

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

MÁSTER EN TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

Especialidad en Energías Renovables



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Estudio y Planificación de un Parque Eólico a más de 2.500 metros de Altitud Sobre el Nivel del Mar



TRABAJO FIN DE MÁSTER

Autor:

Ing. Erick Andrés Dorado Galatoire

Director:

Dr. Salvador Añó Villalba

Valencia, Septiembre 2014

AGRADECIMIENTOS

Primeramente agradecer a Dios por guiarme y protegerme en cada paso dado. Gracias a mi familia por brindarme amor y llenarme de valores para afrontar cada etapa de esta vida. Agradecer a mis amigos que siempre estuvieron a mi lado para brindarme toda su ayuda, apoyo y consejos. Ahora me toca regresar un poquito de todo lo inmenso que me han otorgado, con todo mi cariño este

Trabajo Fin de Máster se los dedico a ustedes:

Mamá Nawa

Abuelita Elsa

y hermanita Pupi

RESUMEN

La investigación se realizó en la localidad de Qollpana, municipio de Pocona, provincia Carrasco del departamento de Cochabamba en Bolivia, las variables fueron las características atmosféricas, el potencial eólico y la tecnología de aerogenerador utilizado en la zona de estudio, ubicada a una altura de 2.757 m. Su propósito fue la realización de un marco analítico que permita evaluar la producción de energía eólica y la viabilidad para el montaje de un parque eólico en sitios ubicados a más de 2.500 metros sobre el nivel del mar, para lo cual fueron necesarias las mediciones en sitio de velocidad y dirección del viento, presión atmosférica, temperatura y humedad relativa durante 3 años y 3 meses, del 01 de febrero de 2.010 al 01 de mayo de 2.013, las mediciones de potencia generada en el mes de julio de 2.014 y los datos técnicos del aerogenerador GOLDWIND modelo GW 77/1500, PMDD de 1.5 MW.

Se describió las características de velocidad y dirección del viento y se determinó la curva de potencia del aerogenerador y el costo de venta de la energía. El trabajo se justificó por la poca experiencia a nivel mundial de parques eólicos montados en emplazamientos ubicados a estas altitudes y la limitada literatura que aborde esta temática. La investigación se realiza a partir de mediciones experimentales y se empleó métodos cuantitativos para determinar la viabilidad del montaje de parques eólicos en sitios con estas características.

Los resultados fueron: la densidad promedio del aire en la zona es de $0,8867 \text{ kg/m}^3$ que corresponde al 72,38% de la densidad del aire en condiciones estándar (nivel del mar a $15 \text{ }^\circ\text{C}$); la curva de potencia real del aerogenerador montado en la localidad de Qollpana en función de la potencia real generada y la velocidad del viento, de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 61400-12-1 tiene una elevada correlación con la curva de potencia proporcionada por el fabricante normalizada a la densidad de $0,8867 \text{ kg/m}^3$. Concluyéndose que con una velocidad promedio anual de viento igual a 9,03 m/s; porcentaje del tiempo generando a potencia nominal igual a 15,50%; factor de planta de 43,17%; electricidad anual exportada a la red de 90.752 MWh; y costo de venta de la energía de 52,28 €/MWh; el montaje de parques eólicos en lugares a más de 2.500 metros de altitud sobre el nivel del mar es viable, teniendo un periodo de retorno del capital de 10,5 años para este caso en particular.

Palabras Clave: Parque eólico, Baja densidad de aire, Curva de potencia, Bolivia.

INDICE GENERAL

1	Introducción	9
2	Justificación.....	11
3	Objetivos	12
3.1	Objetivo general.....	12
3.2	Objetivos específicos	12
4	Metodología	13
4.1	Tipo de investigación.....	13
4.2	Procedencia de la información.....	13
4.3	Método de investigación	14
5	Marco conceptual.....	16
5.1	Parámetros con incidencia económica en un proyecto eólico	16
5.1.1	Aspectos relacionados con el recurso eólico	16
5.1.2	Aspectos relacionados con la turbina.....	18
5.1.3	Aspectos relacionados con el emplazamiento.....	20
5.1.4	Aspectos medioambientales.....	22
5.1.5	Explotación del parque	23
5.2	Estudio de viabilidad técnica	24
5.2.1	Selección y clasificación de zonas para instalación de parques eólicos	24
5.2.2	Evaluación de las restricciones técnicas que presenta el emplazamiento.....	24
5.2.3	Ubicación y elección de la(s) torre(s) meteorológica(s).....	25
5.2.4	Elección del periodo de evaluación del potencial eólico del emplazamiento.....	25
5.2.5	Reproducción del campo de vientos a partir de modelos meteorológicos.....	26
5.2.6	Elección de la turbina adecuada al emplazamiento	26
5.2.7	Estudio de implantación, micrositing	27
5.2.8	Estimación de producción en el emplazamiento.....	27
	Capítulo 1: Caracterización de la zona de estudio.....	28
i.	Ubicación del emplazamiento.....	28
ii.	Instrumentación.....	28
iii.	Análisis de la presión atmosférica	29
iv.	Análisis de la temperatura.....	29
v.	Análisis de la humedad relativa	32
vi.	Análisis de la densidad del aire.....	36
vii.	Resumen de los resultados	37
	Capítulo 2: Análisis del viento	38

i.	Perfil de velocidad del viento diaria	38
ii.	Perfil de velocidad del viento mensual	38
iii.	Histograma de velocidades de viento	39
iv.	Frecuencia de dirección del viento	40
v.	Cálculo de la velocidad del viento a la altura del buje	40
vi.	Resumen de los resultados	45
Capítulo 3:	Análisis de la potencia y energía generada.....	46
i.	Tipo de turbina eólica	46
ii.	Análisis de la potencia generada.....	46
iii.	Análisis de la energía generada.....	52
iv.	Resumen de los resultados	53
Capítulo 4:	Desarrollo de la curva de potencia real del aerogenerador en Qollpana	54
i.	Curva de potencia desarrollada.....	54
ii.	Cálculo del coeficiente de potencia (Cp).....	64
iii.	Análisis de la potencia generada con la curva de potencia real del aerogenerador	68
iv.	Análisis de la energía generada con la curva de potencia real del aerogenerador	72
Capítulo 5:	Análisis económico-financiero	74
i.	Resumen de los resultados técnicos	74
ii.	Análisis de costos.....	74
iii.	Análisis de emisiones.....	77
iv.	Análisis financiero	78
6	Conclusiones y Recomendaciones.....	83
6.1	Conclusiones	83
6.2	Recomendaciones	84
7	Bibliografía	85
8	Anexos	87

INDICE TABLAS

Tabla 1: Coordenadas de la localización del parque eólico, Qollpana.....	28
Tabla 2: Instrumentos de medición y altura de montaje.	28
Tabla 3: Características ambientales del emplazamiento.....	37
Tabla 4: Características de velocidad del viento a diferentes alturas.....	41
Tabla 5: Resumen de resultados del análisis del viento.	45
Tabla 6: Características turbina aerogenerador.	46
Tabla 7: Características generador eléctrico.	46
Tabla 8: Resumen de resultados de potencia y energía generada.	53
Tabla 9: Velocidad de viento [m/s] y potencia [kW] por intervalos (AG-1).	59
Tabla 10: Velocidad de viento [m/s] y potencia [kW] por intervalos (AG-2).	59
Tabla 11: Velocidad de viento [m/s] y potencia [kW] normalizados por intervalos (AG-1).....	62
Tabla 12: Velocidad de viento [m/s] y potencia [kW] normalizados por intervalos (AG-2).....	62
Tabla 13: Potencia disponible [kW], potencia aprovechable [kW] y coeficiente de potencia (AG-1).	66
Tabla 14: Potencia disponible [kW], potencia aprovechable [kW] y coeficiente de potencia (AG-2).	67
Tabla 15: Resultados de potencia y energía generada (teórica).	72
Tabla 16: Resultados de potencia y energía generada (normalizada).	73
Tabla 17: Resumen de resultados de potencia y energía generada (real).....	73
Tabla 18: Cuadro comparativo de EAP entre las tres (3) curvas de potencia presentadas.....	73
Tabla 19: Resumen de resultados técnicos del trabajo de investigación.....	74
Tabla 20: Características del parque eólico 24 MW.	74
Tabla 21: Oferta económica parque eólico Qollpana Fase I (3 MW).	75
Tabla 22: Cálculo de los datos de inversión (2 aerogeneradores).	75
Tabla 23: Cálculo de los datos de inversión (16 aerogeneradores – parque eólico).	76
Tabla 24: Costos iniciales y anuales del parque eólico 24 MW.....	77
Tabla 25: Análisis de emisiones GEI.	78
Tabla 26: Parámetros financieros.....	79
Tabla 27: Renta anual.....	79
Tabla 28: Resumen de costos, ahorros e ingresos del proyecto.	80
Tabla 29: Viabilidad financiera.....	81
Tabla 30: Flujo de caja anual.	81

INDICE FIGURAS

Figura 1: Localización del parque eólico, Qollpana.....	28
Figura 2: Perfil de velocidad del viento y perfil de temperatura diaria (promedio de 3 años y 3 meses).	30
Figura 3: Perfil de temperatura mensual (promedio).	30
Figura 4: Perfil de velocidad del viento y perfil de temperatura mensual (promedio).....	31
Figura 5: Histograma de temperatura	31
Figura 6: Datos mensuales de temperatura.....	32
Figura 7: Perfil de velocidad de viento y perfil de humedad relativa diaria (promedio 3 años y 3 meses) ..	33
Figura 8: Perfil de temperatura y perfil de humedad relativa diaria (promedio de 3 años y 3 meses).	33
Figura 9: Perfil de humedad relativa mensual (promedio).....	34
Figura 10: Perfil de velocidad del viento y perfil de humedad relativa mensual (promedio).	35
Figura 11: Histograma de humedad relativa.	35
Figura 12: Datos mensuales de humedad relativa.	36
Figura 13: Perfil de velocidad del viento diaria (promedio de los 3 años y 3 meses).	38
Figura 14: Perfil de velocidad del viento mensual (promedio de los 3 años y 3 meses).....	39
Figura 15: Histograma de velocidades de viento.	39
Figura 16: Frecuencia de dirección del viento.	40
Figura 17: Perfil vertical de corte del viento.....	41
Figura 18: Extrapolación vertical a 65 m de altura sobre el terreno.	41
Figura 19: Curva del perfil vertical del viento hasta 65 m de altura sobre el terreno.	42
Figura 20: Perfil de velocidad del viento diaria con el ajuste a la altura del buje (promedio).	43
Figura 21: Perfil de velocidad del viento mensual con el ajuste a la altura del buje (promedio).....	43
Figura 22: Histograma de velocidades de viento a la altura del buje.	44
Figura 23: Dirección de las velocidades medias de viento.	44
Figura 24: Dirección del porcentaje de energía aprovechable.	45
Figura 25: Pérdidas en la turbina eólica.	47
Figura 26: Curva de potencia y coeficiente de potencia C_p de la turbina eólica.	48
Figura 27: Potencia eléctrica y velocidad de viento para Mayo 2.010.....	49
Figura 28: Potencia eléctrica y velocidad de viento para Mayo 2.011.....	49
Figura 29: Potencia eléctrica y velocidad de viento para Mayo 2.012.....	49
Figura 30: Potencia eléctrica y velocidad de viento para Abril 2.013.....	50
Figura 31: Perfil de potencia eléctrica media diaria generada (promedio).	50
Figura 32: Perfil de potencia eléctrica media mensual generada (promedio).	51
Figura 33: Dirección de la potencia media generada.	51
Figura 34: Histograma de la potencia generada.	52
Figura 35: Perfil de energía eléctrica diaria generada (promedio).	52
Figura 36: Perfil de energía eléctrica mensual generada (promedio).....	53

Figura 37: Dirección de la energía neta generada.	53
Figura 38: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Set de datos Julio 2.014 AG-1).....	54
Figura 39: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Set de datos Julio 2.014 AG-2).....	55
Figura 40: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtro con el ángulo de paso AG-1). ...	55
Figura 41: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtro con el ángulo de paso AG-2). ...	56
Figura 42: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtro con restricción horaria AG-1). ..	56
Figura 43: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtro con restricción horaria AG-2). ..	57
Figura 44: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtrado final AG-1).....	57
Figura 45: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtrado final AG-2).....	58
Figura 46: Curva de potencia aerogenerador 1 de Qollpana.	60
Figura 47: Curva de potencia aerogenerador 2 de Qollpana.	60
Figura 48: Curva de potencia real y ajustada, aerogenerador 1 de Qollpana.	61
Figura 49: Curva de potencia real y ajustada, aerogenerador 2 de Qollpana.	61
Figura 50: Curva de potencia real, ajustada y teórica, aerogenerador 1 de Qollpana.	63
Figura 51: Curva de potencia real, ajustada y teórica, aerogenerador 2 de Qollpana.	63
Figura 52: Relación entre la potencia normalizada y la potencia teórica.	64
Figura 53: Curva de potencia real y potencial eólico disponible, aerogenerador 1 de Qollpana.	64
Figura 54: Curva de potencia real y potencial eólico disponible, aerogenerador 2 de Qollpana.	65
Figura 55: Curva de potencia y coeficiente de potencia, aerogenerador 1 de Qollpana.	68
Figura 56: Curva de potencia y coeficiente de potencia, aerogenerador 2 de Qollpana.	68
Figura 57: Curva de potencia proporcionada por el fabricante para $1,225 \text{ kg/m}^3$ de densidad de aire.	69
Figura 58: Histograma de la potencia bruta generada (teórica).	69
Figura 59: Curva de potencia normalizada a $0,8867 \text{ kg/m}^3$ de densidad de aire.....	70
Figura 60: Histograma de la potencia bruta generada (normalizada).....	70
Figura 61: Curva de potencia real (medida de la potencia generada).	71
Figura 62: Histograma de la potencia bruta generada (real).	71
Figura 63: Curva de potencia real, normalizada y teórica, presentadas en el Windographer.	72
Figura 64: Flujo de caja acumulado.	82

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años se está produciendo un interés creciente por el uso de las energías renovables en el mundo industrializado, y de la generación eólica en particular como una fuente más de abastecimiento en la planificación energética. Ello se fundamenta en el grado de madurez tecnológica alcanzado, la competitividad económica de determinados sectores industriales y las indudables ventajas que su uso supone, entre las que cabe mencionar:

- Diversificación energética disminuyendo el grado de dependencia de las fuentes de energía tradicionales.
- Reducción de las importaciones de combustibles y ahorro de recursos no renovables.
- Desarrollo de actividades económicas e industriales con efectos positivos sobre la economía y el empleo.
- Desde un punto de vista medioambiental reducen el impacto sobre la naturaleza debido a la ausencia de procesos de obtención y elaboración de combustible ya que en su funcionamiento no se producen emisiones de CO₂ a la atmósfera, principal causante del denominado ‘efecto invernadero’.

Sin embargo, el aprovechamiento de estos recursos renovables aún no es explotado en mi país, Bolivia, dado que la matriz energética de nuestro Sistema Interconectado Nacional está cubierta en su totalidad por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

En éste contexto, el 5 de junio de 2.009 la empresa 3TIER® Environmental Forecast Group, Inc. entrega su informe final del proyecto Atlas eólico de Bolivia a la Corporación Financiera Internacional (IFC – Siglas en ingles); esto se llevó a cabo como parte del financiamiento del IFC hacia la Transportadora de Electricidad (TDE), la empresa más grande de transmisión de electricidad en Bolivia.

Los resultados presentados en este informe sirvieron como base para la evaluación preliminar de sitios identificados durante la fase de prospección del desarrollo de proyectos eólicos, perfilando a este tipo de generación como una de las principales fuentes de energía para colaborar al Sistema Interconectado Nacional a cubrir la creciente demanda energética registrada en el país.

A lo anterior, se debe añadir que antes de tomar cualquier decisión sobre inversiones en lugares específicos, la parte interesada en explotar los recursos eólicos debe, como elemento de su análisis detallado de factibilidad, atender lo siguiente:

- Visitar el lugar y revisar factores topográficos, ambientales, y logísticos que pudieran afectar la instalación y/u operación exitosa de turbinas eólicas o líneas de transmisión.

