyo con aparellaje de conversión aéreo subterráneo deberá tener igualmente un electrodo de tierra en anillo, pero con una resistencia de tierra menor o igual a 10 ohmios.

Una vez realizada la instalación, se verificará que la resistencia sea inferior o igual a 10 ó 20 ohmios (según el tipo de apoyo), debiendo realizarse los cambios que sean necesarios, para alcanzar valores de resistencia inferiores o iguales al máximo indicado.

CAPÍTULO 6: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

Este capítulo tiene como objeto realizar un análisis económico del proyecto del parque eólico de Qollpana estudiando su rentabilidad económica.

La rentabilidad de cualquier negocio, se basa en los márgenes entre el precio de venta de un determinado producto o servicio, y los costes de producirlo, y deben permitir, al menos, amortizar la inversión en la planta productiva y cubrir los costes variables.

En primer lugar, habrá que realizar el presupuesto del parque eólico, para posteriormente poder hacer el análisis económico que concluya si el proyecto es factible o no.

1. PRESUPUESTO

1.1. Costo de Aerogeneradores

El mundo de la energía eólica está en plena expansión, por lo que los fabricantes dedicados a esta tecnología son muy reservados a revelar ningún dato. La empresa estadounidense G.E Energy se encuentra entre ellos, por lo que resulta imposible encontrar el costo real del aerogenerador modelo GE 1.6- 82.5 con una altura de buje de 65 metros.

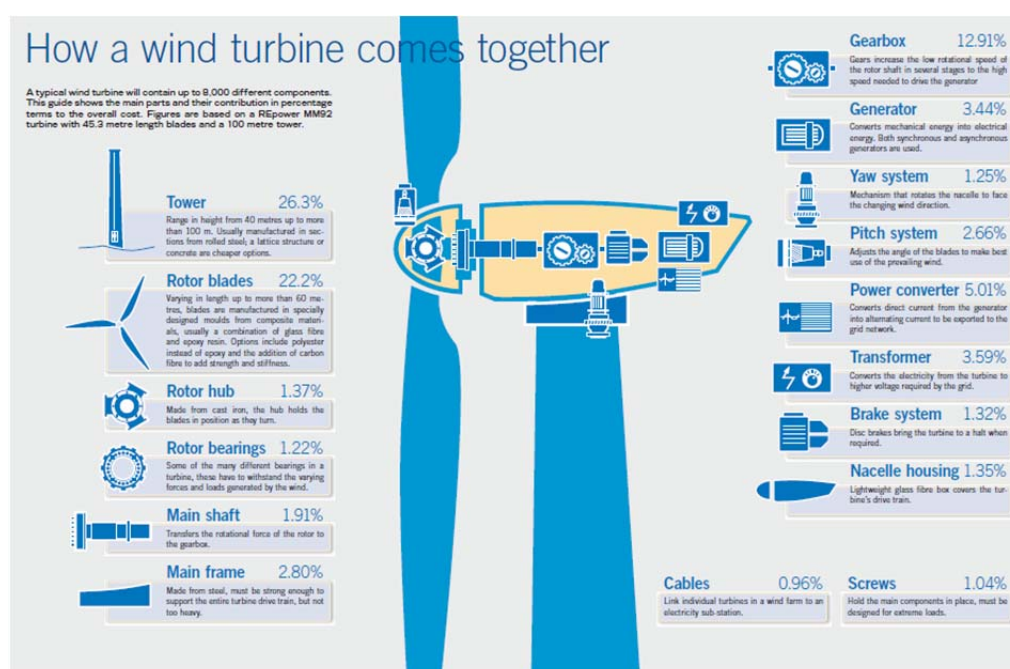
Por tanto, el manejo del precio del modelo del aerogenerador será aproximado, pero no real. Del capítulo 4, se conoce que el precio por aerogenerador para que el proyecto del parque eólico sea económicamente rentable no debe de ser mayor a 2.600.000 \$/unidad. En el mismo capítulo, también se ha determinado basándose en la experiencia del mundo eólico, que el precio del aerogenerador no será menor a 2.180.000 \$/unidad.

El análisis económico se hará para ambos casos. Para el caso más favorable, el caso en el que la unidad del aerogenerador GE 1.6-82.5 de 65 metros de altura de buje sea de 2.180.000 \$, y el caso más desfavorable, en el que la unidad del mismo modelo de aeroturbina sea de 2.600.000 \$. En el precio de de la unidad de aerogenerador estará incluida la instalación por parte de la empresa de aerogeneradores en el emplazamiento, y el transporte de todas las partes necesarias hasta Qollpana. Debido a

la inexperiencia del Estado Plurinacional de Bolivia en el tema de instalaciones de grandes parques eólicos, el que la empresa sea la encargada de la instalación del parque eólico se considera una ventaja.

En la figura 6.1, se puede observar la participación en el costo total de la turbina de los diferentes elementos que la componen. Esta información está basada en el manual de “Economics of Wind Energy” (7).

Figura 6.1: Participación de cada elemento en el costo total de cada aerogenerador



Fuente: Economics of Wind Energy (7)

Este no será el caso específico del modelo del aerogenerador del proyecto, pero serán unos costos referenciales. Considerando como buenos los porcentajes en la participación del costo total, en la tabla 6.1 se tienen los costos asociados al aerogenerador GE 1.6-82.5 tanto en el caso más favorable, como en el más desfavorable;

Tabla 6.1: Participación de los elementos en el caso más favorable

Elemento del aerogenerador	Participación en el costo (%)	Costo total (\$)
Torre del aerogenerador	26,3	573.340,00
Palas	22,2	483.960,00
Buje del rotor	1,37	29.866,00
Cojinetes del rotor	1,22	26.596,00
Eje principal	1,91	41.638,00
Marco principal	2,8	61.040,00

Multiplicadora	12,91	281.438,00
Generador	3,44	74.992,00
Sistema yaw	1,25	27.250,00
Sistema de control "pitch"	2,66	57.988,00
Convertidor de potencia	5,01	109.218,00
Transformador	3,59	78.262,00
Sistema de frenado	1,32	28.776,00
Góndola	1,35	29.430,00
Cables	0,96	20.928,00
Tornillos	1,04	22.672,00
Otros	10,67	232.606,00
TOTAL	100%	\$2.180.000,00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6.2: Participación de los elementos en el caso más desfavorable

<i>Elemento del aerogenerador</i>	<i>Participación en el costo (%)</i>	<i>Costo total (\$)</i>
Torre del aerogenerador	26,3	683.800,00
Palas	22,2	577.200,00
Buje del rotor	1,37	35.620,00
Cojinetes del rotor	1,22	31.720,00
Eje principal	1,91	49.660,00
Marco principal	2,8	72.800,00
Multiplicadora	12,91	335.660,00
Generador	3,44	89.440,00
Sistema yaw	1,25	32.500,00
Sistema de control "pitch"	2,66	69.160,00
Convertidor de potencia	5,01	130.260,00
Transformador	3,59	93.340,00
Sistema de frenado	1,32	34.320,00
Góndola	1,35	35.100,00
Cables	0,96	24.960,00
Tornillos	1,04	27.040,00
Otros	10,67	277.420,00
TOTAL	100%	\$2.600.000,00

Fuente: Elaboración propia

1.2. Coste de alquiler de terrenos

El alquiler de terrenos representa una parte importante del costo en el mercado europeo, pero en la realidad boliviana este costo se podría considerar mucho menor. Es común que los aerogeneradores en Europa se instalen en tierras agrícolas, lo cual supone retribuir al propietario del terreno por la pérdida de producción que la instalación de un aerogenerador supone. La condición aislada de las zonas con potencial eólico en el Estado Plurinacional de Bolivia, la escasez de actividad agrícola en dichas zonas y el menor valor de la tierra en territorio boliviano frente a un terreno en Europa, reduce de gran manera el costo total que suponen los terrenos.

Por tanto se considera que el alquiler de terreno supondrá el 1% del costo total de los aerogeneradores. Así pues, el costo total del alquiler de los terrenos supondrá entorno a 600.000 dolares.

1.3. Costos financieros y de consultoría

Los costos financieros abarcan todos los gastos burocráticos que hay que hacer para el diseño e instalación del parque eólico. Esto abarca gastos para la propuesta del proyecto, diferentes contratos, seguros...

Los costos derivados de la consultoría, son los gastos por la contratación de consultoras especializadas en temas necesarios. Dentro de los temas necesarios están el informe medioambiental necesario del emplazamiento, informe de la avifauna, estudio geotécnico, estudio para la cimentación de los aerogeneradores...

Basándose en el manual de *"Economics of Wind Energy"* (7), el costo financiero supone el 1.2% del costo total del proyecto, y el costo asociado a las consultorías supone otro 1.2% del costo total del parque eólico.

Considerando que el costo total de la turbina supone el 77,9% del total del presupuesto, y que se conoce el valor de las turbinas, se podrá hacer una aproximación del costo que suponen los temas financieros y las consultoras.

Por lo tanto, haciendo los cálculos antes descritos, los gastos financieros y de consultorías supondrán 950.000 \$ en el presupuesto final cada uno.

1.4. Costos derivados de la evacuación de la energía

En este apartado se consideran los costos asociados a la evacuación de la energía producida en el parque eólico de Qollpana al sistema interconectado nacional. Estos costos abarcan los gastos de la construcción de la subestación eléctrica y la construcción de la línea de 115kV de 36,6Km, que unirá la subestación eléctrica del parque con la línea del sistema interconectado nacional del Estado Plurinacional de Bolivia a la altura de Mizque.

1.5.1. Costos de Subestación eléctrica

El presupuesto de la subestación eléctrica se basará en la experiencia recogida de distintos proyectos encontrados en la red. Tras la revisión de distintos proyectos de similares características, se ha llegado a la conclusión que el costo aproximado de un centro de transformación de 20/115kV es de aproximadamente 2.500.000 dólares. En este precio se incluye la construcción de la obra civil, la estructura metálica, el aparellaje, embarrados y conexiones, sistema de tierras, transformador 20/115KV , equipo de medidas y cuadro de protecciones, alumbrado, y por último, las instalaciones complementarias y de seguridad.

1.5.2. Línea de 115 kV

Para la realización del presupuesto de la línea que une la subestación eléctrica de Qollpana con el sistema interconectado nacional a la altura de Mizque, este proyecto se basará en el presupuesto de la línea de alta tensión de 115 KV que une Sucre con Zudañez (8).

Este proyecto tiene un presupuesto de 1.768.911 dólares para la construcción de 69 Km de una línea de 115 kV. Al ser un proyecto actual, se considera como bueno el precio de 25.636,39 \$ por kilómetro construido. Considerando que la línea de alta tensión que se quiere construir tiene 36,6 km, el costo total se aproximará a 938.291,922 \$. Por lo tanto, tomaremos 1.000.000 \$ como presupuesto para la línea.

1.5. Alquiler maquinaria

Debido a la inexperiencia del Estado Plurinacional de Bolivia en este tipo de proyectos, no se tiene disponibilidad de maquinaria necesaria para la instalación de un proyecto de estas dimensiones. Así pues, se tendrá que recurrir al alquiler de este tipo de maquinaria a países vecinos. Este es el caso de la grúa que será necesaria para instalar los aerogeneradores en el emplazamiento de interés.

El costo de alquiler de este tipo de maquinas funciona por días, y resulta muy caro, costando aproximadamente 1.000.000 \$ al mes. Por ello, para reducir al máximo el costo de la maquinaria, se buscará tener las máquinas trabajando las 24 horas del día.

Se tiene el objetivo de instalar 5 aerogeneradores al mes, por lo que será necesario alquilar la grúa por 5 meses en el caso más favorable. Por lo que el costo total de la grúa será de 5.000.000 \$.

1.6. Presupuesto general

A continuación se muestra la inversión que habrá que realizar, en función del precio de la unidad de aerogenerador. Se muestra el caso más favorable y en el caso más desfavorable.

Tabla 6.3: Presupuesto general en el caso más favorable

Descripción	\$/unidad	Cantidad	Costo total (\$)
<i>Aerogenerador GE 1.6- 85.5 y sus obras civiles</i>	\$2.180.000,00	25	54.500.000,00
<i>Alquiler de terrenos</i>	\$600.000,00	1	600.000,00
<i>Costos financieros</i>			950.000,00
<i>Consultoría</i>			950.000,00
<i>Subestación eléctrica</i>			2.500.000,00
<i>Línea de alta tensión</i>			1.000.000,00
<i>Alquiler de maquinaria</i>			5.000.000,00
			65.500.000,00

TOTAL
Fuente: Elaboración propia

Tabla 6.4: Presupuesto general en el caso más desfavorable

Descripción	\$/unidad	Cantidad	Costo total (\$)
<i>Aerogenerador GE 1.6- 85.5 y sus obras civiles</i>	\$2.600.000,00	25	65.000.000,00
<i>Alquiler de terrenos</i>	\$600.000,00	1	600.000,00
<i>Costos financieros</i>			950.000,00
<i>Consultoría</i>			950.000,00
<i>Subestación eléctrica</i>			2.500.000,00
<i>Línea de alta tensión</i>			1.000.000,00
<i>Alquiler de maquinaria</i>			5.000.000,00
			76.000.000,00

TOTAL
Fuente: Elaboración propia

Destacan como costes de inversión esenciales, por su magnitud dentro del coste total, el coste de los aerogeneradores junto a la obra civil que hay que realizar para la instalación de éstos, que representa en torno al 84% del coste total de la inversión. Por tanto, la inversión en el caso de que el costo de aerogenerador sea el más favorable estará en torno a 65.500.000 \$, y en el caso más desfavorable, en torno a 76.000.000 \$.

2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PARQUE

2.1. Valor actual neto (VAN)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, es decir, mediante una tasa, todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula basada en el cálculo de dicho parámetro es la siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^t} \quad [15]$$

Siendo:

- I = valor de desembolso inicial de la inversión.
- Q_n = representa los flujos de caja, es decir, ingresos menos costes de explotación.
- N = número de períodos considerado
- r = tipo de interés.

Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro sin riesgo específico.

Cuando el VAN toma el valor igual a cero, "r" pasa a llamarse TIR (Tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

Tabla 6.5: Significado del VAN en función de su signo

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN	La inversión produciría	El proyecto puede aceptarse

> 0	ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Fuente: Wikipedia

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

Antes de empezar con los cálculos del valor actual neto, habrá que hacer una serie de estimaciones.

- Se determina la vida útil de un aerogenerador al menos en 25 años, al final de los cuales se considerará que la depreciación de la instalación es total y no queda ningún valor de rescate. Esto no tiene porque ser cierto, ya que la vida útil fácilmente podría llegar a ser de mayor.
- Basándose en experiencias de otros parques eólicos, se supondrá un tipo de interés del 5%.
- Para calcular el flujo de caja (Q_n) de cada año, habrá que determinar los flujos de caja futuros. Para ello, en el apartado 1 del tercer anexo se puede observar la evolución durante los últimos 15 años de la inflación del estado plurinacional de Bolivia. Haciendo la media de los últimos 15 años, se puede apreciar que hay una inflación anual de 4,97%. Esta será la inflación que se usará para calcular los flujos de caja de los próximos 25 años. La inflación será aplicada al precio de la energía futura, y al coste de mantenimiento anual futuro.
- Para el cálculo de las ganancias, este proyecto se basará únicamente en las ganancias por la venta de energía. No se tendrán en cuenta los ingresos por emisión

de bonos de carbono, ni las previsible subvenciones por parte del gobierno para impulsar esta nueva tecnología.

A continuación, se hará el cálculo del VAN de el proyecto en el caso más favorable, y en el caso más desfavorable.

- Caso más favorable

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^t} = -65.500.000 + 83.066.237 = 17.566.237 > 0$$

- Caso más desfavorable

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^t} = -76.000.000 + 83.066.237 = 7.066.237 > 0$$

Observando el resultado obtenido, llegamos a la conclusión de que el plan de viabilidad económica del parque es aceptado, por lo que habrá beneficios en la producción del mismo, siempre que la unidad del modelo de aerogenerador G.E 1.6-82.5 esté entre 2.180.000 \$ y 2.600.000 \$.

2.2. Amortización

El período de amortización es el valor más importante a la hora de evaluar la viabilidad económica del parque, ya que dependiendo de este dato algunos empresarios optan por llevar a cabo el proyecto eólico, o, por el contrario, desestiman hacer la inversión.

$$\text{Plazo de amortización} = \frac{\text{Costes de inversión}}{\text{Ingresos anuales} - \text{Costes de explotación}} \quad [22]$$

- Caso más favorable

$$\text{Plazo de amortización} = \frac{65.500.000}{3.500.758} = 18,7 \text{ años}$$

- Caso más desfavorable

$$\text{Plazo de amortización} = \frac{76.000.000}{3.500.758} = 21,7 \text{ años}$$

Con lo que se considera que la inversión del Parque eólico Qollpana se amortizará entre los 18 años y los 22. La vida útil que se estima a un parque eólico de estas características es de al menos 25 años. Esto supone un beneficio económico de al menos 2-7 años.

Hay que recordar que estos cálculos resultan de considerar como ingresos únicos los ingresos por venta de energía. Los años de amortización disminuirían si se considerasen también las ayudas económicas previsibles por parte del gobierno, y los ingresos por emisión de bonos de carbono.

Sólo considerando los ingresos previstos por la venta de energía, los beneficios obtenidos a lo largo de los 25 años en los que se estima la vida útil del parque, no son suficientes para justificar la gran inversión inicial que habrá que hacerse.

CAPÍTULO 7: RESUMEN Y CONCLUSIONES

Debido a la característica finita de las fuentes de energía fósiles del planeta, que según los pronósticos actuales se agotarán en el siglo XXI, unido a los problemas de contaminación que acarrearán el empleo de las fuentes de energía actuales tales como el petróleo, gas natural o el carbón, obligan a la política mundial a replantearse la estrategia energética actual.

Hasta ahora el único camino factible es el marcado por el desarrollo sostenible. Entre otras cosas, este modelo se basa en disminuir la dependencia en las fuentes de energía fósiles, impulsando a su vez otro tipo de energías alternativas.

Actualmente, el sistema eléctrico del estado plurinacional de Bolivia es dependiente de sus plantas termoeléctricas en el occidente del país. En las regiones andinas la generación de energía eléctrica se apoya principalmente en el recurso hídrico. La necesidad de diversificar la matriz energética de Bolivia y de la región andina del país en especial, son un motivo para impulsar la investigación del aprovechamiento de la energía eólica en el país.

Con el objetivo de diversificar la matriz energética de la región andina del Estado Plurinacional de Bolivia se ha llevado a cabo este proyecto. Las conclusiones más relevantes que se han obtenido en este trabajo son las siguientes:

- Diversificación de la matriz Boliviana. Introduce una nueva tecnología de generación energética en un país completamente dependiente del gas natural.
- La energía eléctrica generada anualmente en el parque eólico de Qollpana se estima en 123 GWh. En el año 2006 el consumo de energía per cápita en el Estado Plurinacional de Bolivia fue de 588 kWh. Por lo que este parque eólico supone satisfacer energéticamente a cerca de 200.000 personas, aproximadamente 50.000 familias Bolivianas.
- El parque eólico está ubicado en una zona de orografía simple y parcialmente libre de vegetación (arbustos, hierbas y algún viñedo, ausencia de grandes árboles) con vientos constantes que soplan regularmente, condiciones que hacen que la zona sea favorable para la implantación de la instalación.

- Las condiciones eólicas, hace que el uso de aerogeneradores modelo GE 1,6- 82.5 con 65 m de altura de torre sean los más adecuados técnica y económicamente para el emplazamiento de Qollpana.
- En el aspecto financiero, la energía eólica no es una fuente de energía que pueda entrar de manera competitiva en el mercado energético nacional. Para que la energía eólica sea competitiva va a ser necesaria la intervención del gobierno, ya sea por medio de subvenciones a la producción de energía en base a fuentes energéticas renovables o a través de la suspensión de las subvenciones a los hidrocarburos. Si no, la energía eólica en la zona andina no es suficientemente rentable para competir con las fuentes energéticas actuales. Por lo que, el ingreso de aerogeneradores como fuente de energía en la región andina deberá esperar a que avances en la tecnología de estos equipos mejoren su rendimiento, a que los costos de implementar un proyecto de este tipo disminuyan.

BIBLIOGRAFÍA

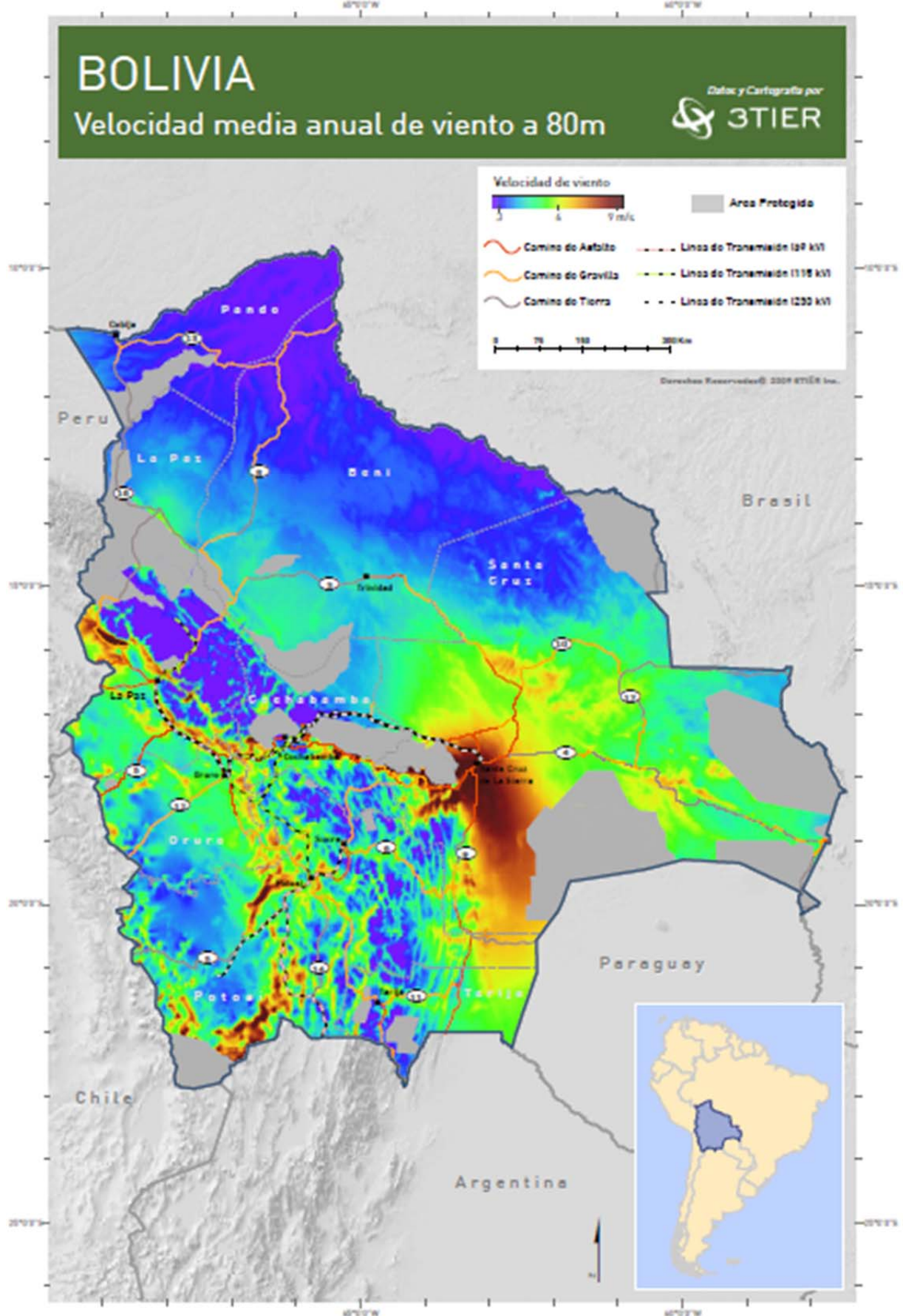
1. **The European Wind Energy Association.** Asociación Europea de energía eólica. Fundada en 1982, tiene como misión facilitar las políticas e iniciativas Nacionales e Internacionales que fortalezcan el desarrollo de los mercados eólicos Europeos. <http://www.ewea.org/index.php?id=233>
2. **AEE Asociación empresarial eólica.** Gráfico del crecimiento de la producción eólica anual. <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>
3. **Jain, Pramod.** *Wind Energy Engineering.* New York : The McGraw-Hill Companies Inc., 2011. ISBN 978-0-07-171478-5.
4. **Wind Energy Explained Theory, Desing and Application.** *J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers.* West Sussex : John Wiley & Sons Ltd., 2002. ISBN 0-470-84612-7
5. **Sistemas eólicos de producción de energía eólica.** *J.L Rodriguez, J.C Burgos, S Arnalte..* Ed. Rueda, 2003.
6. **Danish Wind Industry Association.** [Citado el: 3 de Abril de 2013.] [http://wiki.windpower.org/index.php/Power_curves.](http://wiki.windpower.org/index.php/Power_curves)
7. **The economics of Wind Energy.** Reportaje de “The European wind Energy Association”. *Soren Krohn (editor), Poul-Erik Morthorst y Shimon Awerbuch.* 2009.
8. **Proyecto de construcción de línea eléctrica de 115 kV entre Sucre y Padilla.**
http://www.ivexmultilateral.es/convocatorias/ver_convocatoria.php?id=1779
4.

9. **Wind Power in Power Systems.** *Ackermann, T.* (Ed.) (2005). Chichester (England, United Kingdom): John Wiley & Sons, Ltd.
10. **Wind Energy Handbook.** *Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D. & Bossanyi, E.* (2011, 2nd ed.). Chichester (UK): John Wiley & Sons, Ltd.
11. **Wind Energy Engineering.** *Jain, P.* (2011). McGraw-Hill.
12. **Análisis y validación de metodología usada para la obtención de perfiles de velocidad del viento.** *Bañuelos Ruedas, F, Angeles Camacho, C, Serrano García, J.A, Muciño Morales, D.E.*
<http://www.scribd.com/doc/11545563/Analisis-de-perfiles-verticales-de-viento->
13. **Proyecto de diseño, construcción y explotación de un parque eólico.**
Proyecto final de carrera realizado por Nieves Álvarez Marivela en la universidad Carlos III de Madrid

ANEXOS

ANEXO 1: MAPAS INTERESANTES DE BOLIVIA

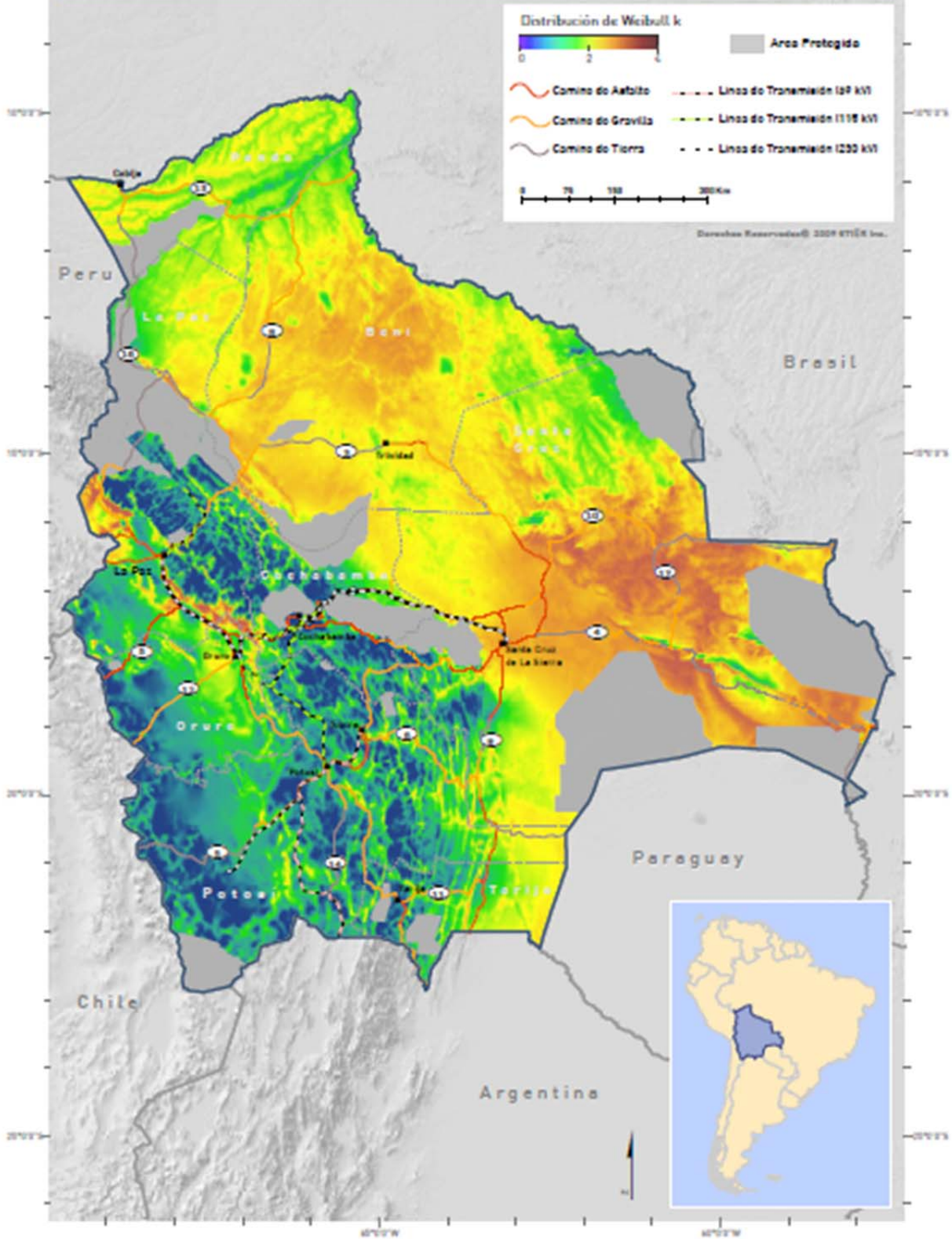
ATLAS EÓLICO DE BOLIVIA A 80 M



BOLIVIA

Parámetro Weibull k a 80m

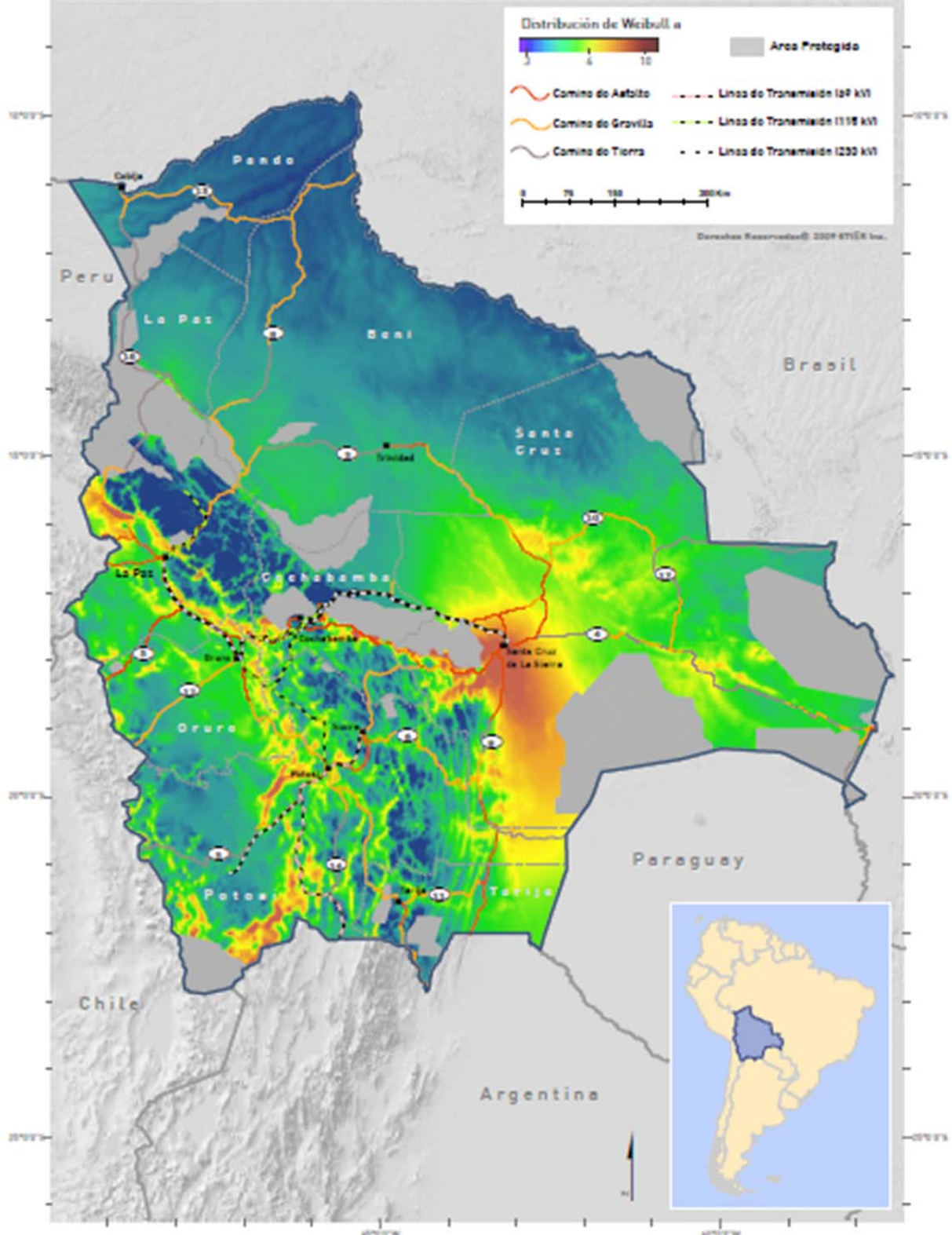
Datos y Cartografía por **3TIER**



BOLIVIA

Parámetro Weibull A a 80m

Datos y Cartografía por
 3TIER



ESTADO DE LAS CARRETERAS DE BOLIVIA



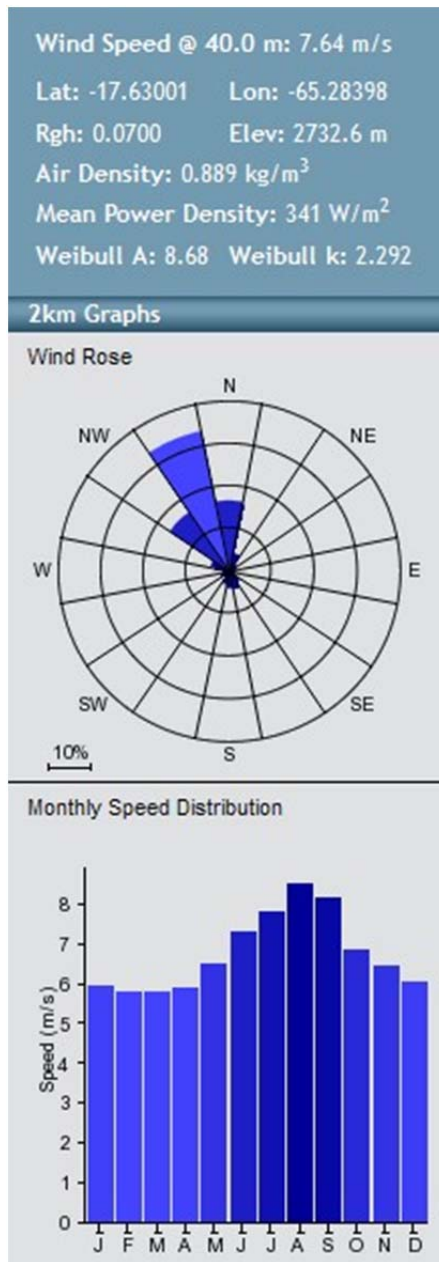
ANEXOS 2: DATOS ESTADÍSTICOS DEL VIENTO

2.1- DATOS REALES DEL RECURSO EÓLICO

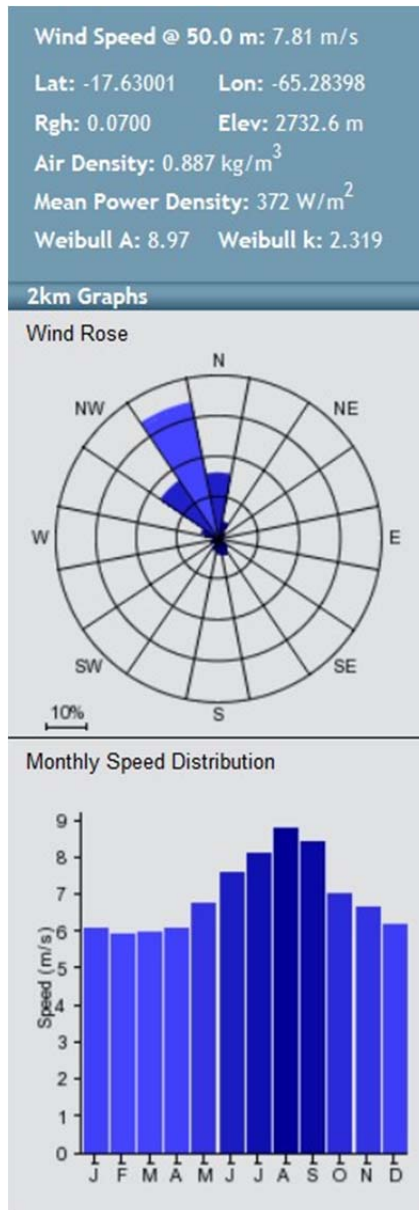
En este apartado se muestran los datos estadísticos reales que hay sobre el viento de la zona dónde está proyectado el diseño del parque eólico de Qollpana. Estos son los parámetros estadísticos de los datos registrados en la “estación de medición eólica Qollpana” durante un año.