- Recolectar mediciones durante un período no menor a 12 meses en sitio, a la altura de buje de la turbina deseada (varía según equipo) utilizando un dispositivo meteorológico correctamente instalado y calibrado (anemómetro u otro), o verificar el recurso eólico en un lugar aledaño a partir de datos recolectados en dicho lugar. Para medir la disponibilidad del recurso eólico con la mayor precisión posible es necesario recolectar mediciones eólicas durante períodos extendidos.

En ese sentido, la Empresa Eléctrica Corani S.A., una de las principales generadoras de electricidad en Bolivia, asume la responsabilidad de analizar el potencial eólico en la localidad de Qollpana, municipio de Pocona, provincia Carrasco del departamento de Cochabamba-Bolivia, realizando mediciones de velocidad y dirección del viento, presión atmosférica, temperatura y humedad relativa durante 3 años y 3 meses, del 01 de febrero de 2.010 al 01 de mayo de 2.013.

En enero de 2.014, en la localidad de Qollpana, se inaugura la entrada en operación de los dos primeros aerogeneradores en la historia de Bolivia, a una altitud de 2.757 m. El proyecto fue adjudicado a un consorcio formado por la corporación Hydrochina (HCZ) con una capacidad de 3 MW y una inversión de 7.673.705,00 dólares americanos, provenientes de recursos propios de la empresa Corani S.A.

Debido a la escasa existencia de parques eólicos montados en emplazamientos ubicados a gran altitud sobre el nivel del mar en el mundo, no se cuenta con curvas de potencia exactas de los aerogeneradores para esas condiciones específicas, y al no existir suficiente literatura especializada sobre el particular, la presente investigación busca desarrollar un marco analítico para evaluar la producción de energía eólica y la viabilidad para el montaje de un parque eólico en sitios ubicados a más de 2.500 metros sobre el nivel del mar, utilizando para tal efecto las mediciones proporcionadas por la empresa eléctrica Corani S.A.

En ese orden, el presente trabajo pretende identificar las características de velocidad y dirección del viento, velocidad media anual, curva de potencia del aerogenerador y costo de venta de la energía, que hacen viables el montaje de parques eólicos en lugares con estas condiciones.

2 JUSTIFICACIÓN

En la actualidad, en el mundo existen pocos parques eólicos montados en emplazamientos ubicados a más de 2.500 metros sobre el nivel del mar; por lo cual no se cuenta con proveedores de aerogeneradores que indiquen sus curvas de potencia para una densidad del aire diferente a la presentada al nivel del mar.

En mérito a lo anterior, existe una limitada literatura que aborde esta temática, por lo cual es necesario desarrollar un marco analítico que permita evaluar la producción de energía eólica y la viabilidad para el montaje de un parque eólico en sitios ubicados a más de 2.500 metros sobre el nivel del mar; razón por la cual este trabajo desarrolla un estudio técnico-científico específico en el tópic, para lo cual se utilizarán las mediciones de velocidad y dirección del viento, presión atmosférica, temperatura y humedad relativa durante 3 años y 3 meses, del 01 de febrero de 2.010 al 01 de mayo de 2.013 en la localidad de Qollpana, municipio de Pocona, provincia Carrasco del departamento de Cochabamba-Bolivia. Asimismo se obtendrá la curva de potencia de los aerogeneradores montados en la misma localidad, en base a las mediciones de potencia generada en el mes de julio de 2.014. (Información proporcionada por la Empresa Eléctrica Corani S.A.)

En ese entendido, la presente investigación se desarrollará en función de los siguientes planteamientos:

¿Qué influencia tiene la variable ‘altura’ sobre el nivel del mar con el potencial eólico en la localidad de Qollpana?

¿Qué diferencias existen entre las curvas de potencia y coeficientes de potencia de un aerogenerador comercial diseñado para operar a nivel del mar, con el aerogenerador montado en la localidad de Qollpana?

¿Qué características de velocidad y dirección del viento, velocidad media anual, curva de potencia del aerogenerador y costo de venta de la energía hacen viables el montaje de parques eólicos en emplazamientos ubicados a más de 2.500 metros sobre el nivel del mar?

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

- Desarrollar un marco analítico para evaluar la producción de energía eólica y la viabilidad para el montaje de un parque eólico en sitios ubicados a más de 2.500 metros sobre el nivel del mar, utilizando las mediciones capturadas durante tres años y tres meses en la localidad de Qollpana, municipio de Pocona, provincia Carrasco del departamento de Cochabamba-Bolivia.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar los parámetros atmosféricos; velocidad y dirección del viento, presión atmosférica, densidad del aire, temperatura y humedad relativa, de la localidad de Qollpana.
- Desarrollar y determinar la curva de potencia del aerogenerador montado en la localidad de Qollpana, en función de la potencia real generada y la velocidad del viento.
- Determinar el factor de planta y la energía entregada a la red eléctrica de los aerogeneradores montados en la localidad de Qollpana.
- Identificar las características de velocidad y dirección del viento, velocidad media anual, curva de potencia del aerogenerador y costo de venta de la energía que hacen viables el montaje de parques eólicos en lugares con estas condiciones.

4 METODOLOGÍA

4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación científica empleado en el presente trabajo es la **investigación experimental**, porque se analiza el efecto producido de variables independientes como:

- Altura sobre el nivel del mar – Presión atmosférica.
- Densidad del aire.
- Temperatura ambiente.
- Humedad relativa.
- Rugosidad del terreno.
- La variación del viento a lo largo de las horas del día y las estaciones del año.

sobre el potencial eólico disponible (variable dependiente) en el emplazamiento de estudio. Posteriormente se desarrolla y determina la curva de potencia del aerogenerador empleado y en función de esta variable se calcula el potencial eléctrico del parque eólico.

4.2 PROCEDENCIA DE LA INFORMACIÓN

Con el fin de identificar y comprender los factores de mayor importancia en la evaluación de la producción de energía eólica y la viabilidad para el montaje de un parque eólico en sitios ubicados a más de 2.500 metros de altitud sobre el nivel del mar se revisaron más de treinta fuentes bibliográficas entre textos, artículos científicos, manuales y páginas web.

Para el desarrollo del trabajo se tuvieron en cuenta tanto fuentes de información primaria como secundaria.

Fuentes primarias: Proporcionadas por la Empresa Eléctrica Corani S.A.

- Mediciones de Temperatura, Humedad Relativa, Presión Atmosférica, Velocidad y Dirección del Viento en la localidad de Qollpana, municipio de Pocona, provincia Carrasco del departamento de Cochabamba-Bolivia, a una altura de 2.757 msnm.
- Mediciones de Potencia eléctrica generada, Energía eléctrica generada por los dos aerogeneradores GOLDWIND modelo GW 77/1.500, PMDD de 1,5 MW, montados en la localidad de Qollpana.

Fuentes secundarias:

- Datos del proyecto Atlas eólico de Bolivia desarrollado por la empresa 3TIER® Environmental Forecast Group, Inc. (3TIER).
- Manual técnico aerogeneradores GOLDWIND modelo GW 77/1.500.
- Manual software Windographer.

4.3 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

El método de investigación científica empleado en el presente trabajo es el **método cuantitativo**, dado que se midió la velocidad del viento en [m/s], la dirección del viento en [°], la presión atmosférica en [hPa], la temperatura en [°C] y la humedad relativa en [%], y a partir de estas mediciones se calculó el potencial eólico en [kW], en la localidad de Qollpana, municipio de Pocona, provincia Carrasco del departamento de Cochabamba-Bolivia, a una altura de 2.757 msnm.

El desarrollo de la presente investigación seguirá la siguiente metodología:

Caracterización de la zona de estudio:

- Determinar las coordenadas geográficas del emplazamiento de estudio.
- Definir la instrumentación empleada para la toma de datos meteorológicos.
- Calcular la presión atmosférica de la zona en función de la altura sobre el nivel del mar.
- Determinar la variación de la temperatura en las diferentes estaciones del año.
- Determinar la variación de la humedad relativa en las diferentes estaciones del año.
- Calcular la densidad del aire en el emplazamiento.

Análisis del viento en la zona de estudio:

- Obtener el perfil de velocidad del viento diaria promediando las mediciones registradas cada día, durante 3 años y 3 meses.
- Obtener el perfil de velocidad del viento mensual promediando las mediciones registradas cada mes, durante 3 años y 3 meses.
- Hallar el histograma de velocidades de viento y definir si corresponde a una distribución de Weibull, calculando sus respectivos factores de forma y escala (k y c).
- Hallar la frecuencia de dirección del viento y definir la dirección predominante.
- Calcular la velocidad del viento a 65 metros (altura del buje de la turbina), extrapolando las series temporales de velocidad del viento.

Análisis de la potencia y energía generada:

- Analizar el aerogenerador montado en Qollpana, evaluando su curva de potencia, curva del coeficiente de potencia, velocidad nominal, velocidad de arranque, velocidad de parada.
- Calcular la potencia generada por el aerogenerador montado en Qollpana, evaluando la potencia producida a través del método semiestático (serie temporal de datos de velocidades de viento y la curva de potencia del aerogenerador).

- Calcular la energía generada por el aerogenerador montado en Qollpana, evaluando la energía producida anualmente, promediando las mediciones registradas durante 3 años y 3 meses.

Desarrollo de la curva de potencia real del aerogenerador montado en Qollpana

- Determinar y desarrollar la curva de potencia del aerogenerador montado en Qollpana en función de la potencia real generada medida y la velocidad del viento.
- Recalcular la potencia generada por el aerogenerador montado en Qollpana, evaluando la potencia producida a través del método semiestático (serie temporal de datos de velocidades de viento y la curva de potencia real del aerogenerador).
- Recalcular la energía generada por el aerogenerador montado en Qollpana, evaluando la energía producida anualmente (con la curva de potencia real del aerogenerador), promediando las mediciones registradas durante 3 años y 3 meses.

Análisis económico-financiero

- Calcular los costos de adquisición, instalación, montaje, operación y mantenimiento del parque eólico situado en la localidad de Qollpana.
- Calcular el ahorro en emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera al sustituir energía generada por fuentes combustibles con energía eólica.
- Realizar el análisis financiero y calcular el periodo de retorno para un parque eólico de 24 MW en la zona de estudio.

Conclusiones y recomendaciones determinando qué características de velocidad y dirección del viento, velocidad media anual, curva de potencia del aerogenerador y costo de venta de la energía hacen viables el montaje de parques eólicos en lugares con estas condiciones.

5 MARCO CONCEPTUAL

5.1 PARÁMETROS CON INCIDENCIA ECONÓMICA EN UN PROYECTO EÓLICO

5.1.1 Aspectos relacionados con el recurso eólico

Los aspectos relacionados con el recurso eólico hacen referencia no sólo a las características de la velocidad del viento en el emplazamiento sino a la precisión de los sistemas de medida y finalmente a la estimación del recurso mediante técnicas de modelización. A continuación se desarrollan cada una de ellas. [1]

5.1.1.1 Velocidad media anual

Inicialmente, la velocidad media anual es uno de los indicadores más importantes para asegurar la viabilidad económica del proyecto. Como es sabido, la energía anual que es capaz de desarrollar una turbina depende de su curva de potencia (relación entre la potencia eléctrica de salida y la velocidad del viento incidente) y la distribución de frecuencias de la velocidad del viento.

Al aumentar el valor de la velocidad media anual en el emplazamiento lo hace también el número de horas al año en el que la turbina está desarrollando su potencia nominal y por lo tanto mayor será el número de horas equivalentes de la máquina en el emplazamiento. En resumen, la función que relaciona la energía anual producida por una turbina concreta en un emplazamiento determinado es creciente con la velocidad media anual del emplazamiento. Este crecimiento se hace menos acusado cuando la velocidad media anual se va acercando a la velocidad a partir de la cual la turbina alcanza su potencia nominal. [1]

5.1.1.2 Distribución del viento

La distribución de Weibull es una buena aproximación estadística de la distribución anual del viento en un determinado emplazamiento. Debido a que la distribución de Weibull es función del factor de escala C (m/s) y el factor de forma k (adimensional), la estimación de energía para dos emplazamientos con igual C pero con distinta k , para un aerogenerador dado, será distinta debido a la distinta distribución de frecuencias para ambas distribuciones. Así, cuanto mayor es la C mayor es la producción de energía y en relación con el otro parámetro (factor de forma), por lo general, para distribuciones con igual C , la estimación de energía producida es mayor cuanto menor es la k , debido a que esto implica una menor dispersión de la distribución entorno a la media. Aparte de la distribución de la velocidad del viento, también tiene una cierta influencia la distribución del viento por direcciones (sectores). Esta distribución direccional condiciona la implantación de aerogeneradores en el emplazamiento, ya que las máquinas se alinearán perpendicularmente a la dirección del viento con mayor producción anual. [1]

5.1.1.3 Perfil vertical de la velocidad del viento

El incremento de la velocidad del viento con la altura influye notablemente en la producción de energía, de ahí que la elección de la altura de la torre sea una cuestión importante. Sin embargo, los efectos locales producidos por una orografía compleja pueden dar lugar a que los perfiles verticales de la velocidad del viento sean muy dispares incluso dentro de un mismo emplazamiento. [1]

5.1.1.4 Anemometría. Medida de la velocidad del viento

Dado que los valores de velocidad y dirección del viento tienen una influencia decisiva en la estimación de producción de energía para un determinado emplazamiento, es de suma importancia realizar las medidas con la mayor precisión y fiabilidad posible. En relación con esta cuestión resulta crucial tanto el análisis sistemático de las series de datos suministrados por los sistemas de adquisición de datos, con el fin de detectar posibles anomalías, como la calibración sistemática de todos los equipos para corregir posibles desviaciones en los datos registrados. [1]

5.1.1.5 Turbulencia y rafagosidad

Mientras que las variaciones a largo plazo de la velocidad media del viento (periodos anuales) influyen principalmente en la estimación de la producción de energía de una turbina, las variaciones a corto plazo (turbulencia) influyen en la determinación de los valores de las cargas por fatiga que puede soportar la turbina. Por esta razón es muy importante determinar con precisión la turbulencia de los emplazamientos, ya que la vida útil y la disponibilidad de los aerogeneradores dependen en buena medida de este factor. Asimismo, también se deben considerar los valores máximos de carga admisible en una turbina, para lo cual se debe estimar la rafagosidad o valores extremos de la velocidad del viento en el emplazamiento. [1]

5.1.1.6 Densidad del aire

La densidad del aire también incide en la producción eléctrica puesto que la potencia generada por la turbina es proporcional a dicha densidad.

La densidad del aire seco a la presión atmosférica sobre el nivel del mar a 15° C ($1,225 \text{ kg/m}^3$) se utiliza como estándar en la industria eólica. Sin embargo, dado que la ubicación geográfica de la investigación se encuentra en una zona de 2.757 metros de altitud sobre el nivel del mar, los valores de densidad del aire varían significativamente en relación a los valores que toma esta variable atmosférica a nivel de mar (ver apartado VI del Capítulo 1), lo cual podría conllevar a altos grados de incertidumbre en la estimación del potencial eólico.

5.1.1.7 Técnicas de modelización

De entre todos los aspectos con incidencia económica en un proyecto, la estimación de la producción de un parque eólico mediante técnicas de modelización es posiblemente una de las que presentan mayores incertidumbres.

El uso de modelos físico-matemáticos para la estimación del recurso eólico es necesario, debido a que, por lo general, en los emplazamientos susceptibles de instalar aerogeneradores, el número de torres de medida de los distintos parámetros meteorológicos (velocidad y dirección del viento, presión, temperatura, etc.) siempre es inferior al número de turbinas a instalar. Por tanto, para poder obtener una estimación de la producción en todas y cada una de las posiciones de los aerogeneradores es necesario utilizar herramientas informáticas, que sean capaces de estimar los valores de velocidad y producción de energía a partir de los datos de las torres de medida instaladas.

Dado que estas herramientas hacen uso de distintas aproximaciones para intentar describir fenómenos atmosféricos, no deben utilizarse como una caja negra, puesto que del resultado de los mismos depende en gran medida la viabilidad económica del proyecto. Por tanto, resulta necesario que el uso de estos modelos se haga con especial cuidado y con un análisis profundo de los resultados que proporciona. Las aproximaciones que utilizan estos modelos y los resultados que proporcionan requieren a su vez análisis y con frecuencia retoques y posteriores modificaciones para llegar a conclusiones acertadas. [1]

5.1.2 Aspectos relacionados con la turbina

La elección correcta de la turbina para un emplazamiento puede llegar a ser un factor determinante en la viabilidad técnica y económica de un parque eólico. Prácticamente todos los aerogeneradores comerciales para producción de energía eléctrica son de tres palas, de eje horizontal, dispuestos a barlovento y con sistemas de orientación activos. Sin embargo, existe mucha disparidad en cuanto a los sistemas de control aerodinámico y la utilización o no de convertidores electrónicos para gobernar la velocidad de giro. Además, el diámetro de la turbina varía considerablemente de unos fabricantes a otros para una determinada potencia asignada. Esto hace que la velocidad nominal de la turbina tome valores menores cuando el diámetro aumenta y viceversa. Desde un punto de vista de aprovechamiento energético la mejor opción es aumentar el diámetro, pero en cuanto a coste y diseño estructural puede no ser la mejor decisión. Este compromiso, lleva a pensar que existe un diámetro óptimo de turbina para un emplazamiento y una potencia de generador determinados.

Otra decisión importante es la elección de la altura de la torre. Un incremento de la altura de la torre supone aprovechar la velocidad del viento creciente con la altura, pero evidentemente el coste unitario de la máquina se incrementa.

A continuación se desarrollan los criterios para la elección del diámetro óptimo de un aerogenerador para un emplazamiento concreto, la operación a velocidad variable, la altura del buje de la turbina y la influencia de todos estos factores en el coste unitario de la máquina. [1]

5.1.2.1 Elección del diámetro óptimo

La elección del diámetro óptimo de una turbina conocida la potencia asignada y las características del emplazamiento debe ser tal que la turbina produzca la máxima energía por unidad de área barrida y con el mayor factor de capacidad (se define como el cociente entre la potencia media en un determinado periodo, usualmente un año, y la potencia nominal del aerogenerador).

La generación de energía eléctrica de un aerogenerador en un emplazamiento determinado depende de las características de la velocidad del viento en el emplazamiento y de la curva de potencia del aerogenerador. Esta curva de potencia la definen básicamente tres parámetros: (1) la velocidad de arranque, que es aquella a partir de la cual la turbina desarrolla una potencia suficiente como para vencer las pérdidas mecánicas y eléctricas del aerogenerador, el valor de este parámetro se encuentra en el entorno de 3 a 5 m/s en los diseños actuales, (2) la velocidad de desconexión, cuyo valor está fijado por criterios estructurales de la turbina, y finalmente (3) la velocidad nominal, que para una potencia nominal asignada disminuye con el aumento del diámetro.

Tanto la velocidad de arranque como la velocidad de desconexión tienen poca influencia en la producción de energía del aerogenerador. Por una parte un régimen de vientos bajos, aunque sea muy probable en el emplazamiento, tiene un contenido energético muy pobre para ser aprovechado por el aerogenerador. De igual manera, las velocidades de desconexión, aun siendo elevadas, se alcanzan muy pocas horas al año y la potencia desarrollada por la turbina está limitada, lo que implica que la energía que se deja de aprovechar por desconexión del aerogenerador no es, en la mayoría de los emplazamientos, significativa.

Sin embargo, la variación de la velocidad nominal de la turbina es un parámetro determinante en la producción anual de energía. Fijada la potencia y variando el diámetro de la máquina se modifica la velocidad nominal de la turbina y también la potencia específica (potencia nominal por unidad de área barrida). Este parámetro está frecuentemente sujeto a discusión ya que carece de un óptimo. El margen de variación de este parámetro en aerogeneradores comerciales varía entre 300 y 800 W/m². La razón de esta disparidad radica en el régimen de vientos para el que está

diseñado el aerogenerador, velocidades medias anuales elevadas justifican una mayor densidad de potencia, pero esta elección supone un incremento de las cargas sobre la máquina cuando aumenta la potencia nominal. [1]

5.1.2.2 Operación a velocidad variable

La diferencia entre utilizar sistemas de velocidad variable en lugar de sistemas de velocidad fija puede suponer un incremento de energía anual, que de forma realista no supera el 2 al 5 %. Este reducido incremento de energía no supone por sí solo la diferencia en coste de un sistema a otro. Sin embargo, las ventajas de un sistema de velocidad variable frente a un sistema de velocidad fija radican en la disminución de cargas, mejor calidad de energía, control de potencia reactiva, etc. Otro aspecto relacionado con la variación de la velocidad de giro de la turbina es la posibilidad de optimizar el rendimiento del sistema a bajas velocidades de viento, haciendo girar la turbina a una velocidad tal que el coeficiente de potencia sea máximo durante la conexión. En estas condiciones la potencia que desarrolla la turbina para vencer las pérdidas se produce a una velocidad del viento menor. Esta posibilidad que ofrecen los sistemas de velocidad variable no es determinante, ya que las velocidades en la velocidad del viento de arranque son poco significativas. [1]

5.1.2.3 Altura del buje de la turbina

Tal y como se comentó anteriormente, de forma habitual la velocidad del viento crece con la altura. Por esta razón es interesante poder disponer de diferentes alturas de torre para un modelo de aerogenerador dado. Evidentemente, la posibilidad de utilizar alturas de torre mayores conlleva un aumento en el coste unitario del aerogenerador, por lo que es necesario estudiar en cada caso, si el posible incremento en la producción anual de energía compensa el sobre coste asociado a la mayor altura de torre. [1]

5.1.3 Aspectos relacionados con el emplazamiento

5.1.3.1 Accesos

La construcción de un parque eólico precisa del acondicionamiento de unos accesos con unos ciertos requisitos: radios de curvatura mínimos, pendientes, anchos, que son necesarios para hacer llegar a cada posición prevista para los aerogeneradores, todos los equipos y maquinaria. Hay que considerar que la torre de un aerogenerador se suministra en dos o tres tramos, dependiendo de su altura, que habitualmente exceden los 20 m de largo. La longitud de las palas supera también los 20 m y puede alcanzar en los aerogeneradores comerciales en este momento los 50 m. Las grúas necesarias para izar las torres y equipos son de grandes dimensiones y eso puede condicionar tanto el ancho de acceso como la amplitud de las plataformas precisas para que puedan operar

correctamente. El hecho de que el emplazamiento no disponga de buenos accesos, puede incrementar los costes en infraestructuras o incluso hacer inviable la construcción del parque. [1]

5.1.3.2 Configuración del terreno

Este aspecto está relacionado con el tipo de terreno y con la configuración de la zona donde se ubiquen las turbinas. En terreno llano los costes de instalación son menores y si el régimen de vientos lo permite se podrán instalar grandes turbinas optimizando el aprovechamiento del emplazamiento, mientras que si la orografía es compleja con grandes pendientes los costes aumentan considerablemente. [1]

5.1.3.3 Conexión a la red

La concesión de un punto de conexión lleva asociada unas ciertas condiciones. Es la empresa distribuidora quien hace la valoración de cuál es el lugar idóneo para la integración en la red de la nueva instalación, las condiciones en que se debe producir la inyección de la energía y las modificaciones necesarias en el punto de conexión de manera que se garantice el perfecto funcionamiento de la red, la calidad y la seguridad del suministro a los consumidores. Esta decisión de la compañía distribuidora tiene una repercusión directa sobre los costes de infraestructura eléctrica asociados a la construcción del parque eólico.

Las compañías eléctricas están obligadas a conceder un punto de conexión, pero puede ocurrir que la potencia de cortocircuito libre en el punto más cercano sea insuficiente o que no haya posibilidad de conexión. La distancia y condiciones de evacuación hasta el punto de conexión a la red hacen que este concepto sea muy variable. Hay numerosas posibilidades que dependen de:

- La distancia, que como paso promedio puede considerarse 10 km.
- La tensión en la que se efectúa la evacuación. Esto hace que el tipo de cable, apoyos y ocupación de la línea de evacuación sean diferentes. Pero además, el nivel de tensión condiciona el tipo de transformación necesaria en el parque eólico, que puede requerir desde simples centros de transformación en los propios aerogeneradores hasta suponer el acondicionamiento de una subestación en el parque.
- La configuración de la propia línea de evacuación: aérea, soterrada o subterránea.
- Requisitos adicionales que puedan ser impuestos por criterios ambientales, urbanísticos u otros, que puedan afectar al trazado o configuración de la línea. [1]

5.1.4 Aspectos medioambientales

5.1.4.1 Restricciones en zonas sensibles

Esto aplica tanto a la configuración de las turbinas en un emplazamiento (sólo en ciertas zonas), imponiendo requisitos de distancia, altura u otros, como a las restricciones relativas a la ubicación de instalaciones en zonas de sensibilidad extrema, que pueden suponer restricciones en grandes áreas, limitando el aprovechamiento del recurso eólico. [1]

5.1.4.2 Condiciones de la líneas de alta tensión

Las líneas de alta tensión se han constituido en elementos sobre los que existe gran sensibilidad social. La autorización y construcción de nuevas líneas es cada vez más complicada, tanto en áreas en donde ya existen como en las totalmente desprovistas de ellas. Las líneas pueden constituir el elemento con mayor número de afectados directos en un proyecto, puesto que con frecuencia se exige un trazado de varios kilómetros para alcanzar el punto de entrega de energía. La autorización de una línea de alta tensión suele estar sometida a polémicas y disputas con propietarios de terrenos y otro tipo de afectados puesto que al no tratarse del elemento generador de la energía no puede tener el mismo tratamiento de compensaciones que existe en los propios aerogeneradores. Además, hay gran susceptibilidad por motivos medioambientales, tales como de impacto visual, sobre la avifauna, e incluso una cierta preocupación social con aspectos ligados a los campos electromagnéticos. Esto hace que el estudio de trazado sea la fase del proyecto de mayor incertidumbre en cuanto a duración y esfuerzo.

Adicionalmente al trazado, se suelen imponer requisitos adicionales constructivos o de otro tipo, tales como la instalación de elementos salva pájaros, etc. [1]

5.1.4.3 Medidas correctoras y compensatorias

Las medidas correctoras van orientadas a subsanar o limitar los posibles impactos de una determinada acción de proyecto sobre un elemento del medio. Así, es habitual que tras la finalización de obras, sea necesario restaurar el terreno a una condición lo más próxima posible a su aspecto original revegetando con especies autóctonas las zonas que han sido objeto de desbroce, movimientos de tierra o simplemente paso de vehículos.

Cuando un impacto no se puede corregir, puede haber un requisito de medidas compensatorias, como por ejemplo, la plantación de árboles de una determinada especie en un lugar diferente del que se han talado y donde mientras persista la instalación, no podrán ser plantados de nuevo. Es habitual también determinar un pago a fondos de conservación de montes en calidad de medida compensatoria.

Adicionalmente, un condicionante habitual en las autorizaciones de una instalación eólica es la realización de Planes de vigilancia ambiental tanto en la fase de construcción como durante la explotación. En la primera, el trabajo va orientado a identificar posibles aspectos que aparecerían en la fase de construcción y que no han sido identificados o determinados con la suficiente precisión en la fase de proyecto. Un ejemplo de ello es la vigilancia por parte de un arqueólogo de la realización de movimientos de tierra.

En la fase de explotación, un programa de vigilancia se ocupa habitualmente del control de posibles incidencias, por ejemplo sobre la fauna, sobre la calidad de las aguas, etc. El Programa de Vigilancia Ambiental suele plasmarse en informes anuales. [1]

5.1.5 Explotación del parque

5.1.5.1 Operación y mantenimiento

La operación y mantenimiento lleva parejo un coste que varía dependiendo del contrato que se realice con el fabricante. Si la operación y mantenimiento son correctos el funcionamiento de todas las turbinas estará próximo a los parámetros de diseño, lo que permitirá aumentar su disponibilidad y rendimiento. [1]

5.1.5.2 Disponibilidad técnica y energética

Se habla de disponibilidad técnica para indicar la proporción del tiempo en que la turbina está en condiciones de operar. Con disponibilidad energética se refleja la proporción de energía producida frente al total de energía producible según las condiciones de viento registradas y de acuerdo con los parámetros de diseño de la turbina. Es decir, si la indisponibilidad técnica se produce en momentos de gran recurso, la disponibilidad energética se verá más afectada que si se produce en momentos de vientos bajos. Es importante ajustar las tareas de mantenimiento a las características de viento del emplazamiento, ya que el régimen de viento y sus ciclos estacionales y diarios deben ser perfectamente conocidos una vez que se ha instalado un parque eólico. De esta manera se puede conseguir que la disponibilidad energética no sea inferior a la disponibilidad técnica. [1]

5.1.5.3 Regulación de potencia reactiva

Es importante en la explotación de un parque disponer de los recursos necesarios para garantizar un buen factor de potencia en el punto de medida, ya que la retribución de energía contempla un complemento por este concepto. Esto se puede realizar de forma estática, instalando condensadores tanto en las máquinas como en la subestación si la tecnología de aerogenerador utilizada no incorpora convertidores electrónicos. Los nuevos sistemas de velocidad variable permiten regular el factor de potencia a la salida del generador de forma dinámica y por lo tanto es

posible gobernar el intercambio de potencia reactiva entre el parque eólico y la red de distribución a la que está conectado. Este proceso es posible realizarlo, siempre y cuando no se sobrepasen los niveles de tensión e intensidad admisibles en los generadores y en los cables, y el sistema de telecontrol sea capaz de transmitir consignas de potencia reactiva en tiempo real a cada aerogenerador dentro del parque. [1]

5.1.5.4 Seguros e impuestos

Las tasas, licencias, impuestos, etc. son elementos de coste de la instalación que deben estar contemplados ya en el estudio de viabilidad.

A ello se añade el alquiler de los terrenos o bien un canon de ocupación en caso de que el terreno sea propiedad pública. Estas cantidades están perfectamente definidas antes de la construcción del parque y dependen de la superficie ocupada, de la energía producida y del valor de las instalaciones.

En el ámbito del seguro existe mayor variabilidad. Por un lado, a pesar de la corta experiencia en este campo, las compañías de seguro ya empiezan a diferenciar entre la fiabilidad de diferentes suministradores de equipos. Aparecen listas de modelos de componentes cuya presencia en la máquina hace que no sea asegurada, o que supongan una penalización en la prima. También se empieza a tomar en cuenta la ubicación del parque. Así, no tiene igual consideración una instalación en terreno llano con un régimen de viento uniforme y bien definido que una instalación en un terreno complejo, insuficientemente definido, con obstáculos que perturben el régimen del viento en el emplazamiento o con altos índices de turbulencia, aspectos que pueden derivar en un incremento de las incidencias en los elementos mecánicos o en la producción. [1]

5.2 ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA

5.2.1 Selección y clasificación de zonas para instalación de parques eólicos

Esto comprende la documentación y el estudio de la orografía y el régimen de vientos de las distintas zonas existentes a partir de datos reales de viento o, en caso de no disponer de ellos, de las situaciones meteorológicas típicas dominantes, que serán las que determinen el tipo de régimen existente. [1]

5.2.2 Evaluación de las restricciones técnicas que presenta el emplazamiento

Una vez seleccionada una zona en concreto que a priori dispone de unas condiciones de viento suficientes como para albergar un parque eólico, deben analizarse cualitativamente otros parámetros que ayuden a identificar no sólo cuales son los mejores emplazamientos desde un punto de vista del recurso (zonas con mayor velocidad media anual) sino también aquellos que

presentan unas restricciones menores en cuanto a protección medioambiental, acceso al emplazamiento, cercanía de infraestructura eléctrica para poder evacuar la energía generada, etc. [1]

5.2.3 Ubicación y elección de la(s) torre(s) meteorológica(s)

Finalizadas las dos primeras fases (selección de las zonas para la instalación de los parques y evaluación de las restricciones técnicas que presenta el emplazamiento), comienza el estudio detallado del emplazamiento seleccionado. Para ello, deben analizarse detenidamente sus características orográficas y el régimen de vientos esperable en la zona. Este trabajo previo servirá para seleccionar cuáles son los puntos en los que deben instalarse torres meteorológicas que proporcionen medidas representativas del emplazamiento a estudiar. Es por ello importante, intentar evitar la ubicación de la torres de medida en puntos especialmente singulares del emplazamiento. El tipo de torre utilizada debe disponer de una instrumentación adecuada y correctamente calibrada, de modo que los errores derivados de la medida del viento sean los mínimos posibles. Este hecho resulta de vital importancia, dado que a partir de los datos del viento registrados por las distintas estaciones de medida, se obtendrán los resultados de producción de energía estimados durante la vida útil del parque eólico. [1]