2.1.1- DATOS REALES EN FUNCIÓN DE LA ALTURA

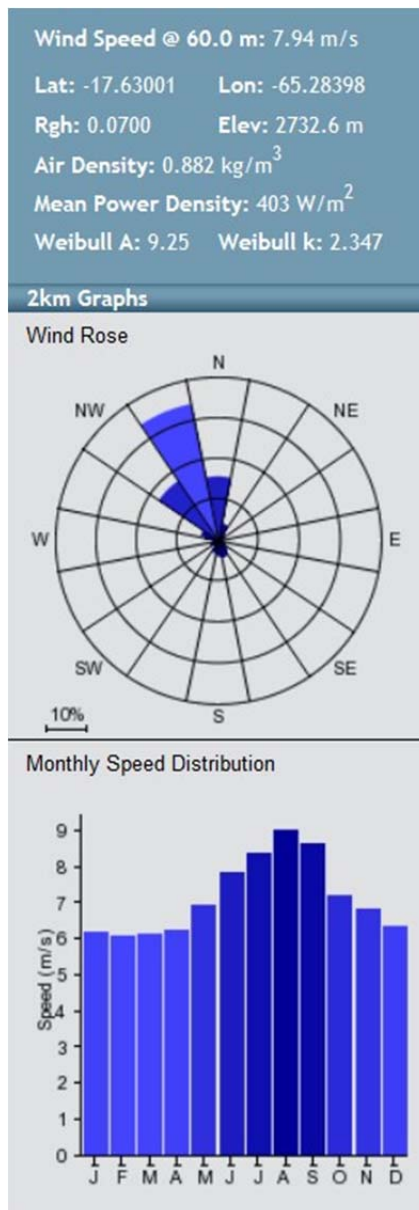
2.1.1.1- DATOS MEDIOS OBTENIDOS A LA ALTURA DE 40 METROS



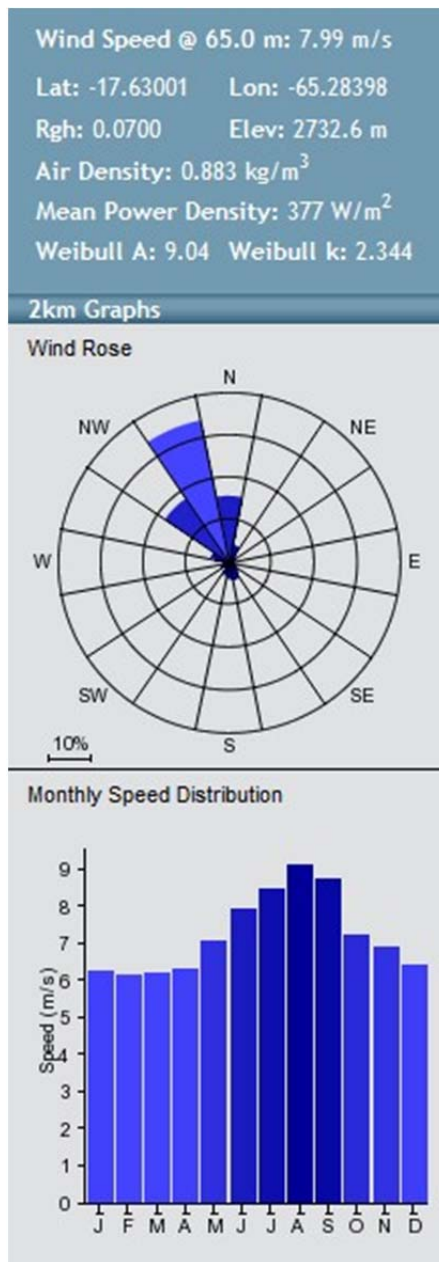
2.1.1.2- DATOS MEDIOS OBTENIDOS A LA ALTURA DE 50 METROS



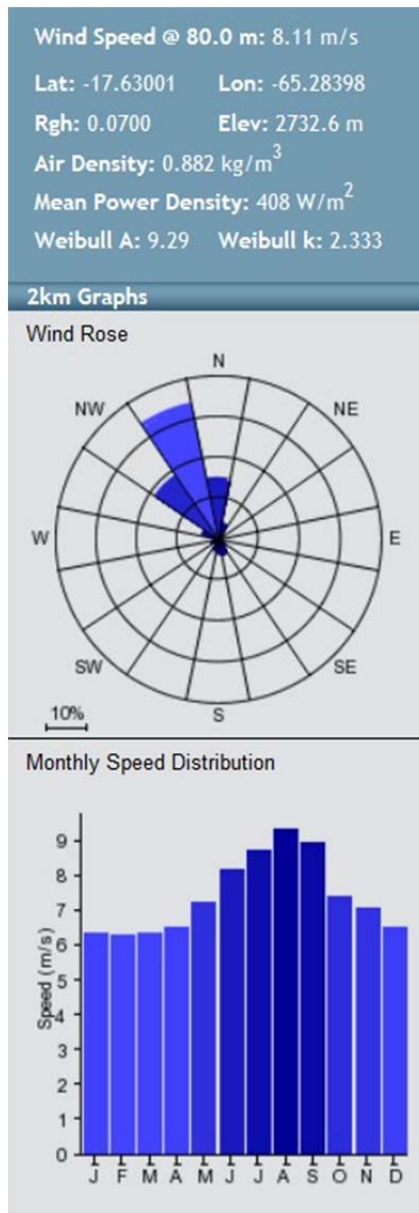
2.1.1.3- DATOS MEDIOS OBTENIDOS A LA ALTURA DE 60 METROS



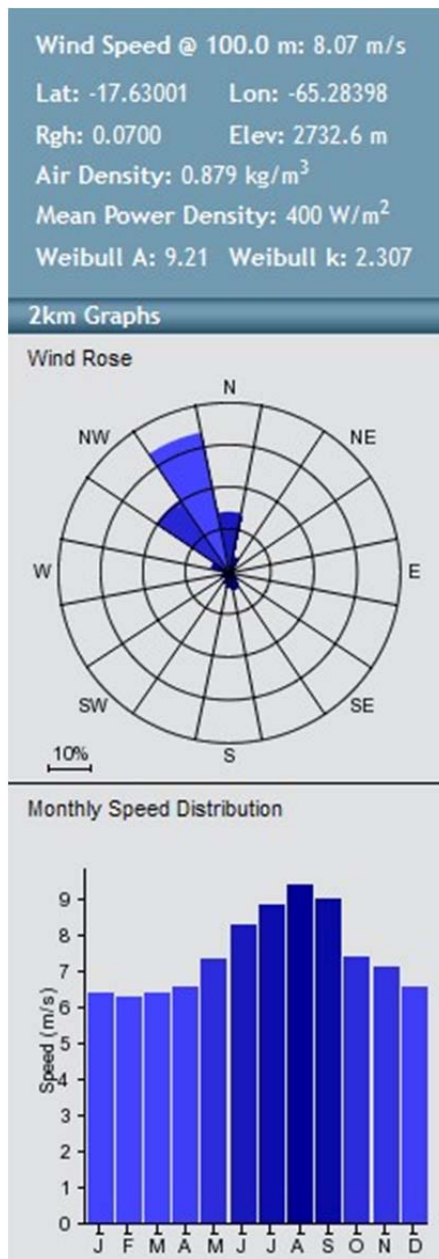
2.1.1.4- DATOS MEDIOS OBTENIDOS A LA ALTURA DE 65 METROS



2.1.1.5- DATOS MEDIOS OBTENIDOS A LA ALTURA DE 80 METROS



2.1.1.6- DATOS MEDIOS OBTENIDOS A LA ALTURA DE 100 METROS



2.1.1.7- TABULACIÓN DE LOS DATOS REALES EN FUNCIÓN DE LA ALTURA

- *Velocidad media, densidad de potencia media y densidad del aire media*

	$V_m(m/s)$	$\rho(kg/m^3)$	Densidad potencia(W/m^2)
40m	7,64	0,889	341
50m	7,81	0,887	372
60m	7,94	0,882	403
65m	7,99	0,883	377
80m	8,11	0,882	408
100m	8,07	0,879	400

- *Factor de escala "A" y factor de forma "k"*

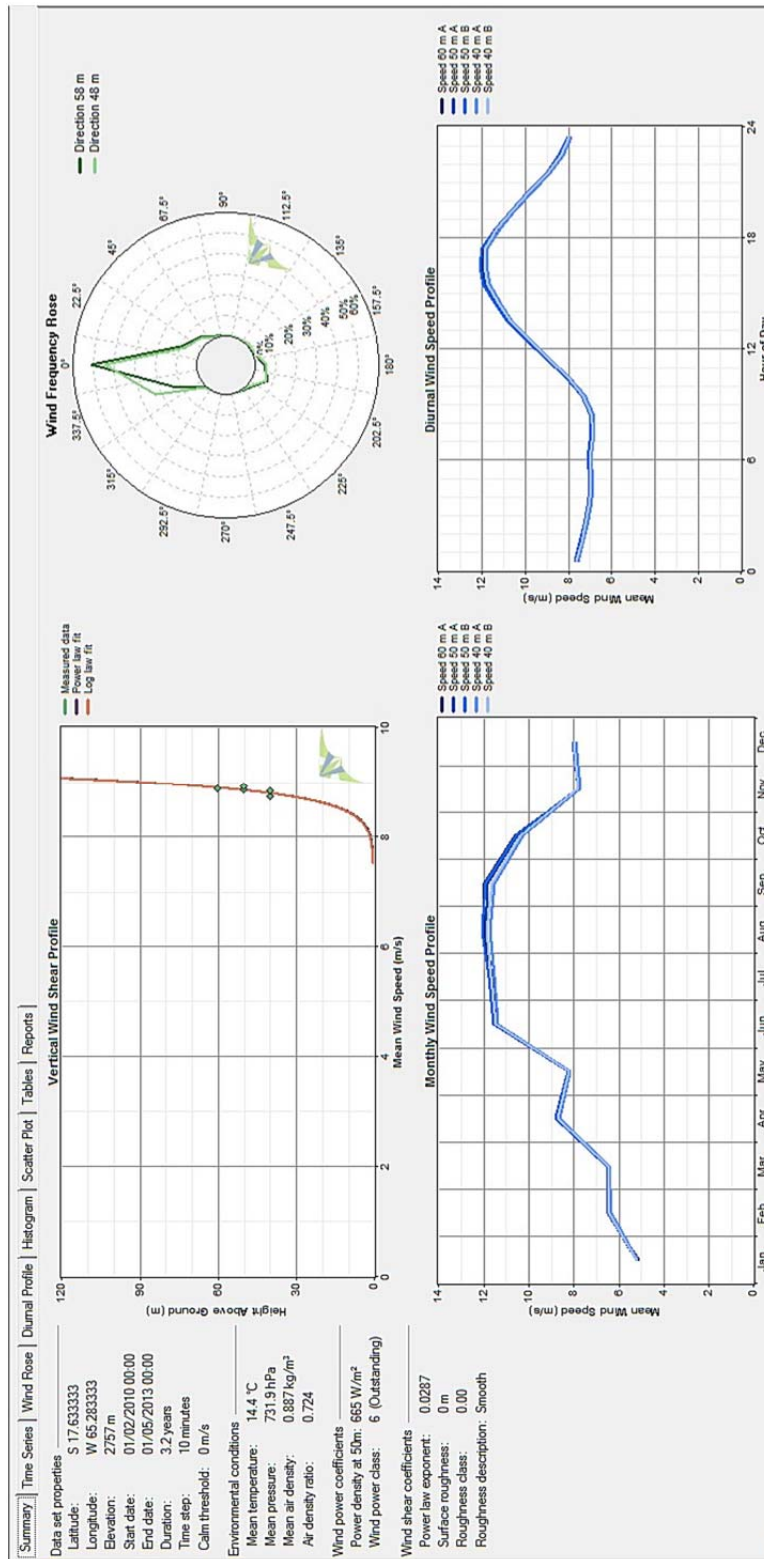
	A	k
40m	8,68	2,292
50m	8,97	2,319
60m	9,25	2,347
65m	9,04	2,344
80m	9,29	2,333
100m	9,21	2,307

- *Resultados de la digitalización mediante "DigitizeIt" de las velocidades mensuales medias*

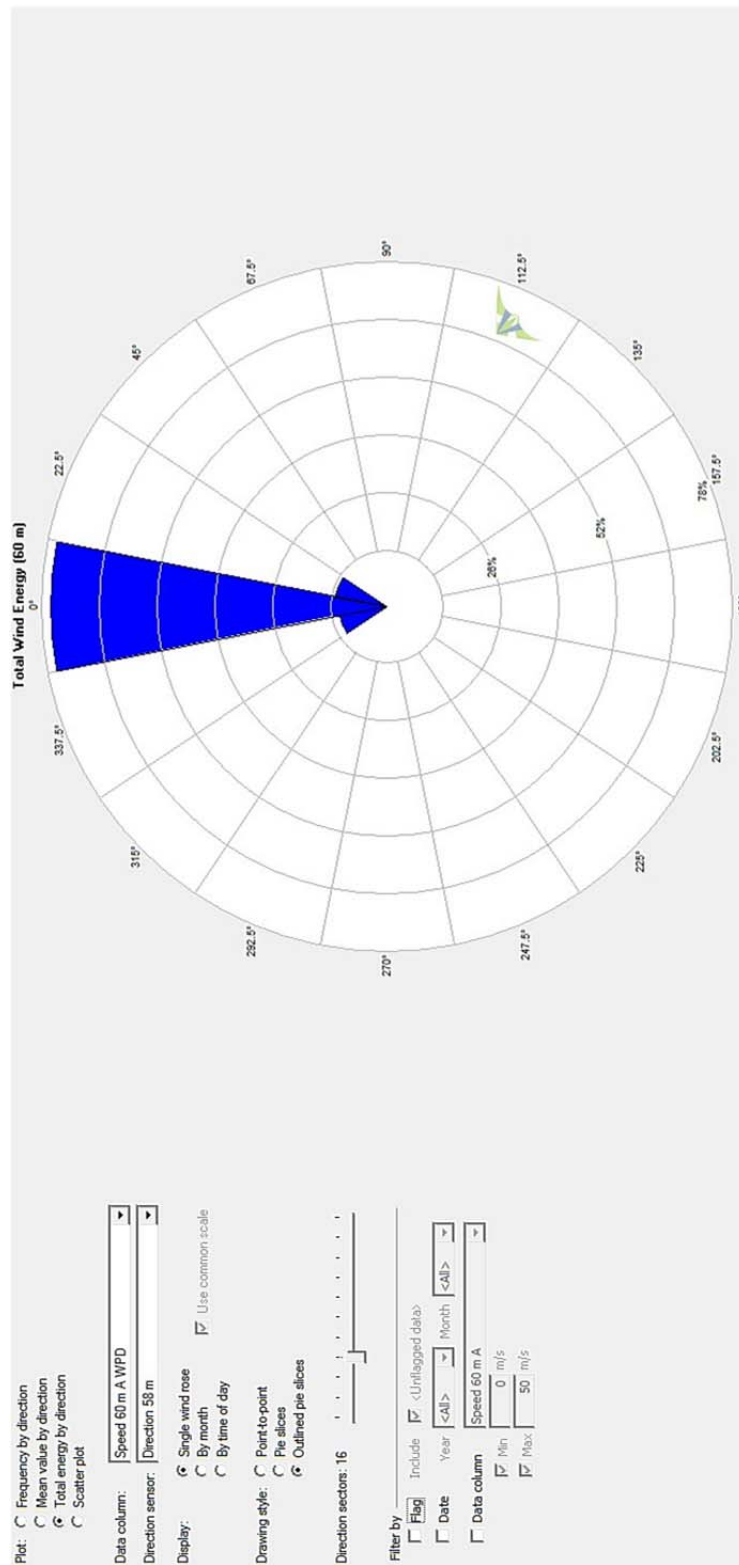
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	media
40m	6,704	6,545	6,557	6,659	7,361	8,267	8,844	9,648	9,240	7,746	7,293	6,817	7,64
50m	6,823	6,621	6,677	6,823	7,585	8,537	9,109	9,871	9,456	7,854	7,439	6,924	7,81
60m	6,885	6,763	6,818	6,929	7,707	8,695	9,284	10,017	9,584	7,984	7,574	7,041	7,94
65m	6,915	6,804	6,860	6,981	7,810	8,771	9,345	10,074	9,643	7,975	7,622	7,081	7,99
80m	6,966	6,890	6,955	7,130	7,918	8,957	9,569	10,214	9,788	8,082	7,732	7,119	8,11
100m	6,921	6,791	6,921	7,105	7,947	8,940	9,545	10,160	9,739	7,990	7,688	7,094	8,07

2.1.2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL SOFTWARE WINDNAVIGATOR

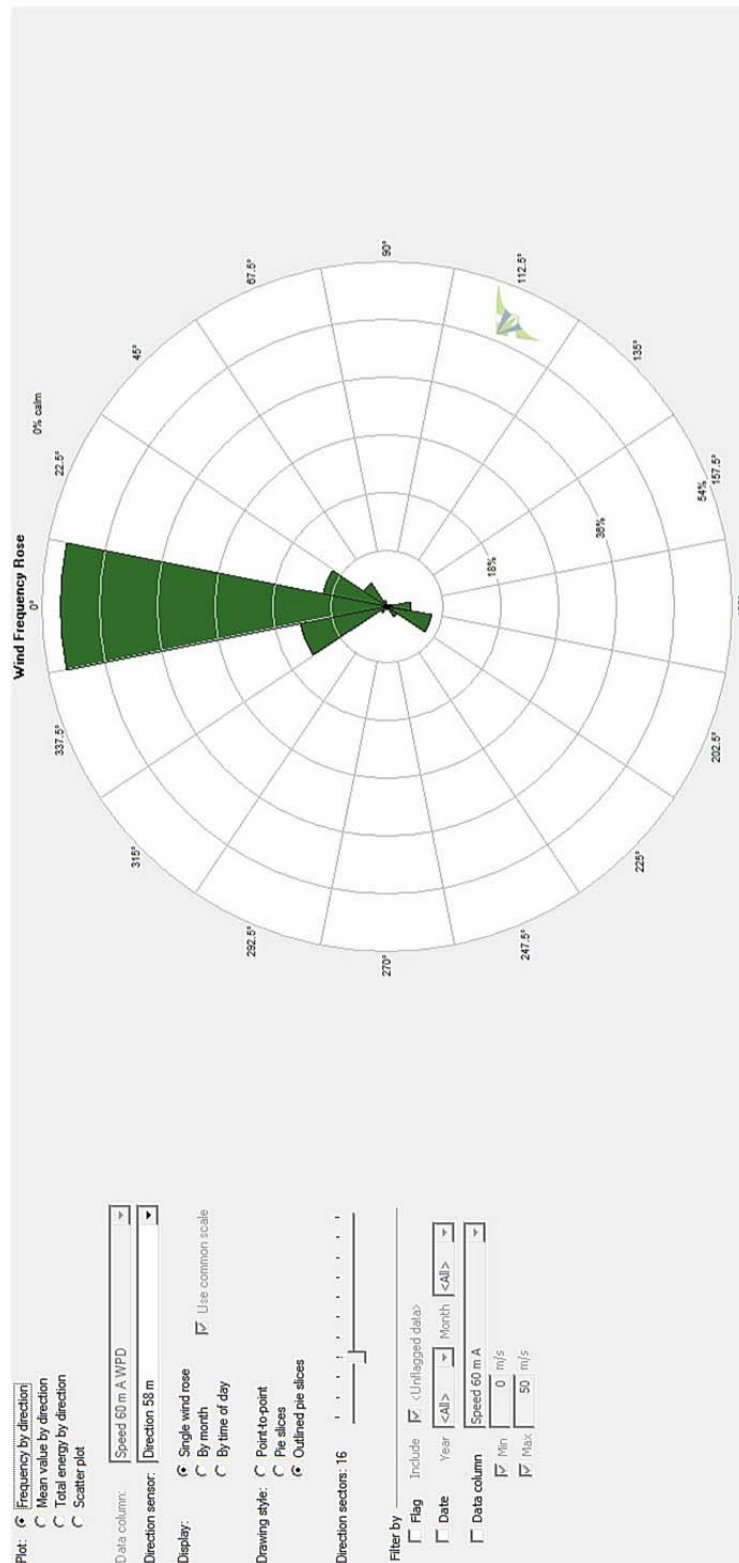
2.1.2.1- SUMARIO



2.1.2.2- ROSA DEL VIENTO

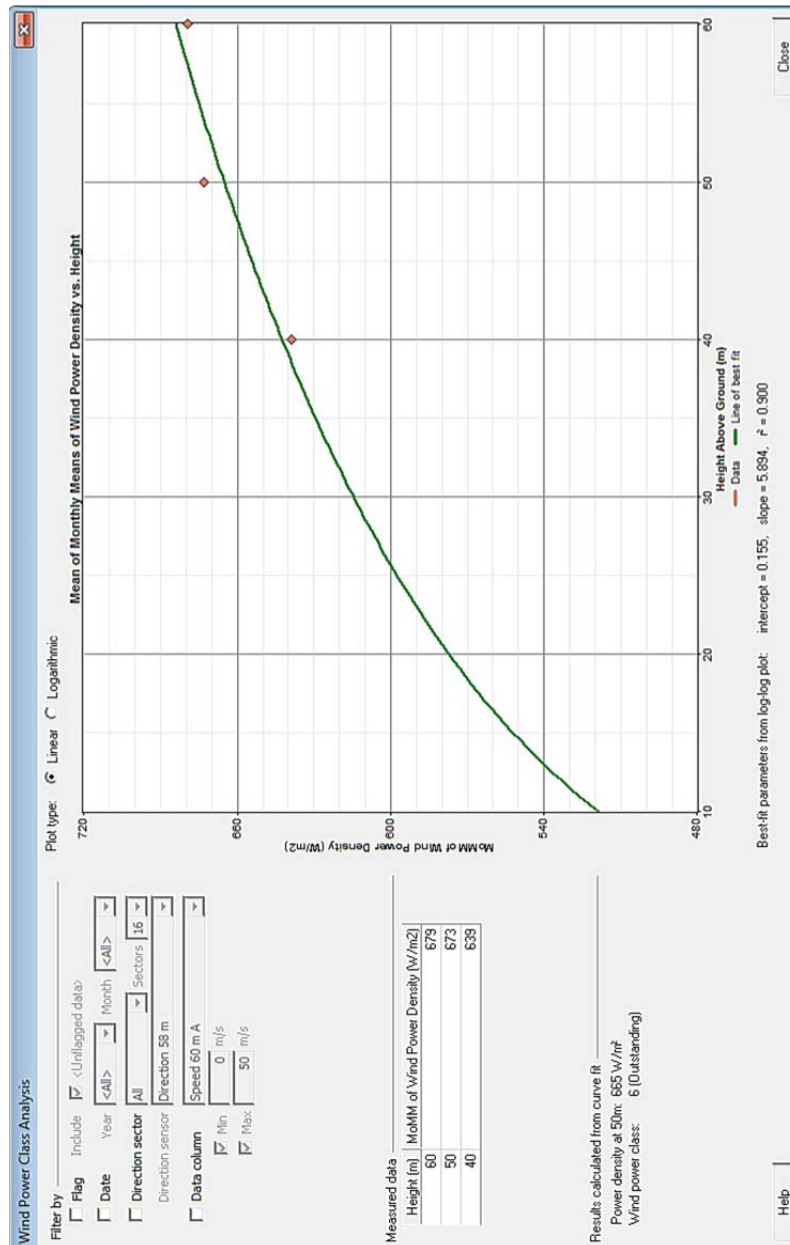


2.1.2.3- ROSA DE FRECUENCIAS

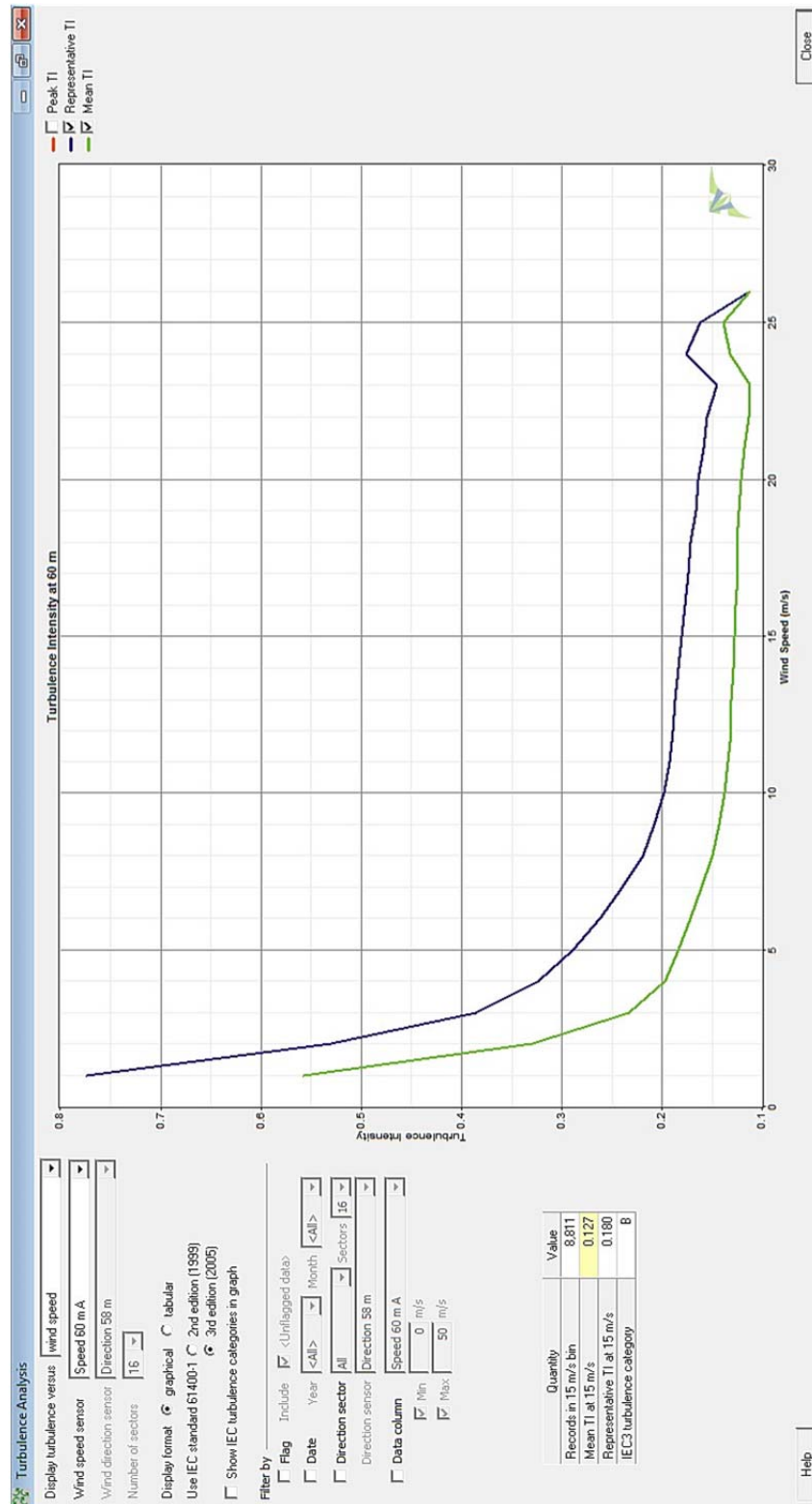


2.1.2.4- CLASIFICACIÓN DEL VIENTO

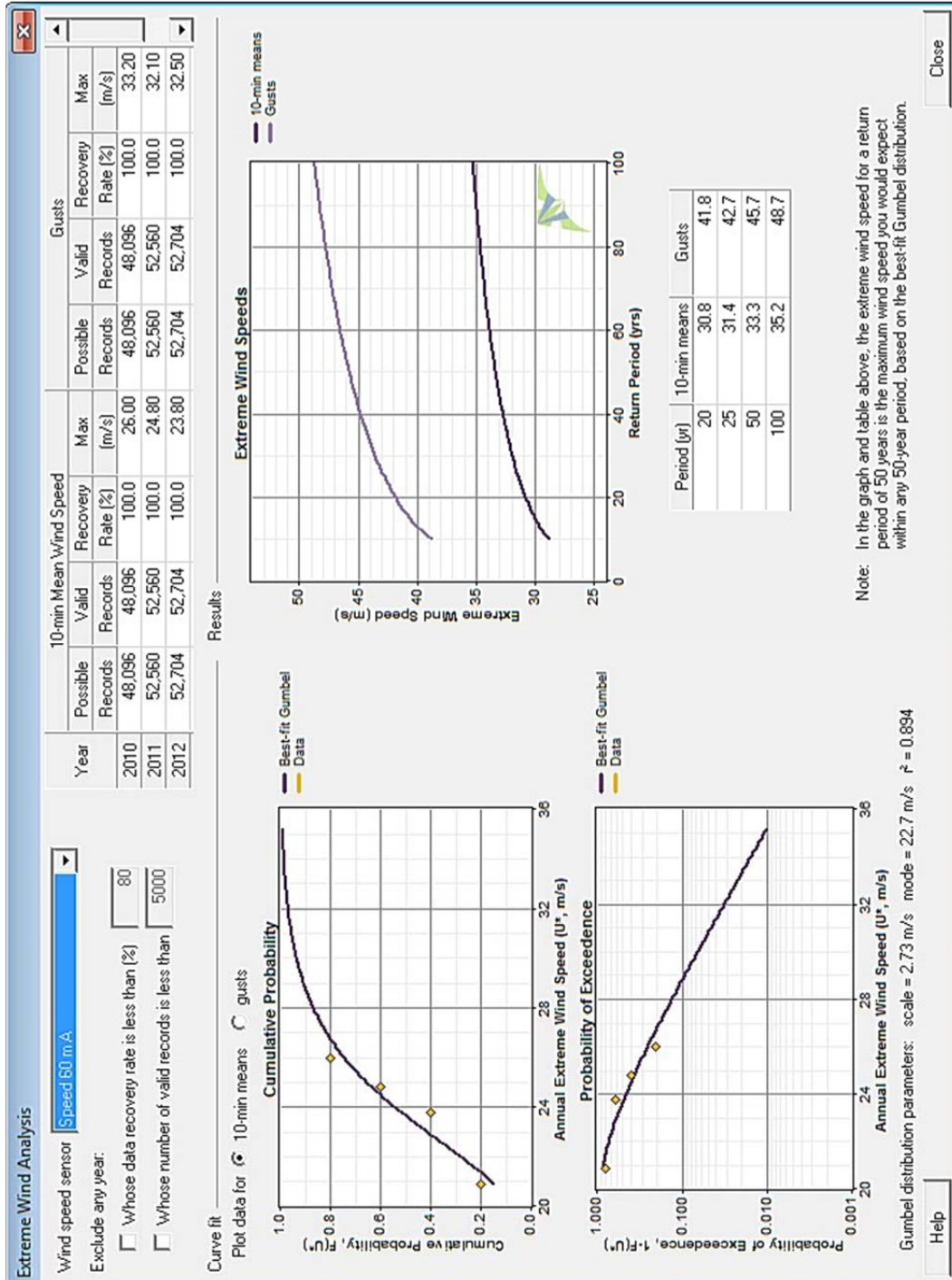
2.1.2.4-1. WIND POWER CLASS



2.1.2.4-2. INTENSIDAD DE TURBULENCIA



2.1.2.4-3. VELOCIDADES EXTREMAS



2.2- DATOS SINTÉTICOS DEL RECURSO EÓLICO

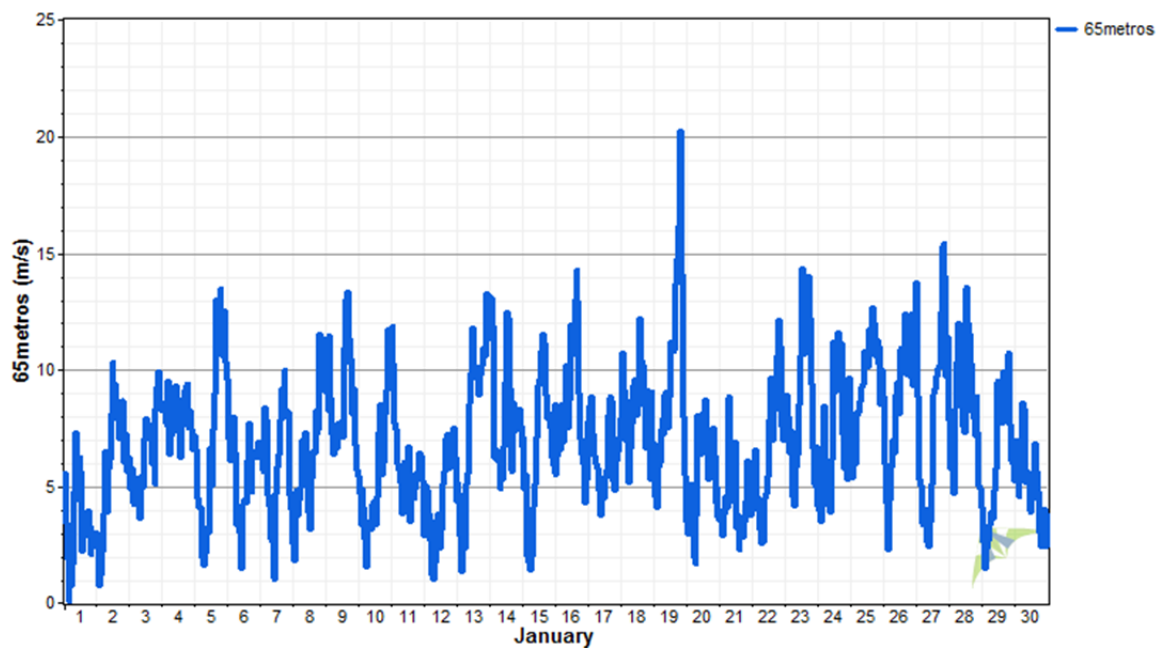
Para poder simular el comportamiento de las turbinas proyectadas, serán necesarios los datos anuales del recurso eólico. Para ello, con una herramienta del software Windographer, se procede a simular el comportamiento del viento en la zona de Qollpana a partir de los datos reales existentes (apartado anterior).

- ***VELOCIDADES SINTÉTICAS MENSUALES EN INTERVALOS DE 60MINUTOS***

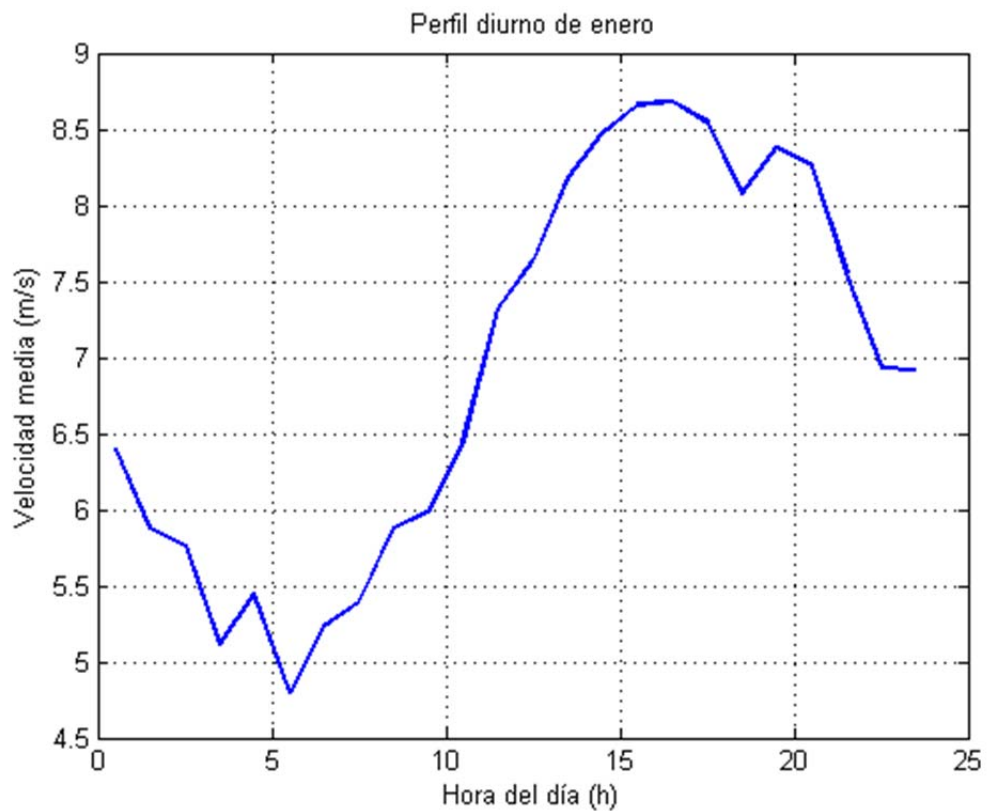
2.2.1- ENERO

• Velocidad del viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0:00	5,536	2,497	4,868	8,444	6,586	7,021	6,506	1,815	9,809	4,663	11,884	2,916	5,101	11,350	7,117	5,491	7,177	7,917	6,817	3,457	3,934	4,977	7,929	4,167	6,900	8,837	13,759	7,810	4,102	5,208	3,761
1:00	3,448	0,763	5,779	8,346	4,472	6,069	5,955	3,140	8,219	3,383	10,280	4,995	4,663	13,063	4,897	6,307	8,455	10,706	4,544	2,931	3,486	4,796	8,939	3,948	5,330	5,979	8,857	5,748	2,592	6,944	5,221
2:00	1,865	1,227	5,506	8,642	4,097	6,738	5,660	4,844	11,440	4,925	7,731	4,840	2,861	11,841	5,501	7,198	8,840	9,092	4,070	3,309	2,888	6,568	7,959	3,464	6,642	4,276	5,290	7,753	1,507	6,086	6,177
3:00	0,093	1,783	4,208	7,621	4,182	7,411	8,369	3,746	8,762	4,101	7,421	8,837	1,334	6,262	2,011	6,563	7,222	8,733	5,813	5,087	3,831	4,591	6,430	5,727	5,932	2,254	4,994	4,721	2,059	4,576	8,889
4:00	1,297	2,179	5,348	9,502	4,113	7,960	7,846	4,390	7,227	2,737	5,952	2,670	3,002	6,562	1,726	8,507	6,290	6,931	6,013	3,927	4,584	3,983	7,398	8,425	8,208	3,291	4,266	6,129	2,365	6,381	9,559
5:00	0,737	3,812	4,846	6,359	1,938	6,431	4,650	4,946	6,378	1,571	5,669	1,221	2,341	6,069	1,413	6,907	5,992	5,162	7,431	1,924	4,120	3,180	7,098	5,714	8,121	4,449	3,345	8,386	2,685	6,568	9,120
6:00	1,673	6,511	4,740	7,156	1,597	3,379	4,189	6,955	6,821	3,514	5,150	1,001	5,070	6,435	2,206	7,516	5,766	7,661	7,929	1,694	4,531	3,549	4,460	4,562	8,184	5,833	3,498	10,313	3,324	8,612	8,462
7:00	4,787	3,899	3,635	7,905	2,170	3,745	2,722	5,190	6,661	3,365	3,800	1,776	5,536	4,909	2,046	10,211	5,252	6,633	7,224	3,723	8,817	2,539	4,126	4,394	8,668	6,951	3,992	11,978	3,897	8,282	8,367
8:00	7,284	5,762	5,402	8,701	3,204	3,015	2,642	7,310	7,725	3,248	4,557	3,136	6,105	5,232	4,165	8,501	4,782	7,739	8,922	8,022	6,787	2,636	5,841	4,177	9,281	6,435	2,617	9,502	3,615	5,174	10,931
9:00	4,409	6,167	4,953	9,329	3,037	1,482	3,904	6,155	7,510	3,134	6,022	3,614	8,575	5,301	5,119	7,482	3,765	9,309	9,070	7,581	5,845	4,486	6,398	3,915	9,358	8,922	2,384	8,667	4,859	5,599	9,160
10:00	5,047	8,078	5,149	7,391	6,644	4,216	0,987	6,237	7,124	4,232	5,916	3,819	9,859	6,700	7,128	8,721	5,390	9,557	7,521	6,350	4,337	4,691	8,528	6,178	10,813	9,463	3,479	7,571	5,732	5,536	7,793
11:00	6,213	10,347	7,075	8,814	5,797	4,292	4,680	3,917	7,765	4,341	5,369	2,316	11,812	9,480	9,328	11,926	4,489	8,058	8,829	6,759	6,934	5,407	10,601	11,184	10,343	8,135	5,109	7,337	7,551	4,710	7,953
12:00	5,625	8,366	7,902	7,737	5,021	4,449	5,810	3,151	7,088	3,375	6,678	3,144	9,683	12,436	9,562	11,699	5,348	9,618	11,184	8,177	3,187	7,867	14,354	9,062	10,613	9,153	5,195	9,187	9,526	3,859	8,395
13:00	2,222	9,357	7,738	6,252	7,448	4,306	6,337	5,374	10,939	4,562	3,487	5,116	10,149	12,191	10,762	10,685	5,729	12,225	11,053	8,684	3,739	9,656	11,244	10,217	10,139	10,893	8,977	13,546	8,138	4,407	8,057
14:00	3,609	8,369	7,246	7,569	8,958	6,102	7,821	6,517	13,004	7,302	4,797	5,629	9,763	9,188	11,542	12,989	8,052	10,251	10,814	7,541	2,284	9,002	10,648	10,030	11,709	10,605	9,157	11,987	7,688	5,526	6,863
15:00	3,621	7,846	6,977	7,658	12,984	7,686	9,180	6,447	13,331	8,483	5,511	7,031	8,902	6,486	11,066	14,306	6,524	10,414	10,826	6,664	2,924	6,991	10,814	11,607	11,376	10,047	9,743	11,547	7,740	6,856	6,874
16:00	2,879	7,064	5,960	9,133	12,764	5,489	9,028	8,248	10,299	5,905	4,500	7,219	9,448	5,644	11,109	12,945	8,832	10,207	13,658	5,289	2,869	8,217	13,139	10,054	12,658	12,413	10,028	10,275	9,888	5,616	8,249
17:00	3,970	8,660	7,060	9,346	12,318	4,739	9,966	7,297	11,265	5,513	4,903	6,591	9,779	8,573	8,939	8,951	8,656	8,417	14,771	5,995	2,791	9,734	13,981	11,120	11,983	9,781	10,177	8,174	9,775	4,756	6,880
18:00	3,284	8,677	5,064	9,389	13,480	6,418	8,002	7,416	10,479	6,062	5,474	5,789	10,189	7,359	7,885	7,016	5,245	6,606	16,176	6,258	3,468	10,576	12,207	7,212	10,582	9,987	12,456	7,920	9,534	2,995	7,100
19:00	2,084	6,058	8,348	7,483	11,269	6,432	8,226	11,510	8,113	8,110	5,647	6,979	10,929	7,690	8,100	6,391	4,811	9,103	20,222	7,523	4,362	12,154	9,366	5,769	11,266	9,726	15,256	7,150	9,901	2,432	7,407
20:00	2,359	6,764	9,277	8,251	10,618	6,345	8,185	11,408	9,207	9,087	6,451	6,634	10,571	7,903	7,486	5,967	6,127	6,671	14,088	6,311	6,099	11,021	6,613	7,305	10,251	12,405	15,444	8,832	10,703	2,541	5,039
21:00	2,869	7,206	9,919	7,407	12,502	6,200	4,624	9,928	6,743	11,731	6,321	7,521	13,300	8,288	6,209	4,299	7,069	5,304	7,946	4,305	4,592	9,431	6,014	5,278	11,008	10,134	14,012	7,281	7,643	3,725	5,581
22:00	2,826	5,610	8,494	6,581	10,326	6,904	4,003	10,057	5,666	9,595	5,261	6,250	13,201	7,551	5,914	5,277	6,596	9,040	5,763	4,887	4,580	7,482	5,005	5,934	8,495	9,285	9,740	5,033	6,103	4,045	9,404
23:00	3,040	6,250	8,258	7,140	9,582	6,230	2,580	9,018	5,418	10,559	2,876	4,327	11,575	6,702	8,528	7,793	6,971	5,855	5,403	3,629	3,746	6,983	6,669	9,683	10,017	12,474	11,369	4,880	5,936	2,394	8,504

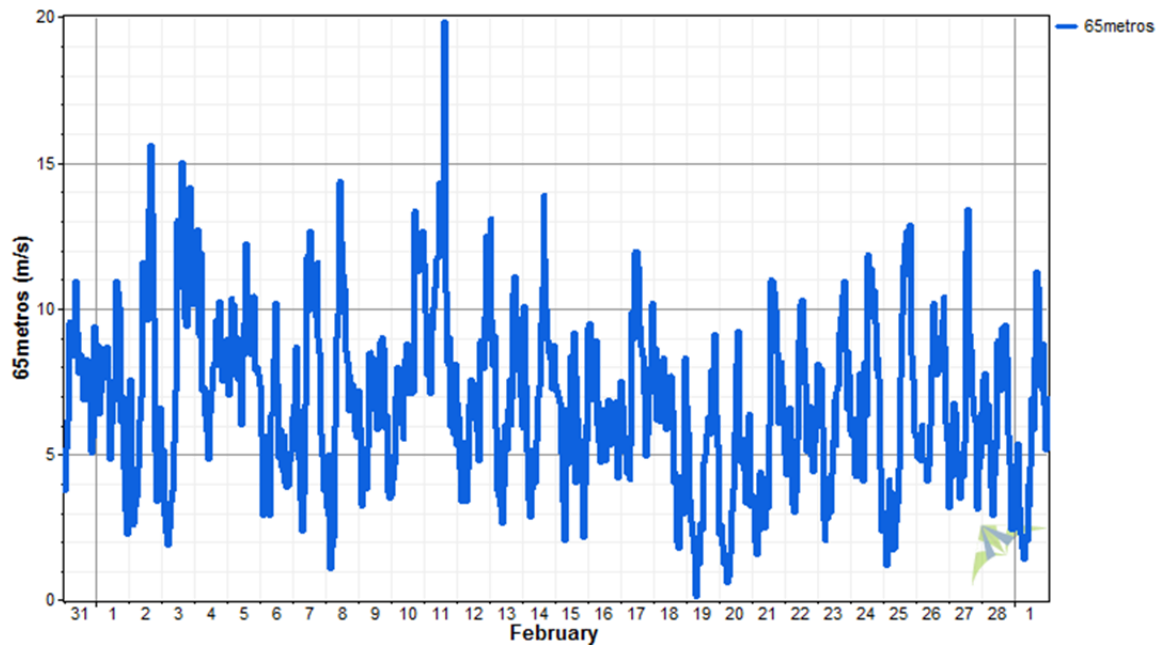


- **Perfil diario de Enero**

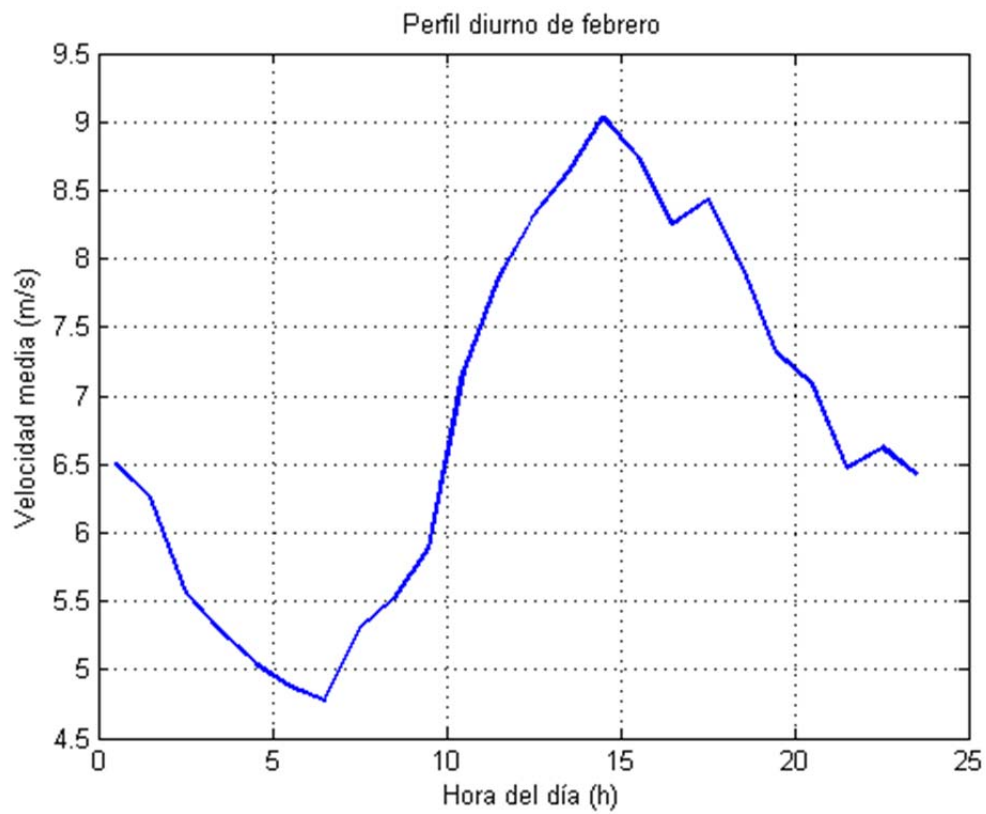


• **Velocidad del viento**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
0:00	8,72	7,536	5,155	11,093	7,022	5,627	6,723	3,167	5,894	3,662	10,472	6,685	13,088	5,875	7,4	9,359	7,523	7,764	6,65	2,267	3,586	4,983	8,08	5,804	2,791	5,596	3,188	6,425
1:00	6,371	3,351	2,874	12,697	7,881	2,872	7,749	4,994	5,367	4,146	9,822	6,281	9,595	10,055	7,209	9,517	6,67	8,618	5,758	2,549	3,326	4,3	7,629	5,655	2,988	4,9	4,449	7,576
2:00	7,135	2,552	2,642	10,678	10,336	3,982	8,668	2,815	3,227	4,65	7,71	4,493	8,031	7,37	6,953	7,521	5,61	6,192	3,443	1,865	2,008	4,79	7,952	6,211	1,156	5,555	4,226	7,782
3:00	8,412	2,624	2,268	9,043	9,45	3,891	6,549	1,09	4,203	6,985	7,911	3,379	9,071	5,075	6,743	6,856	5,055	8,136	2,699	1,251	1,562	6,591	5,923	4,315	1,989	4,795	6,741	5,395
4:00	8,63	3,203	1,9	11,918	10,153	5,644	4,811	1,816	4,27	8,012	7,097	3,881	5,907	3,408	5,044	7,356	4,34	6,115	2,214	1,345	2,338	5,101	2,749	4,239	4,112	5,99	4,305	5,417
5:00	8,091	3,532	2,463	7,204	7,73	3,906	3,456	2,158	3,817	7,467	9,297	5,433	3,751	2,858	3,404	8,874	5,406	7,785	1,628	0,607	3,725	5,029	2,019	5,142	3,65	4,89	6,416	6,723
6:00	8,321	4,556	3,403	7,317	9,009	2,889	2,335	5,973	5,275	6,066	10,035	3,394	3,545	5,161	2,047	6,008	4,136	7,885	1,428	0,933	4,41	3,235	2,72	4,685	3,688	4,807	5,078	5,446
7:00	8,712	6,162	3,764	6,343	7,584	6,308	3,641	9,001	8,493	6,221	10,712	4,521	5,416	3,855	3,51	6,775	5,317	8,328	0,095	0,829	4,244	3,015	2,811	7,769	1,697	4,78	4,577	3,844
8:00	7,534	6,975	5,396	5,817	7,985	6,386	6,692	9,818	8,469	5,539	11,392	4,652	3,161	4,289	6,519	5,339	9,87	6,288	1,469	1,601	3,062	3,721	4,199	6,121	1,776	4,067	3,506	3,915
9:00	4,818	11,571	7,173	4,8	5,995	7,054	11,089	13,927	6,647	7,038	11,733	6,735	2,625	4,045	4,654	4,735	8,947	5,819	1,241	3,034	2,469	5,496	3,012	4,076	2,701	4,63	4,387	4,266
10:00	6,073	11,052	10,67	4,996	7,103	8,319	11,802	14,374	8,296	8,24	11,735	7,551	3,893	5,449	5,587	6,491	11,901	7,054	2,612	3,825	4,126	8,892	4,334	8,146	3,347	5,996	4,232	5,19
11:00	6,848	10,717	13,036	6,443	8,375	10,214	9,919	12,267	6,538	8,809	14,318	7,459	5,987	6,948	8,349	6,546	11,968	7,647	2,419	5,747	3,17	10,116	5,463	6,332	4,515	8,039	5,402	5,477
12:00	7,434	10,228	10,715	7,166	9,498	7,392	12,675	11,129	7,437	7,065	11,898	7,076	5,171	7,365	6,98	4,78	11,444	7,66	4,731	8,071	6,005	10,284	6,841	9,311	5,752	9,184	10,356	5,919
13:00	6,88	9,606	12,367	7,992	12,224	4,902	11,023	10,666	5,836	7,354	13,879	6,144	6,542	9,486	9,167	5,635	9,38	6,466	5,007	9,229	8,359	9,274	5,309	11,849	7,663	10,185	12,027	5,971
14:00	10,96	13,423	14,989	8,151	10,184	5,834	10,034	8,553	6,375	7,098	19,828	5,796	7,557	10,728	4,016	6,864	9,058	4,008	5,399	8,471	10,972	8,609	7,189	9,7	9,788	8,729	13,408	5,161
15:00	10,583	15,63	13,161	9,623	9,366	4,534	9,951	8,139	8,849	7,145	10,589	4,76	6,03	13,904	7,6	6,337	8,625	4,375	5,763	5,254	10,922	7,394	7,333	11,358	11,483	7,718	9,141	9,317
16:00	10,026	13,236	9,625	9,317	8,422	4,41	9,702	6,51	7,022	8,904	8,751	8,799	6,912	11,677	6,23	5,291	8,343	4,286	6,25	4,729	10,567	5,102	9,184	9,902	12,248	7,855	8,589	9,182
17:00	6,139	9,654	9,408	10,248	9,668	5,605	11,594	7,659	8,987	13,331	8,074	8,892	10,523	9,969	5,543	6,405	7,08	2	5,693	5,511	9,932	6,262	9,698	10,598	12,644	8,496	6,957	9,411
18:00	6,983	6,385	10,372	9,312	10,424	3,976	8,962	6,864	8,612	12,402	9,03	8,766	11,099	8,875	4,599	6,623	4,937	1,748	7,895	4,439	8,473	6,633	10,478	9,496	11,177	9,056	6,3	8,285
19:00	5,442	5,05	10,381	7,936	10,396	3,845	8,489	7,382	5,922	11,276	5,956	7,957	9,074	8,464	4,644	5,913	5,696	4,262	7,89	3,335	6,064	4,911	10,953	7,894	12,852	9,605	6,118	7,025
20:00	4,463	3,371	14,138	7,521	7,894	3,913	5,71	6,677	6,322	12,297	6,72	9,682	9,653	8,262	2,152	6,79	7,08	3,197	9,137	4,769	6,458	4,406	8,548	8,269	9,63	10,411	5,26	5,657
21:00	3,07	6,398	11,271	7,738	7,967	4,76	4,908	5,803	3,698	11,33	5,702	12,514	7,84	7,255	3,951	4,196	7,997	2,938	6,301	3,557	8,151	5,151	6,527	7,556	8,367	8,667	3,089	4,657
22:00	2,256	6,61	10,149	8,039	7,707	5,111	3,736	5,565	3,51	12,637	8,092	8,928	6,958	8,757	6,001	5,703	9,46	8,205	5,266	6,386	7,372	5,41	8,52	4,481	7,574	6,069	4,51	2,436
23:00	4,507	4,879	10,793	8,944	7,357	6,275	3,843	7,18	4,937	11,504	5,317	9,487	6,966	7,183	5,511	6,698	10,167	8,319	5,317	3,198	6,291	6,576	7,714	2,384	5,73	5,477	4,886	2,398



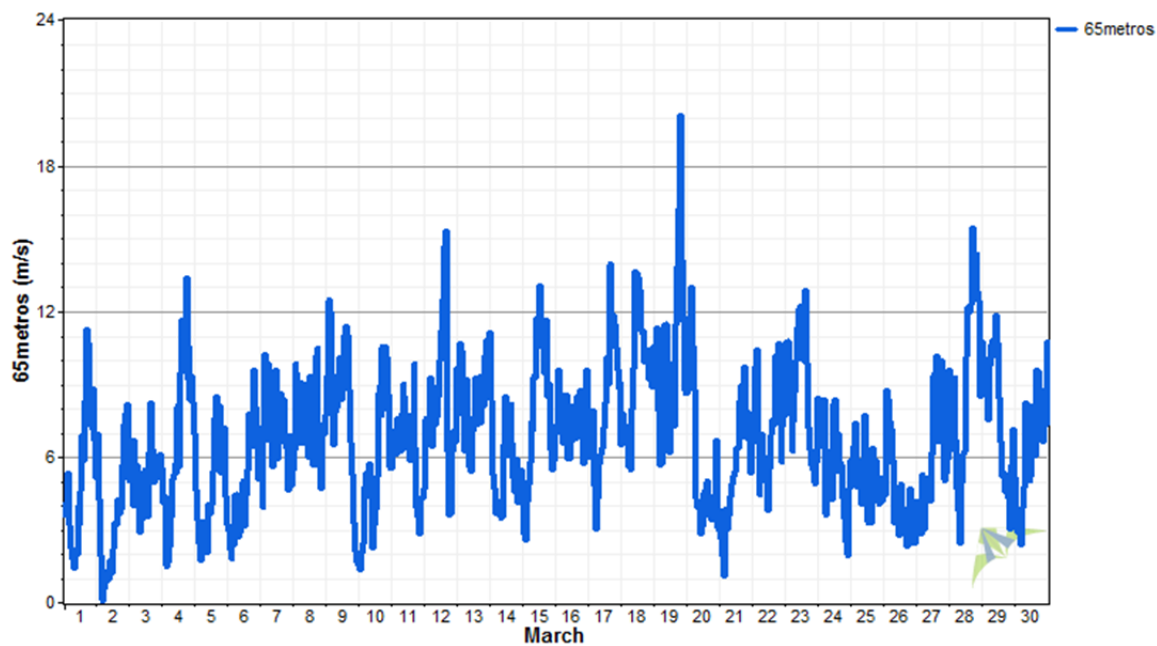
- **Perfil diario de Febrero**



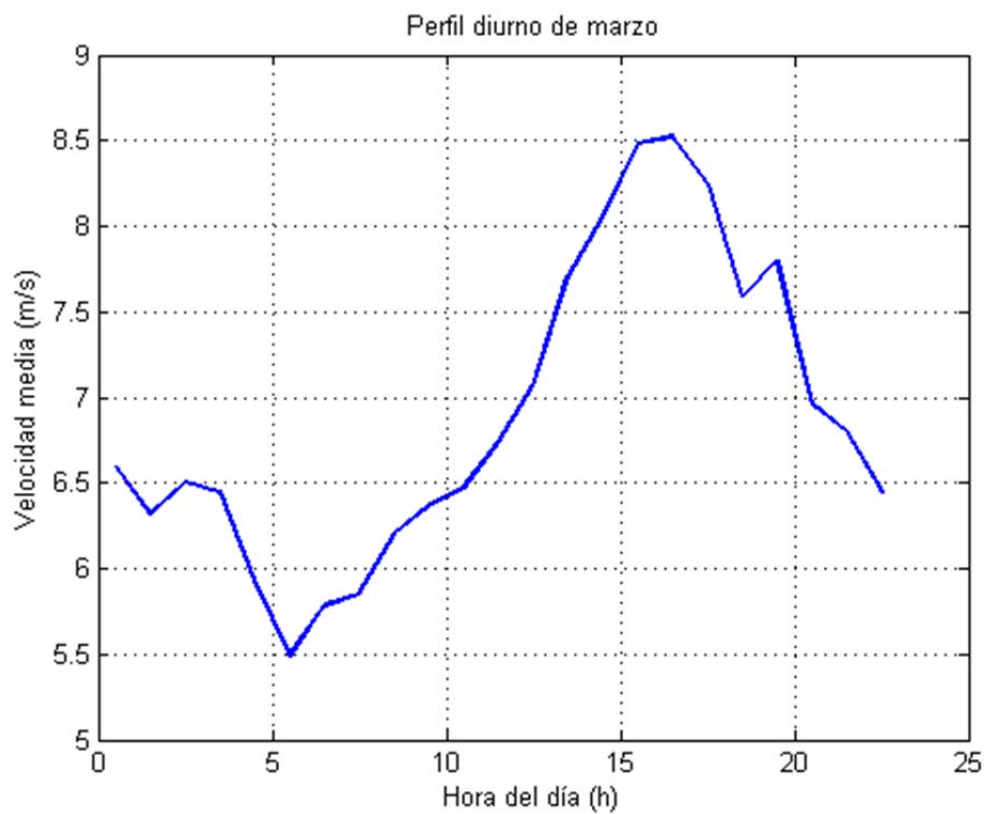
2.2.3- MARZO

• Velocidad del viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0:00	3,616	6,936	4,994	4,136	4,618	2,988	7,193	6,286	9,349	1,348	6,723	6,118	7,773	9,452	5,015	6,94	6,579	6,508	10,533	8,605	3,817	7,76	7,742	8,439	5,885	4,592	4,165	9,596	10,759	5,144	10,714
1:00	4,143	4,274	5,322	4,36	3,41	2,167	3,944	9,837	9,333	1,566	6,082	7,568	9,197	8,278	2,809	6,991	5,989	7,767	9,903	10,49	2,635	7,793	10,73	8,389	4,984	4,462	3,845	7,985	8,856	3,928	8,832
2:00	5,354	1,899	3,977	2,185	2,612	1,816	7,229	9,469	12,503	2,038	7,092	7,192	10,691	5,251	2,591	9,613	6,242	6,638	11,295	11,754	1,949	9,714	10,724	6,447	6,429	8,762	3,168	6,324	10,061	2,883	7,86
3:00	3,975	1,016	6,66	1,464	2,365	2,609	10,221	6,532	11,947	2,46	6,128	7,237	10,385	4,698	4,203	7,686	7,911	6,548	7,884	12,969	1,103	10,438	8,659	7,784	7,419	8,371	2,837	8,621	8,768	3,055	7,957
4:00	3,181	0,092	5,298	1,672	1,754	2,364	6,683	6,557	9,426	4,745	7,593	9,286	7,794	3,695	4,922	8,527	4,807	6,941	5,675	10,54	3,862	6,585	8,551	8,37	4,756	5,778	5,266	9,276	8,935	3,811	7,228
5:00	2,276	0,61	5,639	2,32	2,626	4,446	9,841	9,065	6,516	5,366	6,806	6,421	6,264	4,014	5,808	6,54	3,03	5,586	5,751	8,722	3,043	4,468	6,266	4,422	5,828	7,433	5,028	6,661	7,504	2,352	9,562
6:00	1,793	0,823	4,981	3,563	3,363	4,422	9,524	6,557	7,856	4,932	6,219	8,208	9,185	4,061	7,493	7,052	4,289	7,362	6,752	6,809	3,316	6,058	7,443	3,626	5,807	7,173	2,996	4,681	9,762	3,938	9,315
7:00	1,417	1,261	2,863	5,107	2,682	2,712	6,746	8,977	8,062	5,748	7,795	7,347	7,24	4,187	7,167	6,869	5,611	5,5	8,173	4,278	3,585	6,947	8,699	5,945	5,761	5,884	4,496	3,804	10,586	4,735	11,281
8:00	2,04	0,969	3,421	5,293	2,073	2,871	5,606	8,566	8,917	5,016	9,003	8,901	6,862	3,48	9,354	8,567	5,723	7,947	11,471	3,912	4,389	5,412	9,965	6,26	4,063	3,287	5,128	2,452	10,827	8,267	12,175
9:00	2,014	1,758	3,562	5,699	4,043	3,201	8,092	7,167	10,115	4,233	8,5	7,666	5,535	3,553	9,28	5,915	6,123	9,642	11,436	4,132	4,886	5,984	11,345	4,759	5,164	3,954	5,094	4,964	10,181	7,275	12,002
10:00	3,977	1,197	4,381	5,421	3,684	4,929	9,008	6,856	9,322	2,234	7,557	8,494	5,387	6,482	11,72	5,919	6,358	13,637	7,947	2,817	5,183	4,924	12,102	4,249	7,749	3,24	4,188	6,09	11,84	5,873	7,872
11:00	3,285	1,564	5,463	8,137	3,685	5,015	9,561	5,987	8,337	3,24	6,35	9,971	7,073	8,466	11,459	6,598	7,234	13,587	6,208	3,121	5,428	3,799	12,252	8,149	5,756	2,783	6,162	6,248	10,677	5,033	8,238
12:00	4,634	2,224	4,888	5,587	4,03	3,174	5,894	9,299	9,959	3,873	7,72	11,214	7,674	6,897	13,064	8,128	8,216	13,401	9,057	4,505	6,362	5,534	11,071	8,37	3,441	2,826	6,208	6,749	10,683	5,185	9,172
13:00	6,895	3,311	3,555	9,477	5,394	4,417	6,972	7,046	11,016	5,183	5,871	12,49	9,295	6,045	10,567	7,324	10,103	12,239	9,86	4,651	6,379	6,895	9,956	7,098	3,287	4,905	9,391	10,168	8,427	8,082	12,699
14:00	5,838	3,214	6,197	11,665	7,595	5,455	8,653	5,657	11,41	8,647	7,496	14,649	7,351	7,284	10,699	6,744	9,017	12,777	9,127	4,539	8,024	6,945	10,015	5,405	3,911	3,845	7,635	12,168	6,638	7,581	13,424
15:00	8,309	4,244	8,231	11,023	8,497	7,78	7,905	6,237	11,002	8,918	7,592	15,285	9,105	8,197	9,458	8,518	10,886	11,149	7,296	5,036	8,366	7,543	12,86	6,953	3,312	3,867	10,174	11,987	5,216	6,07	12,033
16:00	11,28	3,672	6,278	11,07	7,738	7,725	8,313	10,164	8,759	7,689	9,829	8,855	9,357	6,589	9,62	7,852	13,968	11,171	11,47	4,424	8,954	7,31	9,834	5,82	6,347	3,332	6,64	12,304	5,365	9,618	12,899
17:00	10,707	3,864	4,947	13,38	8,133	6,458	8,304	10,457	6,934	10,543	6,396	6,153	7,428	5,149	11,642	7,343	11,935	9,907	13,812	3,508	6,83	10,151	7,221	5,687	5,828	2,318	8,18	15,468	4,58	9,544	12,7
18:00	8,775	5,631	5,414	9,226	5,366	7,592	6,529	6,622	6,561	7,968	3,941	3,613	8,096	4,594	8,483	8,777	11,84	9,97	16,19	3,412	9,735	10,057	6,334	4,327	5,861	2,871	9,983	13,072	4,819	8,797	10,803
19:00	8,626	6,126	6,023	10,58	5,989	9,578	6,441	5,622	5,262	10,547	3,545	3,672	8,093	5,932	9,009	8,531	11,447	10,447	20,048	3,549	7,873	10,709	5,64	3,5	4,571	4,686	8,336	14,221	4,322	7,447	11,352
20:00	7,216	7,38	5,991	8,345	5,555	8,061	4,636	4,684	3,284	10,1	2,803	6,263	10,182	4,137	6,306	5,695	10,506	9,191	14,091	4,124	7,841	8,009	5,468	2,48	4,978	4,429	7,536	14,323	4,451	7,904	9,759
21:00	8,792	7,769	5,136	9,338	7,205	6,986	6,892	7,357	2,152	8,561	4,238	7,074	10,837	4,959	5,472	6,458	9,611	9,404	11,604	6,667	6,824	5,784	5,11	3,359	4,041	2,69	5,004	12,821	3,027	6,633	9,054
22:00	6,706	8,165	6,117	8,204	4,351	5,114	4,799	6,98	1,684	5,602	4,333	6,619	10,557	5,477	5,876	9,611	8,787	8,901	10,355	5,848	6,631	7,301	4,899	1,931	5,17	2,42	5,356	12,429	5,654	7,256	6,708
23:00	5,133	5,073	5,525	6,979	3,217	6,365	5,476	7,719	1,518	5,542	4,696	9,672	11,139	4,51	7,243	6,697	9,103	9,772	8,717	3,004	5,322	8,06	5,789	4,685	4,199	2,476	5,891	8,465	7,157	7,358	7,323



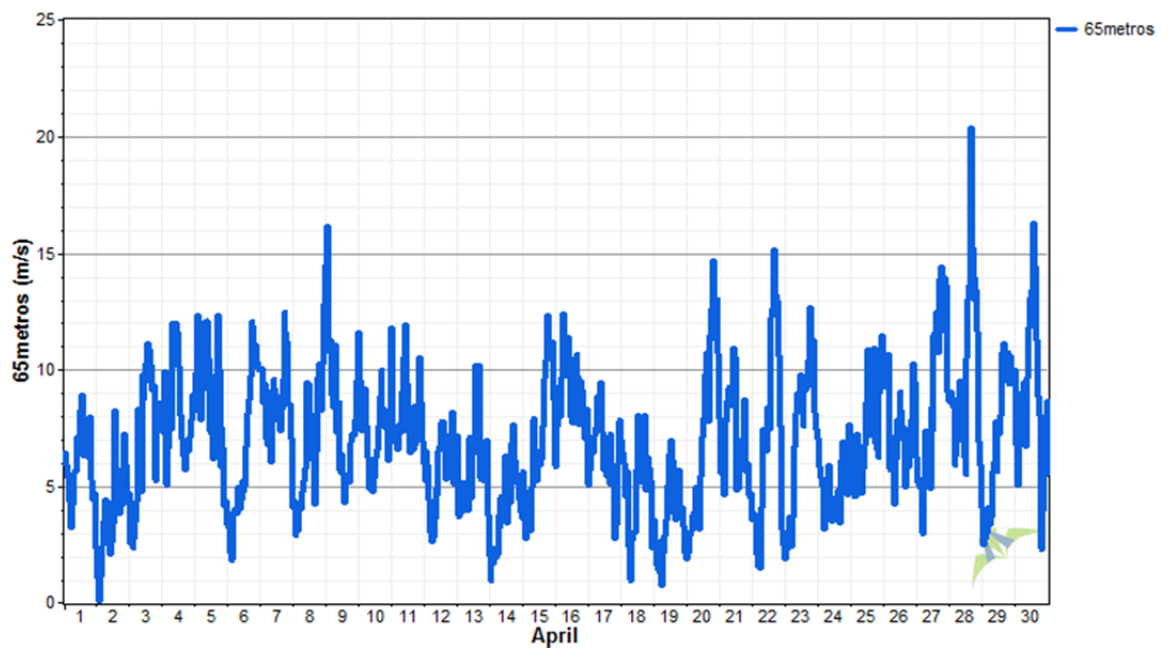
- *Perfil diario de Marzo*



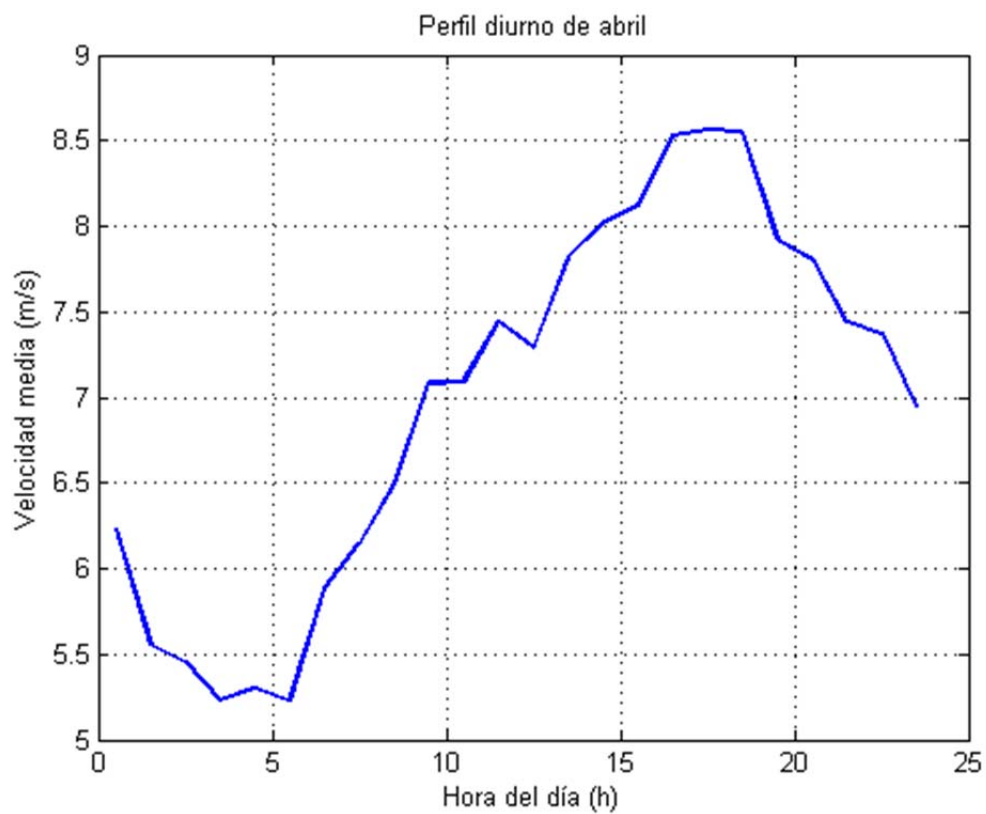
2.2.4- ABRIL

• Velocidad del viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0:00	6,438	1,083	2,543	7,32	9,862	3,258	10,073	4,353	16,162	9,486	11,02	5,258	5,341	0,942	5,614	5,841	4,999	6,97	3,528	1,89	7,877	3,535	1,89	7,024	6,036	9,773	6,239	8,678	4,067	9,997
1:00	5,884	0,095	3,548	9,939	12,33	2,123	8,586	2,885	11,436	7,386	6,918	6,512	3,695	1,696	3,985	7,582	5,686	6,409	2,702	2,134	3,82	2,254	5,812	4,908	9,271	5,184	9,05	2,503	6,748	
2:00	5,361	1,15	2,331	8,629	10,312	1,813	8,604	3,881	10,823	8,906	7,05	5,88	5,065	1,644	2,76	8,615	6,443	5,976	1,586	2,877	5,533	3,676	2,93	5,349	4,614	10,405	5,052	8,506	2,756	5,003
3:00	4,428	1,722	2,726	5,032	8,421	1,883	9,366	3,082	11,291	7,538	6,872	4,399	3,905	2,362	4,558	7,951	6,455	4,534	1,396	3,063	4,598	2,053	3,671	5,05	4,527	10,674	4,865	8,454	3,046	8,981
4:00	4,266	2,494	3,455	6,626	7,843	3,884	7,028	4,226	8,898	9,184	6,598	3,01	5,161	1,944	4,772	9,653	7,149	5,653	1,269	3,779	7,779	1,527	2,446	3,178	7,224	8,163	4,721	5,901	3,015	8,288
5:00	3,185	3,46	4,371	7,921	9,881	4,004	6,786	3,993	8,388	7,603	7,627	2,643	4,892	2,056	3,075	12,382	7,481	2,39	0,769	3,891	8,677	1,557	3,36	3,215	6,173	5,701	2,954	6,313	4,091	8,001
6:00	4,206	4,393	8,284	7,449	9,175	3,838	7,615	4,78	11,089	6,227	7,316	2,81	4,515	3,734	4,977	11,308	8,87	1,209	2,734	4,946	9,199	1,476	3,701	4,622	6,188	7,095	5,392	7,894	3,32	8,285
7:00	5,575	3,743	5,527	11,966	12,083	4,953	6,035	5,21	7,276	4,919	9,036	3,595	3,946	3,268	6,409	10,241	8,272	0,909	2,165	3,231	9,224	4,106	6,675	4,798	5,756	6,05	7,386	8,78	3,685	9,472
8:00	5,611	3,178	4,76	10,444	12,047	4,005	9,088	5,758	8,333	5,168	9,056	4,865	4,18	4,564	7,928	9,948	8,755	2,698	2,913	4,166	8,765	7,437	8,111	5,88	4,716	4,255	6,398	9,524	5,623	6,715
9:00	7,088	2,093	9,781	11,97	10,457	4,444	9,581	9,418	8,595	5,604	10,616	4,653	7,13	4,463	6,593	11,373	9,453	2,967	3,524	3,164	8,46	7,36	8,989	4,087	5,743	6,144	6,08	6,942	6,062	9,668
10:00	6,905	2,603	8,749	11,528	8,878	5,221	9,186	9,318	5,639	4,768	11,9	6,481	4,521	4,651	5,243	9,672	7,333	2,988	5,044	5,444	10,898	6,503	8,966	3,506	6,753	7,829	4,919	7,806	7,753	11,768
11:00	6,796	4,364	9,479	11,576	7,307	4,729	8,886	9,397	6,389	5,379	9,395	6,713	6,359	6,267	5,914	8,003	5,717	5,719	6,357	7,13	10,535	8,377	9,819	4,463	8,587	7,07	8,407	6,261	5,656	12,235
12:00	8,298	3,385	10,237	10,133	8,934	5,023	7,849	6,614	5,496	6,216	7,29	7,677	6,68	3,431	5,882	7,683	5,803	8,062	6,977	7,895	7,428	9,328	4,118	10,869	9,016	7,467	5,522	7,449	13,152	
13:00	8,941	8,239	11,093	8,036	6,168	6,697	8,829	8,038	4,31	6,576	6,432	7,808	10,177	4,216	6,187	8,459	5,431	6,498	6,121	9,775	4,921	9,894	7,545	3,691	9,518	8,236	11,52	10,493	7,231	13,427
14:00	6,329	5,743	10,866	7,043	6,73	8,123	7,387	6,095	5,471	7,567	6,589	7,218	9,47	4,29	7,576	10,5	6,786	5,164	5,282	10,716	5,247	12,297	9,198	3,704	8,798	7,461	11,458	13,023	8,043	16,315
15:00	6,896	5,397	10,215	6,309	9,76	8,705	8,331	4,194	5,38	8,834	6,586	5,311	10,186	4,835	7,923	10,625	5,115	5,68	3,756	10,133	6,989	12,594	9,109	4,837	7,188	7,491	12,481	13,608	10,738	14,411
16:00	7,933	3,84	9,128	5,666	12,326	9,726	9,579	6,518	5,143	9,965	8,466	5,928	8,736	6,878	9,621	9,701	7,221	7,581	3,543	7,808	5,741	15,171	9,246	3,436	8,606	4,97	10,709	20,386	11,095	11,231
17:00	6,252	4,185	9,341	6,527	9,997	12,076	12,477	8,191	6,565	8,4	6,745	5,532	5,285	7,628	10,357	7,614	5,299	8,069	4,003	11,481	6,271	13,2	10,419	6,12	10,937	6,363	13,882	15,186	9,723	8,838
18:00	8,003	4,247	7,647	6,861	5,838	11,875	11,565	9,752	6,878	8,064	7,567	5,773	6,062	6,098	12,35	9,484	5,103	4,829	5,709	12,632	8,722	12,964	12,693	6,897	6,87	5,808	14,427	13,969	9,847	8,051
19:00	5,578	7,232	5,244	6,494	7,524	10,865	11,195	10,246	7,22	7,509	7,121	6,778	5,195	5,135	11,208	9,103	2,742	6,263	3,828	14,708	5,617	10,593	10,389	6,717	6,596	7,476	11,679	12,916	10,708	3,888
20:00	5,223	7,208	7,734	7,116	6,649	11,079	8,542	8,231	7,166	8,053	10,513	8,158	6,203	5,373	10,934	8,063	3,348	5,778	4,097	11,86	5,977	7,573	11,281	6,054	6,265	7,3	13,461	13,311	9,391	2,312
21:00	4,446	5,902	8,553	7,839	4,152	10,31	8,511	10,263	7,815	6,124	8,578	5,096	6,949	4,446	11,173	7,063	5,977	5,24	3,307	11,279	5,376	4,48	8,798	4,654	8,983	7,936	13,917	11,609	10,566	3,972
22:00	4,69	4,34	8,165	8,9	4,384	10,078	7,057	12,773	9,517	8,336	6,91	6,802	3,764	3,904	8,713	8,292	7,056	2,338	2,816	12,992	4,545	3,063	8,095	6,467	9,917	10,223	13,601	6,888	9,941	6,696
23:00	2,313	4,66	7,764	8,267	3,378	9,99	4,071	14,471	11,611	11,824	5,975	7,145	1,977	3,645	9,257	5,873	7,859	2,512	2,108	10,69	4,714	2,475	7,429	7,672	11,454	9,429	9,081	5,905	9,387	5,497