5.2.4 Elección del periodo de evaluación del potencial eólico del emplazamiento

Para la realización de estudios de potencial eólico normalmente se establecen campañas de medida de un año de duración como mínimo. Evidentemente, resultaría interesante realizar mediciones por periodos superiores a un año, para limitar al máximo la incertidumbre en la estimación del recurso eólico de un emplazamiento, pero desgraciadamente este hecho comienza a ser difícilmente realizable dado la gran competencia existente para lograr los derechos sobre un emplazamiento, por lo que para intentar soslayar esta falta de medidas a largo plazo en el propio emplazamiento, se recurre a métodos estadísticos usando estaciones cercanas con periodos de medida suficientemente largos. Por esta razón la periodicidad que se utiliza usualmente es anual. Con la información anual es posible detectar las variaciones estacionales de las situaciones meteorológicas que provocan la aparición del viento (normalmente cada estación lleva asociadas sus situaciones meteorológicas típicas) y que son habitualmente más altas que las interanuales. No obstante y con el fin de limitar la variabilidad interanual de estas situaciones y por tanto de los valores obtenidos de velocidad media anual, generalmente resulta recomendable realizar valoraciones preliminares del recurso eólico de un emplazamiento, con un doble objetivo: por una parte determinar si para la estimación correcta de todo el emplazamiento se necesitan medidas

adicionales y de otra parte comprobar que el emplazamiento efectivamente va cumpliendo con unos valores umbrales de producción de energía que sigan haciendo posible la investigación. [1]

5.2.5 Reproducción del campo de vientos a partir de modelos meteorológicos

Para la realización de las estimaciones preliminares y definitivas del recurso eólico se utilizan, tal y como se explicó anteriormente, los datos suministrados por las estaciones de medida instaladas en el emplazamiento. Pero para poder obtener el campo de vientos de una determinada zona a partir de medidas puntuales, se hace necesaria la utilización de modelos meteorológicos. Aunque existen multitud de modelos, el de uso más extendido por su facilidad de manejo, tiempo de cálculo y fácil acceso a los datos de entrada es el modelo WasP, que fue desarrollado por el instituto de investigación danés Risoe con fondos europeos en la década de los 80. El manejo sencillo de este modelo no debe llevar a la idea equivocada de que reproducir el campo de vientos de un área determinada es una tarea sencilla. Lo realmente importante es evaluar los resultados considerando las características de los datos de partida y las limitaciones que presenta el código. Esta tarea, debe ser realizada por especialistas con suficiente experiencia, ya que un análisis erróneo de los resultados puede incurrir en graves desviaciones en la estimación de la energía anual producida y comprometer así la viabilidad económica del proyecto. [1]

5.2.6 Elección de la turbina adecuada al emplazamiento

Los análisis realizados en los puntos anteriores están relacionados con el recurso eólico y la orografía del emplazamiento, sin embargo el estudio de viabilidad técnica de un parque eólico debe incluir necesariamente la elección de la tecnología de aerogeneradores más adecuada al emplazamiento seleccionado. Una primera elección consistirá en verificar que no existen limitaciones para la instalación de cierto tipo de máquinas por motivos medioambientales, de transporte o instalación, etc. Superada esta fase, la elección de la turbina se debe realizar de tal forma que: se aproveche de la mejor forma posible el recurso eólico del emplazamiento, o dicho de otro modo, que la energía anual producida con la tecnología seleccionada sea la mayor posible. Este cálculo es posible realizarlo considerando únicamente el coeficiente de potencia del aerogenerador y la distribución de frecuencias de la velocidad del viento en el emplazamiento. Asimismo, se debe verificar que el diseño de máquina se ajusta a las condiciones del emplazamiento, definidas por la norma IEC-61400, en cuanto a velocidades máximas, turbulencia y velocidad media anual, con el fin de asegurar las condiciones de operatividad y vida útil garantizadas por el fabricante del aerogenerador. [1]

5.2.7 Estudio de implantación, micrositing

Una vez seleccionada la tecnología más adecuada al emplazamiento, el siguiente paso es determinar las posiciones óptimas en las que se deben instalar las turbinas. Esta fase, que puede entenderse como la ingeniería de detalle del punto anterior, debe considerar entre otros aspectos:

1. Las direcciones predominantes para alinear adecuadamente las máquinas.
2. La separación entre turbinas para evitar el efecto de estela, es decir se debe procurar que el defecto de velocidad que se produce aguas debajo de una turbina cuando el viento incide sobre ella afecte en la menor medida posible a otras turbinas.
3. Los perfiles verticales de la velocidad del viento en cada máquina.
4. Los niveles de intensidad de turbulencia de los que depende el estado de cargas de la máquina. [1]

5.2.8 Estimación de producción en el emplazamiento

Con las configuraciones de parque obtenidas mediante criterios técnicos se procederá a obtener la producción de energía estimada. Inicialmente se determina la producción de energía bruta del parque, es decir la energía anual que producen todas sus máquinas. Sin embargo, a esta producción es necesario descontarle las pérdidas debidas al efecto de estelas, si es que no se han descontado previamente, y también las pérdidas que se producirán durante el transporte de la energía a la red, tanto en el propio aerogenerador como en las líneas de media tensión del parque hasta llegar al punto de venta de la energía. Considerando estas pérdidas se obtendrá un valor de energía neta que podría entregarse a la red, que será la producción real del parque y por la que se obtendrán ingresos por venta de energía. La producción neta de una instalación también se suele contabilizar por la potencia nominal instalada, es decir, como supuestas horas de producción a plena carga del parque durante el año. [1]

CAPÍTULO 1: CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

I. UBICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento está ubicado en la región de Qollpana, departamento de Cochabamba - Bolivia.

Coordenadas (altura de 2.757 m)

17° 37' 48" S	65° 17' 02" W
17° 37,8' S	65° 17,033' W
-17,63°	-65,28389°

Tabla 1: Coordenadas de la localización del parque eólico, Qollpana.

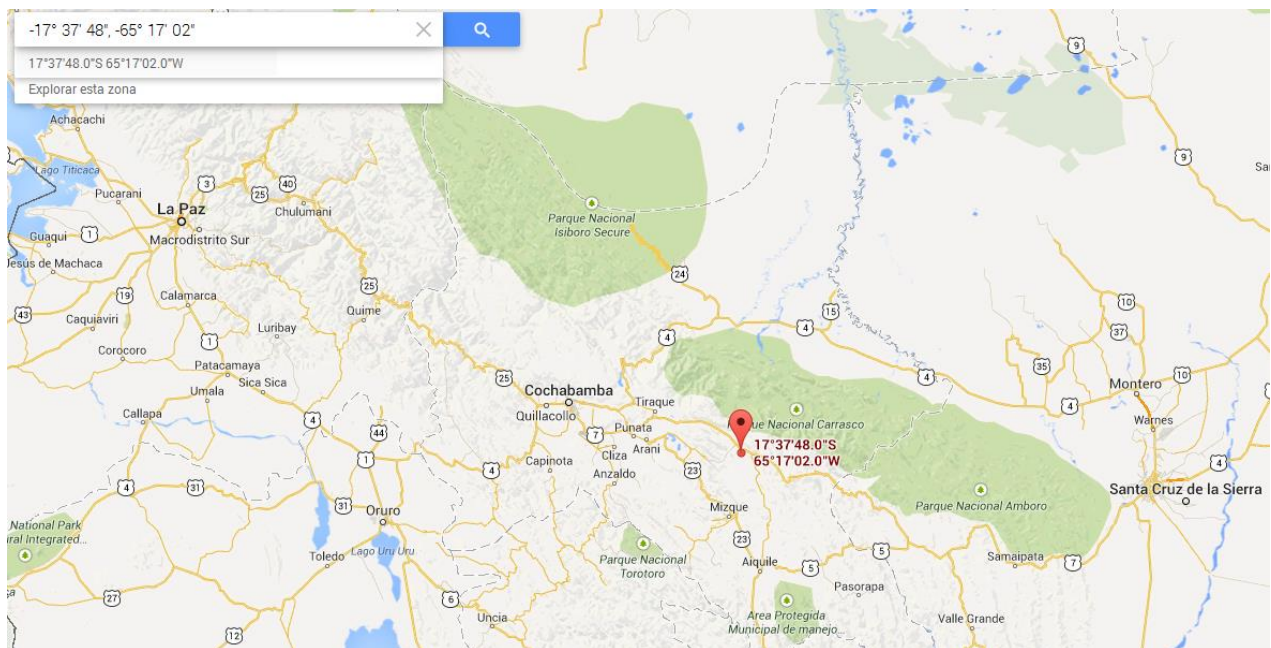


Figura 1: Localización del parque eólico, Qollpana.

II. INSTRUMENTACIÓN

Mediciones durante 3 años y 3 meses, del 01 de Febrero de 2.010 al 01 de Mayo de 2.013.

Instrumentos utilizados para medición y altura de montaje:

Anemómetro 1	58 metros de altura desde el terreno.
Anemómetro 2 y 3	50 metros de altura desde el terreno.
Anemómetro 4 y 5	40 metros de altura desde el terreno.
Veleta 1	55 metros de altura desde el terreno.
Veleta 2	45 metros de altura desde el terreno.
Sensor de temperatura	5 metros de altura desde el terreno.
Sensor de humedad relativa	5 metros de altura desde el terreno.
Sensor de presión atmosférica	5 metros de altura desde el terreno.

Tabla 2: Instrumentos de medición y altura de montaje.

El registro de las distintas variables se realizó cada 10 minutos, alcanzando la cifra de 170.640 registros para cada sensor de medición.

III. ANÁLISIS DE LA PRESIÓN ATMOSFÉRICA

Los registros de temperatura, humedad relativa y presión atmosférica se analizaron con el apoyo del software Windographer.

Asumiendo el aire como un gas ideal y teniendo en cuenta que teóricamente la presión atmosférica disminuye exponencialmente en función de la altura sobre el nivel del mar, derivando e integrando la ecuación de estado de los gases ideales se puede obtener una expresión matemática para calcular la presión en un punto determinado en función de la elevación del terreno: [8]

$P = P_o \cdot (1 - 22,5569 \cdot 10^{-6} \cdot Z)^{5,25611}$	(1)
---	------------

Dónde:

P_o : Presión atmosférica a nivel del mar. (1.013,25 hPa)

Z: Altura sobre el nivel del mar.

De acuerdo a la ecuación 1, la presión atmosférica es igual a:

$$P = 1.013,25 \cdot (1 - 22,5569 \cdot 10^{-6} \cdot 2.757)^{5,25611} = 723,02 \text{ hPa}$$

Como era de esperarse la presión atmosférica disminuye con la altura (localización de estudio a 2.757 msnm), debido a la menor masa de aire, lo cual repercute en menor potencial energético de las masas de aire movidas por el viento a mayor altura sobre el nivel del mar. Esta variable se ve reflejada en la densidad del aire.

IV. ANÁLISIS DE LA TEMPERATURA

Se analizaron los datos promediados diarios y mensuales de temperatura en la localidad de Qollpana, con el fin de establecer una relación de dicha variable con los datos de velocidad del viento. Para el análisis se tomaron los datos comprendidos entre el 01 de Febrero de 2.010 al 01 de Mayo de 2.013. A partir de la información recopilada se obtuvieron las gráficas siguientes:

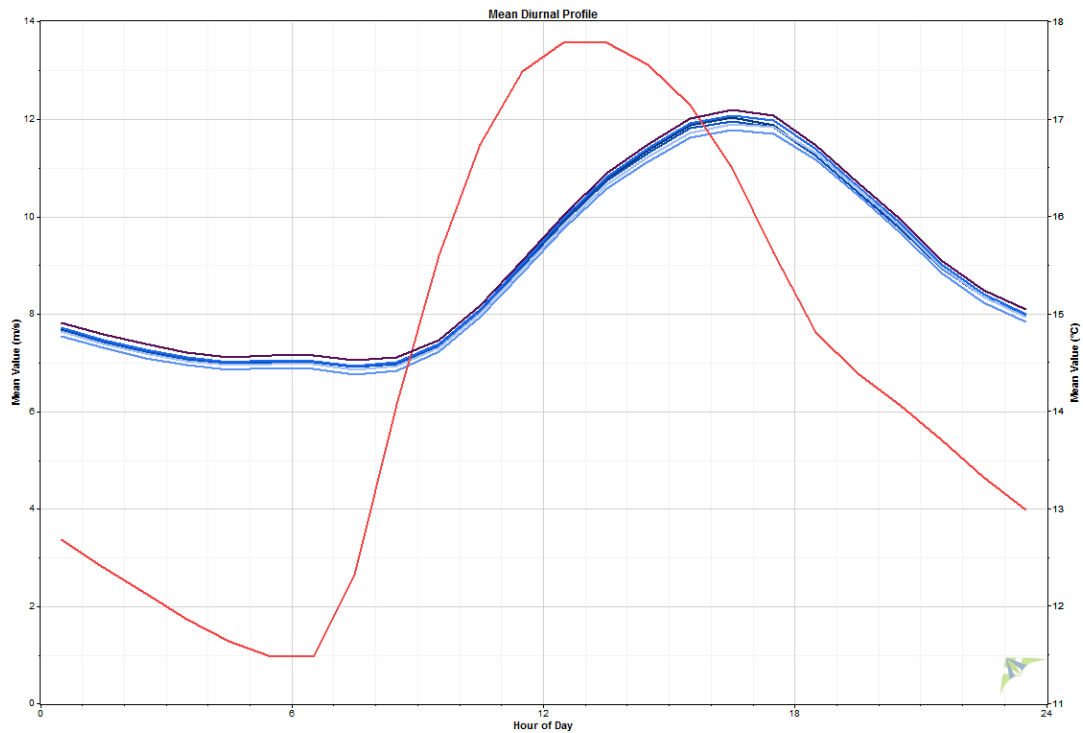


Figura 2: Perfil de velocidad del viento y perfil de temperatura diaria (promedio de 3 años y 3 meses).

La gráfica anterior muestra las horas del día en el eje X, los valores de temperatura en el eje Y derecho y los valores de velocidad de viento en el eje Y izquierdo.

De la gráfica anterior se concluye que la temperatura se incrementa durante el día, desde las 06:30 horas a las 14:00 horas. El perfil de velocidades de viento tiene un comportamiento similar al perfil de temperatura, ambos incrementándose durante el día en forma senoidal.

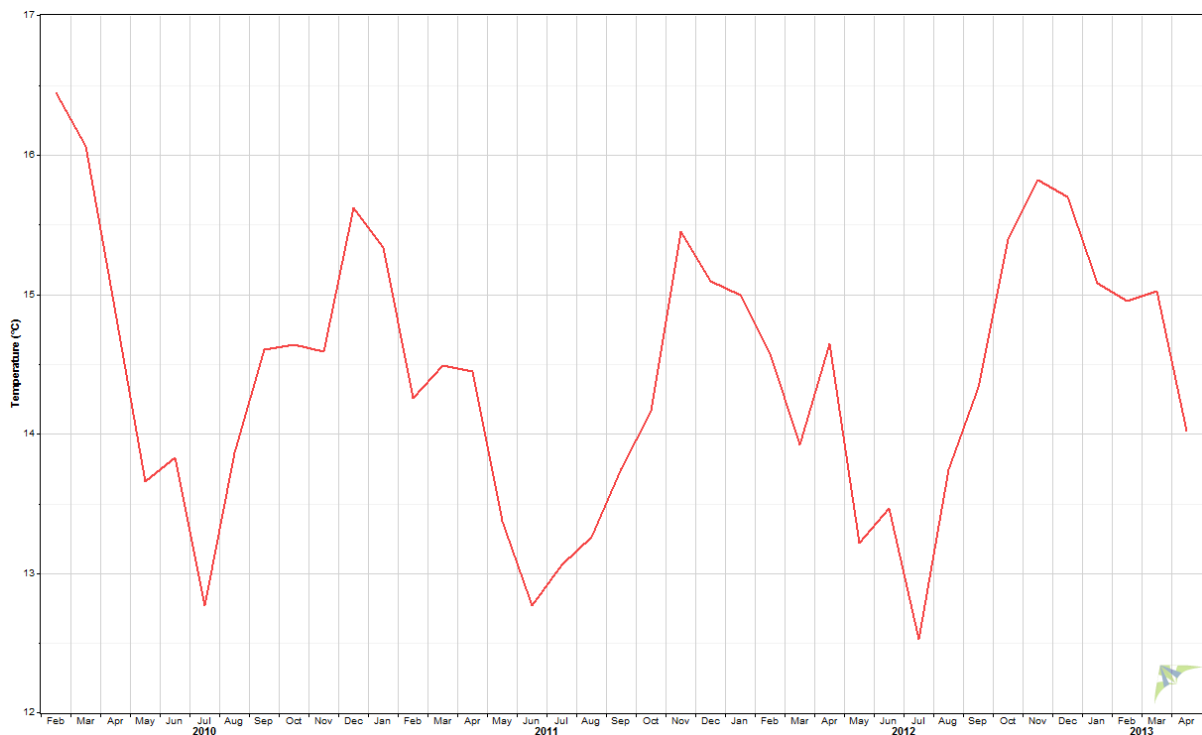


Figura 3: Perfil de temperatura mensual (promedio).

La gráfica anterior muestra los meses del año en el eje X, y los valores de temperatura en el eje Y. De la gráfica anterior se concluye que la temperatura de la zona tiene una tendencia cíclica y una forma relativamente senoidal, presentando sus valores máximos entre los meses de noviembre y febrero, y sus valores mínimos entre los meses de mayo y agosto.

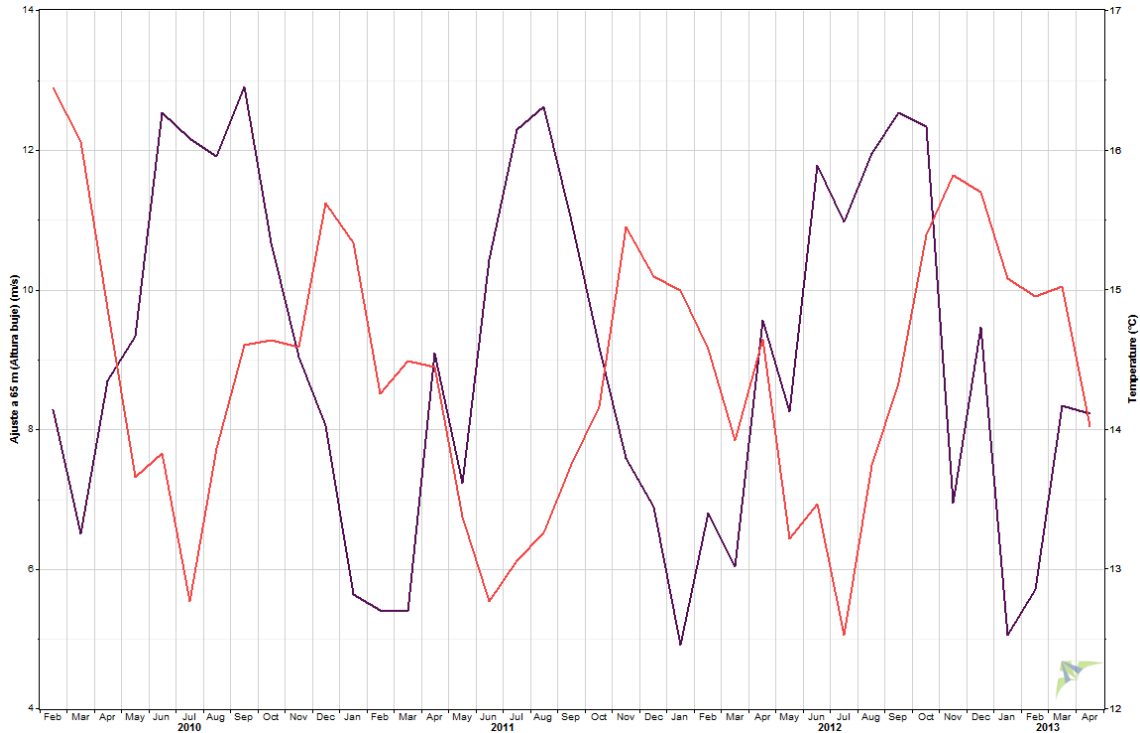


Figura 4: Perfil de velocidad del viento y perfil de temperatura mensual (promedio).

La gráfica anterior muestra los meses del año en el eje X, los valores de temperatura en el eje Y derecho y los valores de velocidad de viento en el eje Y izquierdo.

De la gráfica anterior se concluye que tanto la temperatura como la velocidad del viento en la zona tienen un comportamiento cíclico, una forma relativamente senoidal y están invertidos, es decir, los valores mínimos de temperatura se dan en invierno, entre los meses de mayo y septiembre, que se corresponden con los meses de mayor intensidad de los vientos.

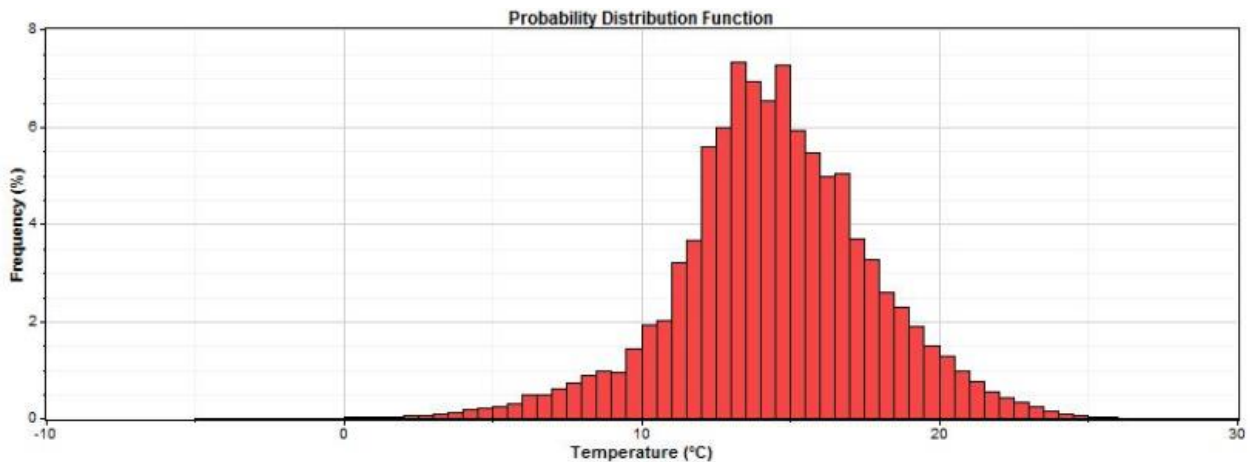


Figura 5: Histograma de temperatura.

Del histograma anterior se concluye que la distribución de temperatura en la localización de estudio tiene un pico de frecuencia de ocurrencia, entre 14 y 15 °C.

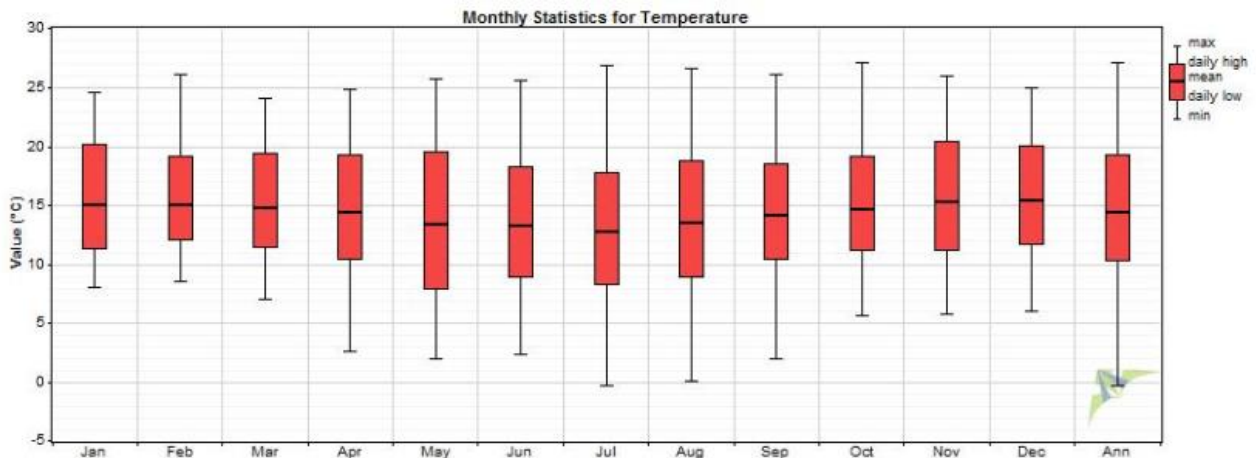


Figura 6: Datos mensuales de temperatura.

La gráfica anterior muestra los meses del año en el eje X, y los valores de temperatura en el eje Y. En la misma se representan la temperatura máxima, diaria máxima promedio, promedio, diaria mínima promedio y mínima, para cada mes del año.

Se puede concluir que de acuerdo a la información obtenida:

- La temperatura de la zona oscila entre 8 y 21 °C.
- La temperatura media de todos los datos registrados durante 3 años y 3 meses, del 01 de Febrero de 2.010 al 01 de Mayo de 2.013, es de 14,40 °C.
- La temperatura máxima registrada en los 3 años y 3 meses de medición fue de 27,10 °C.
- La temperatura mínima registrada en los 3 años y 3 meses de medición fue de -0,30 °C.

V. ANÁLISIS DE LA HUMEDAD RELATIVA

La humedad relativa es una variable climatológica, definida como la cantidad de vapor de agua presente en el aire en función de la capacidad máxima que este puede llegar a contener en un punto geográfico determinado. Un valor de 100% de humedad relativa indicaría que el aire del ambiente está totalmente saturado de vapor de agua, en contraste un valor del 0% supondría que el aire está compuesto principalmente de aire seco, es decir sin partículas de vapor de agua.

Se analizaron los datos promediados diarios y mensuales de humedad relativa en la localidad de Qollpana, con el fin de establecer una relación de dicha variable con los datos de velocidad del viento y la temperatura. Para el análisis se tomaron los datos comprendidos entre el 01 de Febrero de 2.010 al 01 de Mayo de 2.013. A partir de la información recopilada se obtuvieron las gráficas siguientes:

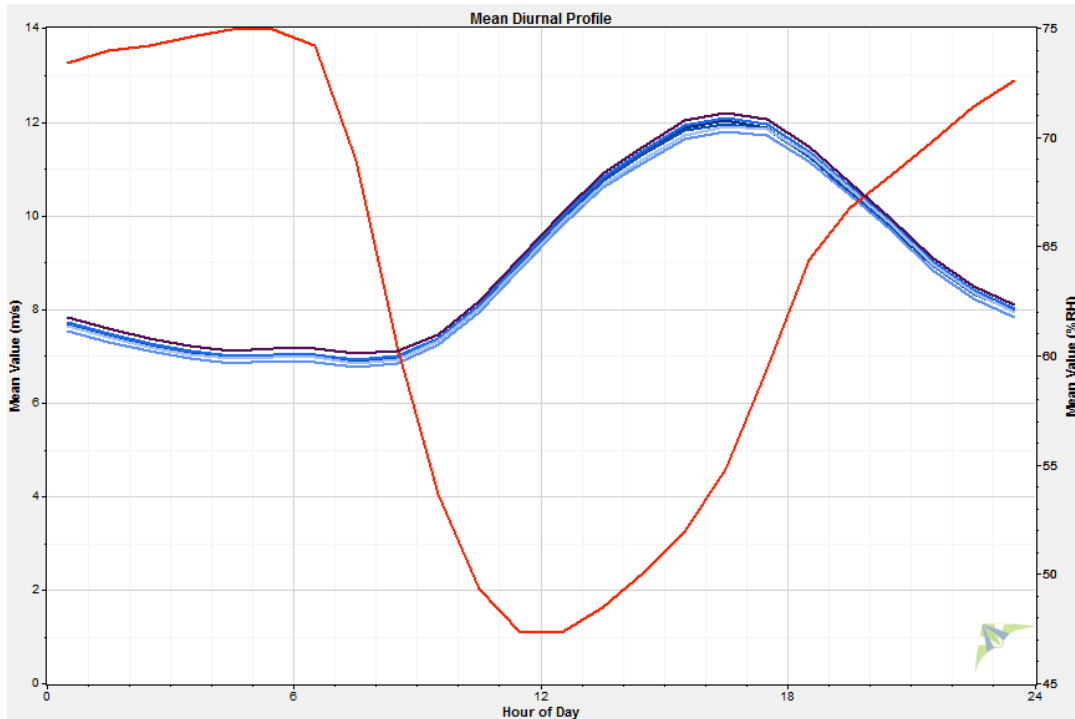


Figura 7: Perfil de velocidad de viento y perfil de humedad relativa diaria (promedio 3 años y 3 meses)

La gráfica anterior muestra las horas del día en el eje X, los valores de humedad relativa en el eje Y derecho y los valores de velocidad de viento en el eje Y izquierdo.

De la gráfica anterior se concluye que la humedad relativa decrece durante el día, desde las 06:30 horas a las 13:00 horas. El perfil de velocidades de viento tiene un comportamiento inverso al perfil de humedad relativa, debido a que se incrementa durante el día en forma senoidal.

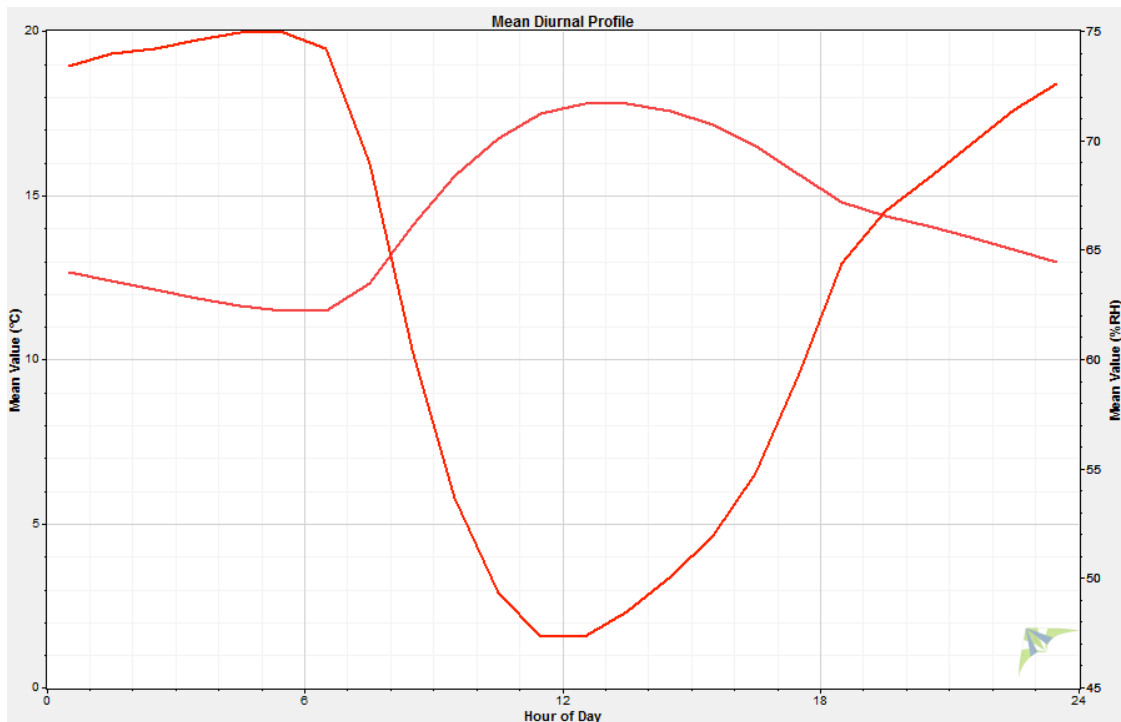


Figura 8: Perfil de temperatura y perfil de humedad relativa diaria (promedio de 3 años y 3 meses).

La gráfica anterior muestra las horas del día en el eje X, los valores de temperatura en el eje Y izquierdo y los valores de humedad relativa en el eje Y derecho.

De la gráfica anterior se concluye que la temperatura se incrementa durante el día, desde las 06:30 horas a las 14:00 horas, en cambio la humedad relativa decrece desde las 06:30 horas hasta las 13:00 horas; esto se debe a que el calentamiento de las masas de aire ocasiona la disminución de la densidad de vapor de agua en el ambiente, y en consecuencia los valores de humedad relativa disminuyen.