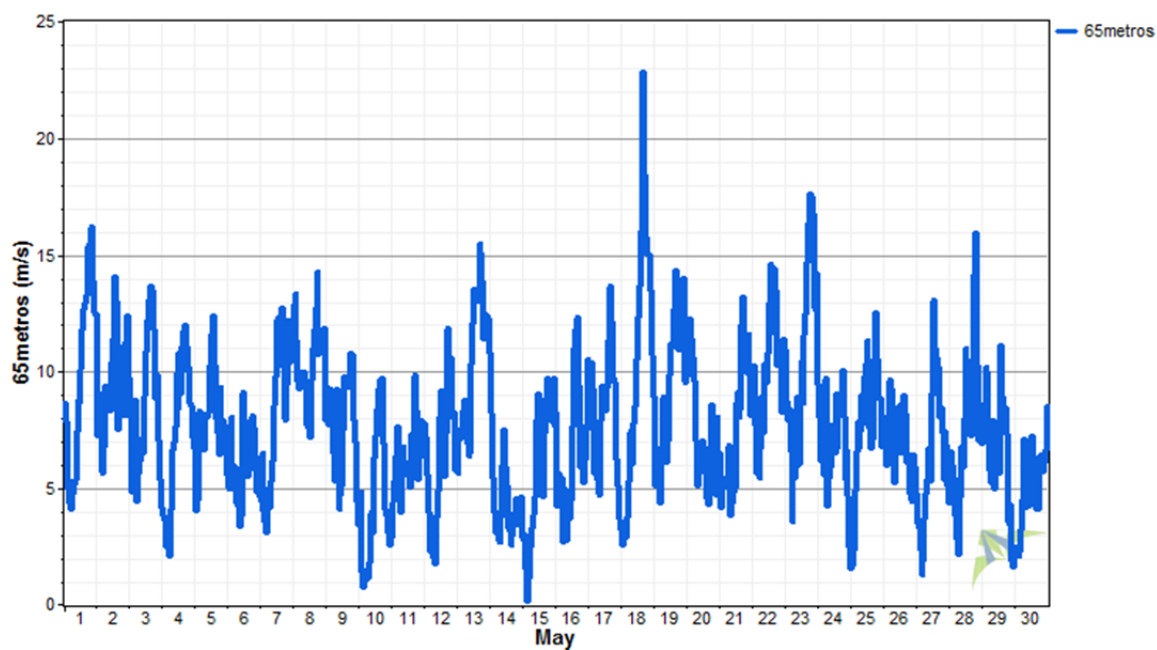
- **Perfil diurno de Abril**



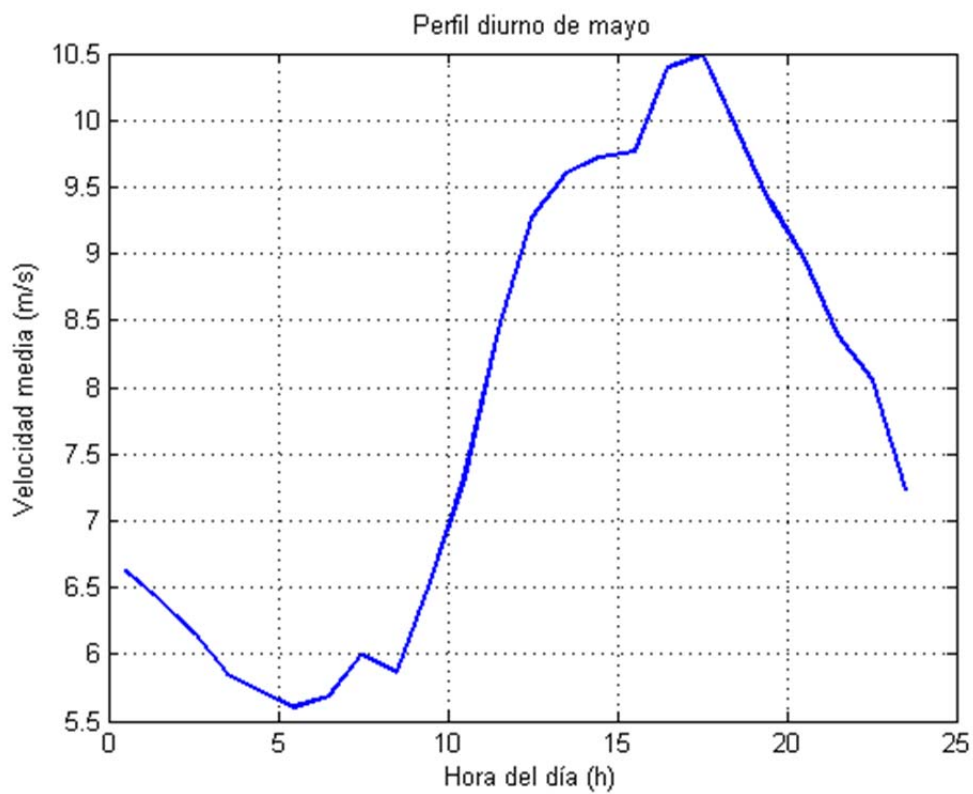
2.2.5- MAYO

• Velocidad del viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0:00	8,651	7,234	8,024	3,82	4,037	5,05	4,414	12,869	9,29	3,398	3,24	6,863	5,646	9,227	2,788	8,252	7,548	3,241	8,896	9,773	6,493	9,584	10,897	9,427	1,515	8,058	4,785	4,382	6,926	2,512	8,53
1:00	7,824	9,018	4,839	3,613	4,458	4,989	6,486	13,325	7,676	4,831	4,417	4,17	7,315	8,202	2,987	4,237	8,007	2,558	5,081	11,9	4,127	10,274	8,728	8,065	1,7	7,289	3,477	6,595	7,748	2,136	9,294
2:00	4,949	8,945	6,613	2,491	5,678	8,07	3,987	11,306	7,977	1,317	5,287	5,573	7,13	5,448	1,563	5,618	10,378	2,934	6,593	12,252	5,113	7,732	7,904	6,164	2,341	5,938	3,305	5,945	8,616	2,174	11,591
3:00	4,33	6,076	6,326	2,832	8,306	5,832	3,522	9,61	9,233	0,704	6,389	3,95	7,601	3,974	0,105	4,503	9,257	2,9	5,329	11,406	5,249	5,622	8,352	7,115	4,896	7,926	2,358	5,418	10,183	2,093	10,009
4:00	5,309	5,652	8,795	2,849	7,787	5,942	3,061	9,255	8,264	1,449	7,652	2,269	8,321	3,095	1,113	5,409	5,599	3,777	4,328	10,591	5,042	6,744	6,57	5,58	6,542	8,663	1,263	3,798	9,984	2,279	10,226
5:00	4,1	6,777	4,438	2,101	7,309	5,913	4,939	9,791	6,516	1,058	6,761	2,299	8,756	3,974	2,504	2,687	6,371	5,266	6,801	9,576	5,529	5,415	3,53	7,365	7,858	9,679	1,894	4,726	7,413	3,242	9,133
6:00	4,758	9,408	5,601	4,078	6,639	4,365	4,128	9,909	5,286	1,135	3,934	2,025	7,324	2,767	3,293	4,941	5,381	6,264	8,488	8,861	5,395	6,7	6,032	9,716	6,688	9,217	3,663	2,833	5,775	4,51	7,232
7:00	5,168	9,036	6,161	6,65	8,153	4,19	5,327	10,008	9,249	1,783	6,27	1,77	6,879	2,702	3,44	3,037	6,13	7,407	8,889	6,944	6,849	8,913	5,46	4,213	7,427	7,151	4,783	2,16	5,206	7,102	7,508
8:00	5,331	8,28	7,102	6,972	8,03	3,328	6,133	9,247	6,323	2,454	6,803	3,842	6,353	3,783	3,885	2,769	4,689	6,022	7,791	5,087	3,822	7,349	5,911	5,435	8,978	5,24	5,346	4,639	7,882	4,142	9,03
9:00	7,448	8,283	6,49	7,661	8,249	3,831	6,385	8,597	4,074	3,923	5,561	3,76	6,473	5,944	4,64	4,28	7,932	7,758	6,089	5,799	4,329	10,351	8,897	5,896	8,724	7,707	6,695	6,787	4,958	4,772	10,582
10:00	8,757	10,399	8,462	9,927	8,601	8,396	8,611	7,633	4,694	3,062	6,04	4,894	10,297	7,535	7,883	3,7	9,388	8,489	7,07	5,945	4,855	9,523	6,052	7,693	9,777	7,008	5,296	5,898	5,742	4,214	11,115
11:00	8,746	11,387	8,969	8,359	10,352	9,098	9,817	9,102	5,095	6,294	6,035	8,027	12,052	5,909	9,068	4,519	8,6	10,503	8,953	7,031	5,015	10,806	8,853	7,525	10,312	8,521	9,024	8,004	5,783	5,722	12,82
12:00	10,101	11,363	10,872	10,787	11,578	7,17	12,214	7,187	7,509	7,208	6,117	9,15	13,569	5,103	7,833	7,673	8,291	12,315	11,186	6,754	8,636	12,961	10,449	6,471	11,337	6,531	9,05	10,961	7,032	6,144	13,72
13:00	11,807	14,044	12,231	9,054	12,42	7,852	12,319	9,68	9,803	8,406	5,054	7,446	13,444	3,277	6,266	10,989	9,316	13,683	11,046	5,643	9,127	14,578	8,675	9,029	7,664	7,071	13,067	10,496	5,616	7,244	11,329
14:00	12,64	12,987	13,077	11,037	10,229	5,506	10,278	10,989	9,402	9,233	7,332	5,489	13,242	3,163	4,605	11,783	11,323	14,918	11,174	4,664	8,039	14,575	11,627	6,724	8,967	8,669	11,015	10,184	11,1	5,966	11,457
15:00	12,942	7,501	13,662	11,696	7,988	6,892	12,757	11,776	9,418	9,65	7,063	7,36	12,998	2,578	6,513	11,754	11,886	16,096	12,749	4,473	8,395	11,64	12,447	8,431	6,711	8,979	10,582	8,522	8,927	6,267	14,171
16:00	13,243	9,573	13,463	11,987	7,361	5,817	11,473	12,758	9,315	9,566	8,623	9,14	15,478	2,974	7,37	12,337	13,703	22,833	14,328	4,267	11,988	14,421	14,706	8,329	7,085	8,149	10,156	7,207	8,287	4,087	12,489
17:00	15,317	10,195	11,827	11,073	6,439	7,229	10,356	14,284	10,799	9,741	9,852	11,869	15,093	3,879	8,82	9,366	12,164	18,437	13,398	5,728	13,189	13,483	16,341	9,051	10,522	6,12	8,056	9,976	8,414	4,067	10,172
18:00	15,514	9,739	8,88	9,972	9,29	8,082	7,892	10,747	10,475	6,914	8,299	10,587	13,882	3,398	9,707	5,88	9,723	15,735	10,909	8,597	11,212	10,24	17,61	10,043	12,556	6,409	8,458	14,128	7,287	6,253	9,757
19:00	14,854	8,118	9,846	10,193	6,965	7,584	9,434	10,777	10,746	4,118	5,333	10,586	11,364	4,564	9,06	7,268	9,546	15,037	12,165	6,841	9,953	10,738	17,517	8,03	10,554	4,781	7,405	15,926	4,441	6,439	10,774
20:00	16,249	11,21	9,831	8,646	7,931	6,38	12,227	11,524	7,934	3,84	6,272	8,047	12,37	3,52	9,234	5,25	6,245	15,041	12,604	5,811	11,299	10,328	16,738	5,353	9,207	4,673	5,389	13,039	3,475	6,121	12,084
21:00	13,89	10,95	7,065	8,514	7,708	4,807	10,385	11,371	6,955	3,1	7,916	8,261	12,372	3,401	7,831	6,241	5,118	13,441	14,029	4,71	11,616	8,225	14,446	6,59	8,821	4,415	7,452	10,261	4,294	5,697	10,173
22:00	12,515	12,374	5,35	7,181	6,697	5,393	12,216	11,855	4,419	2,548	6,904	5,761	12,277	4,658	9,724	7,696	3,802	13,086	11,153	8,009	9,781	10,649	14,692	4,637	8,85	6,434	6,806	7,038	1,896	6,128	11,064
23:00	12,485	9,686	4,176	6,686	5,551	4,622	11,346	7,941	3,389	2,874	7,788	6,932	10,773	3,017	7,673	10,532	3,588	10,634	9,534	5,864	8,119	11,364	14,2	2,449	6,738	5,911	5,083	7,121	1,633	6,615	10,077



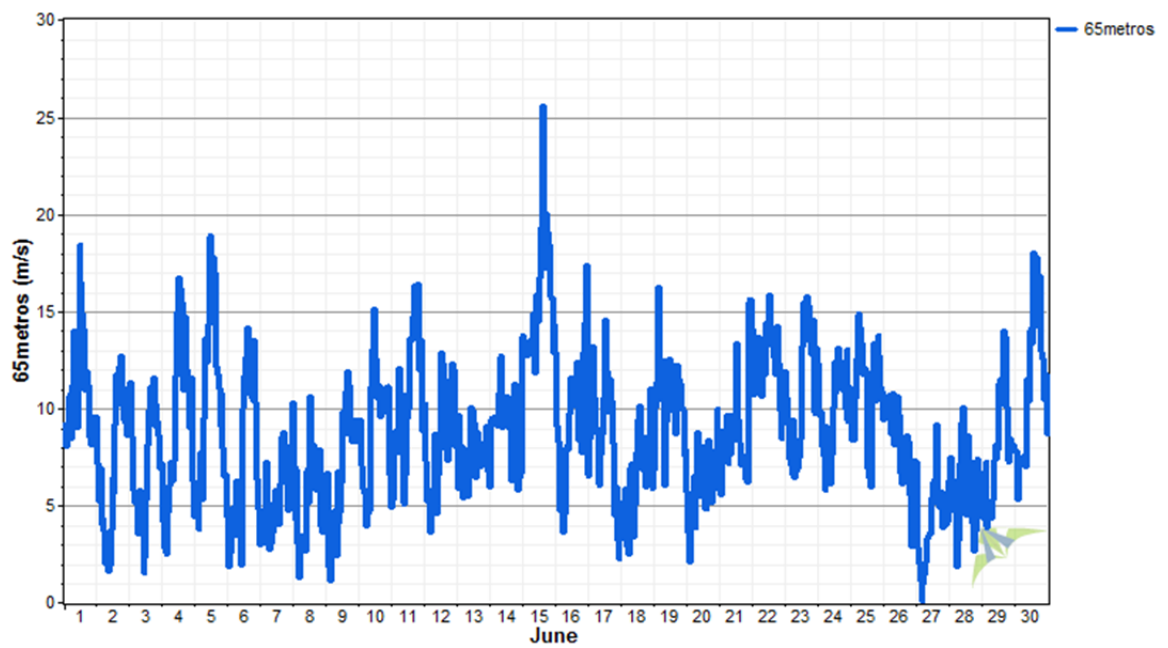
- *Perfil diario de Mayo*



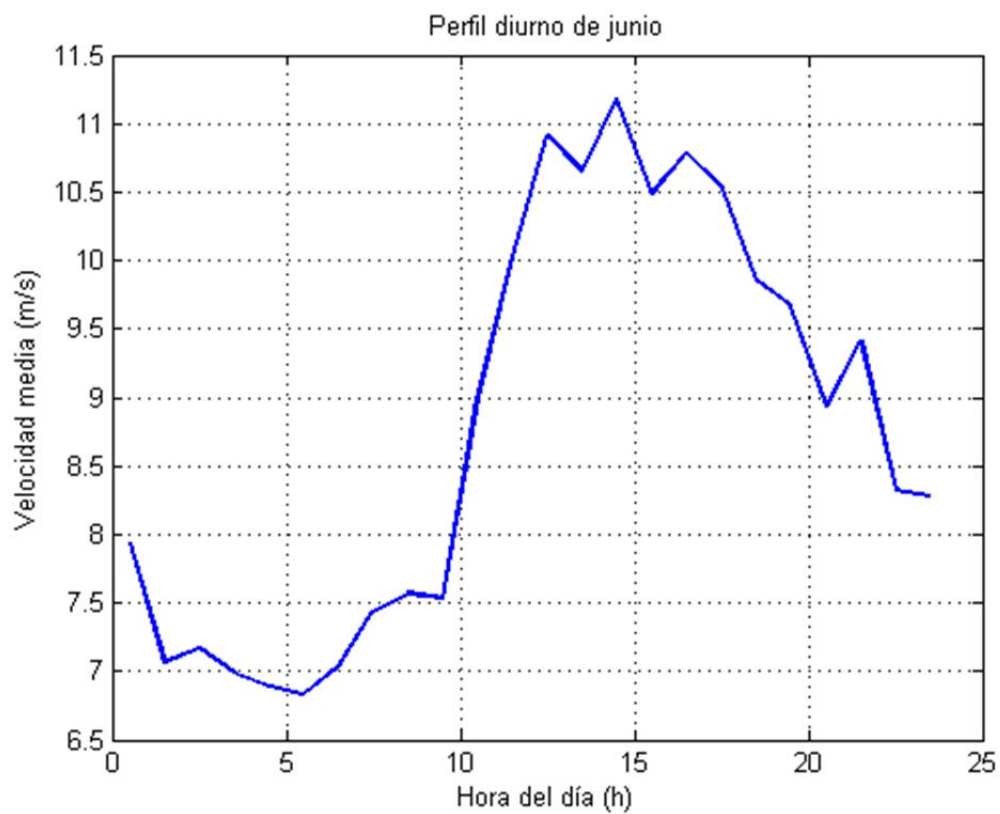
2.2.6- JUNIO

• Velocidad del viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0:00	9,175	7,194	11,352	4,174	4,991	1,825	3,351	6,98	6,666	9,388	5,365	10,186	5,91	9,365	13,787	12,866	6,514	4,205	6,817	5,718	6,766	14,046	11,905	12,273	9,729	9,448	7,24	6,275	6,682	7,846
1:00	8,053	5,235	8,542	2,776	5,368	2,543	3,048	4,297	5,056	8,722	5,297	7,269	9,683	9,516	13,382	9,123	8,426	5,186	10,036	3,633	5,58	10,717	10,502	9,667	8,388	9,566	2,818	7,499	4,36	7,814
2:00	8,876	6,885	7,628	4,067	3,761	2,877	3,235	6,842	1,733	7,013	8,635	5,24	8,135	9,408	12,832	8,285	13,043	4,902	11,302	2,067	8,827	13,328	9,369	9,786	8,401	9,975	1,975	6,387	4,865	5,341
3:00	9,468	4,043	5,701	2,46	6,211	4,311	4,509	3,079	1,122	5,875	8,849	5,256	8,062	9,547	12,74	4,76	13,155	5,878	16,223	4,491	7,543	11,294	7,41	8,077	10,527	9,741	1,115	5,31	7,24	5,687
4:00	10,692	4,314	5,169	4,674	7,709	4,899	7,23	1,281	2,51	5,643	7,75	3,592	5,417	9,354	12,976	5,765	10,573	2,924	12,16	4,358	8,868	13,707	7,04	7,586	12,522	10,737	0,119	5,772	3,89	7,439
5:00	8,439	3,704	5,604	6,025	5,269	3,482	3,976	2,96	4,254	3,968	12,104	5,726	6,712	9,059	13,483	3,653	8,761	2,507	11,482	6,548	9,64	13,534	6,623	5,79	13,169	10,429	0,946	4,605	5,13	7,321
6:00	11,145	2,034	3,531	7,22	9,48	6,238	2,77	3,44	4,771	4,553	9,82	5,779	6,24	10,776	12,801	4,561	8,889	4,755	12,485	3,88	7,138	11,547	9,411	9,074	14,853	8,704	1,463	1,879	4,555	7,296
7:00	13,972	2,68	5,756	6,247	13,588	4,461	3,072	3,187	2,402	4,739	9,87	8,656	5,505	11,223	14,919	6,12	8,1	7,036	10,282	5,721	8,842	10,618	6,427	7,495	14,146	10,772	2,12	3,2	4,375	7,537
8:00	10,922	1,628	5,451	7,293	12,422	5,084	3,642	2,639	6,777	7,01	10,723	6,393	6,96	12,735	13,778	8,042	6,061	7,164	6,004	8,779	7,628	12,285	6,727	6,723	13,352	8,12	3,311	7,126	5,337	7,035
9:00	9,006	1,965	3,577	11,658	14,304	1,931	4,423	4,991	4,154	11,168	5,083	4,576	8,045	9,029	11,849	7,883	7,638	3,344	9,345	5,457	9,631	11,709	6,949	6,151	11,773	9,001	3,43	9,261	7,296	11,494
10:00	13,871	3,794	1,521	14,694	16,588	6,253	5,189	6,826	4,646	13,06	6,627	6,615	10,017	9,688	15,825	9,725	8,686	5,078	11,409	6,805	8,379	14,421	7,479	7,617	12,027	10,634	3,506	10,033	8,16	10,396
11:00	18,44	6,451	2,343	15,048	18,862	10,077	5,781	5,187	6,212	15,138	9,526	8,306	9,927	10,406	14,516	11,571	10,504	7,706	12,517	8,074	8,701	14,398	8,454	10,062	11,872	9,613	5,416	5,551	7,444	12,89
12:00	16,467	5,628	5,331	16,723	15,785	11,682	5,789	10,621	9,795	12,563	9,988	12,908	9,266	10,638	16,737	10,656	14,535	9,412	12,202	6,939	13,351	15,822	13,23	12,39	9,467	7,7	5,142	4,54	7,895	14,109
13:00	14,841	9,162	8,136	16,178	17,788	12,632	4,022	7,111	8,671	10,545	13,561	12,301	6,472	9,658	19,331	10,112	11,882	10,118	11,423	4,796	9,383	15,222	15,429	10,88	6,801	6,582	6,312	5,76	11,22	13,366
14:00	14,069	11,764	9,927	15,447	17,007	14,142	6,081	8,141	10,831	11,146	13,547	7,961	8,752	8,917	25,604	10,884	9,823	9,073	12,26	4,819	8,361	13,274	15,028	11,77	6,437	6,115	6,111	8,591	11,467	18,034
15:00	10,971	11,707	11,06	10,922	12,181	11,659	8,507	7,848	11,877	9,555	14,712	9,463	7,859	6,246	17,386	12,42	11,465	8,472	9,733	6,624	8,193	13,773	14,14	13,112	5,965	8,226	9,14	6,92	10,182	14,248
16:00	11,148	12,719	11,542	12,004	11,035	10,768	6,783	7,131	11,08	10,565	15,291	7,319	7,004	9,995	20,038	8,346	10,376	8,495	12,208	6,081	7,466	11,748	15,318	11,904	13,355	8,621	4,918	4,108	13,659	14,863
17:00	8,494	10,122	9,068	11,231	9,093	10,494	6,895	7,476	8,55	10,224	14,865	11,429	7,301	11,248	19,062	9,3	8,184	5,925	11,489	5,121	7,525	14,254	13,451	10,924	10,39	8,267	5,7	2,674	10,089	16,816
18:00	8,118	11,005	10,18	11,413	10,742	13,501	7,105	7,918	8,314	9,831	16,402	10,489	8,222	7,671	18,395	7,705	4,497	8,558	11,297	5,806	6,379	12,325	12,809	12,42	12,019	5,523	3,828	3,716	7,76	16,078
19:00	9,057	9,37	9,352	8,976	7,988	10,288	4,726	3,91	9,175	11,103	12,016	12,332	7,572	5,793	15,768	12,872	5,983	7,734	10,037	7,713	6,229	9,893	14,576	9,937	13,747	2,92	4,039	4,897	7,22	12,879
20:00	9,534	10,456	8,631	11,611	6,485	6,323	7,044	3,649	9,395	11,067	13,477	12,017	9,059	6,45	15,722	14,432	3,234	11,046	9,886	7,787	10,373	8,427	13,894	13,034	12,743	3,503	4,694	7,361	8,477	12,52
21:00	9,102	8,597	6,9	6,269	6,565	4,865	8,133	4,854	8,326	6,601	8,834	8,013	6,737	6,68	12,833	17,337	2,273	8,956	7,559	10,008	15,521	9,205	9,714	9,341	11,076	6,412	4,01	6,362	8,077	10,449
22:00	9,547	8,765	7,156	4,461	4,46	2,966	10,329	4,088	8,3	4,923	9,338	8,119	5,984	7,667	14,238	12,959	3,187	5,894	7,913	8,764	15,64	11,28	13,083	11,08	10,839	7,287	4,184	6,049	8,103	11,739



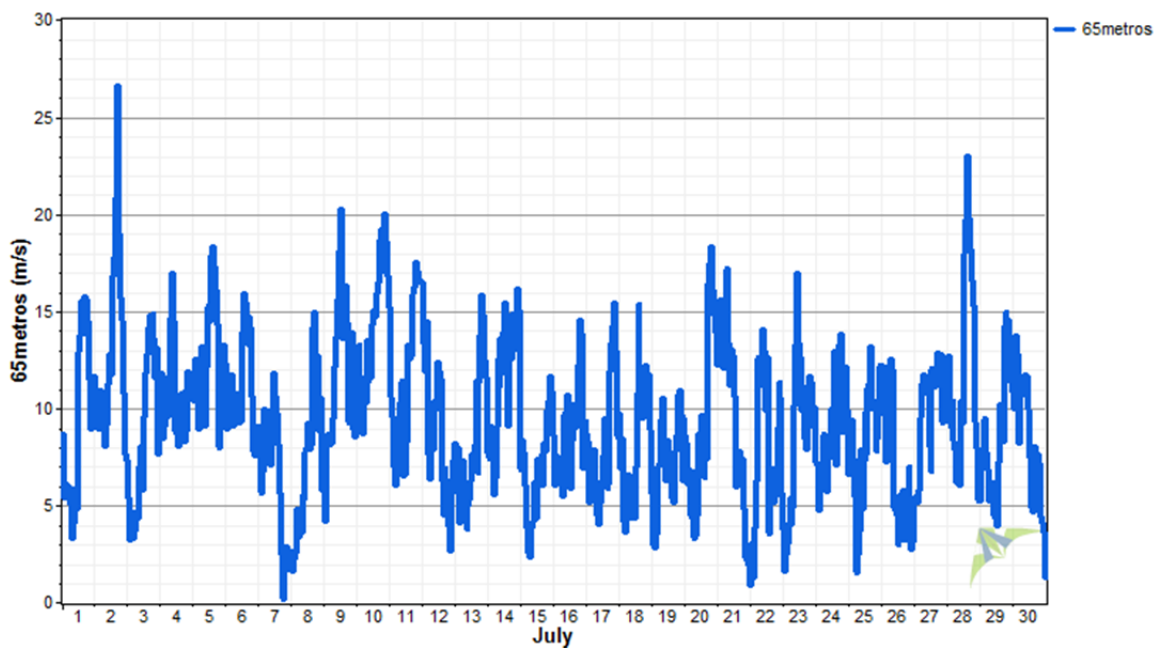
- **Perfil diario de Junio**



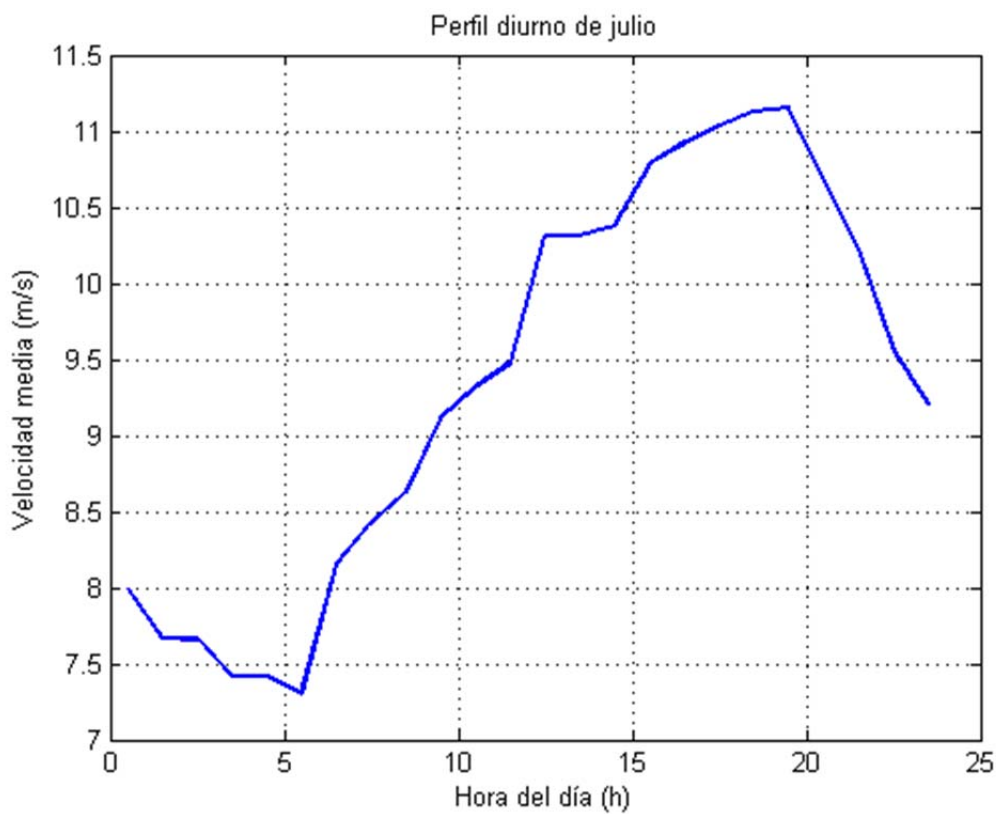
2.2.7- JULIO

• Velocidad del viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
0:00	8,722	9,401	5,39	11,816	10,338	8,917	8,989	1,585	4,189	9,828	13,436	15,052	5,741	8,301	6,808	8,637	8,663	9,707	5,617	8,624	12,215	0,922	3,772	7,231	7,231	6,556	12,193	5,311	12,308	5,237	10,855	1,327
1:00	5,426	9,418	3,18	8,461	12,56	10,248	5,716	1,824	6,708	13,236	10,547	13,263	7,329	7,368	8,387	6,05	8,29	6,924	2,948	8,195	13,189	3,092	1,628	7,186	8,321	9,742	5,45	12,689	6,857	9,979	3,432	
2:00	6,124	8,956	4,656	10,736	12,219	9,264	5,641	2,288	8,031	11,679	9,543	11,9	7,991	9,106	7,721	7,581	5,172	8,421	2,851	6,124	15,628	1,323	2,453	4,724	9,437	9,693	5,123	9,26	7,073	13,729	3,067	
3:00	6,05	9,497	4,35	9,114	10,837	10,505	6,769	2,577	8,694	11,138	6,997	14,494	4,117	8,965	6,062	6,212	7,702	4,146	3,566	6,842	13,781	3,864	3,055	6,533	7,385	7,247	5,775	9,007	7,389	12,881	4,462	
4:00	5,701	10,952	3,277	9,928	8,913	11,773	9,997	4,837	8,157	8,716	5,998	7,675	6,206	5,579	3,882	6,653	6,515	3,635	6,973	4,466	12,038	6,285	4,137	5,97	5,449	9,848	8,453	10,376	9,466	12,812	5,274	
5:00	5,976	10,217	3,74	9,533	10,639	9,099	7,765	3,349	8,182	10,305	6,76	6,38	7,28	6,445	2,543	6,492	7,877	4,286	7,117	4,437	14,18	6,975	5,391	8,159	3,379	8,616	9,593	8,25	7,72	8,214	7,642	
6:00	5,045	10,774	4,651	11,679	13,204	10,727	9,876	3,796	9,513	10,311	9,526	6,689	4,703	9,124	2,331	5,476	5,531	5,209	7,278	6,742	16,332	12,619	4,061	8,691	1,568	12,242	11,29	7,864	6,803	10,621	6,523	
7:00	3,275	8,01	4,306	14,656	11,845	10,779	8,655	3,602	12,109	13,537	10,265	7,905	4,567	12,533	3,631	6,516	4,926	6,617	9,526	3,278	17,219	12,157	4,897	6,737	2,483	12,531	11,716	6,184	5,215	11,497	9,985	
8:00	4,064	9,142	6,985	16,944	9,114	10,384	7,106	5,546	13,658	11,449	11,451	10,374	3,814	11,097	3,849	9,765	4,42	5,772	10,503	3,46	13,361	11,197	10,135	5,724	3,696	11,991	11,322	6,801	6,1	10,861	7,783	
9:00	5,901	11,266	8,039	13,957	12,113	9,215	8,554	5,388	15,325	12,181	11,453	9,878	5,002	13,606	4,178	8,689	3,983	5,73	7,118	4,465	11,189	14,1	13,259	8,366	7,876	4,866	11,492	6,069	6,208	11,767	11,225	
10:00	4,835	12,765	7,554	14,402	12,566	10,729	9,04	7,807	15,701	11,602	6,546	10,175	5,299	13,021	6,222	10,706	5,15	4,36	6,272	8,656	13,027	12,934	16,971	7,48	4,835	4,766	10,67	10,383	4,508	10,785	9,141	
11:00	11,223	11,935	5,754	8,738	15,251	9,307	11,815	7,944	18,083	14,345	6,609	12,395	6,263	13,947	4,382	8,436	6,304	4,318	8,362	7,389	12,689	9,894	13,386	10,011	7,354	4,483	8,02	9,22	5,034	11,606	9,323	
12:00	12,945	11,736	9,59	10,441	14,45	13,936	10,594	9,289	20,235	15,032	8,261	11,88	7,606	15,473	7,418	5,898	7,552	7,011	7,188	9,659	10,631	12,624	12,625	9,62	9,819	2,953	6,718	13,295	4,238	9,916	11,049	
13:00	13,774	16,783	11,83	8,043	17,818	15,951	9,761	7,871	13,622	14,693	13,281	11,493	6,941	11,756	6,331	8,329	9,482	10,767	7,464	8,509	5,939	4,988	9,894	12,963	7,655	5,141	12,094	18,012	3,946	7,516	7,039	
14:00	15,496	17,765	12,786	8,855	18,347	15,412	8,121	8,142	14,329	15,911	12,586	6,279	8,127	9,052	6,28	10,229	7,591	15,331	5,812	6,405	7,237	3,509	11,156	10,826	11,047	5,512	12,01	19,7	7,226	4,911	5,776	
15:00	13,803	20,827	14,174	10,773	17,266	14,82	5,659	14,177	16,31	16,464	13,192	4,513	11,437	10,274	7,677	9,2	5,858	10,233	5,281	8,885	7,395	6,702	10,55	7,075	11,269	3,216	11,106	22,971	10,212	4,679	8,47	
16:00	15,725	26,65	14,796	10,808	16,048	13,256	2,464	14,947	14,403	17,653	12,801	6,912	6,661	13,214	6,036	9,043	6,136	9,85	5,148	7,403	7,793	6,878	8,418	8,718	13,172	5,782	11,955	19,772	10,064	8,076	8,054	
17:00	15,613	18,989	13,594	8,246	14,282	14,6	2,066	13,516	10,349	18,736	15,945	6,387	11,342	12,54	8,234	9,456	11,874	9,479	7,837	16,421	7,133	5,179	7,894	13,278	9,945	4,941	12,865	18,189	8,283	6,557	8,55	
18:00	14,448	15,676	14,893	10,49	10,82	14,118	0,125	10,037	9,226	19,258	16,255	5,119	13,744	14,914	7,814	12,253	13,311	10,127	8,614	17,491	7,439	5,829	8,987	13,826	9,975	3,245	11,373	16,56	14,2	7,639	7,221	
19:00	12,743	15,516	13,619	8,884	7,976	10,618	1,906	12,707	12,214	17,014	17,541	3,957	15,854	13,811	9,906	14,548	14,217	12,247	10,671	18,308	4,851	5,529	11,643	9,397	10,393	5,276	12,792	15,254	14,964	5,467	5,877	
20:00	11,389	14,44	11,621	11,873	9,789	7,761	2,86	8,826	13,897	20,043	17,017	2,676	14,8	13,009	10,382	13,849	15,43	11,152	10,915	16,077	2,323	9,029	9,397	8,783	7,836	6,979	10,396	13,4	13,519	7,131	4,21	
21:00	8,948	10,791	13,138	11,383	11,068	7,583	2,111	10,511	8,9	18,597	16,644	6,371	12,495	16,13	11,672	6,917	12,289	11,776	9,636	14,788	2,196	11,378	11,226	10,928	8,471	4,994	9,255	9,287	14,593	4,459	8,616	
22:00	9,624	7,652	7,641	11,398	13,281	8,571	1,691	5,775	8,536	16,8	16,597	7,291	11,608	15	10,833	8,134	12,882	10,332	6,295	13,887	2,859	10,588	10,114	12,11	9,958	2,706	12,443	7,93	12,208	4,097	7,193	
23:00	11,683	7,282	9,809	11,524	12,343	9,104	2,688	6,442	10,213	15,205	16,492	8,179	7,689	10,909	8,636	9,32	8,5	8,881	9,515	15,184	1,919	5,625	10,015	9,859	12,115	3,126	12,59	5,335	11,323	3,633	10,229	



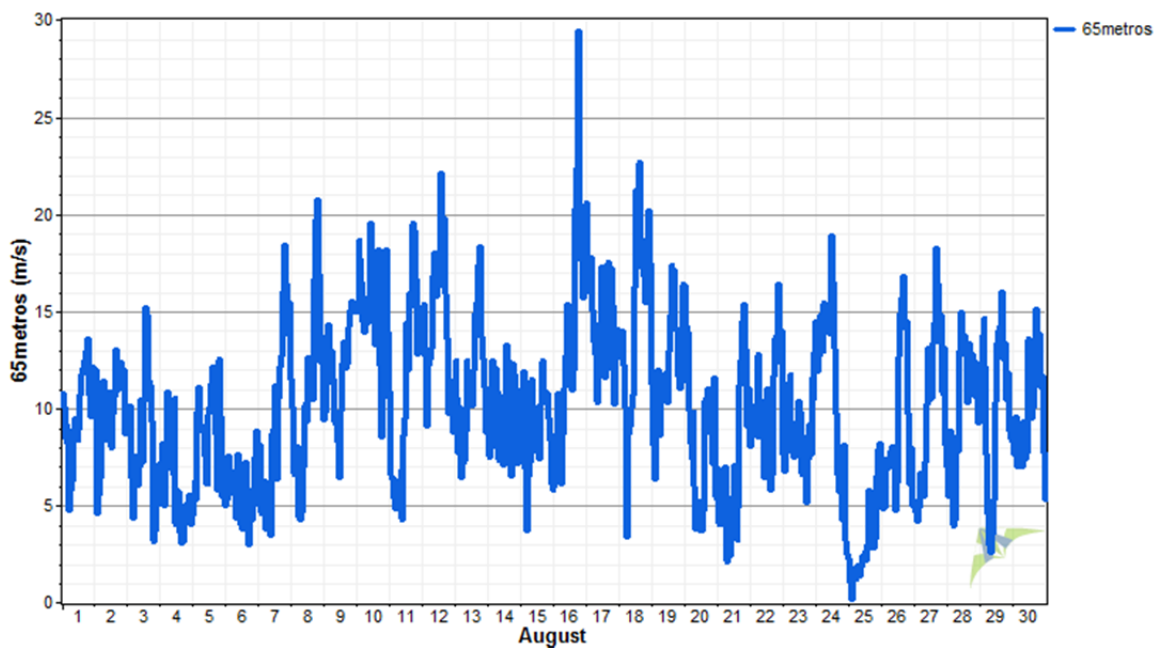
- **Perfil diario de Julio**



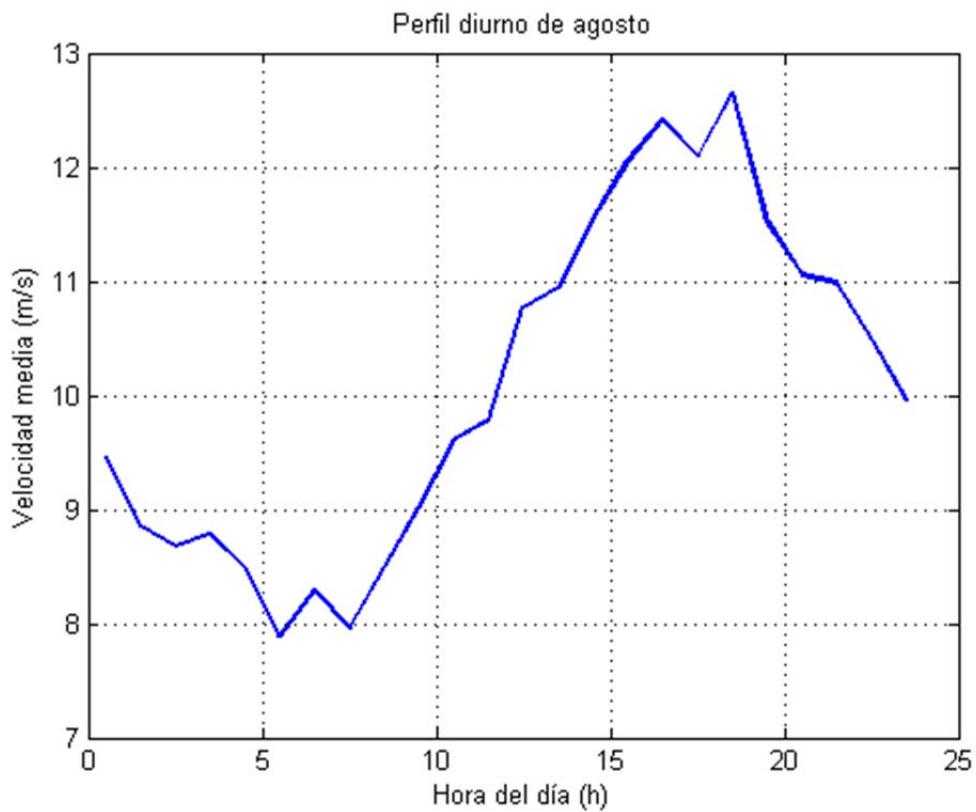
2.2.8- AGOSTO

• Velocidad del viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0:00	10,778	11,976	9,473	5,05	5,266	5,325	6,624	10,063	9,78	15,563	10,75	13,623	12,449	7,574	9,628	5,941	20,562	13,345	11,257	16,296	6,938	8,063	7,603	14,51	2,223	5,839	5,216	7,021	10,798	8,394	5,343
1:00	10,036	4,592	10,151	8,241	6,312	7,586	8,074	7,842	9,977	18,696	6,533	15,398	10,503	7,492	11,005	8,617	17,463	13,374	8,157	14,275	4,11	8,695	6,763	11,889	1,033	4,806	4,653	5,481	11,144	7,658	3,834
2:00	8,434	6,826	8,335	8,063	5,371	6,748	4,564	6,623	11,276	17,676	6,396	12,726	7,76	7,992	11,929	7,549	16,02	13,995	6,384	13,894	4,04	9,243	7,72	12,708	0,135	4,892	4,169	8,84	13,792	9,592	5,537
3:00	9,127	5,602	6,374	5,016	9,884	5,593	4,654	7,224	14,344	16,526	5,378	9,094	10,071	12,481	6,891	10,74	17,796	12,222	8,654	9,926	5,203	9,77	9,83	14,789	1,776	7,415	4,923	7,041	14,602	7,018	2,585
4:00	8,1	6,447	4,332	8,139	11,136	6,667	6,24	8,048	12,856	14,485	4,792	12,191	6,467	10,672	3,665	9,252	15,056	10,033	11,969	8,202	5,688	10,211	11,327	13,257	1,605	6,911	6,662	4,87	12,172	8,785	3,047
5:00	4,742	8,445	7,305	10,846	9,203	6,621	3,749	4,399	12,981	13,953	6,302	12,586	7,119	12,056	6,512	6,152	13,46	3,362	8,623	7,371	7,029	8,529	11,764	12,943	1,173	6,889	5,889	3,91	7,652	8,266	4,445
6:00	6,251	9,545	6,005	8,013	8,819	4,381	3,752	4,678	9,362	14,365	6,039	16,812	8,845	8,505	9,209	8,851	11,746	8,687	11,374	5,982	2,061	8,927	9,212	14,221	1,926	7,827	5,447	8,559	2,937	7,033	7,427
7:00	8,934	8,356	7,023	6,832	7,583	7,641	3,442	7,006	9,246	15,584	6,856	18,028	12,445	7,314	11,506	11,095	10,284	9,059	10,403	3,788	2,678	10,367	7,508	14,744	1,387	8,016	7,233	7,822	2,563	9,331	9,185
8:00	9,505	9,508	10,434	6,616	6,081	5,632	5,965	8,883	9,495	15,853	4,245	16,785	11,787	8,369	9,082	12,738	14,284	10,014	10,892	5,063	2,411	8,503	8,659	15,366	1,825	7,519	10,231	12,982	3,571	7,364	9,685
9:00	9,009	10,868	9,131	10,503	6,081	5,796	8,794	10,239	8,212	19,54	8,579	15,76	10,971	8,998	8,572	15,332	13,627	10,659	11,859	5,26	4,194	6,441	7,624	13,833	2,425	4,728	13,116	14,997	5,336	7,759	9,549
10:00	8,385	10,294	7,251	4,052	9,772	3,949	8,812	9,348	6,465	17,728	9,47	16,273	11,543	7,046	10,036	13,195	17,303	16,263	10,319	3,809	5,469	7,535	10,397	18,898	2,28	6,19	10,454	13,176	10,056	9,594	7,94
11:00	8,905	7,998	10,367	5,771	10,037	3,803	11,156	12,613	9,906	14,608	14,401	16,304	10,144	10,703	7,742	12,844	16,785	21,237	12,962	3,726	7,087	11,04	9,85	16,52	2,645	10,213	10,943	13,638	10,34	13,614	6,089
12:00	10,721	9,695	15,177	5,727	11,245	6,417	6,386	11,908	12,275	13,249	12,011	22,108	11,949	13,294	7,395	10,901	11,613	19,101	14,788	4,781	6,943	10,147	7,876	14,446	2,137	12,714	10,568	13,749	13,383	11,3	5,242
13:00	11,782	10,593	14,786	3,589	12,128	7,244	10,567	10,77	13,443	14,227	15,939	19,272	14,883	12,186	10,212	11,981	11,96	21,429	17,337	9,158	3,246	7,502	6,628	13,064	2,976	14,898	13,338	12,719	14,03	9,472	6,472
14:00	12,431	10,962	11,144	3,141	8,672	2,976	12,714	16,668	12,578	14,57	18,167	17,647	15,706	9,05	12,474	20,371	17,505	17,258	17,122	8,737	11,205	6,614	6,694	6,556	3,222	16,841	18,24	13,357	15,99	12,867	13,554
15:00	12,92	11,329	9,343	4,412	5,78	3,941	14,137	17,867	12,351	12,135	19,57	15,871	17,491	6,511	10,941	22,378	16,99	18,645	14,121	11,022	12,463	11,628	5,112	5,72	2,832	14,118	16,413	11,181	12,52	15,096	9,968
16:00	13,613	12,426	5,196	5,057	11,029	4,336	16,09	19,755	14,224	8,5	19,167	13,618	18,316	12,273	10,313	29,443	17,18	16,81	14,1	10,163	14,485	13,605	7,419	6,623	2,775	14,437	13,437	12,787	13,377	12,323	9,316
17:00	11,647	11,523	3,103	4,67	12,587	4,287	18,4	20,734	15,021	11,142	16,665	9,715	13,674	11,769	10,813	17,664	15,302	15,465	11,66	9,354	15,369	13,676	9,196	4,232	3,494	9,717	14,774	11,54	10,446	11,832	7,823
18:00	10,609	11,791	3,716	5,126	9,601	4,972	16,375	16,913	15,521	15,973	12,821	11,387	12,535	7,878	9,462	18,732	10,243	17,087	11,053	7,121	13,007	16,424	7,621	8,159	3,351	6,12	12,658	10,653	11,563	13,831	10,408
19:00	9,571	11,953	5,622	5,554	5,431	7,457	13,799	12,373	14,941	18,188	13,875	10,684	11,129	7,125	8,393	15,719	13,906	20,213	11,334	11,593	9,061	14,52	11,598	7,118	6,612	7,804	10,788	12,397	11,859	11,093	8,833
20:00	12,18	8,66	6,181	4,005	6,18	8,838	15,44	13,634	15,441	13,953	13,564	8,73	8,794	9,803	6,148	17,046	12,599	15,936	13,242	7,469	9,831	12,357	10,434	3,142	7,843	7,996	13,143	11,78	8,836	11,623	9,931
21:00	10,212	9,748	7,134	4,508	4,967	8,242	11,51	9,448	14,929	10,545	14,528	9,777	9,583	8,491	5,798	20,49	14,038	17,452	16,444	5,424	10,99	13,997	12,871	2,462	8,17	4,947	8,106	9,238	8,417	7,711	8,469