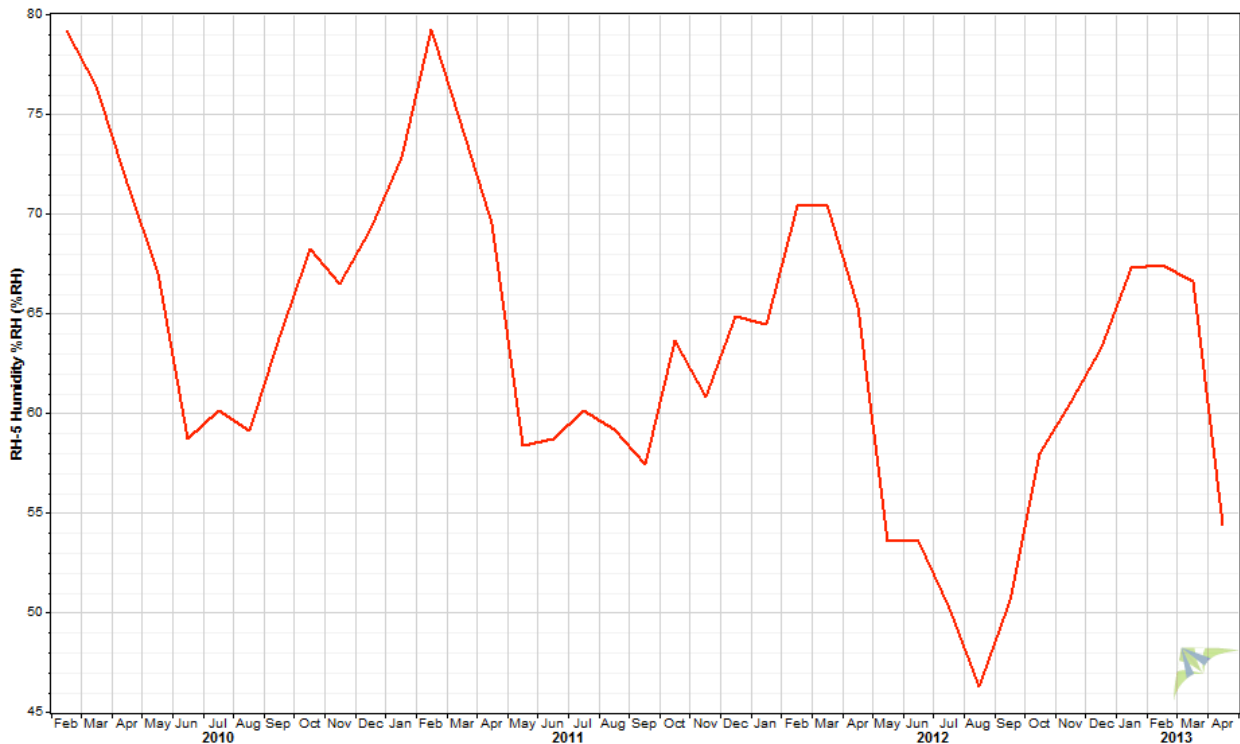


Figura 9: Perfil de humedad relativa mensual (promedio).

La gráfica anterior muestra los meses del año en el eje X, y los valores de humedad relativa en el eje Y.

De la gráfica anterior se concluye que la humedad relativa de la zona tiene una tendencia cíclica y una forma relativamente senoidal que va decreciendo con el transcurso de los años, presentando sus valores máximos entre los meses de diciembre y marzo, y sus valores mínimos entre los meses de mayo y agosto.

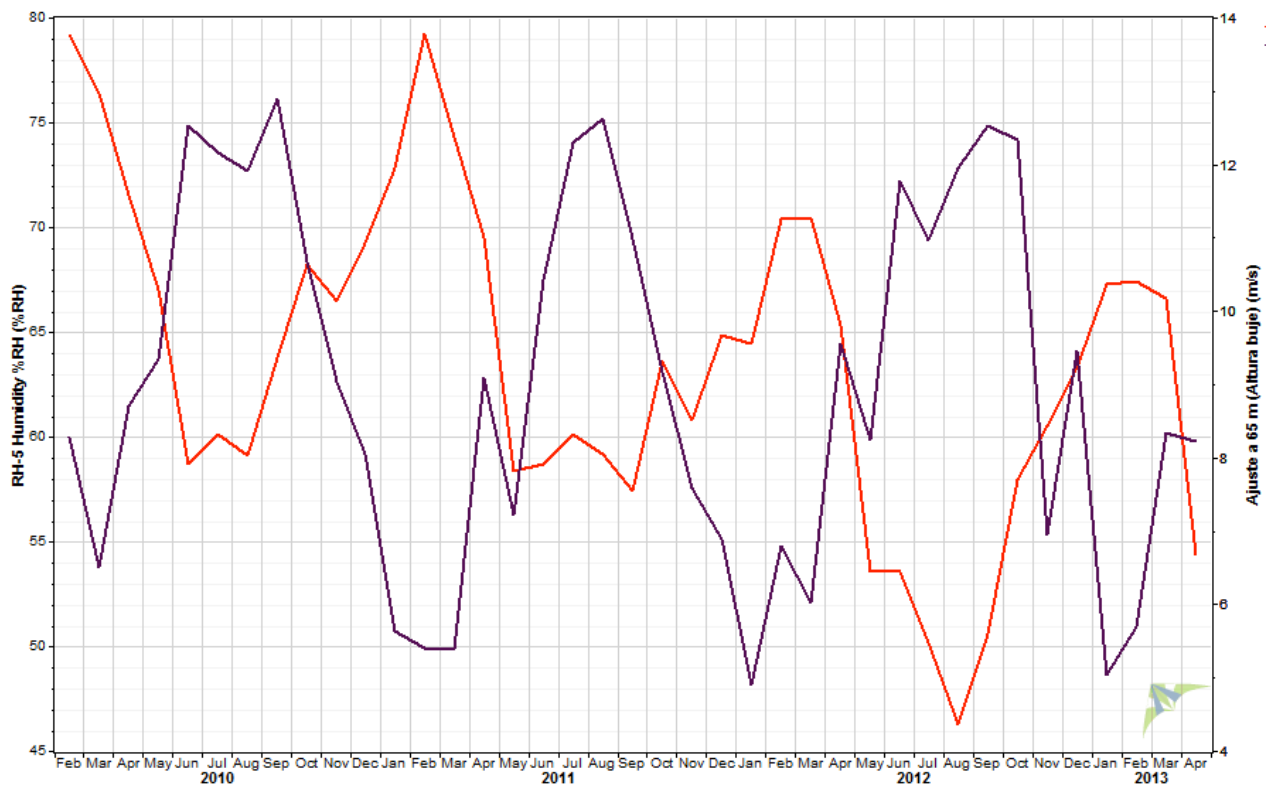


Figura 10: Perfil de velocidad del viento y perfil de humedad relativa mensual (promedio).

La gráfica anterior muestra los meses del año en el eje X, los valores de humedad relativa en el eje Y izquierdo y los valores de velocidad de viento en el eje Y derecho.

De la gráfica anterior se concluye que tanto la humedad relativa como la velocidad del viento en la zona tienen un comportamiento cíclico, una forma relativamente senoidal y están invertidos, es decir, los valores mínimos de humedad relativa se dan en invierno, entre los meses de mayo y septiembre, que se corresponden con los meses de mayor intensidad de los vientos.

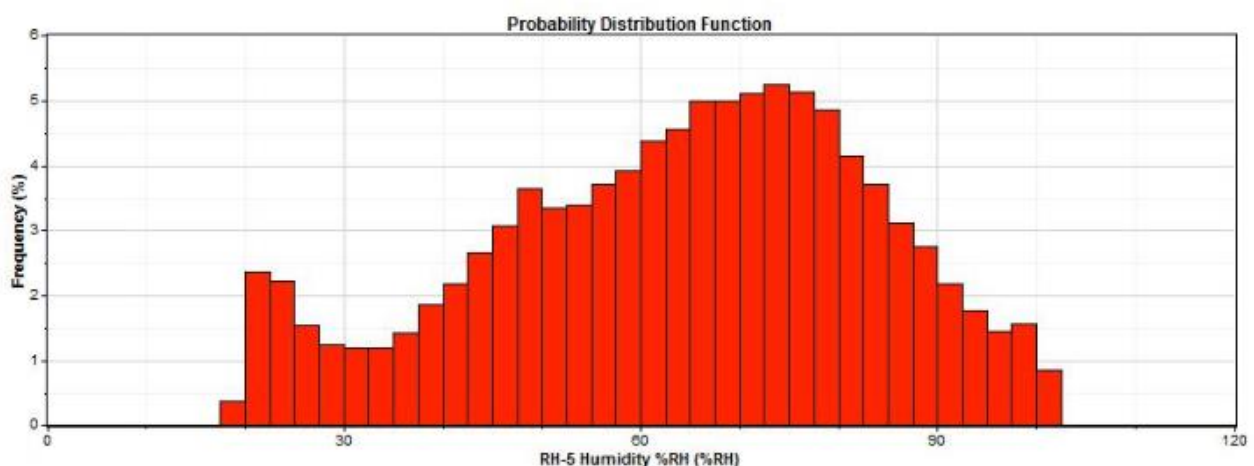


Figura 11: Histograma de humedad relativa.

Del histograma anterior se concluye que la distribución de humedad relativa en la localización de estudio tiene un pico de frecuencia de ocurrencia, entre 65 y 75 %.

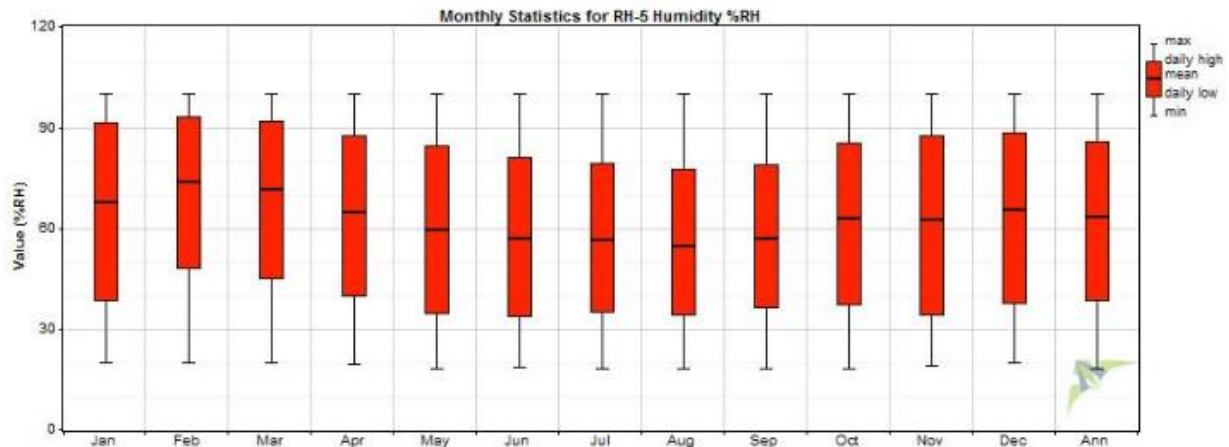


Figura 12: Datos mensuales de humedad relativa.

La gráfica anterior muestra los meses del año en el eje X, y los valores de humedad relativa en el eje Y. En la misma se representan la humedad relativa máxima, diaria máxima promedio, promedio, diaria mínima promedio y mínima, para cada mes del año.

Se puede concluir que de acuerdo a la información obtenida:

- La humedad relativa de la zona oscila entre 35 y 92 %.
- La humedad relativa media de todos los datos registrados durante 3 años y 3 meses, del 01 de Febrero de 2.010 al 01 de Mayo de 2.013, es de 63,6 %.
- La humedad relativa máxima registrada en 3 años y 3 meses de medición fue de 100 %.
- La humedad relativa mínima registrada en los 3 años y 3 meses de medición fue de 18 %.

VI. ANÁLISIS DE LA DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire seco a la presión atmosférica sobre el nivel del mar a 15° C (1,225 kg/m³) se utiliza como estándar en la industria eólica. Sin embargo, dado que la ubicación geográfica de la investigación se encuentra en una zona a 2.757 msnm, los valores de Temperatura y Densidad del aire varían significativamente en relación al comportamiento y los valores que toman estas variables atmosféricas a nivel de mar, lo cual podría derivar en altos grados de incertidumbre en la estimación del potencial eólico.

Por lo anterior, se realiza el cálculo de la densidad del aire para la zona de estudio, con base a los valores de Presión Atmosférica, Humedad Relativa y Temperatura, teniendo en cuenta que el aire húmedo está compuesto por una fracción molar de vapor de agua y una fracción molar de aire seco y asumiendo que se comporta como un gas ideal. A partir de la ecuación de estado de los mismos se tiene que la densidad del aire es igual a: [7]

$$\rho = \frac{P \cdot M_a}{Z \cdot R \cdot T} \cdot \left[1 - x_v \left(1 - \frac{M_v}{M_a} \right) \right] \quad (2)$$

Dónde:

P: Presión atmosférica.

Z: Factor de compresibilidad.

R: Constante de los gases ideales.

T: Temperatura.

M_a : Masa molar del aire húmedo ($M_a = 0,028963512440 \text{ kg mol}^{-1}$)

M_v : Masa molar del agua ($M_v = 0,018015 \text{ kg mol}^{-1}$)

X_v : Fracción molar de vapor de agua (se determina a partir de la humedad relativa y la presión atmosférica).

De acuerdo a la ecuación 2, la densidad del aire es igual a: (cálculo completo ver Anexo 3)

$$\rho = \frac{73.180 \cdot 0,02896351244}{0,9996722393 \cdot 8,31451 \cdot 287,4} \cdot \left[1 - 0,01416557 \left(1 - \frac{0,018015}{0,02896351244} \right) \right] = 0,8825 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

Como el potencial eólico es directamente proporcional a la densidad del aire, la curva de potencia del aerogenerador debe ser ajustada a estas condiciones con el objetivo de calcular la verdadera generación de energía eléctrica.

VII. RESUMEN DE LOS RESULTADOS

Los resultados calculados presentan una excelente correlación con los parámetros medidos en la zona de estudio, el resumen de los mismos se muestra en el siguiente cuadro:

Medición	Promedio	Mínimo	Máximo	Desv. Estándar
Temperatura [°C]	14,4	-0,30	27,10	3,30
Humedad relativa [%RH]	63,6	18,0	100,0	19,64
Presión atmosférica [hPa]	731,8	723,9	740,7	2,3
Densidad del aire [kg/m ³]	0,8867	0,8471	0,9375	0,011

Tabla 3: Características ambientales del emplazamiento.

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DEL VIENTO

La distribución de velocidades, la dirección del viento y el perfil de corte del viento se analizaron con el apoyo del software Windographer.

- Perfil de velocidad del viento diaria.
- Perfil de velocidad del viento mensual.
- Histograma de velocidades de viento.
- Frecuencia de dirección del viento.
- Cálculo de la velocidad del viento a la altura del buje (65 metros).

I. PERFIL DE VELOCIDAD DEL VIENTO DIARIA

El perfil de velocidad de viento diaria se obtuvo promediando la velocidad del viento medida cada día durante los 3 años y 3 meses de recolección de datos.

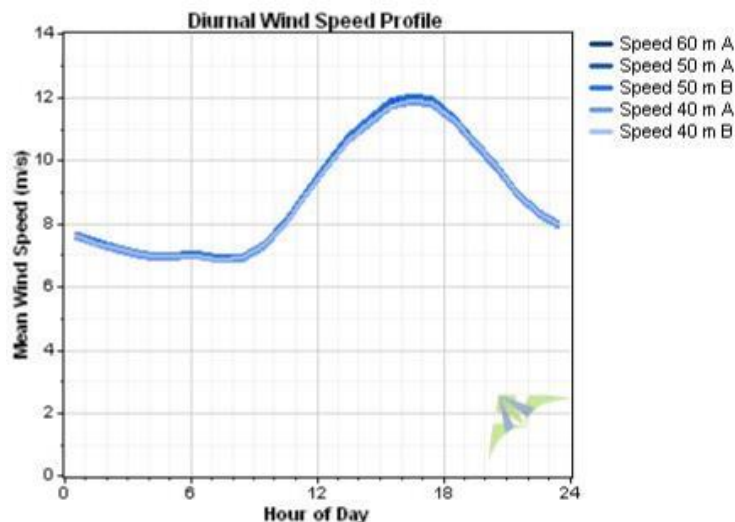


Figura 13: Perfil de velocidad del viento diaria (promedio de los 3 años y 3 meses).