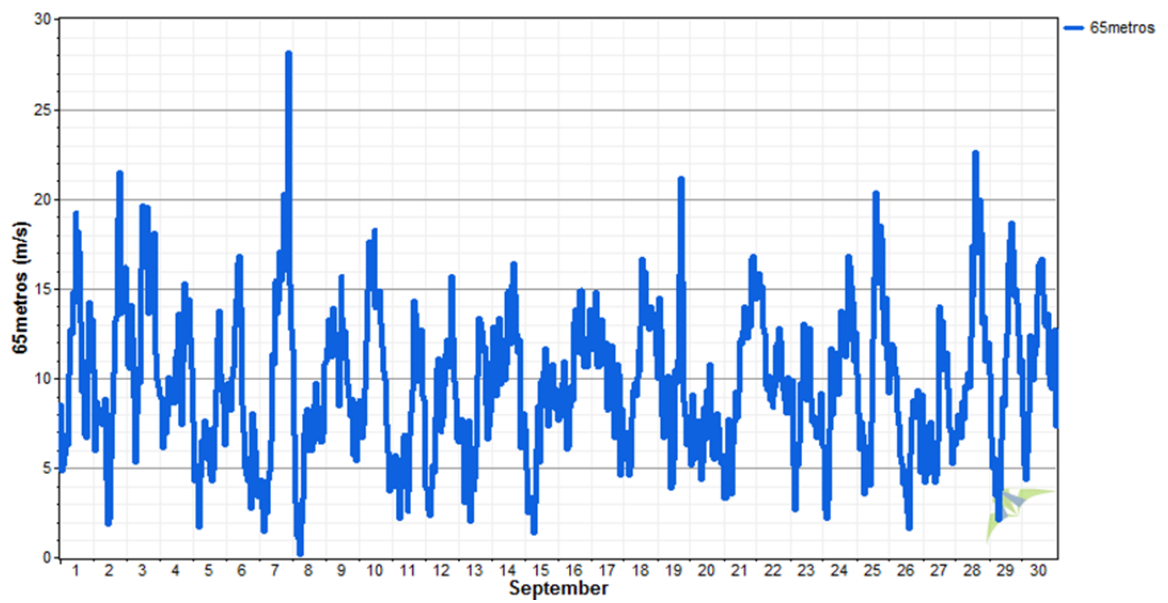
- *Perfil diario de Agosto*



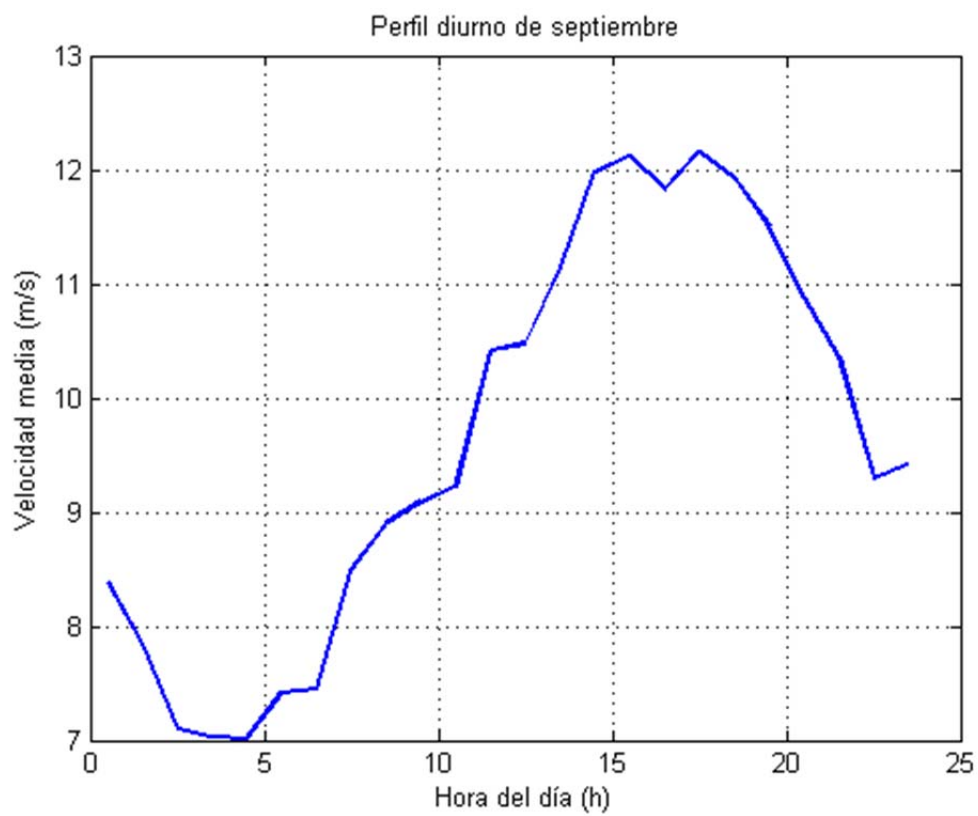
2.2.9- SEPTIEMBRE

• Velocidad del viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0:00	8,514	10,492	13,934	8,989	7,571	8,639	3,796	11,568	10,95	8,715	4,044	3,934	6,469	10,904	7,155	7,619	11,6	5,68	10,004	5,162	3,319	15,598	8,045	6,137	10,203	10,293	7,084	6,821	10,207	7,888
1:00	4,792	5,919	10,717	8,943	4,237	9,703	4,327	6,811	11,683	8,735	3,944	3,785	6,728	12,832	4,898	9,335	11,914	7,008	14,466	9,069	3,298	15,875	9,931	2,647	8,054	11,927	4,154	7,93	6,666	5,149
2:00	5,186	8,663	10,527	6,13	5,132	9,107	2,717	3,095	13,283	6,697	5,749	2,688	7,696	11,396	2,467	8,342	13,561	5,396	12,672	5,445	5,515	14,476	5,123	2,176	6,013	11,724	5,727	6,958	4,96	4,307
3:00	5,685	8,043	14,087	7,357	4,88	8,214	1,414	1,204	12,898	7,411	5,235	2,313	7,281	8,985	3,016	9,771	14,775	4,608	7,87	6,232	7,725	15,081	2,663	3,204	7,533	10,647	4,673	6,65	5,541	5,872
4:00	6,857	8,288	12,243	6,894	1,714	10,063	2,61	1,063	11,192	9,421	4,804	3,86	3,052	10,369	2,593	10,908	10,663	5,08	6,684	6,547	5,811	12,789	5,058	7,184	6,818	10,114	7,408	8,685	3,476	8,103
5:00	6,297	7,535	8,922	7,889	4,471	10,586	2,524	0,131	13,888	12,058	2,189	5,17	6,643	13,352	3,346	7,832	10,63	7,791	7,061	7,583	3,552	12,491	5,129	11,657	3,52	8,156	7,595	7,731	4,393	12,356
6:00	10,187	7,402	5,304	10,054	6,512	12,882	4,355	1,93	12,433	14,898	4,322	4,738	5,849	9,667	1,4	6,06	11,633	9,317	7,58	7,649	6,359	9,596	6,469	7,931	4,807	7,367	4,714	9,569	2,07	10,494
7:00	12,743	7,416	8,078	9,988	6,489	14,363	4,795	3,26	12,488	17,583	5,543	7,763	7,652	12,16	3,048	6,17	13,297	9,702	10,162	4,311	7,544	9,366	9,727	10,683	5,566	5,639	5,929	9,418	3,786	9,886
8:00	12,507	8,872	10,542	8,622	7,637	16,385	6,517	6,943	11,221	16,248	6,733	10,566	1,982	11,466	6,039	8,359	10,792	9,022	8,818	5,324	9,248	10,172	9,734	9,418	6,208	5,225	4,198	10,271	6,629	11,249
9:00	14,763	4,378	9,757	9,959	6,279	16,788	11,303	7,926	8,42	15,489	6,82	11,106	4,236	9,87	8,415	9,581	11,413	10,064	3,861	8,374	7,837	8,805	12,99	11,435	4,018	4,128	4,607	9,483	8,927	11,748
10:00	14,225	1,886	16,053	8,612	5,479	13,898	10,786	8,32	11,325	16,397	3,89	9,351	4,042	10,762	5,312	8,744	12,024	11,595	4,079	6,573	9,222	9,901	10,805	9,074	7,531	4,848	6,501	12,285	8,46	14,657
11:00	19,252	3,091	19,62	11,148	7,193	9,03	14,711	8,14	15,692	18,281	2,568	6,986	3,778	14,07	9,403	11,119	11,721	10,489	5,56	9,293	10,602	8,366	8,766	9,589	9,114	3,392	9,543	17,388	8,753	15,774
12:00	17,744	2,171	19,459	10,022	5,765	8,418	15,458	5,978	13,389	13,881	3,695	7,319	4,384	14,917	9,927	13,222	8,241	12,964	5,489	6,823	12,121	9,026	10,671	11,508	12,259	3,416	13,967	14,551	11,193	16,376
13:00	18,143	5,4	17,182	11,576	4,592	7,011	13,566	6,961	12,127	14,127	6,822	7,775	6,233	12,716	9,043	13,794	9,142	16,668	10,481	8,523	11,908	9,476	11,295	13,789	15,609	2,454	12,671	17,351	12,471	15,168
14:00	17,045	8,03	18,103	13,57	4,237	4,963	14,355	5,922	12,631	14,122	8,151	9,584	10,109	11,917	10,366	11,394	10,42	14,432	9,769	10,779	12,636	11,806	12,828	11,681	20,327	1,639	13,222	22,613	16,401	16,635
15:00	13,098	10,314	19,527	11,353	4,891	4,584	17,012	6,335	11,058	14,883	9,33	11,313	13,32	15,196	11,666	13,417	11,807	15,917	11,027	6,89	13,965	11,959	8,886	13,15	17,242	5,827	10,488	16,977	17,674	14,618
16:00	9,287	13,181	13,568	7,383	7,341	4,252	15,469	8,545	9,658	13,037	14,295	12,153	13,131	16,418	8,357	14,917	9,797	13,844	15,771	5,622	12,358	12,757	7,599	11,14	15,263	7,78	11,317	19,005	18,654	13,008
17:00	10,503	13,404	15,184	10,915	9,31	5,562	15,898	9,736	8,924	11,742	13,608	11,368	12,652	14,6	7,294	14,859	6,64	12,978	21,174	5,484	12,21	12,033	7,844	12,058	18,478	8,779	11,439	19,915	17,094	12,887
18:00	6,874	18,923	14,617	15,318	12,21	2,754	20,29	8,237	7,858	10,409	11,147	10,609	11,487	12,469	8,47	11,269	10,434	12,706	15,391	7,039	13,923	9,841	7,291	16,771	17,746	8,206	9,393	18,124	14,54	13,624
19:00	6,637	21,5	15,587	11,955	13,792	8,081	17,708	8,401	8,874	9,927	9,807	15,698	11,731	11,395	9,633	10,583	10,765	13,959	8,66	8,063	12,907	9,349	6,652	16,255	13,851	7,808	7,263	13,039	14,939	10,246
20:00	11,005	13,557	18,127	13,346	10,202	7,14	15,994	6,493	5,723	7,428	10,025	12,198	8,543	12,18	10,777	12,071	10,246	13,252	7,911	7,213	16,671	8,77	6,831	15,092	11,938	9,307	6,962	13,405	14,144	9,542
21:00	14,214	16,056	11,367	14,379	9,259	5,974	28,164	6,446	5,947	5,898	12,679	9,832	6,568	6,1	9,501	10,643	4,591	13,586	6,267	5,718	16,817	8,05	7,637	14,25	14,444	8,444	5,222	10,954	12,392	9,436
22:00	10,375	16,149	9,912	12,258	8,623	3,555	15,239	6,914	5,361	3,721	9,005	8,884	7,356	6,441	8,263	12,318	8,288	12,815	7,912	5,203	14,753	10,02	9,185	10,908	10,984	4,759	6,977	11,81	10,281	10,689
23:00	13,265	16,127	9,455	10,509	6,274	3,397	12,73	10,773	7,707	4,938	8,773	6,621	8,099	8,073	8,57	13,852	7,011	11,258	7,21	5,673	14,357	8,701	6,277	12,51	9,164	9,111	6,28	11,987	11,027	12,691



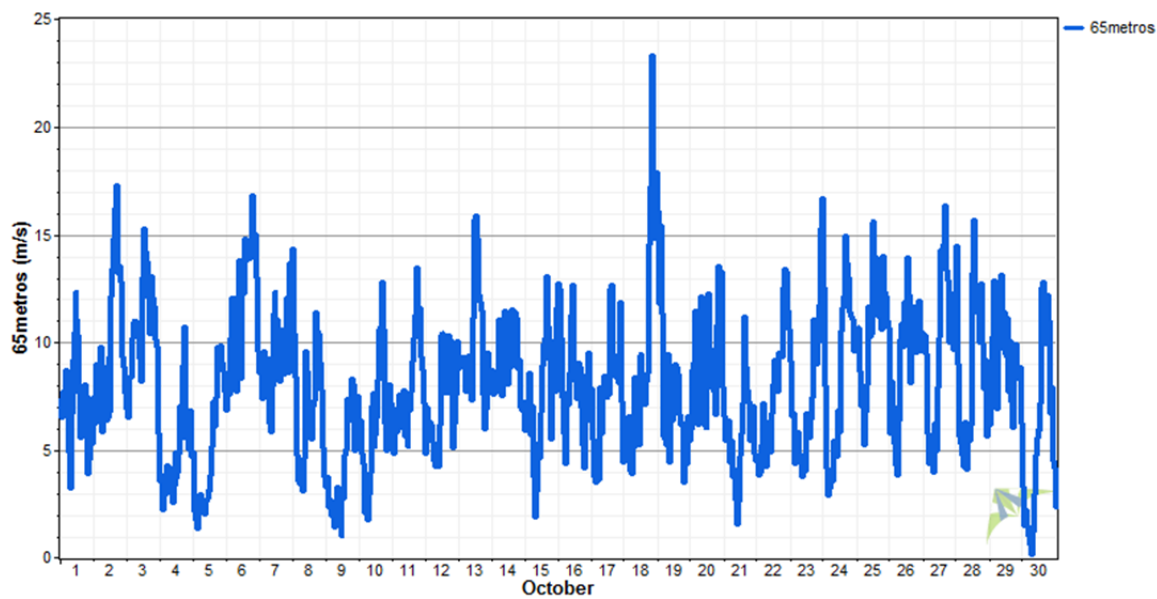
- **Perfil diurno de Septiembre**



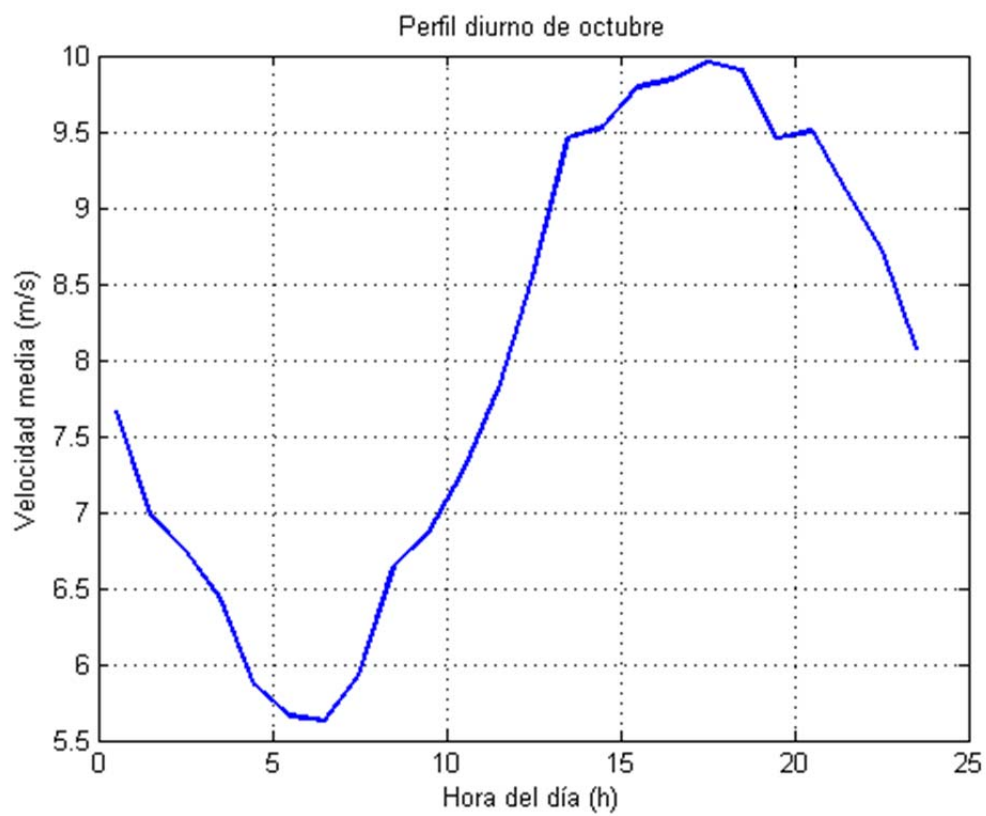
2.2.10- OCTUBRE

• Velocidad del viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0:00	7,303	7,462	6,916	3,57	4,905	6,83	8,604	14,345	3,289	6,452	6,97	4,834	8,787	8,716	5,87	12,713	7,812	4,598	16,07	5,945	6,58	4,585	9,101	12,543	10,683	5,732	9,968	14,469	6,197	2,348	
1:00	6,481	6,227	6,534	3,79	2,137	8,125	9,323	10,407	3,734	6,375	4,81	6,978	8,874	7,566	6,722	12,497	5,521	5,058	11,791	8,721	5,439	3,819	6,587	7,974	10,665	8,166	10,293	8,965	8,544	1,476	2,989
2:00	7,73	9,007	8,278	2,198	1,734	7,606	7,383	8,392	2,355	4,856	6,145	6,314	9,24	7,626	7,094	10,177	3,761	6,15	15,413	9,029	5,775	3,947	6,681	4,15	8,623	7,055	9,471	5,64	10,261	2,215	4,665
3:00	7,471	8,074	8,347	3,464	1,329	10,21	9,551	4,73	2,675	4,356	5,821	6,328	9,309	8,075	8,596	7,454	3,486	6,591	11,344	11,43	6,357	5,22	4,346	2,879	7,022	5,267	5,792	5,321	12,845	1,472	4,278
4:00	8,686	8,153	10,165	2,963	2,09	12,041	7,914	3,569	1,951	2,099	5,935	6,159	8,933	8,719	5,699	5,764	3,836	4,051	5,618	9,467	4,432	7,156	5,751	3,209	7,955	4,282	4,362	4,765	9,88	0,973	5,139
5:00	6,999	9,813	10,904	4,293	2,919	9,639	8,428	3,395	2,426	2,609	7,547	5,373	7,733	11,089	7,071	4,348	3,652	3,913	5,487	6,172	5,414	5,818	5,826	3,494	5,225	3,81	5,333	4,231	6,877	0,584	5,018
6:00	4,861	5,821	10,961	4,244	2,627	8,616	9,246	4,272	1,376	1,71	6,53	4,496	8,358	7,948	3,771	7,644	7,882	5,076	5,229	8,373	3,721	4,215	4,833	3,55	6,794	6,339	5,481	6,298	9,984	0,141	4,122
7:00	3,241	7,131	10,468	3,516	2,195	7,684	6,242	3,065	2,317	2,969	6,676	4,246	9,381	7,533	1,862	7,103	5,741	8,411	9,469	12,098	4,087	5,304	4,471	5,398	8,045	10,142	3,98	4,098	12,539	1,177	3,114
8:00	6,673	8,829	10,819	3,166	2,035	12,151	5,852	4,634	3,284	3,926	7,781	4,945	8,513	9,57	3,078	8,552	7,489	8,055	4,442	10,948	2,66	6,296	3,767	5,147	11,661	10,846	6,245	5,367	13,129	2,935	3,174
9:00	9,204	6,401	9,239	2,514	2,635	13,78	7,96	9,555	2,901	7,065	5,653	4,231	7,276	11,457	5,275	11,271	8,441	5,343	7,281	8,636	1,572	4,926	4,671	4,724	10,282	9,769	4,985	5,457	9,691	4,781	5,933
10:00	10,468	6,477	8,177	3,342	2,724	8,285	11,3	8,648	1,862	7,648	7,222	6,168	11,145	10,842	4,643	12,675	7,933	5,21	6,396	6,128	3,342	6,709	4,051	6,835	10,389	11,839	7,902	6,152	11,379	5,586	4,481
11:00	12,337	9,304	10,793	4,923	3,13	9,08	12,344	8,312	0,983	5,176	5,184	9,313	13,142	9,683	6,105	10,52	7,414	6,759	6,799	6,014	2,7	7,248	6,699	5,918	11,062	11,151	9,75	9,83	9,981	5,96	4,639
12:00	11,059	6,788	13,057	3,681	3,058	13,77	8,98	6,391	2,827	5,676	7,045	10,366	15,77	8,034	6,789	8,406	7,814	9,428	7,464	9,296	4,74	8,114	6,201	5,845	15,586	11,988	10,244	13,268	9,406	5,888	8,102
13:00	10,309	12,108	15,264	3,931	3,847	12,24	11,036	7,033	2,736	6,513	6,838	10,398	15,906	9,791	8,892	8,182	7,558	7,801	8,999	12,26	5,772	9,16	5,559	10,529	12,288	13,918	14,276	15,68	11,159	7,143	6,01
14:00	7,651	13,383	14,216	4,805	5,193	14,83	9,201	5,522	4,753	8,276	7,693	7,61	14,79	8,85	9,902	7,393	12,456	7,657	8,825	9,699	7,159	8,222	5,59	11,586	13,917	12,171	13,907	12,658	7,733	12,525	7,169
15:00	5,561	14,835	13,739	7,007	7,216	13,81	8,209	7,012	5,054	10,57	9,117	9,291	12,169	11,498	10,183	9,047	12,647	7,112	8,488	8,881	11,198	7,688	6,403	12,149	11,82	8,127	14,525	11,414	10,077	12,828	5,983
16:00	6,772	16,211	12,069	5,577	6,089	14,218	10,593	7,297	7,372	10,711	10,158	7,616	11,845	9,884	13,088	8,873	9,443	8,2	6,655	7,84	8,871	9,532	7,416	14,976	11,161	9,499	16,385	11,866	7,249	10,75	7,042
17:00	6,69	17,292	10,407	8,927	7,408	13,877	9,049	11,423	6,537	12,829	11,251	10,322	11,485	11,371	10,724	6,948	8,916	8,548	6,189	7,73	7,775	9,456	11,05	13,704	11,784	11,67	13,312	9,99	6,012	9,9	6,207
18:00	8,027	13,187	13,055	10,691	9,784	14,356	8,512	10,491	6,4	10,615	13,488	10,101	7,544	11,099	9,16	5,252	8,346	14,563	6,259	6,662	7,27	9,309	9,095	13,014	10,589	10,711	12,855	12,759	8,216	12,209	3,416
19:00	7,518	13,569	12,083	6,353	9,108	16,847	10,586	10,403	8,341	6,26	11,169	9,678	5,989	8,799	5,492	4,146	8,816	17,207	3,503	10,775	5,421	12,552	8,995	11,409	14,002	9,505	9,98	9,943	9,904	10,981	3,769
20:00	3,881	12,833	11,675	5,498	9,82	15,052	12,085	9,076	8,031	4,974	11,59	5,097	6,922	9,198	8,538	8,165	8,121	23,324	4,419	13,531	6,194	13,407	9,964	11,179	12,318	10,959	11,545	7,833	8,529	6,727	4,023
21:00	4,559	9,32	10,115	5,021	9,024	14,988	8,573	7,759	4,93	5,135	9,288	6,227	9,502	6,996	10,074	8,497	11,88	17,529	4,344	10,645	7,031	13,282	11,739	11,061	12,161	11,904	12,255	9,213	8,68	7,903	2,752
22:00	5,848	8,844	9,809	6,817	8,617	13,036	13,688	5,063	7,321	8,033	8,707	7,545	8,128	6,852	7,677	9,498	7,207	14,8	6,552	13,255	4,816	11,479	15,303	9,611	10,99	9,614	9,627	5,651	8,871	4,472	2,464
23:00	5,282	7,642	5,764	4,719	7,709	9,566	11,646	3,777	7,492	7,178	7,196	10,049	8,421	7,245	11,598	6,343	4,421	17,888	5,405	7,914	4,519	10,558	16,66	9,942	10,66	10,474	10,34	7,51	6,226	4,136	1,868



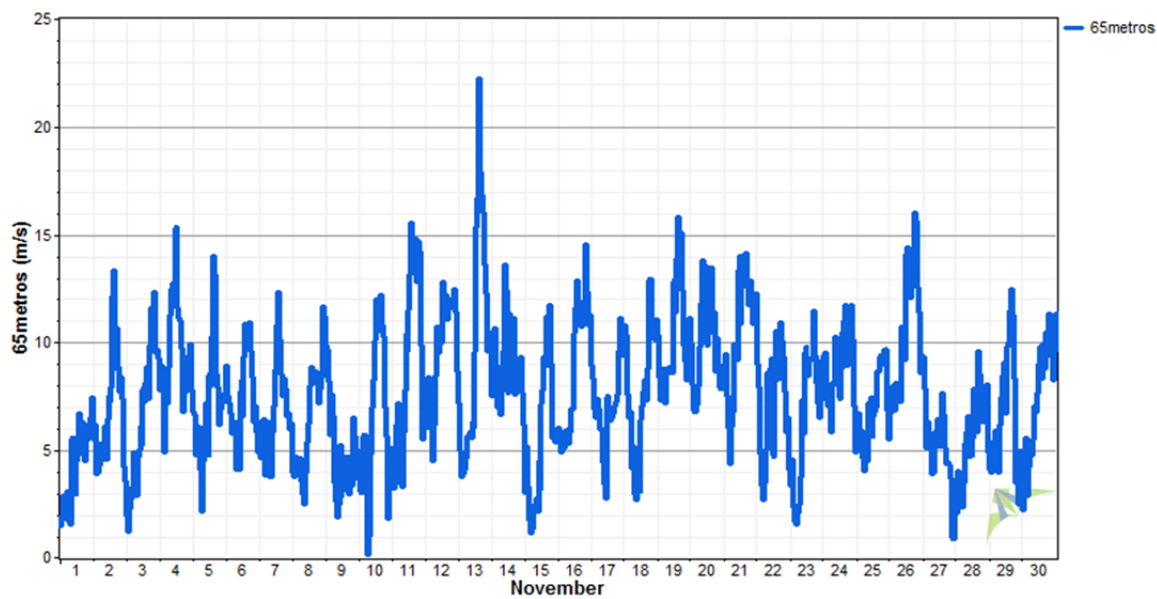
- *Perfil diurno de Octubre*



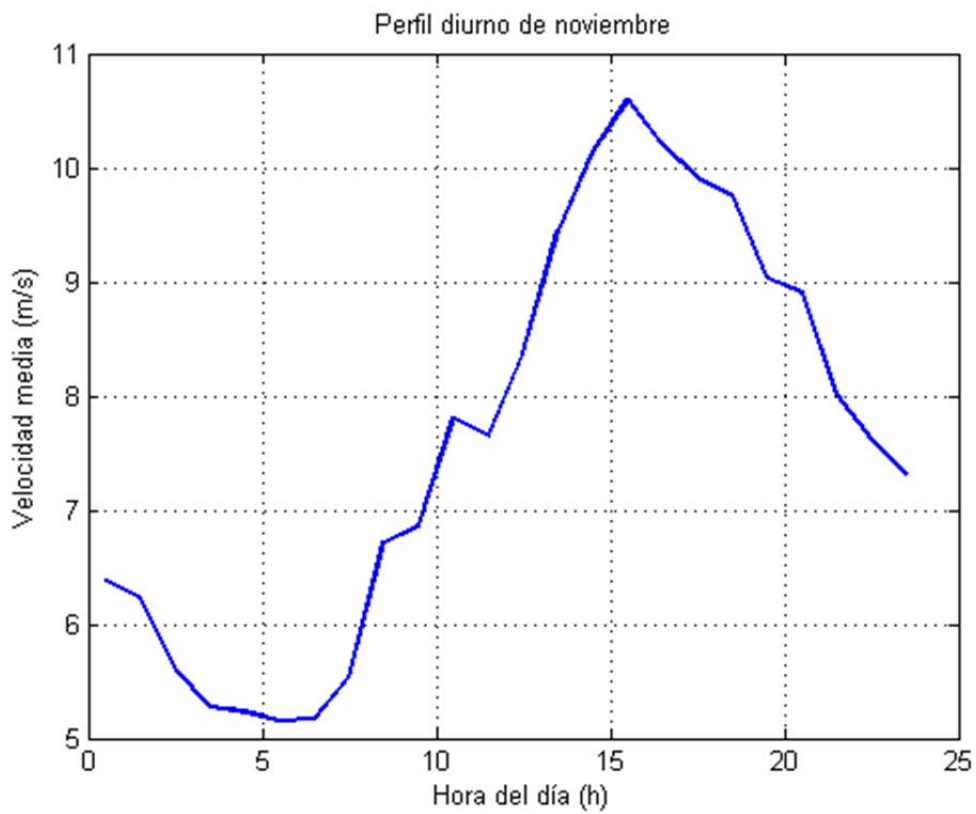
2.2.11-
NOVIEMBRE

• Velocidad del
viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
0:00	1.449	5,523	1,934	7,749	6,781	8,936	6,328	3,937	9,884	3,626	5,105	6,316	7,157	7,515	2,999	6,033	8,921	10,789	10,314	9,937	8,687	8,981	3,371	9,367	5,414	6,705	9,302	2,051	4,094	2,237	
1:00	1,943	6,169	1,192	8,908	6,613	7,474	4,62	3,735	9,662	3,087	3,222	6,034	4,951	9,081	5,135	5,285	8,296	10,355	8,407	8,015	9,447	7,875	4,571	9,507	6,735	7,765	7,818	4,001	3,929	3,059	
2:00	2,856	3,856	2,288	7,737	4,755	7,187	5,091	4,707	8,208	3,019	3,45	8,394	3,737	10,686	3,256	4,915	6,885	7,6	7,278	6,837	7,502	4,831	2,376	7,294	5,549	8,008	5,126	3,49	5,359	5,545	
3:00	1,802	3,97	2,72	4,9	6,118	6,701	6,464	3,83	5,687	5,654	6,134	7,444	3,898	8,438	1,72	5,124	6,475	6,47	8,767	6,772	6,032	3,384	1,695	7,051	5,888	6,843	6,294	3,774	5,317	2,899	
4:00	2,89	4,32	3,316	7,975	4,951	5,737	3,852	4,053	7,546	5,705	7,139	6,496	4,117	6,997	1,14	5,11	7,404	6,745	7,865	7,114	4,324	2,658	1,559	7,351	4,64	8,13	5,286	2,334	5,924	4,252	
5:00	3,088	5,321	4,872	7,164	4,118	5,839	5,013	4,624	6,582	3,285	6,712	4,464	4,642	7,38	1,339	5,883	6,92	4,181	7,156	8,005	6,068	3,489	2,103	5,825	4,042	7,807	5,708	3,463	4,418	4,993	
6:00	1,647	5,231	3,381	8,871	2,149	6,321	6,329	3,561	3,51	0,104	5,409	6,191	5,612	6,663	2,146	5,883	5,967	5,164	8,778	9,792	6,765	5,057	2,495	8,081	4,795	7,285	3,916	5,303	3,923	4,785	
7:00	1,545	4,564	2,891	11,243	4,478	4,114	3,78	2,956	2,596	1,019	3,258	8,42	5,642	8,89	2,512	5,313	5,994	2,927	8,575	11,816	9,938	8,555	3,734	8,057	4,459	7,214	3,941	5,814	6,194	5,489	
8:00	5,47	6,101	4,689	12,468	6,077	4,417	3,779	2,5	1,901	4,838	5,846	10,755	5,803	9,61	2,743	5,809	4,447	2,711	8,773	13,828	9,215	7,565	7,289	10,267	7,187	10,736	5,851	6,6	7,447	7,049	
9:00	5,565	4,557	5,012	12,724	7,15	4,09	5,835	3,984	2,483	6,944	7,754	9,529	5,582	13,632	2,129	6,917	3,389	4,185	8,869	10,262	9,159	8,789	5,736	9,745	6,596	10,037	5,182	4,71	8,465	6,798	
10:00	3,55	6,436	6,112	12,688	6,871	7,692	7,037	5,329	5,216	8,239	10,379	10,256	6,31	12,388	4,498	6,888	2,724	4,526	8,572	13,55	13,37	9,261	9,512	8,189	7,47	9,206	6,438	4,963	9,016	7,661	
11:00	2,956	7,489	5,307	11,932	4,73	8,261	8,09	6,252	2,864	9,951	9,622	10,585	6,081	7,931	3,207	8,366	5,227	3,052	12,622	13,477	14,005	5,933	9,775	9,377	5,648	10,526	5,148	4,765	7,571	8,951	
12:00	4,518	7,256	7,835	15,348	8,533	6,562	8,783	6,209	4,267	10,122	11,52	9,957	9,587	7,666	7,151	10,437	7,517	6,457	12,885	9,859	10,855	4,69	9,141	7,364	6,573	14,175	5,478	5,532	6,677	8,521	
13:00	4,756	7,942	7,213	11,585	7,965	9,314	10,807	7,989	3,129	11,983	13,133	12,774	15,34	11,295	7,806	11,591	6,781	7,022	11,41	10,671	13,192	8,194	8,437	8,779	6,795	14,378	5,716	7,867	9,798	9,795	
14:00	6,712	12,118	8,086	11,155	10,229	10,849	12,343	8,874	3,217	10,496	15,571	11,496	16,68	10,542	8,902	11,543	6,501	8,24	15,828	13,495	12,602	9,384	9,212	10,976	6,995	12,686	7,616	6,173	9,955	8,298	
15:00	5,456	13,32	8,859	11,004	13,985	10,428	10,125	8,083	4,604	10,733	14,899	12,231	22,258	10,542	8,902	11,543	6,501	6,7	7,316	13,764	10,427	14,139	8,287	9,347	11,713	8,623	13,309	5,062	5,856	11,435	9,893
16:00	6,286	8,773	7,372	9,748	13,139	10,519	8,534	8,169	4,707	12,208	14,729	11,027	17,904	11,127	11,207	10,96	6,7	7,316	13,764	10,427	14,139	8,287	9,347	11,713	8,623	13,309	5,062	5,856	11,435	9,893	
17:00	5,457	10,667	9,853	6,797	8,499	10,944	7,474	8,643	2,956	10,804	14,795	11,815	16,816	7,552	8,904	10,733	7,015	8,763	15,055	11,407	12,877	10,95	11,472	8,913	9,348	14,363	4,359	8,481	11,237	10,434	
18:00	5,427	7,738	10,744	7,687	6,145	8,392	7,875	7,155	3,375	6,985	14,71	11,697	13,608	8,679	8,952	11,451	7,219	12,893	12,419	8,675	11,744	10,047	9,41	11,067	9,385	15,991	4,446	7,234	8,28	10,448	
19:00	6,09	8,364	12,319	9,326	6,906	6,321	6,574	7,873	6,469	5,628	14,184	12,048	12,268	8,769	5,569	14,526	9,597	10,629	9,102	8,986	12,081	7,686	7,194	11,723	9,634	12,502	3,684	6,859	3,872	10,377	
20:00	6,245	7,391	9,503	8,463	7,553	7,01	6,712	8,398	5,634	1,807	9,862	12,461	9,563	9,286	5,912	12,307	11,146	10,82	8,241	7,924	10,856	5,812	6,488	10,153	9,644	11,4	0,95	7,098	2,51	9,299	
21:00	6,504	4,221	9,655	9,923	7,22	5,814	5,952	11,686	4,374	3,512	5,484	11,427	10,468	7,62	5,347	10,803	9,356	10,109	8,93	7,837	11,73	6,534	9,14	7,009	6,838	8,575	0,873	8,038	4,934	8,264	
22:00	7,45	3,545	9,244	7,761	7,471	4,887	6,239	11,199	4,957	3,636	6,358	8,656	10,089	6,18	5,396	11,268	10,104	11,04	11,131	8,039	12,24	4,118	7,986	4,879	5,471	9,386	2,434	4,92	3,898	9,577	
23:00																															