De la gráfica anterior se concluye que la velocidad del viento se incrementa durante el día, desde las 10:00 horas a las 17:00 horas.

II. PERFIL DE VELOCIDAD DEL VIENTO MENSUAL

El perfil de velocidad de viento mensual se obtuvo promediando la velocidad del viento medida cada mes durante los 3 años y 3 meses de recolección de datos.

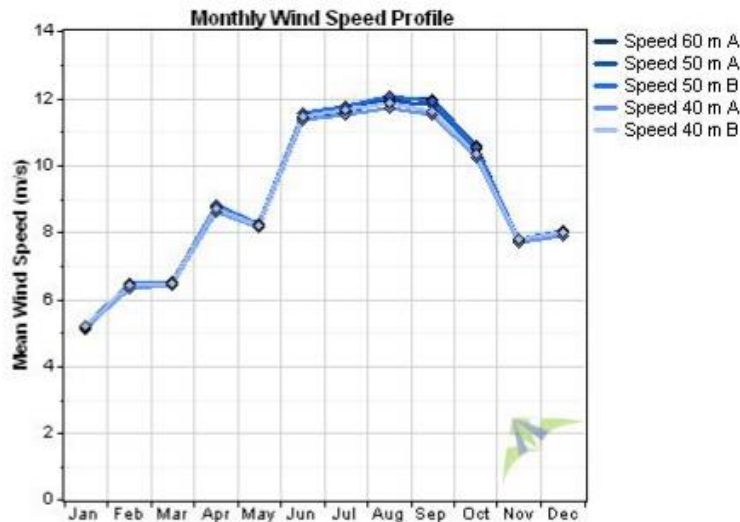


Figura 14: Perfil de velocidad del viento mensual (promedio de los 3 años y 3 meses).

De la gráfica anterior se concluye que la velocidad del viento se incrementa durante los meses de invierno, a partir de junio hasta octubre, siendo los peores meses para el potencial eólico enero, febrero y marzo.

III. HISTOGRAMA DE VELOCIDADES DE VIENTO

El histograma de velocidades de viento se obtuvo de la velocidad del viento medida durante los 3 años y 3 meses de recolección de datos.

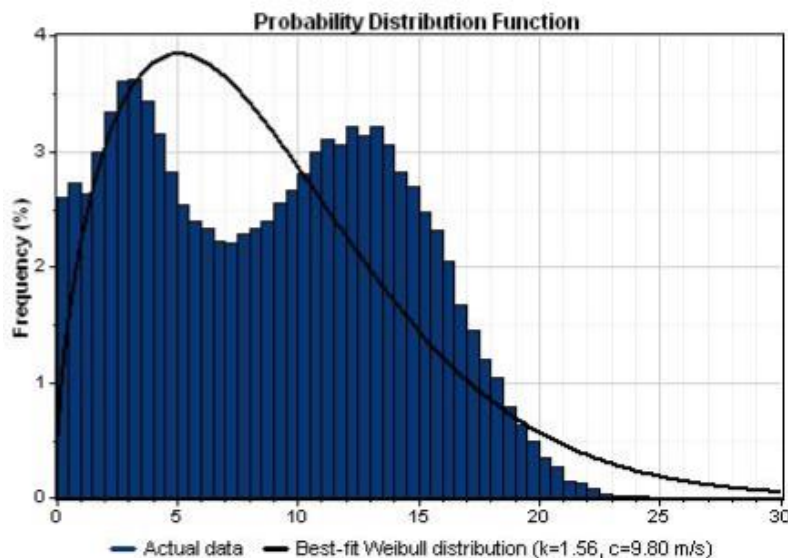


Figura 15: Histograma de velocidades de viento.

Del histograma anterior se concluye que la distribución de velocidades de viento en la localización de estudio no se corresponde con una distribución de Weibull, porque se tienen dos picos de frecuencia de ocurrencia, uno entre 2 y 4 m/s y el otro entre 10 y 16 m/s.

Por lo tanto, se debe hacer el análisis extrapolando la información medida, a la altura del buje del aerogenerador para cada una de las mediciones obtenidas.

IV. FRECUENCIA DE DIRECCIÓN DEL VIENTO

La frecuencia de dirección del viento se obtuvo de la dirección del viento medida durante los 3 años y 3 meses de recolección de datos.

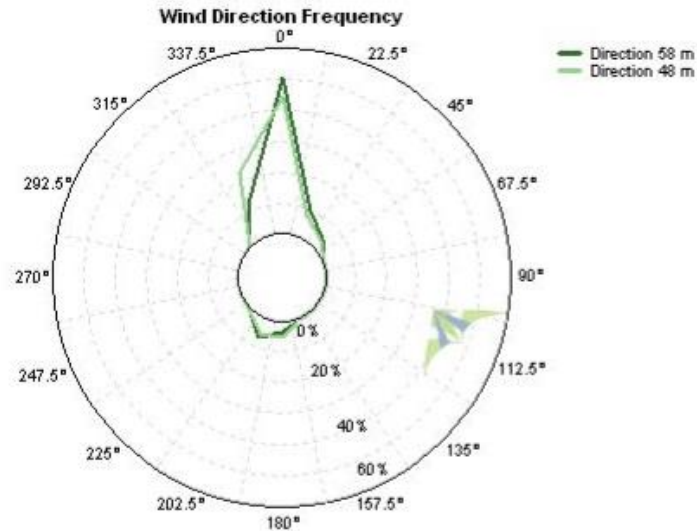


Figura 16: Frecuencia de dirección del viento.

De la gráfica anterior se concluye que la dirección del viento se encuentra prácticamente en su totalidad entre 22,5° y 337,5°, lo cual reduce las pérdidas en generación de energía a causa del movimiento de orientación del aerogenerador.

V. CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO A LA ALTURA DEL BUJE

La extrapolación vertical permite ajustar los datos de velocidad de viento para cualquier altura sobre el terreno. Se utiliza para estimar la velocidad del viento a la altura del buje de la turbina. La mayoría de las torres meteorológicas son de 50 m o 60 m de altura, pero las grandes turbinas actuales tienen alturas de buje entre 70 m y 120 m.

El exponente de la curva exponencial (algunas veces llamado coeficiente de la ley de potencia o simplemente alfa) es un número que caracteriza la razón de cambio de la velocidad del viento en función de su altura sobre el terreno, mediante la siguiente ecuación: [11]

$U(z) = \beta \cdot z^\alpha$	(3)
-------------------------------	--------------

Dónde:

$U(z)$ es la velocidad del viento promedio (m/s) a una determinada altura sobre el terreno z (m).

β es una constante.

α es el exponente de la ley de potencia.

En este caso tenemos mediciones de velocidad de viento para 40, 50 y 58 m de altura sobre el terreno, y se debe extrapolar a 65 m de altura, correspondiente a la altura del buje del aerogenerador seleccionado.

Las velocidades de viento promedio, mínima y máxima para los diferentes anemómetros montados en la estación se despliegan a continuación:

Medición	Promedio [m/s]	Mínimo [m/s]	Máximo [m/s]	Desv. Estándar
Velocidad a 60 m de altura (1)	8,893	0,300	33,200	1,280
Velocidad a 50 m de altura (2)	8,873	0,400	33,800	1,307
Velocidad a 50 m de altura (3)	8,937	0,300	33,300	1,323
Velocidad a 40 m de altura (4)	8,746	0,300	33,200	1,323
Velocidad a 40 m de altura (5)	8,842	0,300	33,600	1,335

Tabla 4: Características de velocidad del viento a diferentes alturas.

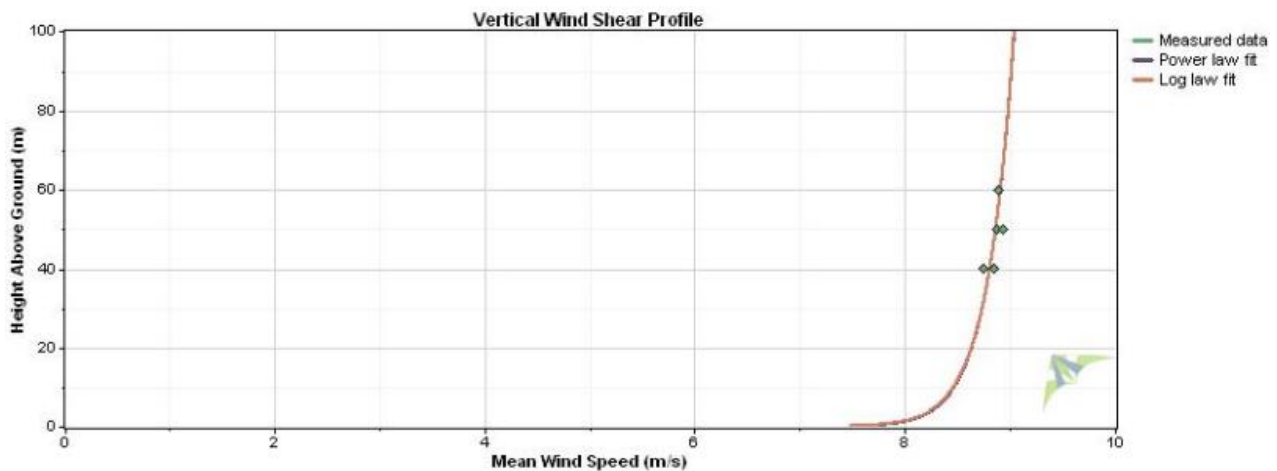


Figura 17: Perfil vertical de corte del viento.

De la tabla y figura anterior podemos concluir que las velocidades de viento en la región de Qollpana pueden ajustarse mediante una curva exponencial y utilizar los datos medidos para extrapolar la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador.

Utilizamos el software windographer, haciendo la extrapolación para 65 m de altura, a partir de las mediciones en los anemómetros ubicados a 40, 50 y 58 m de altura sobre el terreno, utilizando la curva exponencial y calculando para cada medición en el tiempo conforme a la ecuación 3.

Vertical Extrapolation

Heights for which to synthesize wind speed data:

Height (m)	Column Label
1	65.0 Ajuste a 65 m (Altura buje)
2	
3	
4	
5	
6	

Calculate power law exponent from the following wind speed sensors:

- Speed 60 m A
- Speed 50 m A
- Speed 50 m B
- Speed 40 m A
- Speed 40 m B

Restrict wind shear parameter to a range

Min. power law exponent

Max. power law exponent

Shear profile log law power law

Wind shear parameter:

- Specify as a constant
- Specify by month
- Specify by hour of day
- Specify by direction sector
- Specify by month and hour of day
- Specify by direction sector and month
- Specify by direction sector and hour of day
- Calculate in each time step

Figura 18: Extrapolación vertical a 65 m de altura sobre el terreno.

El valor del exponente de la ley de potencia es: $\alpha = 0,0446$.

La velocidad media del viento a la altura del buje es de 9,03 m/s.

Los dos anteriores resultados son extraídos de la curva del perfil vertical del viento que se muestra a continuación:

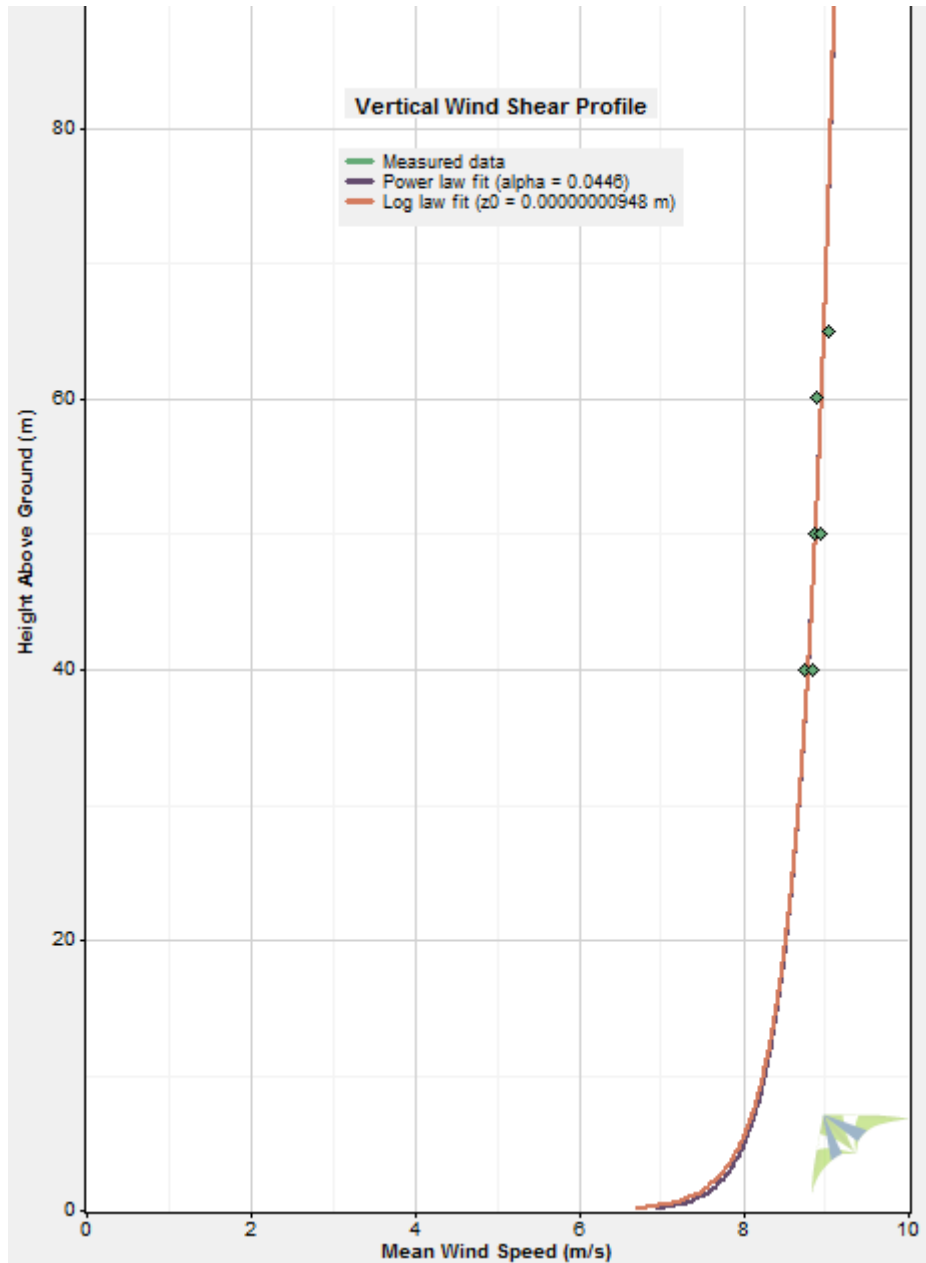


Figura 19: Curva del perfil vertical del viento hasta 65 m de altura sobre el terreno.

Los perfiles de velocidades del viento a la altura de los anemómetros de medición y a la altura ajustada del buje del aerogenerador quedan de la siguiente manera:

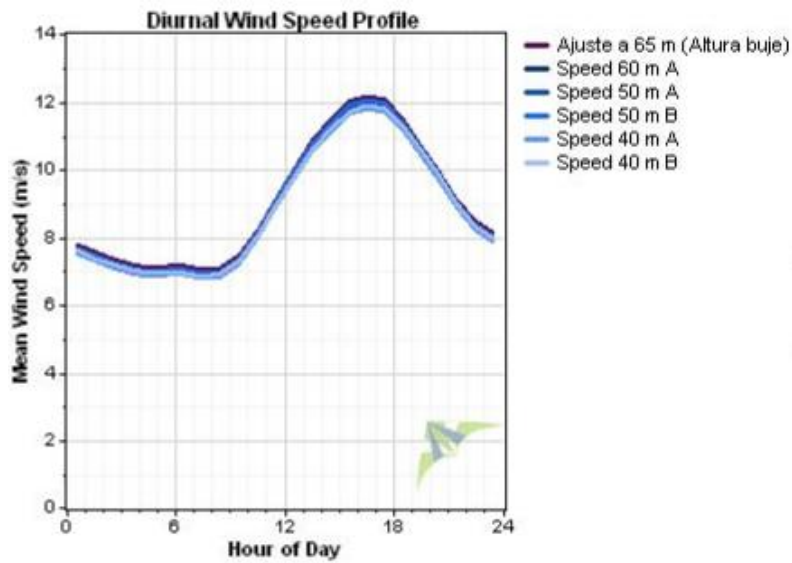


Figura 20: Perfil de velocidad del viento diaria con el ajuste a la altura del buje (promedio).