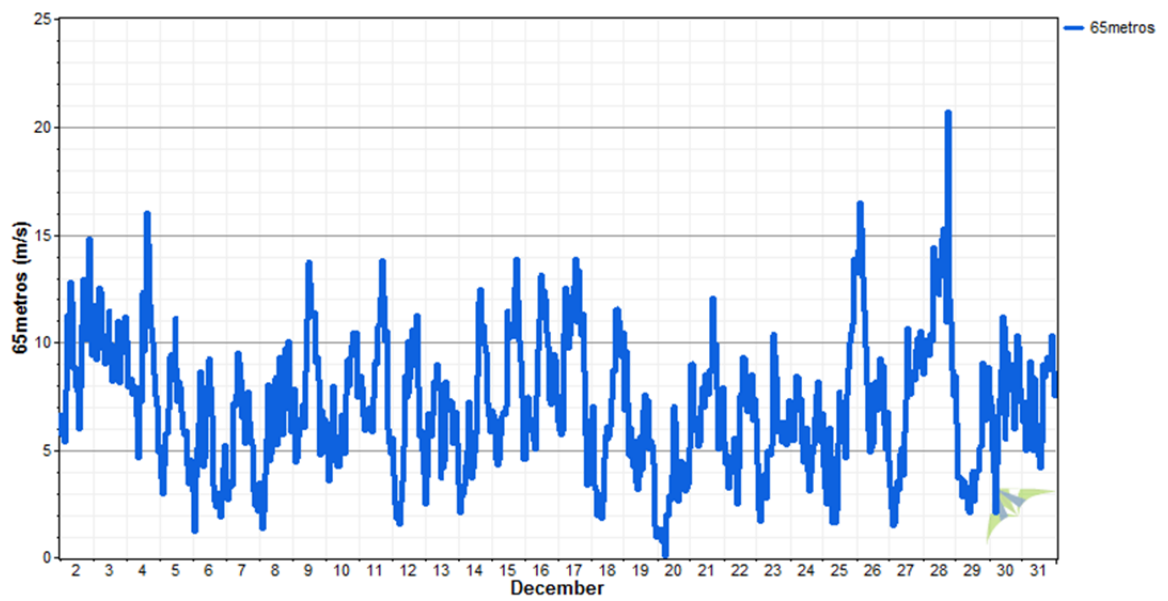
- **Perfil diurno de Noviembre**



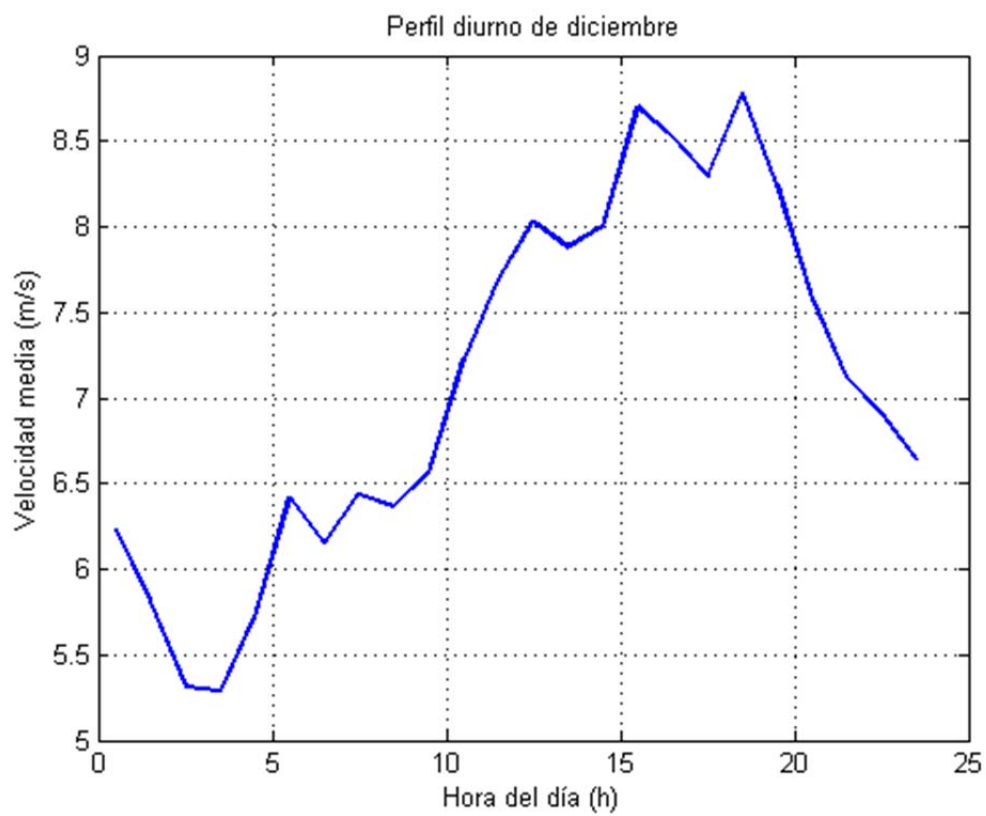
2.2.12-
DICIEMBRE

• Velocidad del
viento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0:00	11,311	6,626	11,744	10,075	5,174	3,064	3,592	3,505	6,19	6,289	8,012	5,595	2,5	3,414	6,844	4,551	6,305	6,464	6,804	1,055	9,001	5,385	4,379	6,073	4,226	13,213	3,295	8,488	6,206	7,518	6,311
1:00	8,903	5,72	9,567	7,904	3,68	1,181	2,703	2,883	7,837	4,884	8,453	3,835	3,743	2,075	6,641	7,444	5,873	7,056	9,579	1,213	9,013	4,346	2,231	5,481	3,204	14,273	2,304	10,133	3,714	7,132	7,266
2:00	9,535	6,107	9,167	7,883	2,926	3,753	3,211	1,319	4,4	3,529	7,937	2,486	6,7	2,786	6,402	7,428	5,721	3,35	7,188	1,342	5,883	4,728	1,681	5,46	2,493	16,516	1,459	9,724	3,719	4,946	4,941
3:00	8,924	5,347	10,738	8,33	4,292	5,062	3,431	2,165	4,625	4,45	6,565	1,822	6,548	2,973	4,584	5,915	5,924	3,125	4,783	0,745	6,061	3,231	2,941	6,809	4,616	15,31	1,613	9,639	3,661	3,986	5,672
4:00	8,223	7,773	12,552	7,59	5,758	6,243	3,355	3,899	5,607	5,643	5,899	1,89	5,597	3,319	4,288	6,456	10,404	1,943	6,05	0,793	6,533	3,89	3,082	8,438	6,021	12,994	2,558	9,39	2,807	2,086	6,285
5:00	8,244	11,288	12,309	7,954	5,765	8,658	7,18	5,484	6,29	7,982	6,238	1,566	6,627	4,275	4,591	6,08	12,545	2,724	4,607	0,095	5,164	3,978	3,861	8,364	4,7	11,45	3,548	10,369	3,585	4,371	9,083
6:00	7,309	9,535	9,839	7,925	6,877	6,707	7,063	8,06	6,491	5,726	6,646	2,628	8,186	4,965	5,672	5,422	9,943	2,939	4,215	2,007	5,343	4,407	2,756	6,852	1,641	9,792	3,174	10,037	3,359	6,657	8,435
7:00	7,19	12,775	9,678	6,572	9,318	4,193	7,562	4,477	7,087	4,428	6,98	5,581	8,209	7,24	6,553	5,035	9,723	1,803	5,459	1,933	7,068	5,575	4,983	7,388	2,382	8,05	4,803	14,437	2,873	7,393	4,991
8:00	5,474	11,833	9,009	4,616	9,425	4,654	9,484	4,857	6,053	4,203	6,639	5,166	8,969	5,627	6,8	7,475	10,299	2,64	3,463	2,886	7,906	4,092	4,971	5,279	1,627	5,884	5,087	13,877	2,207	8,68	8,283
9:00	4,691	8,769	10,309	7,883	8,218	7,91	9,059	7,952	8,616	4,2	8,588	8,424	7,83	3,699	6,615	9,653	12,144	4,635	3,173	2,687	6,952	2,494	4,755	4,418	2,227	4,925	3,806	12,359	2,052	11,169	6,087
10:00	4,78	8,868	10,22	7,229	9,137	6,874	8,273	6,533	11,085	5,071	7,431	7,452	8,032	5,82	7,006	11,064	11,606	5,704	3,78	3,812	8,505	4,135	5,22	4,553	5,289	8,066	5,81	12,737	3,046	10,717	6,167
11:00	7,43	8,497	11,479	9,76	11,142	8,542	6,472	6,851	12,972	6,632	7,802	10,079	3,653	4,207	11,468	11,604	11,894	6,107	5,608	3,741	7,879	5,523	7,082	5,918	7,702	5,192	7,019	12,194	3,958	5,477	4,663
12:00	6,284	7,824	9,245	12,349	8,773	9,223	6,871	8,405	13,769	6,145	9,102	7,617	4,942	4,926	10,122	13,154	12,683	5,473	4,131	7,06	7,994	7,548	10,418	5,999	7,147	5,319	7,378	13,584	4,005	6,568	4,823
13:00	8,953	7,731	9,899	9,598	7,224	7,881	6,741	5,209	12,731	6,53	8,963	8,305	4,155	5,756	10,558	12,026	13,861	5,648	4,072	6,292	7,606	7,438	9,381	3,997	6,805	6,914	10,683	13,062	2,634	9,491	4,134
14:00	11,244	5,993	8,148	10,914	8,169	6,544	5,28	6,869	11,362	4,828	10,703	8,818	4,496	8,456	10,843	12,392	10,933	6,127	6,833	3,976	8,743	9,305	8,366	3,105	7,223	8,149	8,315	14,827	3,616	8,116	5,38
15:00	10,775	7,883	9,092	15,986	7,897	3,341	6,316	9,345	11,213	7,588	10,891	10,596	8,163	11,845	10,812	11,976	13,315	7,377	7,594	2,645	8,62	9,222	5,807	3,971	7,048	6,861	7,544	15,288	3,946	7,754	8,961
16:00	6,622	10,783	9,642	14,568	6,746	2,598	7,684	7,553	11,37	9,15	12,068	9,156	7,109	12,455	10,262	10,434	10,841	8,733	6,951	3,863	12,079	7,015	6,192	4,793	4,647	7,058	8,254	14,205	4,042	8,954	8,356
17:00	5,974	12,92	9,775	11,758	5,974	2,318	6,312	5,679	9,051	7,952	13,818	9,507	6,854	10,022	12,561	9,805	10,326	8,654	7,307	4,524	9,005	6,794	6,277	5,201	7,581	9,233	8,651	10,922	5,091	8,309	9,007
18:00	6,983	11,62	11,023	10,682	5,677	2,997	5,467	7,947	9,293	9,293	12,136	11,233	7,336	10,792	13,857	7,29	11,326	11,505	5,024	3,689	7,861	8,373	5,391	6,485	8,757	8,781	8,254	20,699	5,167	5,935	9,33
19:00	5,823	10,09	8,104	9,994	5,931	2,791	5,235	9,721	8,22	9,874	10,081	7,879	7,253	9,872	11,941	7,079	8,645	11,511	5,409	4,389	7,861	7,266	5,878	7,558	9,967	8,882	9,651	11,97	9,051	8,293	9,245
20:00	5,066	11,677	9,913	8,496	4,319	1,873	3,108	7,672	4,755	10,487	10,539	5,623	5,326	9,493	10,032	9,001	5,678	11,023	5,2	3,099	5,038	8,493	6,268	8,204	10,457	6,149	10,172	10,948	7,949	10,33	8,74
21:00	4,411	14,799	9,505	7,482	3,42	3,013	2,385	10,049	6,869	9,991	5,944	5,91	6,27	7,16	9,097	9,417	3,38	10,261	4,364	3,212	5,847	6,353	5,252	6,229	10,888	5,059	8,872	8,693	6,389	9,809	10,336
22:00	4,861	11,511	9,641	7,028	4,548	4,128	3,433	6,812	5,566	10,484	5,322	4,988	6,776	6,571	7,447	9,196	4,174	9,307	1,505	3,448	6,2	7,344	5,369	5,392	13,885	6,763	10,513	7,524	7,817	7,856	8,651
23:00	8,664	9,375	11,184	4,876	4,438	5,214	2,163	5,801	6,413	7,419	4,854	3,856	5,309	5,86	4,538	7,578	3,826	10,453	0,962	5,093	7,876	6,407	7,277	6,705	13,388	4,506	9,825	8,449	8,84	7,18	7,519



- **Perfil diurno de Diciembre**



ANEXOS 3: DATOS ECONÓMICOS SOBRE EL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

1. Valores de la inflación

Para determinar la inflación del estado plurinacional de Bolivia, este proyecto se apoyará en los valores de la inflación que proporciona el banco central Boliviano. A continuación se muestra la evolución de la inflación mensual desde el año 1999 hasta la actualidad.

Fecha	IPC (base 2007)	Inflación	
		mensual	12 meses
31 de Diciembre 2013	148,14	0,08%	6,48%
30 de Noviembre 2013	148,02	-0,03%	6,39%
31 de Octubre 2013	148,07	0,73%	7,50%
30 de Septiembre 2013	146,99	1,36%	7,13%
31 de Agosto 2013	145,02	1,34%	6,08%
31 de Julio 2013	143,1	0,61%	5,05%
30 de Junio 2013	142,23	0,31%	4,81%
31 de Mayo 2013	141,8	0,27%	4,72%
30 de Abril 2013	141,41	0,07%	4,95%
31 de Marzo 2013	141	0,25%	5,04%
28 de Febrero 2013	140,96	0,65%	5,08%
31 de Enero 2013	140,05	0,66%	4,92%
31 de Diciembre 2012	139,13	0,53%	4,54%
30 de Noviembre 2012	138,39	0,47%	4,49%
31 de Octubre 2012	137,73	0,38%	4,34%
30 de Septiembre 2012	137,21	0,37%	4,43%
31 de Agosto 2012	136,7	0,35%	4,36%
31 de Julio 2012	136,22	0,38%	4,39%
30 de Junio 2012	135,7	0,21%	4,54%
31 de Mayo 2012	135,41	0,49%	4,47%
30 de Abril 2012	134,75	0,16%	4,17%
31 de Marzo 2012	134,54	0,29%	4,03%
29 de Febrero 2012	134,15	0,49%	4,64%
31 de Enero 2012	133,49	0,30%	5,86%
31 de Diciembre 2011	133,08	0,49%	6,90%
30 de Noviembre 2011	132,44	0,32%	8,26%
31 de Octubre 2011	132,01	0,47%	9,11%
30 de Septiembre 2011	131,39	0,30%	9,93%
31 de Agosto 2011	130,99	0,38%	10,43%
31 de Julio 2011	130,49	0,53%	11,18%
30 de Junio 2011	129,8	0,14%	11,28%
31 de Mayo 2011	129,62	0,20%	11,27%
30 de Abril 2011	129,36	0,02%	11,03%
31 de Marzo 2011	129,33	0,89%	11,11%
28 de Febrero 2011	128,19	1,66%	10,00%

Fecha	IPC (base 2007)	Inflación	
		mensual	12 meses
31 de Enero 2011	126,1	1,29%	8,38%
31 de Diciembre 2010	124,49	1,76%	7,18%
30 de Noviembre 2010	122,33	1,11%	5,57%
31 de Octubre 2010	120,98	1,22%	4,20%
30 de Septiembre 2010	119,52	0,77%	3,27%
31 de Agosto 2010	118,61	1,06%	2,60%
31 de Julio 2010	117,37	0,62%	2,16%
30 de Junio 2010	116,65	0,14%	1,33%
1 de Mayo 2010	116,49	-0,02%	1,38%
30 de Abril 2010	116,51	0,09%	1,22%
31 de Marzo 2010	116,4	-0,12%	0,69%
28 de Febrero 2010	116,54	0,17%	0,31%
31 de Enero 2010	116,35	0,17%	0,07%
31 de Diciembre 2009	116,15	0,23%	0,26%
30 de Noviembre 2009	115,88	-0,19%	0,46%
31 de Octubre 2009	116,1	0,32%	0,78%
30 de Septiembre 2009	115,73	0,11%	0,64%
31 de Agosto 2009	115,61	0,62%	1,42%
31 de Julio 2009	114,89	-0,20%	1,45%
30 de Junio 2009	115,12	0,20%	2,12%
31 de Mayo 2009	114,89	-0,18%	3,20%
30 de Abril 2009	115,11	-0,43%	5,32%
31 de Marzo 2009	115,61	-0,49%	6,56%
28 de Febrero 2009	116,18	-0,07%	8,13%
30 de Enero 2009	116,26	0,36%	11,04%
31 de Diciembre 2008	115,84	0,43%	11,85%
30 de Noviembre 2008	115,35	0,13%	12,08%
30 de Octubre 2008	115,2	0,18%	13,31%
30 de Septiembre 2008	114,99	0,88%	14,51%
28 de Septiembre 2008	114,99	0,88%	14,51%
31 de Agosto 2008	113,99	0,65%	13,73%
31 de Julio 2008	113,25	0,46%	14,79%
30 de Junio 2008	112,73	1,26%	17,32%
30 de Mayo 2008	111,33	1,87%	16,84%
12 de Mayo 2008	109,29	0,74%	15,22%
30 de Abril 2008	109,29	0,74%	15,22%
30 de Marzo 2008	288,49	0,97%	14,08%
29 de Febrero 2008	285,71	2,62%	13,32%
31 de Enero 2008	278,42	1,09%	11,35%
31 de Diciembre 2007	275,41	0,63%	11,73%
30 de Noviembre 2007	273,68	1,23%	11,86%
30 de Octubre 2007	270,36	1,25%	11,34%

Fecha	IPC (base 2007)	Inflación	
		mensual	12 meses
30 de Septiembre 2007	267,04	0,19%	10,48%
30 de Agosto 2007	266,53	1,59%	10,36%
31 de Julio 2007	262,36	2,68%	8,84%
30 de Junio 2007	255,52	0,85%	6,60%
31 de Mayo 2007	253,38	0,45%	6,36%
30 de Abril 2007	252,23	-0,26%	6,76%
30 de Marzo 2007	252,88	0,30%	7,19%
28 de Febrero 2007	252,13	0,84%	6,57%
30 de Enero 2007	250,04	1,43%	6,02%
30 de Diciembre 2006	246,51	0,76%	4,95%
30 de Diciembre 2006	246,51	0,75%	4,95%
30 de Noviembre 2006	244,66	0,75%	4,74%
30 de Octubre 2006	242,84	0,47%	4,41%
30 de Septiembre 2006	241,71	0,08%	4,31%
30 de Agosto 2006	241,51	0,19%	4,39%
2 de Julio 2006	241,06	0,56%	4,55%
30 de Junio 2006	239,71	0,62%	3,49%
30 de Mayo 2006	238,23	0,84%	4,43%
30 de Abril 2006	236,25	0,14%	4,26%
30 de Marzo 2006	235,92	-0,28%	3,72%
28 de Febrero 2006	236,58	0,31%	4,18%
31 de Enero 2006	235,84	0,40%	3,91%
31 de Diciembre 2005	234,89	0,56%	4,91%
11 de Noviembre 2005	233,59	0,44%	4,96%
3 de Octubre 2005	232,58	0,37%	5,07%
10 de Septiembre 2005	231,71	0,15%	5,53%
5 de Agosto 2005	231,37	0,35%	5,35%
1 de Julio 2005	230,56	-0,46%	5,35%
1 de Junio 2005	231,63	1,54%	6,40%
31 de Mayo 2005	228,12	0,67%	5,57%
29 de Abril 2005	226,59	-0,38%	5,29%
30 de Marzo 2005	227,45	0,16%	5,71%
28 de Febrero 2005	227,09	0,05%	5,26%
31 de Enero 2005	226,97	1,37%	5,41%
31 de Diciembre 2004	223,9	0,60%	4,62%
31 de Diciembre 2004	223,9	0,60%	4,62%
9 de Noviembre 2004	222,56	0,55%	4,93%
11 de Octubre 2004	221,35	0,82%	3,82%
30 de Septiembre 2004	219,56	-0,03%	4,27%
30 de Agosto 2004	219,62	0,35%	4,54%
22 de Julio 2004	218,85	0,53%	4,84%
1 de Junio 2004	217,7	0,75%	4,92%
1 de Mayo 2004	216,09	0,41%	4,35%

Fecha	IPC (base 2007)	Inflación	
		mensual	12 meses
1 de Abril 2004	215,21	0,02%	3,94%
1 de Marzo 2004	215,16	-0,27%	4,24%
1 de Febrero 2004	215,74	0,19%	4,59%
1 de Enero 2004	215,33	0,62%	4,17%
1 de Diciembre 2003	214,01	0,90%	3,94%
1 de Noviembre 2003	212,11	-0,51%	3,26%
1 de Octubre 2003	213,2	1,25%	4,35%
1 de Septiembre 2003	210,57	0,23%	3,62%
1 de Agosto 2003	210,08	0,64%	3,85%
1 de Julio 2003	208,74	0,60%	3,42%
1 de Junio 2003	207,5	0,20%	3,22%
1 de Mayo 2003	207,08	0,01%	3,13%
1 de Abril 2003	207,05	0,31%	3,16%
1 de Marzo 2003	206,4	0,06%	2,80%
1 de Febrero 2003	206,27	-0,21%	2,42%
1 de Enero 2003	206,71	0,39%	2,86%
1 de Diciembre 2002	205,9	0,24%	2,45%
1 de Noviembre 2002	205,41	0,53%	2,27%
1 de Octubre 2002	204,32	0,54%	1,50%
1 de Septiembre 2002	203,22	0,46%	1,03%
1 de Agosto 2002	202,29	0,22%	0,30%
1 de Julio 2002	201,84	0,41%	-0,58%
1 de Junio 2002	201,02	0,11%	0,20%
1 de Mayo 2002	200,8	0,04%	0,83%
1 de Abril 2002	200,71	-0,03%	0,60%
1 de Marzo 2002	200,78	-0,30%	0,85%
1 de Febrero 2002	201,39	0,21%	0,93%
1 de Enero 2002	200,97	0,00%	0,69%
1 de Diciembre 2001	200,98	0,06%	0,92%
1 de Noviembre 2001	200,85	-0,22%	1,08%
1 de Octubre 2001	201,3	0,07%	-1,27%
1 de Septiembre 2001	201,15	-0,26%	-0,02%
1 de Agosto 2001	201,68	-0,66%	2,09%
1 de Julio 2001	203,01	1,20%	3,17%
1 de Junio 2001	200,61	0,73%	2,68%
1 de Mayo 2001	199,15	-0,18%	2,13%
1 de Abril 2001	199,51	0,22%	1,04%
1 de Marzo 2001	199,08	-0,23%	1,79%
1 de Febrero 2001	199,53	-0,03%	2,65%
1 de Enero 2001	199,59	0,23%	3,10%
1 de Diciembre 2000	199,14	0,22%	3,41%
1 de Noviembre 2000	198,7	-2,55%	3,79%
1 de Octubre 2000	203,89	1,34%	6,58%

Fecha	IPC (base 2007)	Inflación	
		mensual	12 meses
1 de Septiembre 2000	201,2	1,84%	5,92%
1 de Agosto 2000	197,56	0,40%	4,62%
1 de Julio 2000	196,78	0,72%	4,75%
1 de Junio 2000	195,38	0,19%	4,21%
1 de Mayo 2000	195	-1,25%	4,40%
1 de Abril 2000	197,46	0,97%	5,80%
1 de Marzo 2000	195,57	0,61%	4,63%
1 de Febrero 2000	194,38	0,41%	3,56%
1 de Enero 2000	193,58	0,52%	3,52%
1 de Diciembre 1999	192,57	0,00%	0,00%
1 de Noviembre 1999	191,44	0,00%	0,00%
1 de Octubre 1999	191,31	0,00%	0,00%
1 de Septiembre 1999	189,95	0,00%	0,00%
1 de Agosto 1999	188,83	0,00%	0,00%
1 de Julio 1999	187,85	0,00%	0,00%
1 de Junio 1999	187,48	0,00%	0,00%
1 de Mayo 1999	186,79	0,00%	0,00%
1 de Abril 1999	186,63	0,00%	0,00%
1 de Marzo 1999	186,91	0,00%	0,00%
1 de Febrero 1999	187,7	0,00%	0,00%
1 de Enero 1999	186,99	0,00%	0,00%

El IPC medio en los últimos años es de 182,03.

La inflación anual media de los últimos 15 años es de 4,97%.

2. Cálculo de ganancias previstas para cada parque eólico

2.1. Modelo de aerogenerador Enercon E82 E2/2MW (78m)

Año (t)	AEP parque (MWh/año)	Precio de venta anual (\$/MWh)	Ganancias anuales (\$)	Gastos anuales de funcionamiento (\$)	Qt (\$)	Qt/(1+r) ^t (\$)
1	111.526,62	33,34	3.718.297,51	400.000,00	3.318.297,51	3.160.283,34
2	111.526,62	35,00	3.903.096,90	419.880,00	3.483.216,90	3.159.380,41
3	111.526,62	36,74	4.097.080,81	440.748,04	3.656.332,78	3.158.477,73
4	111.526,62	38,56	4.300.705,73	462.653,21	3.838.052,52	3.157.575,30
5	111.526,62	40,48	4.514.450,80	485.647,08	4.028.803,73	3.156.673,14
6	111.526,62	42,49	4.738.819,01	509.783,74	4.229.035,27	3.155.771,23
7	111.526,62	44,60	4.974.338,31	535.119,99	4.439.218,32	3.154.869,58
8	111.526,62	46,82	5.221.562,93	561.715,45	4.659.847,47	3.153.968,19
9	111.526,62	49,15	5.481.074,61	589.632,71	4.891.441,89	3.153.067,06
10	111.526,62	51,59	5.753.484,01	618.937,46	5.134.546,56	3.152.166,18
11	111.526,62	54,15	6.039.432,17	649.698,65	5.389.733,52	3.151.265,56
12	111.526,62	56,84	6.339.591,95	681.988,67	5.657.603,28	3.150.365,20
13	111.526,62	59,67	6.654.669,67	715.883,51	5.938.786,16	3.149.465,10
14	111.526,62	62,63	6.985.406,75	751.462,92	6.233.943,83	3.148.565,25
15	111.526,62	65,75	7.332.581,47	788.810,63	6.543.770,84	3.147.665,66
16	111.526,62	69,02	7.697.010,76	828.014,51	6.868.996,25	3.146.766,33
17	111.526,62	72,45	8.079.552,20	869.166,84	7.210.385,36	3.145.867,25
18	111.526,62	76,05	8.481.105,94	912.364,43	7.568.741,52	3.144.968,43
19	111.526,62	79,83	8.902.616,91	957.708,94	7.944.907,97	3.144.069,87
20	111.526,62	83,79	9.345.076,97	1.005.307,07	8.339.769,90	3.143.171,56
21	111.526,62	87,96	9.809.527,29	1.055.270,83	8.754.256,46	3.142.273,51
22	111.526,62	92,33	10.297.060,80	1.107.717,80	9.189.343,01	3.141.375,72
23	111.526,62	96,92	10.808.824,72	1.162.771,37	9.646.053,35	3.140.478,19
24	111.526,62	101,73	11.346.023,31	1.220.561,11	10.125.462,20	3.139.580,91
25	111.526,62	106,79	11.909.920,67	1.281.222,99	10.628.697,68	3.138.683,88
						78.736.794,
						59

2.2. Modelo de aerogenerador Gamesa G90-2.0MW (67m)

Año (t)	AEP parque (MWh/año)	Precio de venta anual (\$/MWh)	Ganancias anuales (\$)	Gastos anuales de funcionamiento (\$)	Qt (\$)	Qt/(1+r)^t (\$)
1	111.815,42	33,34	3.727.926,10	600.000,00	3.127.926,10	2.978.977,24
2	111.815,42	35,00	3.913.204,03	629.820,00	3.283.384,03	2.978.126,10
3	111.815,42	36,74	4.107.690,27	661.122,05	3.446.568,22	2.977.275,21
4	111.815,42	38,56	4.311.842,48	693.979,82	3.617.862,66	2.976.424,56
5	111.815,42	40,48	4.526.141,05	728.470,62	3.797.670,43	2.975.574,15
6	111.815,42	42,49	4.751.090,26	764.675,61	3.986.414,65	2.974.723,99
7	111.815,42	44,60	4.987.219,44	802.679,98	4.184.539,46	2.973.874,07
8	111.815,42	46,82	5.235.084,25	842.573,18	4.392.511,07	2.973.024,39
9	111.815,42	49,15	5.495.267,94	884.449,07	4.610.818,87	2.972.174,96
10	111.815,42	51,59	5.768.382,75	928.406,19	4.839.976,57	2.971.325,76
11	111.815,42	54,15	6.055.071,38	974.547,97	5.080.523,40	2.970.476,81
12	111.815,42	56,84	6.356.008,42	1.022.983,01	5.333.025,42	2.969.628,10
13	111.815,42	59,67	6.671.902,04	1.073.825,26	5.598.076,78	2.968.779,64
14	111.815,42	62,63	7.003.495,57	1.127.194,38	5.876.301,20	2.967.931,42
15	111.815,42	65,75	7.351.569,30	1.183.215,94	6.168.353,37	2.967.083,44
16	111.815,42	69,02	7.716.942,30	1.242.021,77	6.474.920,53	2.966.235,70
17	111.815,42	72,45	8.100.474,33	1.303.750,25	6.796.724,08	2.965.388,20
18	111.815,42	76,05	8.503.067,91	1.368.546,64	7.134.521,27	2.964.540,95
19	111.815,42	79,83	8.925.670,38	1.436.563,41	7.489.106,97	2.963.693,94
20	111.815,42	83,79	9.369.276,20	1.507.960,61	7.861.315,59	2.962.847,17
21	111.815,42	87,96	9.834.929,23	1.582.906,25	8.252.022,97	2.962.000,64
22	111.815,42	92,33	10.323.725,21	1.661.576,69	8.662.148,52	2.961.154,35
23	111.815,42	96,92	10.836.814,35	1.744.157,05	9.092.657,30	2.960.308,31
24	111.815,42	101,73	11.375.404,02	1.830.841,66	9.544.562,36	2.959.462,51
25	111.815,42	106,79	11.940.761,60	1.921.834,49	10.018.927,11	2.958.616,95
						74.219.648,6

2.3. Modelo de aerogenerador G.E 1.6-82.5 (65m)

Año (t)	AEP parque (MWh/año)	Precio de venta anual (\$/MWh)	Ganancias anuales (\$)	Gastos anuales de funcionamiento (\$)	Qt (\$)	Qt/(1+r)^t (\$)
1	122.998,15	33,34	4.100.758,32	600.000,00	3.500.758,32	3.334.055,54
2	122.998,15	35,00	4.304.566,01	629.820,00	3.674.746,01	3.333.102,96
3	122.998,15	36,74	4.518.502,94	661.122,05	3.857.380,89	3.332.150,64
4	122.998,15	38,56	4.743.072,54	693.979,82	4.049.092,72	3.331.198,60
5	122.998,15	40,48	4.978.803,24	728.470,62	4.250.332,62	3.330.246,83
6	122.998,15	42,49	5.226.249,76	764.675,61	4.461.574,16	3.329.295,33
7	122.998,15	44,60	5.485.994,38	802.679,98	4.683.314,39	3.328.344,10
8	122.998,15	46,82	5.758.648,30	842.573,18	4.916.075,12	3.327.393,15
9	122.998,15	49,15	6.044.853,12	884.449,07	5.160.404,05	3.326.442,46
10	122.998,15	51,59	6.345.282,32	928.406,19	5.416.876,13	3.325.492,05
11	122.998,15	54,15	6.660.642,85	974.547,97	5.686.094,87	3.324.541,91
12	122.998,15	56,84	6.991.676,80	1.022.983,01	5.968.693,79	3.323.592,04
13	122.998,15	59,67	7.339.163,13	1.073.825,26	6.265.337,87	3.322.642,44
14	122.998,15	62,63	7.703.919,54	1.127.194,38	6.576.725,16	3.321.693,12
15	122.998,15	65,75	8.086.804,34	1.183.215,94	6.903.588,40	3.320.744,06
16	122.998,15	69,02	8.488.718,52	1.242.021,77	7.246.696,75	3.319.795,28
17	122.998,15	72,45	8.910.607,83	1.303.750,25	7.606.857,58	3.318.846,76
18	122.998,15	76,05	9.353.465,04	1.368.546,64	7.984.918,40	3.317.898,52
19	122.998,15	79,83	9.818.332,25	1.436.563,41	8.381.768,84	3.316.950,55
20	122.998,15	83,79	10.306.303,36	1.507.960,61	8.798.342,75	3.316.002,85
21	122.998,15	87,96	10.818.526,64	1.582.906,25	9.235.620,39	3.315.055,42
22	122.998,15	92,33	11.356.207,41	1.661.576,69	9.694.630,72	3.314.108,26
23	122.998,15	96,92	11.920.610,92	1.744.157,05	10.176.453,87	3.313.161,37
24	122.998,15	101,73	12.513.065,29	1.830.841,66	10.682.223,63	3.312.214,76
25	122.998,15	106,79	13.134.964,63	1.921.834,49	11.213.130,14	3.311.268,41
						83.066.237,41

2.4. Modelo de aerogenerador Goldwind GW 77/1500 (65m)

Año (t)	AEP parque (MWh/año)	Precio de venta anual (\$/MWh)	Ganancias anuales (\$)	Gastos anuales de funcionamiento (\$)	Qt (\$)	Qt/(1+r)^t (\$)
1	115.806	33,34	3.860.971,94	400.000,00	3.460.971,94	3.296.163,75
2	115.806	35,00	4.052.862,25	419.880,00	3.632.982,25	3.295.221,99
3	115.806	36,74	4.254.289,50	440.748,04	3.813.541,46	3.294.280,50
4	115.806	38,56	4.465.727,69	462.653,21	4.003.074,47	3.293.339,28
5	115.806	40,48	4.687.674,35	485.647,08	4.202.027,28	3.292.398,32
6	115.806	42,49	4.920.651,77	509.783,74	4.410.868,03	3.291.457,64
7	115.806	44,60	5.165.208,16	535.119,99	4.630.088,17	3.290.517,22
8	115.806	46,82	5.421.919,01	561.715,45	4.860.203,55	3.289.577,07
9	115.806	49,15	5.691.388,38	589.632,71	5.101.755,67	3.288.637,19
10	115.806	51,59	5.974.250,38	618.937,46	5.355.312,93	3.287.697,58
11	115.806	54,15	6.271.170,63	649.698,65	5.621.471,98	3.286.758,24
12	115.806	56,84	6.582.847,81	681.988,67	5.900.859,14	3.285.819,17
13	115.806	59,67	6.910.015,34	715.883,51	6.194.131,84	3.284.880,36
14	115.806	62,63	7.253.443,11	751.462,92	6.501.980,19	3.283.941,82
15	115.806	65,75	7.613.939,23	788.810,63	6.825.128,60	3.283.003,56
16	115.806	69,02	7.992.352,01	828.014,51	7.164.337,50	3.282.065,55
17	115.806	72,45	8.389.571,90	869.166,84	7.520.405,07	3.281.127,82
18	115.806	76,05	8.806.533,63	912.364,43	7.894.169,20	3.280.190,36
19	115.806	79,83	9.244.218,35	957.708,94	8.286.509,41	3.279.253,16
20	115.806	83,79	9.703.656,00	1.005.307,07	8.698.348,93	3.278.316,23
21	115.806	87,96	10.185.927,70	1.055.270,83	9.130.656,87	3.277.379,57
22	115.806	92,33	10.692.168,31	1.107.717,80	9.584.450,52	3.276.443,17
23	115.806	96,92	11.223.569,08	1.162.771,37	10.060.797,71	3.275.507,05
24	115.806	101,73	11.781.380,46	1.220.561,11	10.560.819,35	3.274.571,19
25	115.806	106,79	12.366.915,07	1.281.222,99	11.085.692,07	3.273.635,60
						82.122.183,39

2.5. Modelo de aerogenerador Vestas V90-1.8 MW (80m)

Año (t)	AEP parque (MWh/año)	Precio de venta anual (\$/MWh)	Ganancias anuales (\$)	Gastos anuales de funcionamiento (\$)	Qt (\$)	Qt/(1+r)^t (\$)
1	113.946,54	33,34	3.798.977,51	600.000,00	3.198.977,51	3.046.645,25
2	113.946,54	35,00	3.987.786,69	629.820,00	3.357.966,69	3.045.774,78
3	113.946,54	36,74	4.185.979,69	661.122,05	3.524.857,64	3.044.904,56
4	113.946,54	38,56	4.394.022,88	693.979,82	3.700.043,06	3.044.034,58
5	113.946,54	40,48	4.612.405,82	728.470,62	3.883.935,20	3.043.164,86
6	113.946,54	42,49	4.841.642,39	764.675,61	4.076.966,78	3.042.295,38
7	113.946,54	44,60	5.082.272,01	802.679,98	4.279.592,03	3.041.426,16
8	113.946,54	46,82	5.334.860,93	842.573,18	4.492.287,75	3.040.557,18
9	113.946,54	49,15	5.600.003,52	884.449,07	4.715.554,46	3.039.688,45
10	113.946,54	51,59	5.878.323,70	928.406,19	4.949.917,51	3.038.819,96
11	113.946,54	54,15	6.170.476,39	974.547,97	5.195.928,41	3.037.951,73
12	113.946,54	56,84	6.477.149,06	1.022.983,01	5.454.166,05	3.037.083,74
13	113.946,54	59,67	6.799.063,37	1.073.825,26	5.725.238,11	3.036.216,01
14	113.946,54	62,63	7.136.976,82	1.127.194,38	6.009.782,44	3.035.348,52
15	113.946,54	65,75	7.491.684,57	1.183.215,94	6.308.468,63	3.034.481,27
16	113.946,54	69,02	7.864.021,29	1.242.021,77	6.621.999,52	3.033.614,28
17	113.946,54	72,45	8.254.863,15	1.303.750,25	6.951.112,90	3.032.747,53
18	113.946,54	76,05	8.665.129,85	1.368.546,64	7.296.583,21	3.031.881,03
19	113.946,54	79,83	9.095.786,80	1.436.563,41	7.659.223,39	3.031.014,78
20	113.946,54	83,79	9.547.847,40	1.507.960,61	8.039.886,79	3.030.148,78
21	113.946,54	87,96	10.022.375,42	1.582.906,25	8.439.469,17	3.029.283,02
22	113.946,54	92,33	10.520.487,48	1.661.576,69	8.858.910,79	3.028.417,51
23	113.946,54	96,92	11.043.355,71	1.744.157,05	9.299.198,65	3.027.552,25
24	113.946,54	101,73	11.592.210,49	1.830.841,66	9.761.368,83	3.026.687,23
25	113.946,54	106,79	12.168.343,35	1.921.834,49	10.246.508,86	3.025.822,47
						75.905.561,30

ANEXOS 4: LISTA DE MODELOS DE AEROGENERADORES DEL SOFTWARE WINDOGRAPHER

Fabricante	Modelo	Pnominal (kW)	IEC class	Diametro del rotor (m)	Tipo de control
Acciona	<i>AW70/1500 class II</i>	1500	II	70	Pitch
	<i>AW77/1500 class II</i>	1500	II	77	Pitch
	<i>AW77/1500 class III</i>	1500	III	77	Pitch
	<i>AW82/1500 class IIIb</i>	1500	IIIb	82	Pitch
Aeronautica	<i>29-225</i>	225		29	Stall
	<i>47-750</i>	750		47	Stall
	<i>54-750</i>	750		54	Stall
Alstom Power	<i>ECO 100/3000 class I</i>	3000	I	100	Pitch
	<i>ECO 110/3000 class II</i>	3000	II	110	Pitch
	<i>ECO 122/2700 class III</i>	2700	III	122	Pitch
	<i>ECO 74/1670 class II</i>	1670	II	74	Pitch
	<i>ECO 80/1670 class II</i>	1670	II	80	Pitch
	<i>ECO 80/1670 class III</i>	1670	III	80	Pitch
	<i>ECO 80/2000 class II</i>	2000	II	80	Pitch
<i>ECO 86/1670 class III</i>	1670	III	86	Pitch	
Areva wind	<i>M5000-116</i>	5000		116	Pitch
Avantis	<i>AV1010-2.3MW</i>	2300		101	Pitch
	<i>AV928-2.5MW</i>	2500		93.2	Pitch
Bergey	<i>Excel-R</i>	7.5		6.7	Pitch
	<i>Excel_S</i>	10		6.7	Pitch
	<i>XL. 1</i>	1		2.5	Pitch
BHD	<i>FL- 1000</i>	1000		55	Stall
Clipper Liberty	<i>C89</i>	2500	Ia	89	Pitch
	<i>C93</i>	2500	Iia	93	Pitch
	<i>C96</i>	2500	Iib	96	Pitch
	<i>C99</i>	2500	IIIa	99	Pitch
Condor	<i>5</i>	6100		120	Stall
DeWind	<i>D6 62m</i>	1250	IIA	62	Pitch
	<i>D6 64m</i>	1250	IIIa	64	Pitch
	<i>D8. 1</i>	2000	Iia	80	Pitch
	<i>D8.2</i>	2000	IIIa	80	Pitch
	<i>D9.0</i>	2000	Iia	93	Pitch
	<i>D9.1</i>	2000	Iia	93	Pitch
	<i>D9.2</i>	2000	Iia	93	Pitch
Dongfang	<i>DF100-2500</i>	2500	II	100	Pitch
	<i>DF110-2500</i>	2500	III ó IV	110	Pitch
	<i>DF70-1500</i>	1500	I	70	Pitch
	<i>DF77-1500</i>	1500	II	77	Pitch
	<i>DF82-1500</i>	1500	III ó IV	82	Pitch
Doosan WinDS	<i>3000</i>	3000		91.3	Pitch
Enair	<i>160</i>	7.5		6.1	Stall

Fabricante	Modelo	Pnominal (kW)	IEC class	Diametro del rotor (m)	Tipo de control
	70	3.5		4.1	Stall
Endurance	E-3120	55		19.2	Stall
	G-3120	35		19.2	Stall
	S-250	5		5.5	Stall
Enrcon	E101/3050KW	3050	Ila	101	Pitch
	E115/2500KW	2500	S	115	Pitch
	E126/7580KW	7580	Ia	127	Pitch
	E33/330KW	330		33.4	Pitch
	E44/900KW	900	Ia	44	Pitch
	E48/800KW	800	Ila	48	Pitch
	E53/800KW	810	S	52.9	Pitch
	E70/2300KW	2300	Ia ó Ila	71	Pitch
	E82/2000KW	2000	Ila	82	Pitch
	E82 E2/2300KW	2300	Ila	82	Pitch
	E82 E3/3000KW	3000	Ila	82	Pitch
	E82 E4/3000KW	3000	Ia	82	Pitch
	E92/2350KW	2350	Ila	92	Pitch
Eocycle	EO 25/12	25	II	11.7	Stall
Evance	R9000	5		5.4	Pitch
Inox	WT2000DF	2000	IIIb	93	Pitch
EWT	DW 52-500	500	Ila	52	Pitch
	DW 52-900	900	Ila	52	Pitch
	DW 54-500	500	IIIa	54	Pitch
	DW 54-900	900	IIIa	54	Pitch
	DW 90-2000	2000	Ila	90.5	Pitch
Fuhrländer	FL 1250	1300	Ia ó II ó IIIa	62	Stall
	FL 1500 70m	1500	Ia ó II ó IIIa	70	Pitch
	FL 1500 77m	1500	Ia ó II ó IIIa	77	Pitch
	FL 2500 100m	2500		100	Pitch
	FL 2500 80m	2500		80	Pitch
	FL 2500 90m	2500		90	Pitch
	FL 3000	3000		120	Stall
	FL 600	600	Ia ó II ó IIIa	50	Pitch
	FL MD 70	1500		70	Pitch
	FL MD 77	1500		77	Pitch
	G 128-4.5MW	4500		128	Pitch
	G 128-5MW offshore	5000		128	Pitch
	G 136-4.5MW	4500		136	Pitch

Fabricante	Modelo	Pnominal (kW)	IEC class	Diametro del rotor (m)	Tipo de control
Gamesa	<i>G 52-850KW</i>	850		52	Pitch
	<i>G 58-850KW</i>	850	IIIb	58	Pitch
	<i>G 80-2MW</i>	2000	Ia	80	Pitch
	<i>G 87-2MW</i>	2000	Ia ó Iia	87	Pitch
	<i>G 90-2MW</i>	2000	IIIa	90	Pitch
	<i>G 97-2MW</i>	2000	IIIa	97	Pitch
	<i>Made AEGI</i>	1320		61	Pitch
GE Energy	<i>1,5-77</i>	1500	Ib	77	Pitch
	<i>1,6.100</i>	1600	III	100	Pitch
	<i>1,6-82,5</i>	1600	IIb	82.5	Pitch
	<i>2,5-100</i>	2500	IIb	100	Pitch
	<i>2,75-100</i>	2750	II	100	Pitch
	<i>2,75-100</i>	2750		100	Pitch
GoldWind	<i>GW 70/1500</i>	1500	Ia	70	Pitch
	<i>GW 77/1500</i>	1500	IIa	77	Pitch
	<i>GW 82/1500</i>	1500	IIIa	82	Pitch
Hanjin	<i>HJWT 1500-77</i>	1500		77	Pitch
	<i>HJWT 2000-87</i>	2000		87	Pitch
	<i>HJWT 2000-93</i>	2000		93	Pitch
Hyosung	<i>HS 50</i>	750		50	Pitch
	<i>HS90</i>	2000		90.6	Pitch
Hyundai	<i>AV928TCII</i>	2500	II	92	Pitch
	<i>HQ1650TCII</i>	1650	II	77	Pitch
IMPISA	<i>IWP-100</i>	2000	IIIb	100	Pitch
	<i>IWP-70</i>	1500	Ia	70	Pitch
	<i>IWP-83</i>	2100	Iia	83	Pitch
Lagerwey	<i>FB18</i>	80		18	Pitch
	<i>L82-2000</i>	2000		82.5	Pitch
	<i>L93-2500</i>	2500		93	Pitch
Leitwind	<i>LTW101-3000</i>	3000	IIa	101	Pitch
	<i>LTW70-1700</i>	1700		70.1	Pitch
	<i>LTW70-2000</i>	2000	Ia	70.1	Pitch
	<i>LTW77-1000</i>	1000	Iia	76.7	Pitch
	<i>LTW77-1500</i>	1500	IIa	76.7	Pitch
	<i>LTW80-1500</i>	1500	IIa	80.3	Pitch
	<i>LTW80-1800</i>	1800	IIa	80.3	Pitch
<i>LTW86-1500</i>	1500	IIIa	86.3	Pitch	
Mistubishi	<i>MWT 62/1.0</i>	1000	IIa	61.4	Pitch
	<i>MWT 100/2.4</i>	2400	IIa	100	Pitch
	<i>MWT 102/2.4</i>	2400	IIa	102	Pitch
	<i>MWT 92/2.3</i>	2300	Ia	92	Pitch

Fabricante	Modelo	Pnominal (kW)	IEC class	Diametro del rotor (m)	Tipo de control
	<i>MWT 92/2.4</i>	2400	Ila	92	Pitch
	<i>MWT 95/2.4</i>	2400	Ila	95	Pitch
Mtorres	<i>TWT 1.65/70</i>	1650	Ia	70	Pitch
	<i>TWT 1.65/77</i>	1650	Ila	77	Pitch
	<i>TWT 1.65/82</i>	1650	IIIa	82	Pitch
NGPS	<i>12.5/39</i>	39.5		12.5	Pitch
	<i>N 100/2500</i>	2500	IIIa	100	Pitch
	<i>N 100/2500 IEC Iia</i>	2500	Iia	100	Pitch
	<i>N 100/3300</i>	3300	Ia	99.8	Pitch
	<i>N 117/2400</i>	2400	IIIb	117	Pitch
Nordex	<i>N 117/3000</i>	3000	Iia ó IIIa	117	Pitch
	<i>N 60/1300</i>	1300	I	60	Stall
	<i>N 80/2500</i>	2500	Ia	80	Pitch
	<i>N 90/2500HS</i>	2500	Ib	90	Pitch
	<i>N 90/2500LS</i>	2500	Iia	90	Pitch
	<i>S 70/1500KW</i>	1500		70	Pitch
	<i>S77/1500KW</i>	1500		77	Pitch
Northern Power	<i>100-21</i>	100	Iia	21	Stall
	<i>100-24</i>	100	III ó S	24	Stall
Powerworks	<i>KCS56</i>	100		18	Pitch
	<i>WEGMS-2</i>	250		25	Pitch
Prover	<i>15KW</i>	15		9	Stall
	<i>2,5KW</i>	2.5		3.5	Stall
	<i>6KW</i>	6		5.5	Stall
Raum	<i>1,3KW-Battery Charging</i>	1.3		2.9	Stall
	<i>1,3KW-Gridtied</i>	1.3		2.9	Stall
	<i>3,5KW</i>	3.5		4	Stall
RE power	<i>3.0M/122</i>	3000	IIIa	122	Pitch
	<i>3.2M/114</i>	3200	Ila	114	Pitch
	<i>3.4M/104</i>	3400	Ia	104	Pitch
	<i>5M offshore</i>	5000		126	Pitch
	<i>5M onshore</i>	5000		126	Pitch
	<i>6M offshore</i>	6000	Ib ó S	126	Pitch
	<i>6M onshore</i>	6000	Ib ó Iia	126	Pitch
	<i>MM100 50Hz</i>	2000	IIIa	100	Pitch
	<i>MM100 60Hz</i>	1800	IIIa	100	Pitch
	<i>MM82</i>	2050	Ia	82	Pitch
	<i>MM92</i>	2050	Ib	92.5	Pitch
	<i>SWT-2,3-101</i>	2300	Ib	101	Pitch
	<i>SWT-2,3-108</i>	2300	Ib	108	Pitch
	<i>SWT-2,3-113</i>	2300		113	Pitch

Fabricante	Modelo	Pnominal (kW)	IEC class	Diametro del rotor (m)	Tipo de control
Siemens	<i>SWT-2,3-82VS</i>	2300	Ia	82,4	Pitch
	<i>SWT-3.0-101</i>	3000	Ia	101	Pitch
	<i>SWT-3.0-108</i>	3000	Ia	108	Pitch
	<i>SWT-3.0-113</i>	3000	IIa	113	Pitch
	<i>SWT-2,3-93</i>	2300	IIa	93	Pitch
	<i>SWT-3,6-107</i>	3600	Ia	107	Pitch
	<i>SWT-3,6-120</i>	3600	Ia	120	Pitch
Sinovel	<i>SL 1500/60</i>	1500	S	60	Pitch
	<i>SL 1500/70</i>	1500		70	Pitch
	<i>SL 1500/77</i>	1500		77	Pitch
	<i>SL 1500/82</i>	1500	II ó III	82	Pitch
	<i>SL 3000/100</i>	3000	IIa	100	Pitch
	<i>SL 3000/105</i>	3000	IIa	105	Pitch
	<i>SL 3000/110</i>	3000	IIa	110	Pitch
	<i>SL 3000/115</i>	3000	IIIa	115	Pitch
	<i>SL 3000/90</i>	3000	Ia	90	Pitch
	<i>SL 5000/128</i>	5000		128	Pitch
	<i>SL 6000/128 offshore</i>	6000		128	Pitch
<i>SL 6000/128 onshore</i>	6000		128	Pitch	
STX	<i>72-2.0MW</i>	2000	IIb	70.7	Pitch
	<i>82-1.5MW</i>	1500	IIIb	82.7	Pitch
	<i>82-2.0MW</i>	2000	IIb	82.7	Pitch
	<i>93-2.0MW</i>	2000	IIIb	93.3	Pitch
Suzlon	<i>S52-600KW</i>	600	IIa	52	Pitch
	<i>S64-1,25MW</i>	1250		64	Pitch
	<i>S66-1,25MW</i>	1250	IIIa	66	Pitch
	<i>S82-1,5MW</i>	1500	IIIa	82	Pitch
	<i>S88-2,1MW</i>	2100	IIa	88	Pitch
	<i>S95-2,1MW</i>	2100	IIa	95	Pitch
	<i>S97-2,1MW</i>	2100	IIIa	97	Pitch
Unison	<i>U50</i>	750	Ia	50	Pitch
	<i>U54</i>	750	IIa	54	Pitch
	<i>U57</i>	750	IIIa	57	Pitch
	<i>U88</i>	2000	IIa	88	Pitch
	<i>U93</i>	2000	IIIa	93	Pitch
Vensys	<i>70-1500KW</i>	1500	IIa	70	Pitch
	<i>77-1500KW</i>	1500	IIIa	77	Pitch
	<i>V 100-1,8MW</i>	1800		100	Pitch
	<i>V 100-1,8MW 50Hz</i>	1800	IIa ó IIIa	100	Pitch
	<i>V 100-1,8MW 60Hz</i>	1800	IIa ó IIIa	100	Pitch
	<i>V 100-2,0MW</i>	2000	IIa	100	Pitch
	<i>V 100-2,6MW</i>	2600	IIb	100	Pitch

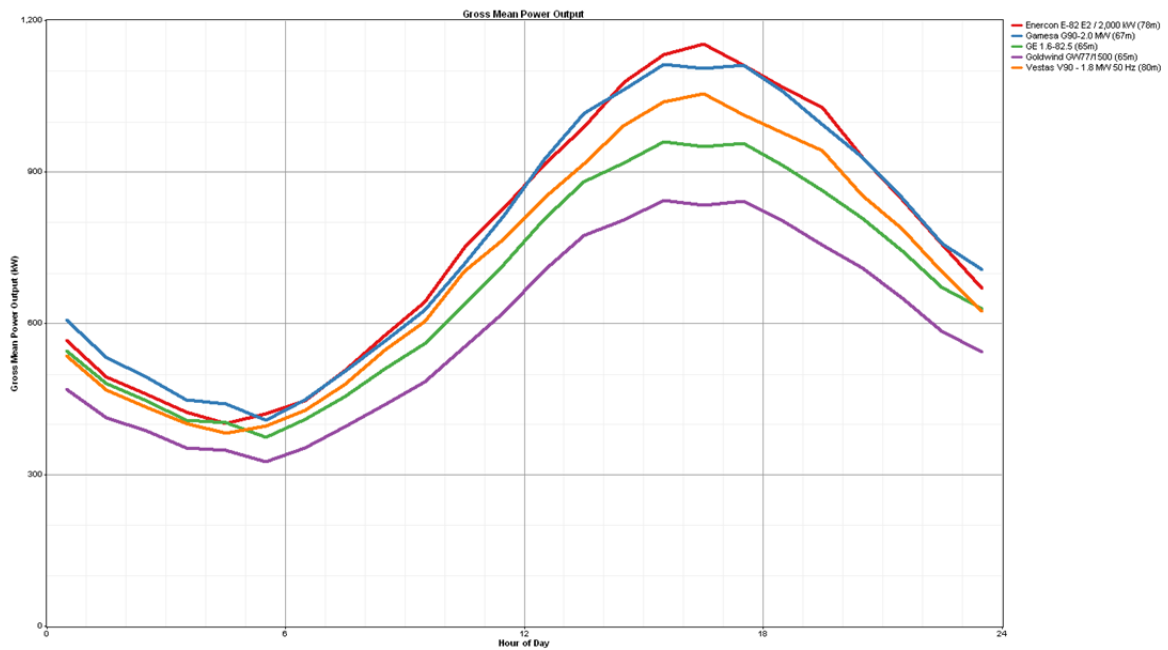
Fabricante	Modelo	Pnominal (kW)	IEC class	Diametro del rotor (m)	Tipo de control
Vestas	<i>V 110-2,0MW</i>	2000	IIIa	110	Pitch
	<i>V 112-3,0MW</i>	3000		112	Pitch
	<i>V 112-3,0MW offshore</i>	3000	Ib	112	Pitch
	<i>V 112-3,3MW IEC IB</i>	3300	Ib	112	Pitch
	<i>V 112-3,3MW IEC Iia</i>	3300	Ila	112	Pitch
	<i>V 117-3,3MW IEC Iia</i>	3300	Ila	117	Pitch
	<i>V 126-3,3MW</i>	3300	IIIb	126	Pitch
	<i>V 126-3,3MW IEC IIIa</i>	3300	IIIa	126	Pitch
	<i>V 164-8,0MW</i>	8000	S	164	Pitch
	<i>V 80-1,8MW</i>	1800	Ila	80	Pitch
	<i>V 80-2,0MW</i>	2000	Ia ó Iia	80	Pitch
	<i>V 80-2,0 GridStreamer</i>	2000	Ia	80	Pitch
	<i>V 82-1,65MW</i>	1650		82	Pitch
	<i>V 90-1,8MW 50Hz</i>	1800	Ila	90	Pitch
	<i>V 90-1,8MW 60Hz</i>	1800	Ila	90	Pitch
	<i>V 90-1,8MW GridStreamer</i>	1800	Ila	90	Pitch
	<i>V 90-2,0MW 50Hz</i>	2000	IIIa	90	Pitch
	<i>V 90-2,0 GridStreamer</i>	2000	IIIa	90	Pitch
<i>V 90-3,0MW 104,4dB(A)</i>	3000	I	90	Pitch	
WinwinD	<i>WWD-1-60</i>	1000		60	Pitch
	<i>WWD-3-100</i>	3000	Ia	100	Pitch
	<i>WWD-3-103</i>	3000		103	Pitch
	<i>WWD-3-104</i>	3000		104	Pitch
	<i>WWD-3-120</i>	3000	IIIa	120	Pitch
	<i>WWD-3-90</i>	3000		90	Pitch
Wintec	<i>wt 1650df-wt82</i>	1650		82	Pitch
	<i>wt 2000df-wt86 TC II</i>	2000	II	86	Pitch
	<i>wt 2000df-wt93 TC III</i>	2000	III	93	Pitch
	<i>wt 3000dd-125 TC III</i>	3000	III	125	Pitch
	<i>wt 3000df-120 TC III</i>	3000	III	120	Pitch
	<i>wt 3000 fc-sn116 TC III</i>	3000	III	116	Pitch
	<i>wt 5500fc-140 TC I</i>	5500	I	140	Pitch

ANEXOS 5: COMPARACIÓN DE SALIDAS ENTRE LOS DIFERENTES MODELOS DE AEROGENERADOR

5.1- Potencia bruta

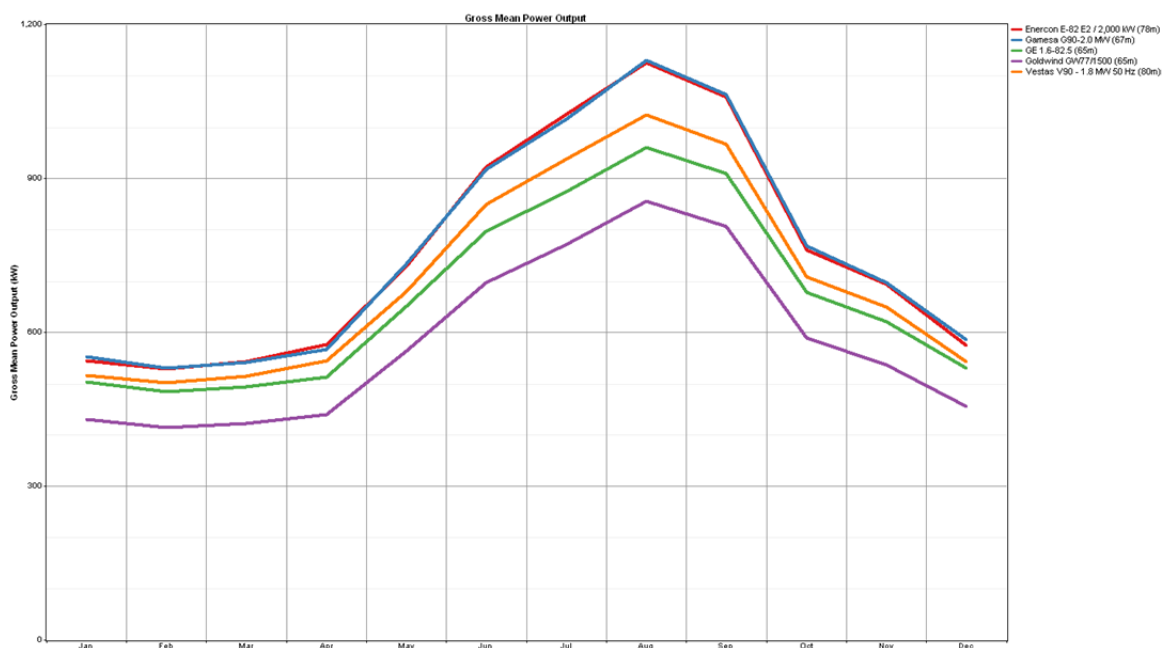
5.1.1- Horaria

Hour	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
00:00 - 01:00	566.6	605.9	544.6	470.1	536.0
01:00 - 02:00	493.9	532.0	480.4	413.3	468.5
02:00 - 03:00	460.0	494.2	447.1	386.3	433.6
03:00 - 04:00	424.1	448.8	408.4	353.5	400.9
04:00 - 05:00	402.4	440.6	403.2	347.7	382.0
05:00 - 06:00	420.9	408.0	374.7	325.4	397.1
06:00 - 07:00	447.2	448.5	410.0	353.6	427.7
07:00 - 08:00	506.7	505.4	454.9	395.6	478.4
08:00 - 09:00	575.9	564.1	509.2	438.6	546.2
09:00 - 10:00	642.2	626.1	559.2	483.5	603.1
10:00 - 11:00	750.0	717.0	636.8	552.6	703.7
11:00 - 12:00	829.4	814.2	718.2	622.9	767.3
12:00 - 13:00	914.7	924.8	806.7	705.6	848.7
13:00 - 14:00	988.1	1,016.3	880.2	774.0	916.7
14:00 - 15:00	1,077.8	1,063.5	917.8	804.4	991.5
15:00 - 16:00	1,132.4	1,113.6	959.8	844.1	1,038.5
16:00 - 17:00	1,153.3	1,104.7	949.8	834.4	1,054.8
17:00 - 18:00	1,111.0	1,111.7	956.6	841.9	1,013.6
18:00 - 19:00	1,067.8	1,059.2	913.6	802.8	977.7
19:00 - 20:00	1,027.3	993.7	862.2	754.7	941.2
20:00 - 21:00	928.3	929.8	808.7	709.2	853.3
21:00 - 22:00	844.4	848.7	744.3	649.2	787.6
22:00 - 23:00	755.7	758.6	671.7	583.1	702.0
23:00 - 24:00	668.6	706.7	629.6	543.6	623.7
Overall	757.9	759.8	668.7	582.9	703.9



5.1.2- Mensual

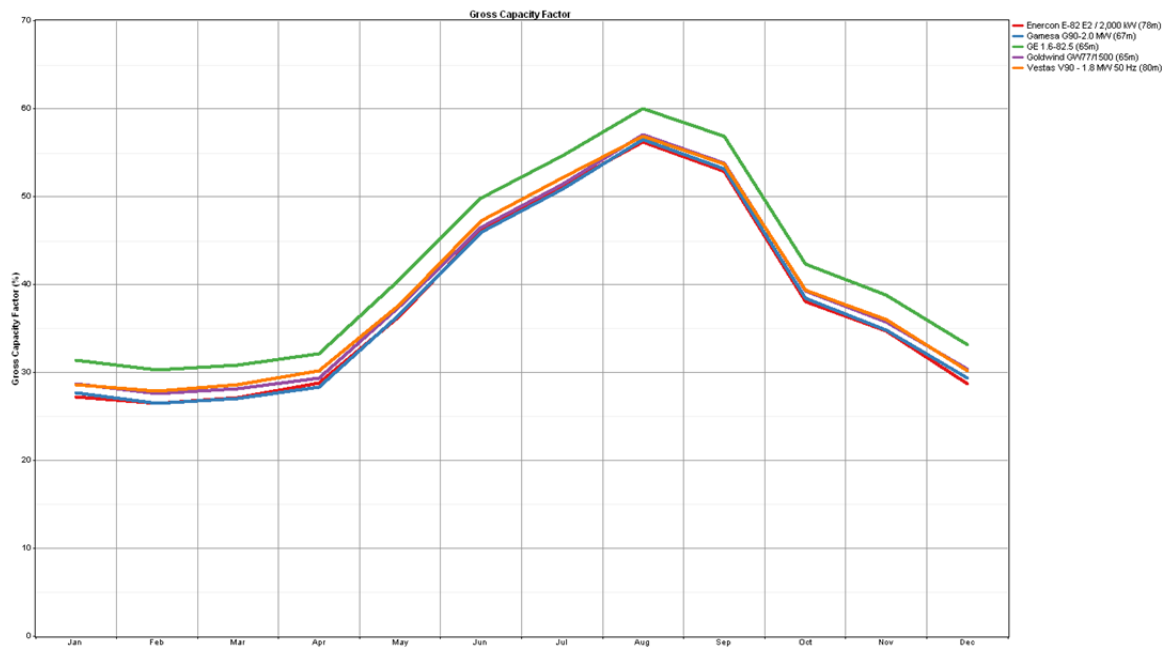
Month	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
Jan	543.8	552.9	502.5	430.8	515.6
Feb	529.3	530.5	483.8	414.3	502.1
Mar	542.3	541.2	492.9	422.2	514.3
Apr	575.8	566.1	513.5	440.4	544.1
May	728.8	733.9	650.2	563.9	680.0
Jun	922.5	917.8	796.7	697.6	849.4
Jul	1,024.7	1,016.6	873.9	770.9	937.9
Aug	1,124.9	1,129.6	960.2	856.2	1,023.8
Sep	1,058.3	1,063.2	909.4	806.9	966.9
Oct	760.8	767.7	677.5	588.8	708.0
Nov	693.9	696.5	620.4	536.3	649.1
Dec	574.2	586.5	530.4	455.4	542.6
Overall	757.9	759.8	668.7	582.9	703.9



5.2- Factor de capacidad bruta

5.2.1- Horaria

Hour	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
00:00 - 01:00	28.33	30.29	34.04	31.34	29.78
01:00 - 02:00	24.70	26.60	30.02	27.55	26.03
02:00 - 03:00	23.00	24.71	27.94	25.75	24.09
03:00 - 04:00	21.21	22.44	25.53	23.56	22.27
04:00 - 05:00	20.12	22.03	25.20	23.18	21.22
05:00 - 06:00	21.05	20.40	23.42	21.69	22.06
06:00 - 07:00	22.36	22.43	25.63	23.57	23.76
07:00 - 08:00	25.33	25.27	28.43	26.37	26.58
08:00 - 09:00	28.79	28.21	31.83	29.24	30.35
09:00 - 10:00	32.11	31.31	34.95	32.23	33.51
10:00 - 11:00	37.50	35.85	39.80	36.84	39.10
11:00 - 12:00	41.47	40.71	44.89	41.53	42.63
12:00 - 13:00	45.73	46.24	50.42	47.04	47.15
13:00 - 14:00	49.40	50.81	55.01	51.60	50.93
14:00 - 15:00	53.89	53.17	57.36	53.63	55.08
15:00 - 16:00	56.62	55.68	59.98	56.27	57.70
16:00 - 17:00	57.67	55.23	59.36	55.62	58.60
17:00 - 18:00	55.55	55.58	59.79	56.13	56.31
18:00 - 19:00	53.39	52.96	57.10	53.52	54.32
19:00 - 20:00	51.37	49.69	53.89	50.31	52.29
20:00 - 21:00	46.41	46.49	50.54	47.28	47.41
21:00 - 22:00	42.22	42.43	46.52	43.28	43.76
22:00 - 23:00	37.79	37.93	41.98	38.87	39.00
23:00 - 24:00	33.43	35.34	39.35	36.24	34.65
Overall	37.89	37.99	41.79	38.86	39.11



5.2.2- Mensual

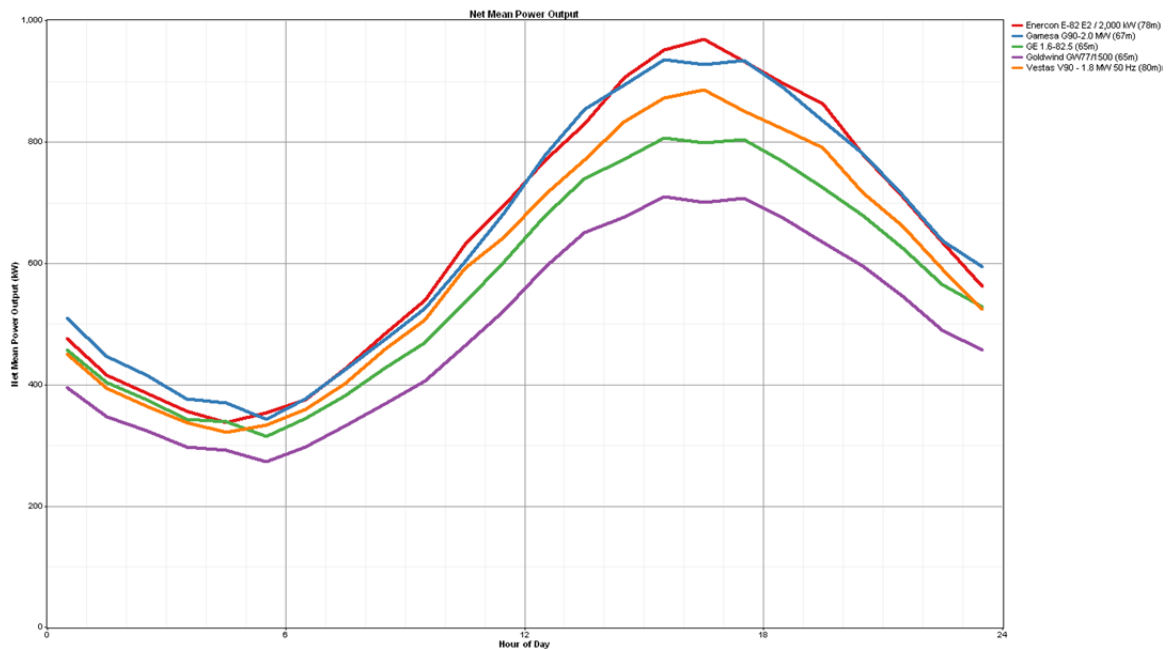
Month	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
Jan	27.19	27.65	31.41	28.72	28.64
Feb	26.47	26.52	30.24	27.62	27.89
Mar	27.12	27.06	30.81	28.14	28.57
Apr	28.79	28.30	32.09	29.36	30.23
May	36.44	36.69	40.64	37.59	37.78
Jun	46.12	45.89	49.79	46.51	47.19
Jul	51.23	50.83	54.62	51.39	52.11
Aug	56.25	56.48	60.01	57.08	56.88
Sep	52.91	53.16	56.84	53.79	53.72
Oct	38.04	38.38	42.34	39.25	39.33
Nov	34.69	34.82	38.77	35.75	36.06
Dec	28.71	29.32	33.15	30.36	30.15
Overall	37.89	37.99	41.79	38.86	39.11



5.3- Potencia neta

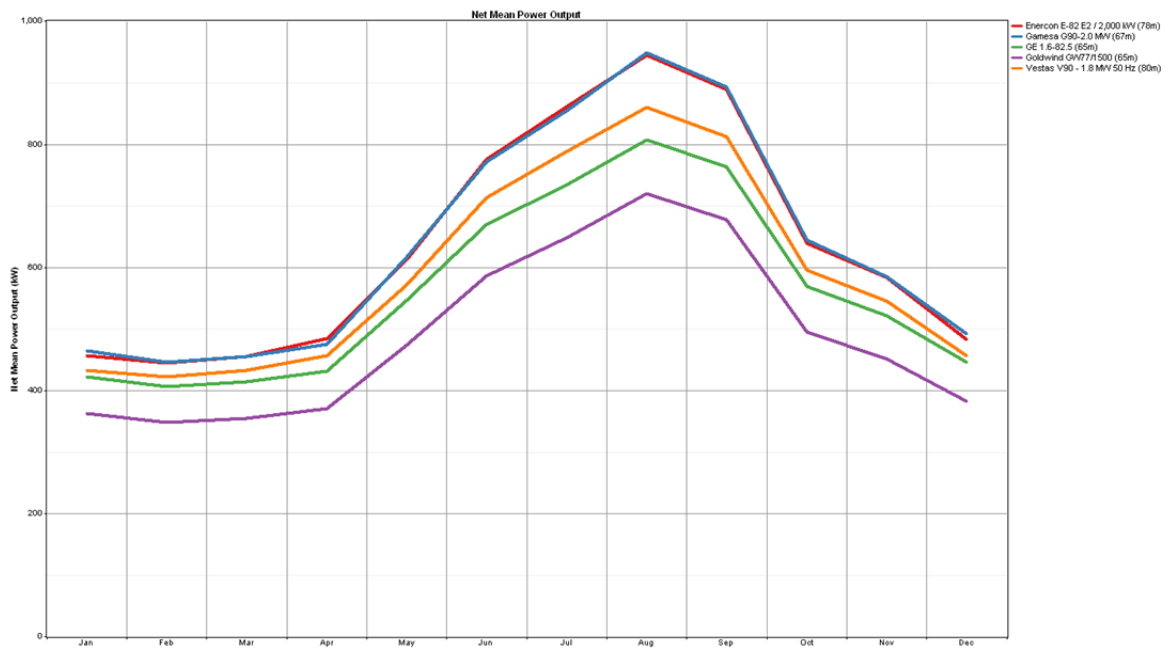
5.3.1- Horaria

Hour	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
00:00 - 01:00	475.9	508.9	457.4	394.8	450.2
01:00 - 02:00	414.9	446.9	403.5	347.1	393.6
02:00 - 03:00	386.4	415.1	375.5	324.5	364.2
03:00 - 04:00	356.2	376.9	343.1	296.9	336.7
04:00 - 05:00	338.0	370.1	338.6	292.0	320.9
05:00 - 06:00	353.5	342.7	314.8	273.3	333.5
06:00 - 07:00	375.6	376.7	344.4	297.0	359.2
07:00 - 08:00	425.6	424.5	382.1	332.3	401.8
08:00 - 09:00	483.7	473.8	427.7	368.4	458.8
09:00 - 10:00	539.4	525.9	469.7	406.1	506.6
10:00 - 11:00	630.0	602.3	534.9	464.1	591.1
11:00 - 12:00	696.7	683.9	603.3	523.2	644.5
12:00 - 13:00	768.3	776.8	677.6	592.7	712.9
13:00 - 14:00	829.9	853.6	739.3	650.1	770.0
14:00 - 15:00	905.3	893.3	770.9	675.7	832.8
15:00 - 16:00	951.1	935.3	806.1	709.0	872.3
16:00 - 17:00	968.7	927.9	797.7	700.8	886.0
17:00 - 18:00	933.2	933.7	803.5	707.2	851.4
18:00 - 19:00	896.9	889.6	767.4	674.3	821.2
19:00 - 20:00	862.9	834.7	724.2	633.9	790.6
20:00 - 21:00	779.7	781.0	679.2	595.7	716.7
21:00 - 22:00	709.2	712.8	625.2	545.3	661.6
22:00 - 23:00	634.8	637.2	564.2	489.8	589.6
23:00 - 24:00	561.6	593.6	528.9	456.6	523.9
Overall	636.6	638.2	561.6	489.6	591.3



5.3.2- Mensual

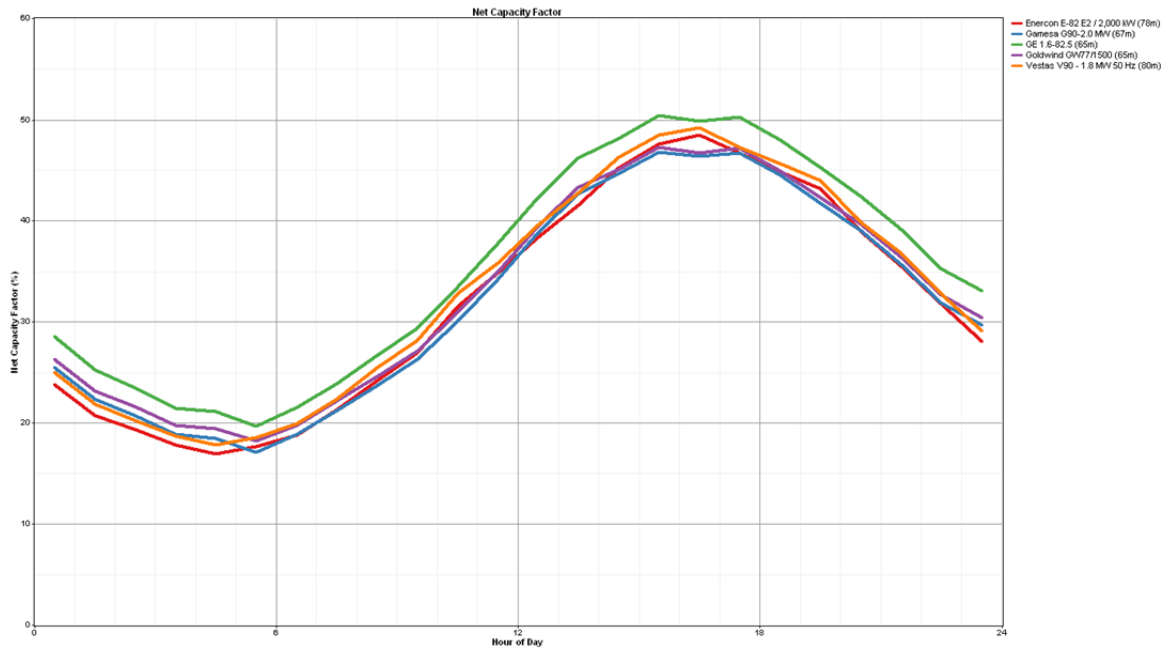
Month	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
Jan	456.8	464.4	422.1	361.8	433.1
Feb	444.6	445.6	406.4	348.0	421.7
Mar	455.5	454.6	414.0	354.6	432.0
Apr	483.6	475.5	431.3	369.9	457.0
May	612.2	616.4	546.1	473.7	571.2
Jun	774.9	770.9	669.2	586.0	713.4
Jul	860.7	853.9	734.0	647.5	787.8
Aug	944.9	948.8	806.5	719.1	860.0
Sep	888.9	893.0	763.9	677.8	812.1
Oct	639.0	644.8	569.0	494.6	594.7
Nov	582.8	585.0	521.1	450.4	545.2
Dec	482.3	492.6	445.5	382.5	455.8
Overall	636.6	638.2	561.6	489.6	591.3



5.4- Factor de capacidad neta

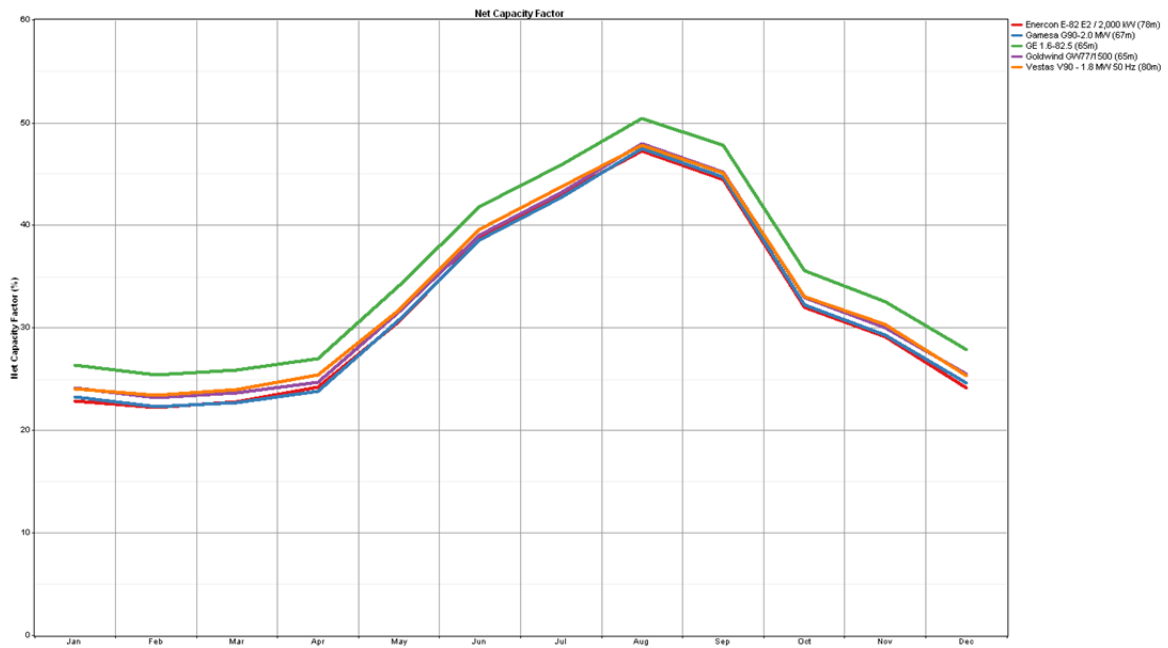
5.4.1- Horaria

Hour	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
00:00 - 01:00	23.80	25.45	28.59	26.32	25.01
01:00 - 02:00	20.74	22.34	25.22	23.14	21.86
02:00 - 03:00	19.32	20.75	23.47	21.63	20.23
03:00 - 04:00	17.81	18.85	21.44	19.79	18.71
04:00 - 05:00	16.90	18.51	21.16	19.47	17.83
05:00 - 06:00	17.68	17.13	19.67	18.22	18.53
06:00 - 07:00	18.78	18.84	21.53	19.80	19.96
07:00 - 08:00	21.28	21.23	23.88	22.15	22.32
08:00 - 09:00	24.19	23.69	26.73	24.56	25.49
09:00 - 10:00	26.97	26.30	29.36	27.07	28.14
10:00 - 11:00	31.50	30.11	33.43	30.94	32.84
11:00 - 12:00	34.83	34.19	37.70	34.88	35.80
12:00 - 13:00	38.41	38.84	42.35	39.51	39.60
13:00 - 14:00	41.50	42.68	46.21	43.34	42.78
14:00 - 15:00	45.27	44.66	48.18	45.05	46.27
15:00 - 16:00	47.56	46.77	50.38	47.27	48.46
16:00 - 17:00	48.44	46.39	49.86	46.72	49.22
17:00 - 18:00	46.66	46.69	50.22	47.15	47.30
18:00 - 19:00	44.85	44.48	47.96	44.95	45.62
19:00 - 20:00	43.15	41.73	45.26	42.26	43.92
20:00 - 21:00	38.99	39.05	42.45	39.72	39.82
21:00 - 22:00	35.46	35.64	39.08	36.35	36.75
22:00 - 23:00	31.74	31.86	35.26	32.65	32.76
23:00 - 24:00	28.08	29.68	33.05	30.44	29.10
Overall	31.83	31.91	35.10	32.64	32.85



5.4.2- Mensual

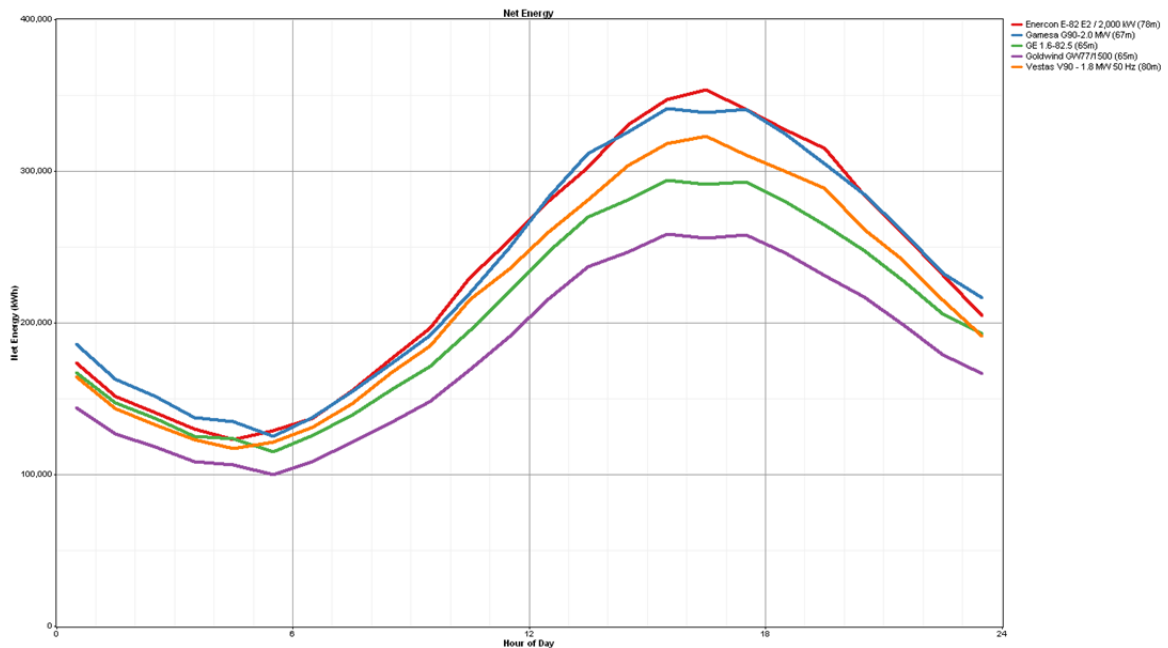
Month	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
Jan	22.84	23.22	26.38	24.12	24.06
Feb	22.23	22.28	25.40	23.20	23.43
Mar	22.78	22.73	25.88	23.64	24.00
Apr	24.18	23.77	26.96	24.66	25.39
May	30.61	30.82	34.13	31.58	31.73
Jun	38.74	38.54	41.82	39.06	39.63
Jul	43.03	42.70	45.88	43.17	43.77
Aug	47.24	47.44	50.41	47.94	47.78
Sep	44.44	44.65	47.74	45.18	45.12
Oct	31.95	32.24	35.56	32.97	33.04
Nov	29.14	29.25	32.57	30.03	30.29
Dec	24.11	24.63	27.84	25.50	25.32
Overall	31.83	31.91	35.10	32.64	32.85



5.5- Energía neta

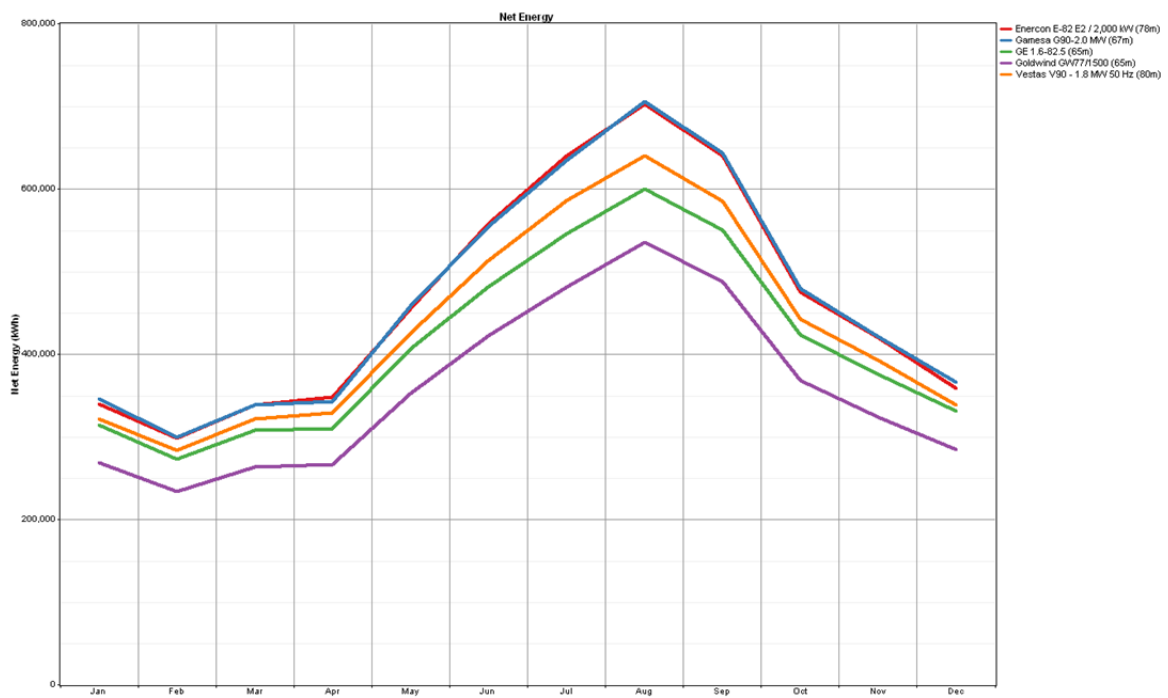
5.5.1- Horaria

Hour	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
00:00 - 01:00	173,711.08	185,754.33	166,952.59	144,117.08	164,328.61
01:00 - 02:00	151,424.53	163,103.14	147,274.67	126,698.66	143,647.61
02:00 - 03:00	141,023.72	151,503.92	137,066.08	118,433.27	132,942.36
03:00 - 04:00	130,030.33	137,583.44	125,215.02	108,366.09	122,908.25
04:00 - 05:00	123,372.17	135,087.63	123,600.91	106,595.51	117,114.92
05:00 - 06:00	129,045.24	125,075.68	114,890.65	99,760.73	121,742.55
06:00 - 07:00	137,099.89	137,513.09	125,706.05	108,392.18	131,124.67
07:00 - 08:00	155,331.89	154,946.44	139,466.92	121,280.13	146,671.13
08:00 - 09:00	176,560.05	172,944.31	156,117.58	134,469.83	167,461.64
09:00 - 10:00	196,876.52	191,957.08	171,445.16	148,217.81	184,907.70
10:00 - 11:00	229,933.52	219,824.34	195,242.31	169,411.80	215,752.00
11:00 - 12:00	254,279.06	249,610.72	220,192.64	190,979.02	235,234.45
12:00 - 13:00	280,418.22	283,522.94	247,308.52	216,330.16	260,197.30
13:00 - 14:00	302,918.44	311,565.66	269,845.19	237,300.50	281,058.44
14:00 - 15:00	330,443.50	326,040.09	281,387.69	246,628.34	303,964.53
15:00 - 16:00	347,165.56	341,399.53	294,243.63	258,792.89	318,389.59
16:00 - 17:00	353,584.34	338,665.56	291,178.13	255,802.59	323,373.31
17:00 - 18:00	340,624.59	340,817.63	293,278.38	258,122.39	310,748.47
18:00 - 19:00	327,381.91	324,717.59	280,096.47	246,110.03	299,753.28
19:00 - 20:00	314,958.81	304,651.34	264,341.59	231,377.66	288,557.06
20:00 - 21:00	284,596.78	285,058.94	247,918.14	217,442.06	261,612.97
21:00 - 22:00	258,874.36	260,184.53	228,202.39	199,042.94	241,468.39
22:00 - 23:00	231,698.23	232,577.98	205,918.41	178,774.98	215,220.67
23:00 - 24:00	204,977.67	216,670.70	193,036.08	166,667.56	191,208.67
Overall	5,576,330.50	5,590,771.00	4,919,925.50	4,289,110.50	5,179,387.50



5.5.2- Mensual

Month	Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)
Jan	339,850.88	345,543.00	314,044.09	269,207.72	322,215.00
Feb	298,764.81	299,415.25	273,078.13	233,836.00	283,411.88
Mar	338,919.69	338,190.31	308,030.59	263,820.94	321,378.53
Apr	348,218.19	342,351.75	310,528.41	266,355.03	329,030.34
May	455,462.81	458,600.56	406,309.66	352,397.56	424,953.88
Jun	557,893.63	555,023.69	481,815.00	421,888.84	513,656.94
Jul	640,349.81	635,314.00	546,101.56	481,754.56	586,116.19
Aug	702,987.06	705,899.75	600,072.81	535,035.31	639,807.00
Sep	639,996.31	642,968.06	549,974.38	487,984.00	584,728.31
Oct	475,427.75	479,737.47	423,356.66	367,959.03	442,440.31
Nov	419,645.66	421,217.94	375,178.53	324,311.63	392,541.81
Dec	358,813.75	366,515.03	331,436.09	284,563.59	339,108.50
Overall	5,576,330.50	5,590,771.00	4,919,925.50	4,289,110.50	5,179,387.50



5.6- Sumario

Valid Time Steps	Hub Height Wind Speed (m/s)	Percentage Of Time At		Simple Mean		Mean of Monthly Means		
		Zero Power	Rated Power	Net Power (kW)	Net AEP (kWh/yr)	Net Power (kW)	Net AEP (kWh/yr)	NCF (%)
8,76	8.10	0.65	7.47	636.6	5,576,331	636.6	5,576,331	31.83
8,76	8.01	5.45	0.30	638.2	5,590,771	638.2	5,590,776	31.91
8,76	8.00	8.45	8.87	561.6	4,919,926	561.6	4,919,926	35.10
8,76	8.00	3.21	7.91	489.6	4,289,111	489.6	4,289,115	32.64
8,76	8.12	13.97	4.85	591.3	5,179,388	591.3	5,179,389	32.85

Turbine

Enercon E-82 E2 / 2,000 kW (78m)

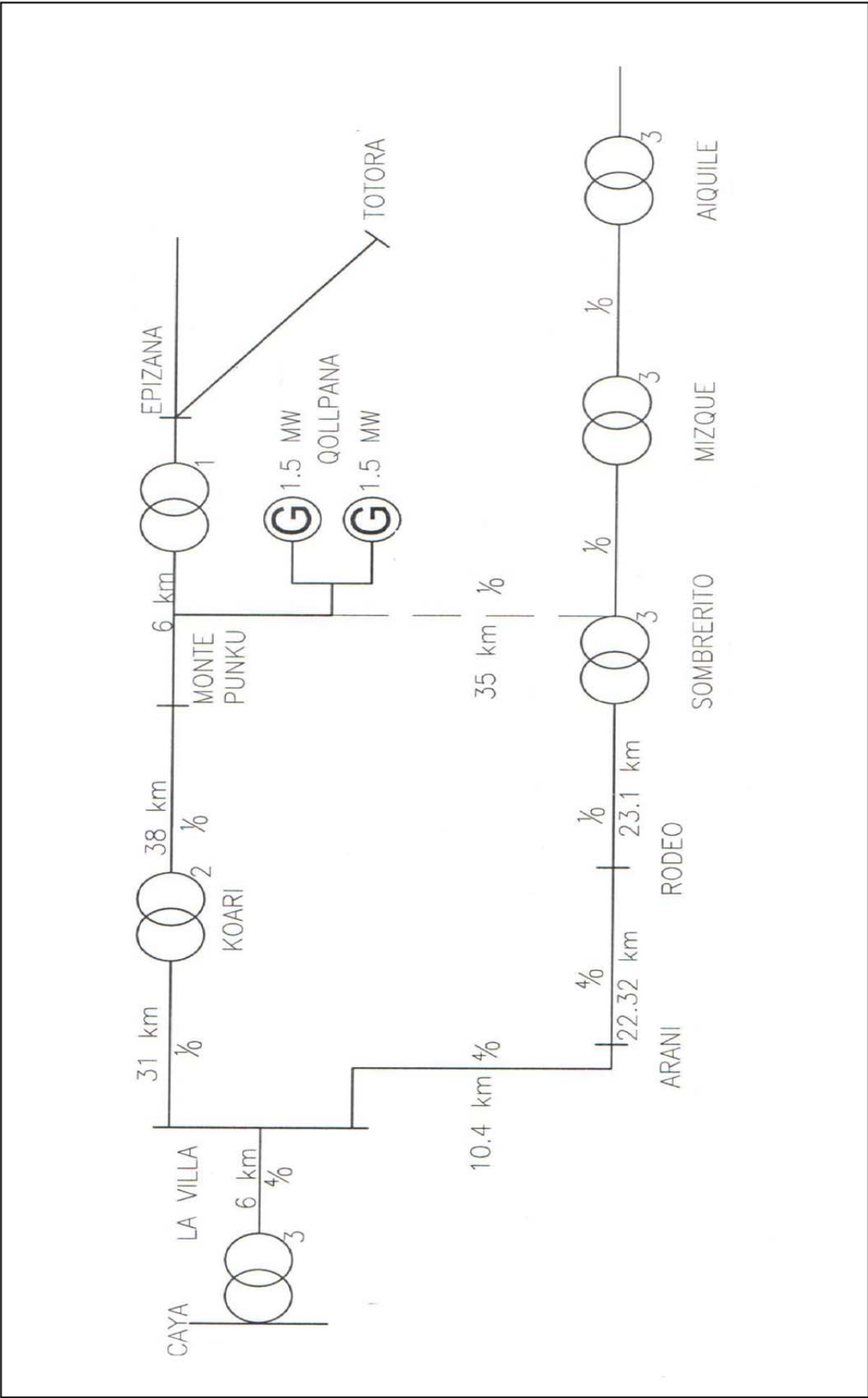
Gamesa G90-2.0 MW (67m)

GE 1.6-82.5 (65m)

Goldwind GW77/1500 (65m)

Vestas V90 - 1.8 MW 50 Hz (80m)

ANEXOS 6: ESQUEMA ELÉCTRICO DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE INTERÉS



ANEXOS 7: CATÁLOGOS DE AEROGENERADORES



PROYECTO DE DISEÑO E INSTALACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN LA ZONA BOLIVIANA DE QOLLPANA

Escuela técnica superior de ingenieros industriales y de
telecomunicación

INDICE DEL PROYECTO

- ▶ CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN
- ▶ CAPÍTULO 2: EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO
- ▶ CAPÍTULO 3: UBICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO
- ▶ CAPÍTULO 4: AEROGENERADOR
- ▶ CAPÍTULO 5: EJECUCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE EÓLICO
- ▶ CAPÍTULO 6: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO
- ▶ CAPÍTULO 7: RESUMEN Y CONCLUSIONES

Introducción



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

Bolivia



- ▶ País situado en el centro-oeste de America del sur.
- ▶ Dividida en 9 departamentos, alberga a casi 10 millones de habitantes.



REALIDAD ENERGÉTICA DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

- ▶ Casi el 60% de la energía eléctrica generada, proviene de centrales termoeléctricas.
- ▶ Las centrales hidroeléctricas completan la generación casi total de la generación eléctrica.

Gracias a sus



Grandes yacimientos de Gas natural

SISTEMA ELÉCTRICO MUY VULNERABLE

REALIDAD ENERGÉTICA DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

- ▶ Con el objetivo de ;
 - Ampliar la matriz energética del país
 - Apoyar la política energética del país a favor de generaciones de energía eléctrica más amigables con el medio ambiente.



Nace el

Interés real en la explotación de los recursos eólicos del país

Objetivos del proyecto

Con el fin de cumplir con los intereses / necesidades del estado plurinacional de Bolivia;

- ▶ Estudio sobre la posibilidad de implantación de un parque eólico en el departamento de Cochabamba. → Pins = 40 MW

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DE LA ZONA DE QOLLPANA



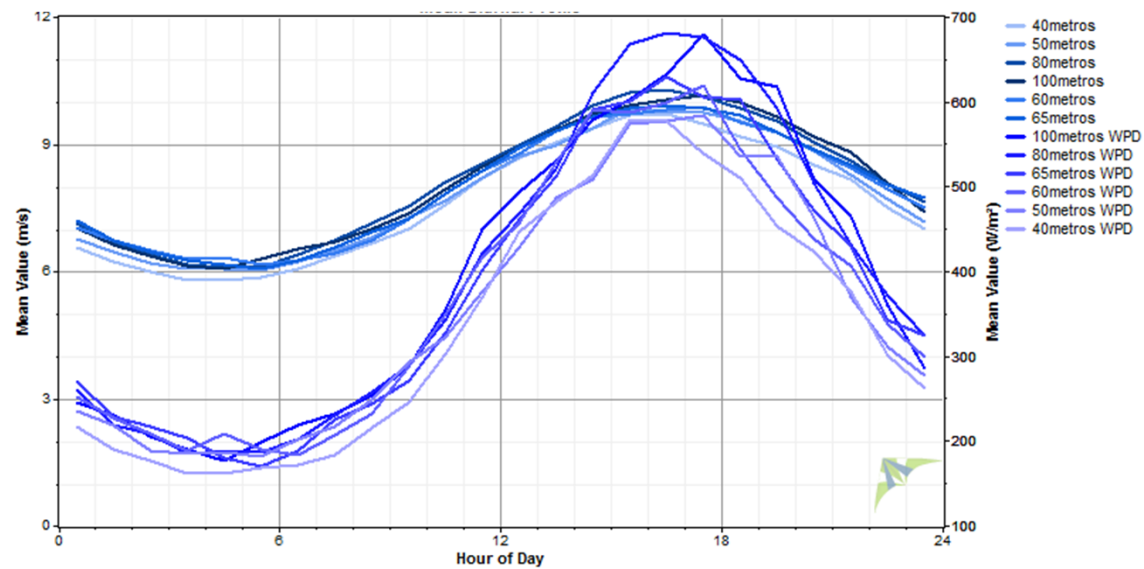
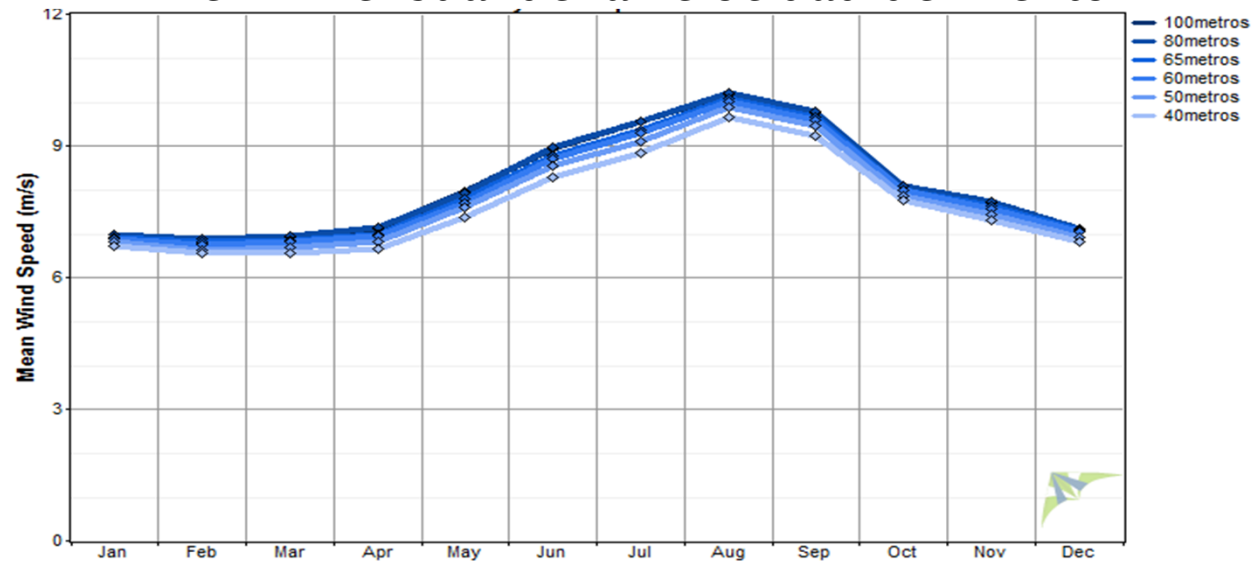
- ▶ Nos apoyamos en los datos eólicos recogidos por la estación meteorológica “Estación de medición eólica Qollpana”, construida por la empresa eléctrica Corani S.A.

$F_{\text{datos}} : 10 \text{ min.}$ \longrightarrow **ANEXOS 2**
 $T_{\text{recogida}} : 1 \text{ año.}$

Recoge información eólica a : 40, 50, 60, 65, 80 y 100 metros

- ▶ Windographer es capaz de trabajar con toda la información, como por ejemplo;

Perfil mensual de la velocidad del viento



Perfil diario de la velocidad del viento

CLASE DE VIENTO

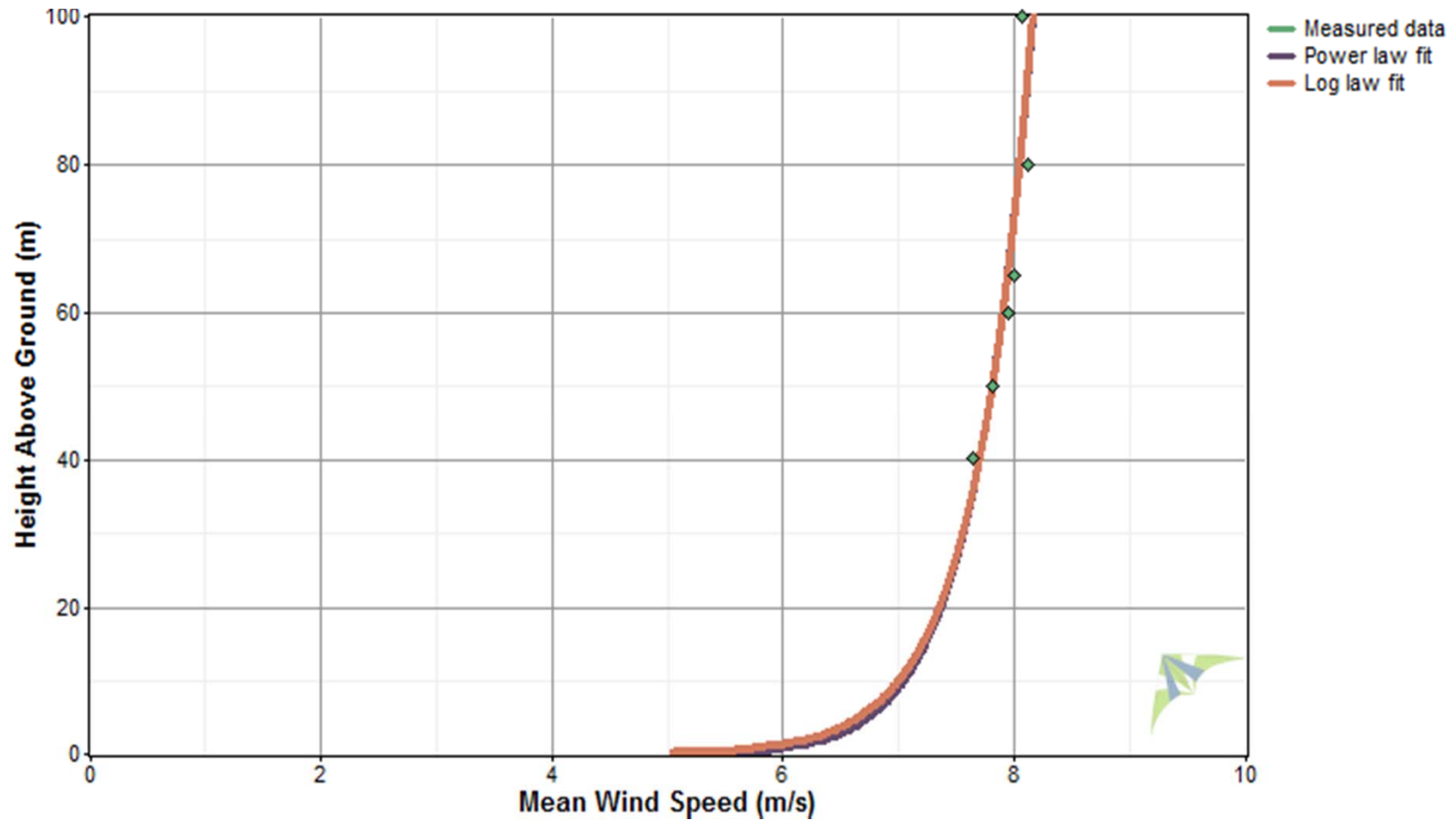
- ▶ Gracias a los datos recogidos de la estación y al software Windographer, se puede clasificar el viento que hay en la zona de Qollpana.
- ▶ V_{media} : [7,64m/s - 8,07m/s] > 6m/s
- ▶ Vientos extremos en 50 años = 45,7m/s
- ▶ Los datos de turbulencia y el parámetro de la pendiente, aseguran que es una zona



ZONA DE POTENCIAL EÓLICO ALTO

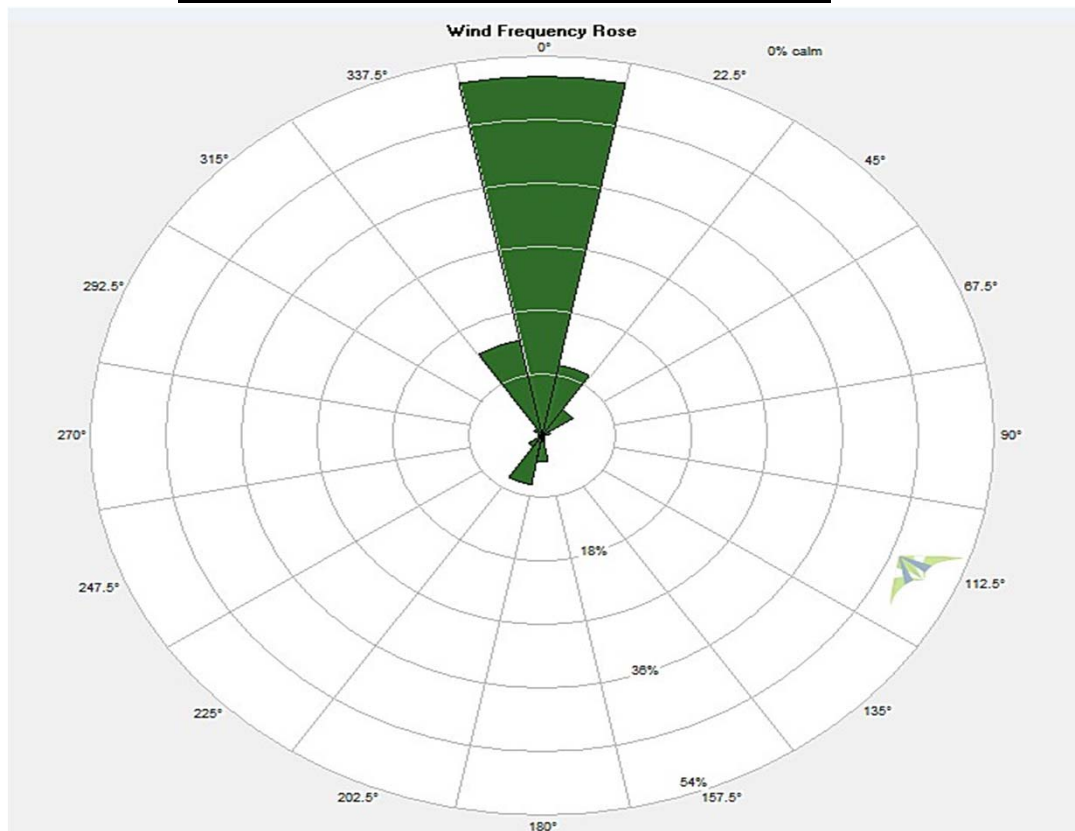
- VIENTO DE CLASE 2 (VIENTO MEDIO)
- CATEGORÍA B (TURBULENCIAS BAJAS)

Curva de alturas



Distribución de dirección del viento

ROSA DE DIRECCIONES



“Porcentaje de tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección”

“Frecuencia de de las velocidades en esas direcciones”

Distribución de dirección del viento

- ▶ Combinación de las dos rosas



ROSA DE ENERGIA: Representa cómo es la producción energética según la dirección.



FAVORABLE

DENSIDAD

- ▶ Qollpana \longrightarrow 2732 m altitud
- ▶ Contra más altura , menor densidad;
- ▶ $\rho=0,883 \text{ Kg/m}^2$
- ▶ Potencia, proporcional a la densidad

PARÁMETRO MUY IMPORTANTE A TENER EN CUENTA

JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO



CRITERIOS A LA HORA DE ELEGIR UN EMPLAZAMIENTO

- ▶ Características eólicas
- ▶ Condiciones del terreno
 - Presentar la menor rugosidad posible
 - Gran área para evitar las pérdidas de estela
 - Evitar el impacto paisajístico
 - Accesibilidad al emplazamiento
- ▶ Proximidad de redes eléctricas de interconexión
- ▶ Impacto medioambiental

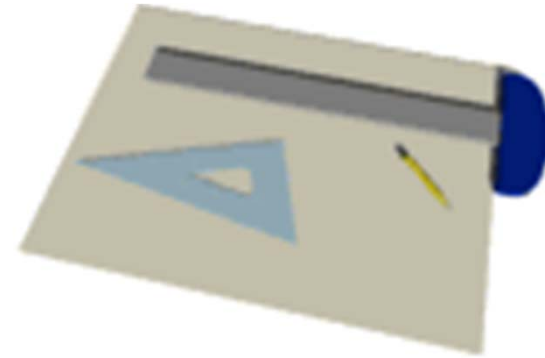
- ▶ Qollpana, zona óptima para la construcción de un parque eólico.
- ▶ A 126 Km desde Cochabamba sur- este.
- ▶ Municipio más cercano “Monte Puncu”

ELECCIÓN DE AEROGENERADOR

»» “DE LA ELECCIÓN ADECUADA DEL MODELO DE AEROGENERADOR ,DEPENDERÁ EN BUENA PARTE, LA RENTABILIDAD DEL PARQUE”

CRITERIOS

▶ CRITERIO TÉCNICO



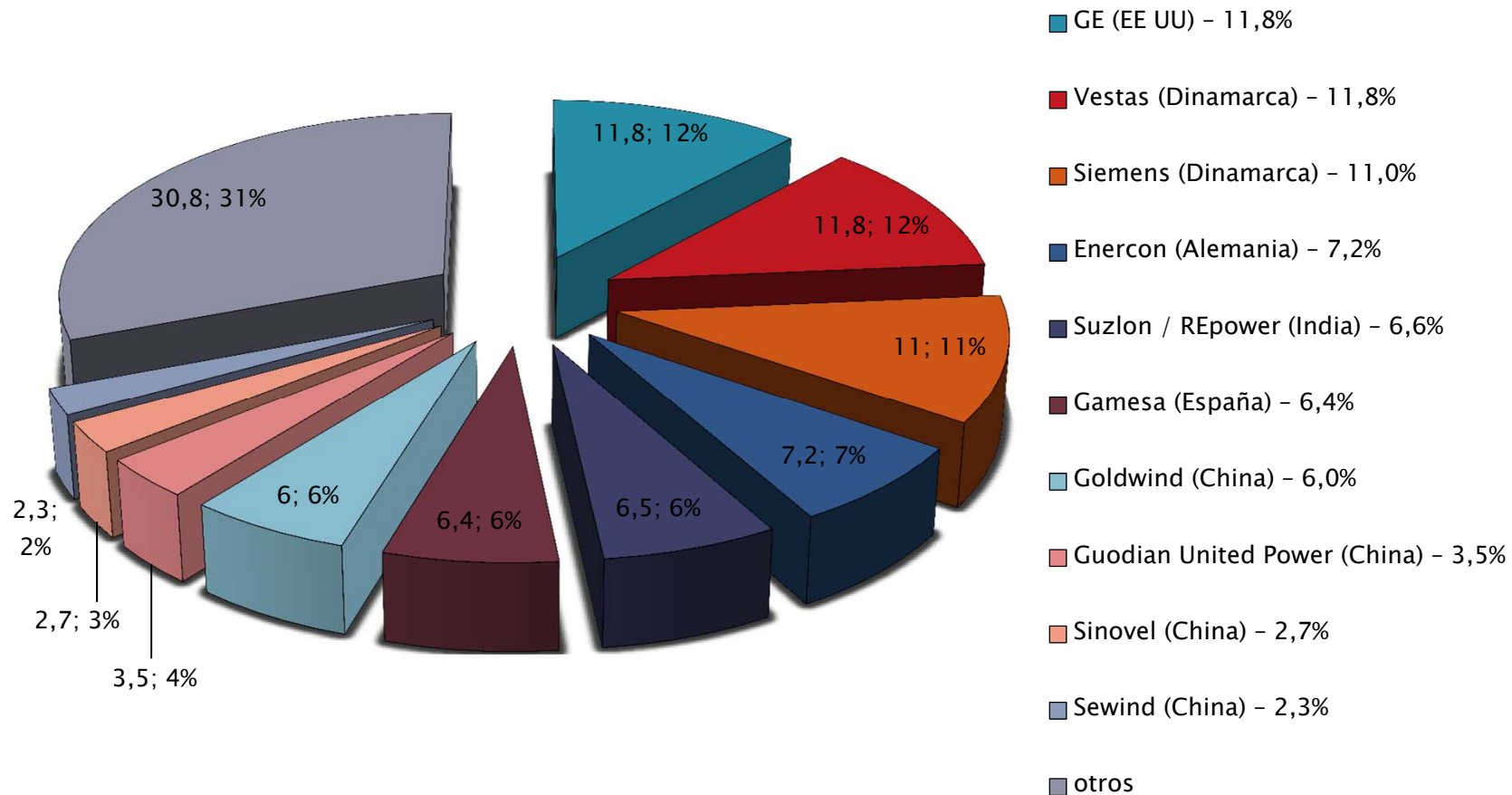
▶ CRITERIO ECONÓMICO



CRITERIOS TÉCNICOS

CLASE DE VIENTO IEC	Ila O I Ib
DIÁMETRO DEL ROTOR	$\leq 90\text{m}$
ALTURA DEL BUJE	[65 - 80] m
POTENCIA NOMINAL	$\leq 2000\text{ W}$
FRECUENCIA	50 Hz
POTENCIA TOTAL DEL PARQUE	40 \pm 1 MW

CUOTA DE MERCADO DE LOS 10 MAYORES FABRICANTES DE AEROGENERADORES

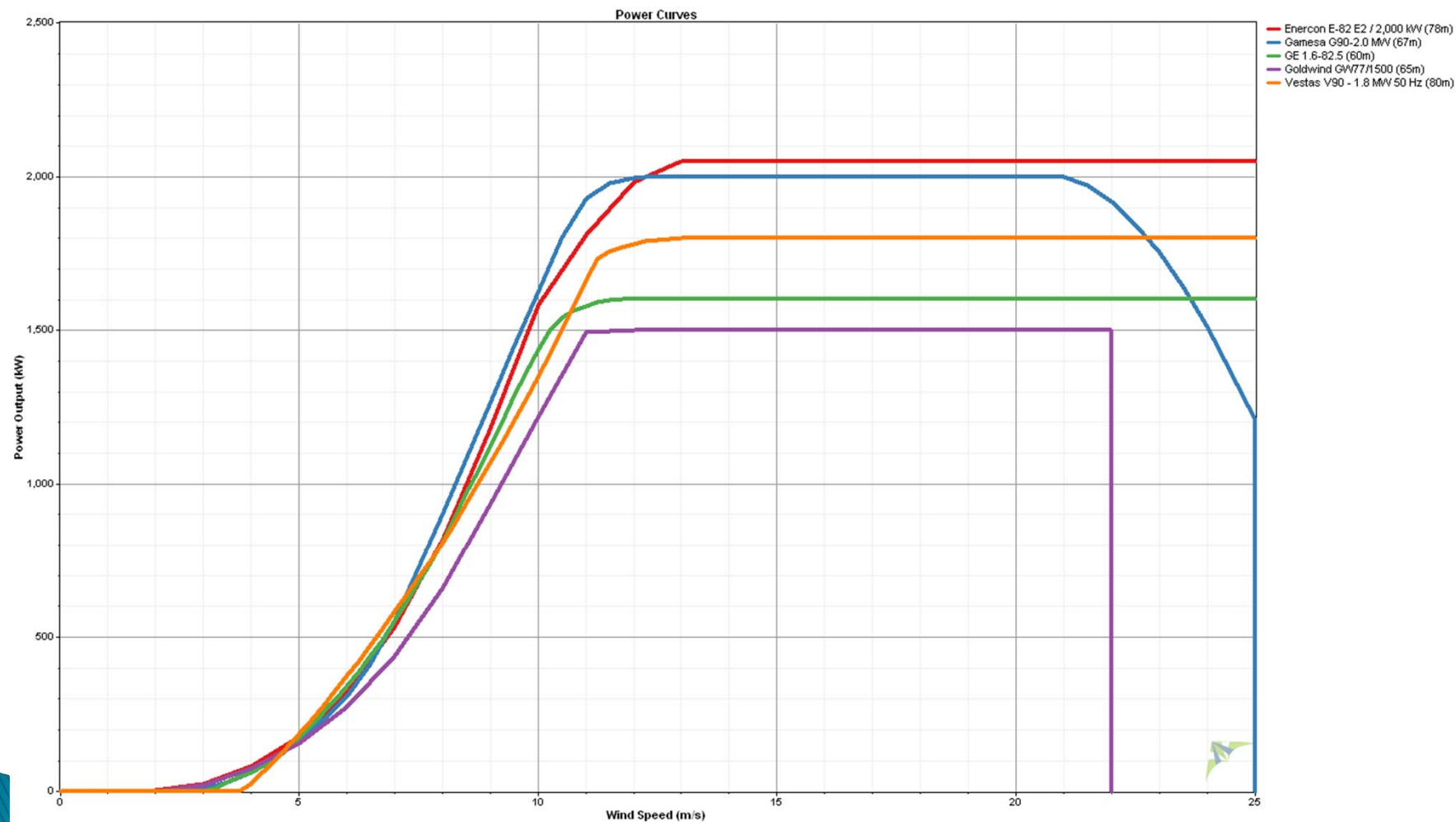


- ▶ Se consideran las más competitivas y confiables del mercado
- ▶ Introduciendo
 - Criterios técnicos antes vistos
 - Y contrastando con los que siguen en el mercado



5 aerogeneradores
(catálogos en anexos 7)

COMPARACIÓN ENTRE AEROGENERADORES



COMPARACIÓN ENTRE AEROGENERADORES

<i>Modelo de turbina</i>	Enercon E-82 E2 / 2MW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW (80m)
<i>Velocidad del viento a la altura (m/s)</i>	8,1	8,01	8	8	8,12
<i>Diámetro de barrido (m)</i>	82	90	82,5	77	90
<i>Área de barrido (m2)</i>	5281,017	6361,725	5345,616	4656,626	6361,725
<i>Potencia disponible del viento (kW)</i>	1244,930	1450,257	1214,060	1057,581	1510,829
<i>Potencia neta (kW)</i>	636,6	638,2	561,6	489,6	591,3
<i>AEP aerogenerador (kWh/año)</i>	5576331	5590771	4919926	4289111	5179388
<i>Factor de potencia (%)</i>	31,83	31,91	35,10	32,64	32,85
<i>Horas equivalentes (h/año)</i>	2788,166	2795,386	3074,954	2859,407	2877,438
<i>Coefficiente de potencia (%)</i>	51,135	44,006	46,258	46,294	39,137

COMPARACIÓN ENTRE AEROGENERADORES

<i>Modelo de turbina</i>	Enercon E-82 E2 / 2MW (78m)	Gamesa G90-2.0 MW (67m)	GE 1.6-82.5 (65m)	Goldwind GW77/1500 (65m)	Vestas V90 - 1.8 MW (80m)
Nº de aerogeneradores	20	20	25	27	22
Potencia neta parque (kW)	12732	12764	14040	13219,2	13008,6
AEP parque (GWh/año)	111,527	111,815	122,998	115,806	113,947
	3	4	1	2	

Los parámetros más importantes;

- energía anual disponible
- horas equivalentes
- eficiencia

CRITERIOS ECONÓMICOS

	% COSTO TOTAL EUROPA	% COSTO TOTAL BOLIVIA
TURBINA	75,6	77,9
CONEXIÓN A LA RED	8,9	8,9
CIMENTACIÓN	6,5	6,7
ALQUILER DE TERRENOS	3,9	1
INSTALACIÓN ELÉCTRICA	1,5	1,5
ALQUILER DE TERRENOS	1,2	1,2
COSTOS FINANCIEROS	1,2	1,2
CONSTRUCCIÓN DE CARRTERAS	0,9	0,9
SISTEMAS DE CONTROL	0,3	0,3

THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION

CRITERIOS ECONÓMICOS

- ▶ Muchas dificultades para hallar información verdaderamente creíble de el costo de los aerogeneradores



PRECIOS
APROXIMADOS

ELECCIÓN DE AEROGENERADOR

- ▶ El parque eólico que mejor se ajusta a las condiciones técnico - económicas es



25 aerogeneradores
modelo GE 1.6- 82.5

GE 1.6– 82.5

- ▶ 1600 KW
- ▶ $V_{NOMINAL} = 12$ KV
- ▶ $F = 50\text{Hz} / 60\text{Hz}$
- ▶ ALTURAS DE BUJE → 65, 80 Y 100
- ▶ ASINCRONO DOBLEMENTE ALIMENTADO

▶ DESCRIPCIÓN COMPLETA →

APARTADO 5 DEL
CAPÍTULO DE
AEROGENERADORES

EJECUCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE EÓLICO



ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO



▶ PRESUPUESTO

Se hace un estudio del presupuesto que tiene realizar el parque eólico.

▶ ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PARQUE

Estudiar si el proyecto es factible económicamente.

PRESUPUESTO

- ▶ **COSTO DEL AEROGENERADOR**
(Caso más favorable, y el más desfavorable)

- ▶ **COSTO DE ALQUILER DE TERRENOS**
- ▶ **COSTOS FINANCIEROS Y DE CONSULTORÍA**
- ▶ **COSTOS DERIVADOS DE LA EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA**
 - Subestación eléctrica
 - Línea eléctrica de 115KV
- ▶ **ALQUILER DE MAQUINARIA**

PRESUPUESTO TOTAL

MÁS
FAVORABLE

Descripción	\$/unidad	Cantidad	Costo total (\$)
<i>Aerogenerador GE 1.6- 85.5 y sus obras civiles</i>	\$2.180.000,00	25	54.500.000,00
<i>Alquiler de terrenos</i>	\$600.000,00	1	600.000,00
<i>Costos financieros</i>			950.000,00
<i>Consultoría</i>			950.000,00
<i>Subestación eléctrica</i>			2.500.000,00
<i>Línea de alta tensión</i>			1.000.000,00
<i>Alquiler de maquinaria</i>			5.000.000,00
TOTAL			65.500.000,00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6.4: Presupuesto general en el caso más desfavorable

MÁS
DESFAVORABLE

Descripción	\$/unidad	Cantidad	Costo total (\$)
<i>Aerogenerador GE 1.6- 85.5 y sus obras civiles</i>	\$2.600.000,00	25	65.000.000,00
<i>Alquiler de terrenos</i>	\$600.000,00	1	600.000,00
<i>Costos financieros</i>			950.000,00
<i>Consultoría</i>			950.000,00
<i>Subestación eléctrica</i>			2.500.000,00
<i>Línea de alta tensión</i>			1.000.000,00
<i>Alquiler de maquinaria</i>			5.000.000,00
TOTAL			76.000.000,00

Fuente: Elaboración propia

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PARQUE

- ▶ Se calcula el valor actual neto (VAN) del proyecto. Para ello,
 - Se determina la vida útil de un aerogenerador en 25 años
 - Tipo de interés del 5% (experimental)
 - Flujos de caja → Anexo 3 se calcula la inflación.
 - Nos basamos solo en las ganancias por venta de energía.

- ▶ VAN (caso favorable) = 17.566.000 \$
- ▶ VAN (caso más desfavorable) = 7.066.000 \$

- ▶ Siempre que el precio de la unidad de aerogenerador esté entre [2.180.000 \$ y 2.600.000 \$]

AMORTIZACIÓN

- ▶ En el caso más favorable → 18,7 años
- ▶ En el caso más desfavorable → 21,7 años.

CONCLUSIONES



- ▶ Se cumple el objetivo de la diversificación de la matriz energética
- ▶ Supondría satisfacer energéticamente a aproximadamente 50. 000 familias Bolivianas.
- ▶ La fuente de energía eólica no es una alternativa económica, por lo que necesitará ayudas gubernamentales para que el proyecto tenga una rentabilidad atractiva.

GRACIAS POR VUESTRA ATENCIÓN