De la gráfica anterior se concluye que la velocidad del viento se incrementa durante el día, desde las 10:00 horas a las 17:00 horas.

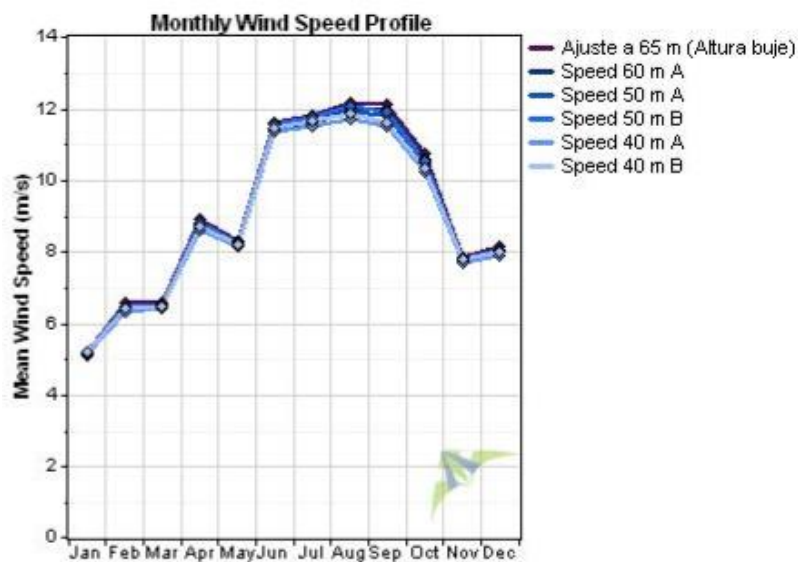


Figura 21: Perfil de velocidad del viento mensual con el ajuste a la altura del buje (promedio).

De la gráfica anterior se concluye que la velocidad del viento se incrementa durante los meses de invierno, a partir de junio hasta octubre, siendo los peores meses para el potencial eólico enero, febrero y marzo.

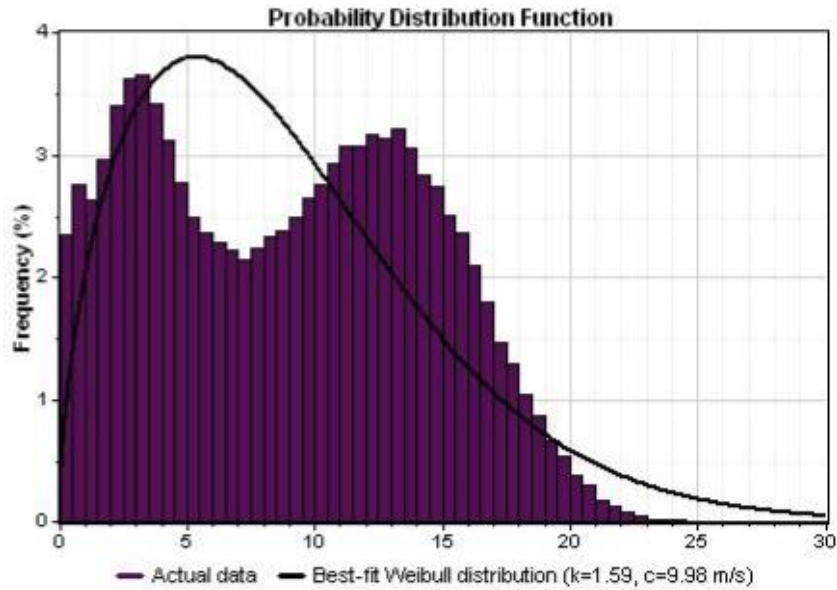


Figura 22: Histograma de velocidades de viento a la altura del buje.

La distribución de Weibull a la altura del buje es bastante similar a la anterior porque se tienen los dos picos de frecuencia de ocurrencia entre 2 y 5 m/s y el otro entre 10,5 y 16 m/s.

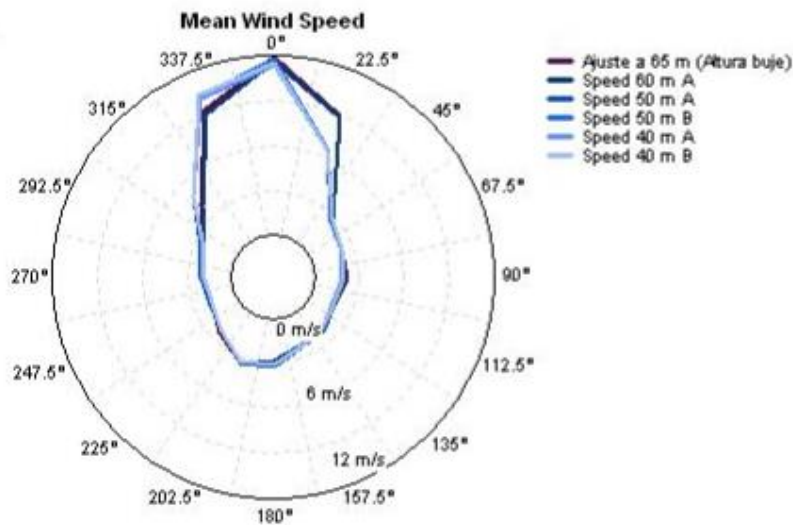


Figura 23: Dirección de las velocidades medias de viento.

De la gráfica anterior se concluye que la dirección del viento que se encuentra fuera del rango entre $22,5^\circ$ y $337,5^\circ$, tiene una velocidad promedio igual o menor a 3 m/s, por lo tanto son velocidades de viento que no alcanzan siquiera la velocidad de arranque.

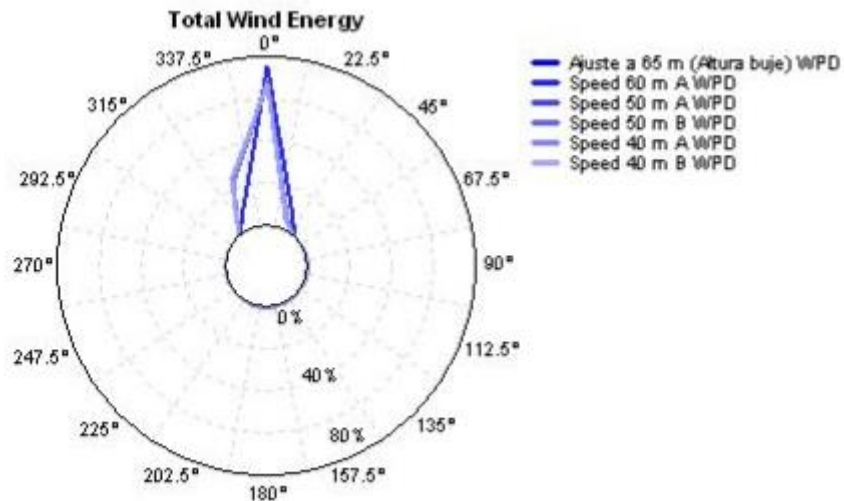


Figura 24: Dirección del porcentaje de energía aprovechable.

De la gráfica anterior se concluye que la dirección del viento para su aprovechamiento energético se encuentra prácticamente en su totalidad entre $22,5^\circ$ y $337,5^\circ$, lo cual reduce las pérdidas en generación de energía a causa del movimiento de orientación del aerogenerador.

VI. RESUMEN DE LOS RESULTADOS

Los resultados calculados en este apartado se resumen en el siguiente cuadro:

Número de registros por instrumento	170.640	-
Velocidad media del viento a la altura del buje	9,03	m/s
Valor del exponente de la ley de potencia (Alfa)	0,0446	-
Dirección del viento predominante	Entre 22,5 y 337,5	$^\circ$

Tabla 5: Resumen de resultados del análisis del viento.

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LA POTENCIA Y ENERGÍA GENERADA

I. TIPO DE TURBINA EÓLICA

Los aerogeneradores instalados son de la empresa GOLDWIND modelo GW 77/1.500, PMDD de 1,5 MW cada uno. Sus características son las siguientes: [13]

Potencia nominal	1.500	kW
Velocidad del viento de arranque	3	m/s
Velocidad del viento nominal	11	m/s
Velocidad del viento de corte	22	m/s
Diámetro rotor	76,94	m
Área de barrido	4.649	m ²
Velocidad de rotación	9-17,3	RPM
Número de palas	3	-
Altura de buje	65	m
Sistema de control	Control de paso Control velocidad rotación	

Tabla 6: Características turbina aerogenerador.

El generador eléctrico acoplado a la turbina eólica es un generador síncrono de imanes permanentes, con las siguientes características:

Voltaje nominal	690	V
Voltaje transformador	690/24.900	V
Torre	Tubular de acero	
Sistema de orientación	3 motores de inducción Frenos hidráulicos	
Convertidor	100 % IGBT	

Tabla 7: Características generador eléctrico.

II. ANÁLISIS DE LA POTENCIA GENERADA

En la base de datos del software Windographer, se encuentra el aerogenerador GOLDWIND modelo GW 77/1.500, se selecciona su altura de buje para 65 m sobre el terreno.

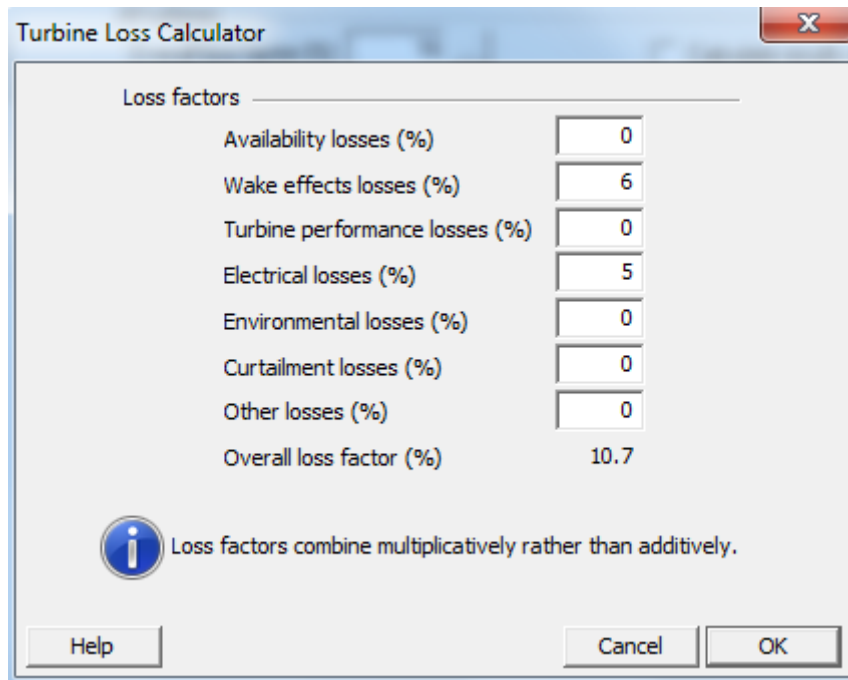


Figura 25: Pérdidas en la turbina eólica.

OBSERVACIONES: La curva de potencia y su coeficiente de potencia (C_p) corresponden a una densidad del aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$.

De acuerdo a la norma IEC 61400-12-1 (Power performance measurements of electricity producing wind turbines) [10], los datos seleccionados deben ser normalizados a dos referencias de densidad de aire. La primera a la densidad de aire encontrado al nivel del mar ($1,225 \text{ kg/m}^3$) y la otra a la densidad de aire promedio medido en el sitio. No es necesaria la normalización de la densidad de aire promedio medida cuando su valor es de $1,225 \pm 0.05 \text{ kg/m}^3$.

Cuando se supera este rango, la densidad de aire se determina a partir de la temperatura y presión atmosférica del sitio, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\rho_{10 \text{ min}} = \frac{B_{10 \text{ min}}}{R_0 \cdot T_{10 \text{ min}}} \quad (4)$$

Dónde:

$\rho_{10 \text{ min}}$ = es la densidad de aire promedio calculada para cada 10 minutos.

$T_{10 \text{ min}}$ = es la temperatura del aire promedio medida cada 10 minutos.

$B_{10 \text{ min}}$ = es la presión atmosférica promedio medida cada 10 minutos.

R_0 = es la constante del gas para aire seco, $287,05 \text{ [J / (kg x K)]}$.

Para una turbina eólica con control de potencia activa, la normalización debe aplicarse a la velocidad del viento de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$V_n = V_{10 \text{ min}} \cdot \left(\frac{\rho_{10 \text{ min}}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (5)$$

Dónde:

V_n = es la velocidad del viento normalizada.

$V_{10\text{ min}}$ = es la velocidad de viento promedio medida cada 10 minutos.

ρ_0 = es la referencia de densidad de aire.

Después de la normalización de datos, los mismos se deben ordenar utilizando el “método de intervalos”. Los datos seleccionados por lo menos deben cubrir un rango de velocidades de viento que abarquen desde 1 m/s por debajo de la velocidad de arranque a 1,5 veces la velocidad del viento necesaria para alcanzar el 85% de la potencia nominal de la turbina eólica. Alternativamente, el rango de velocidades de viento puede cubrir desde 1 m/s por debajo de la velocidad de arranque hasta la velocidad de viento para la cual la EAP medida sea mayor o igual al 95 % de la EAP extrapolada.

Los rangos de velocidad de viento deben estar divididos en intervalos contiguos de 0,5 m/s y centrados en múltiplos de 0,5 m/s.

El software windographer calcula la potencia instantánea y la energía producida considerando la normalización de datos para la densidad de aire del sitio, como indica la IEC 61400-12-1.

Sin embargo, para calcular la potencia y la energía producida con mayor precisión, se determinará la curva de potencia medida en la zona de estudio, (ver apartado I del Capítulo 4).

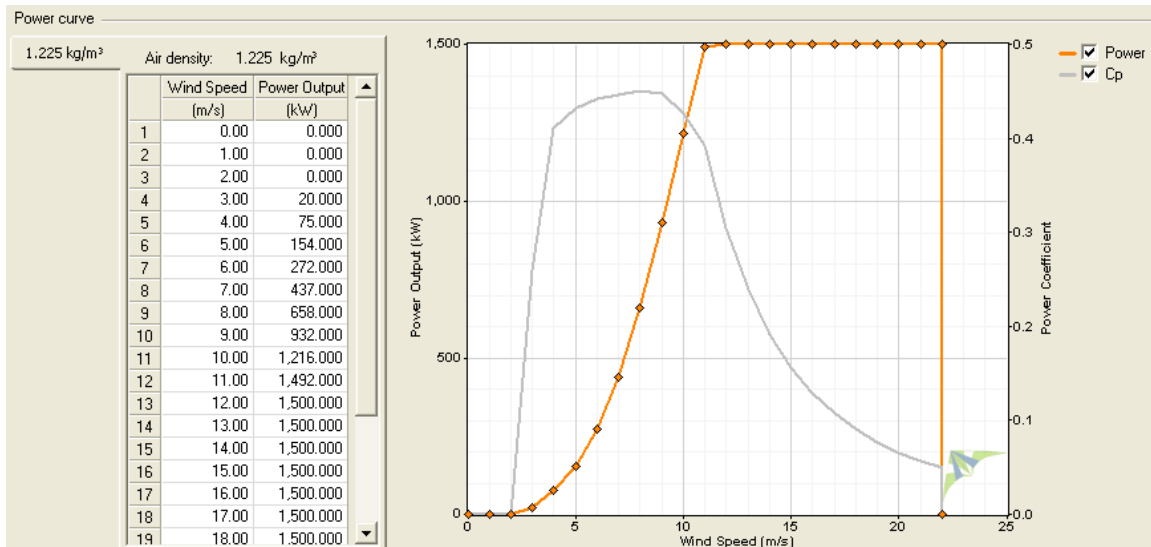


Figura 26: Curva de potencia y coeficiente de potencia C_p de la turbina eólica.

Con el aerogenerador seleccionado y haciendo coincidir la altura del buje con las velocidades del viento extrapoladas a esa altura sobre el terreno, calculamos la potencia instantánea generada y la energía suministrada.

A continuación se despliegan los cálculos de potencia eléctrica y velocidades de viento para los primeros siete (7) días de mayo 2.010, 2.011, 2.012 y abril 2.013:

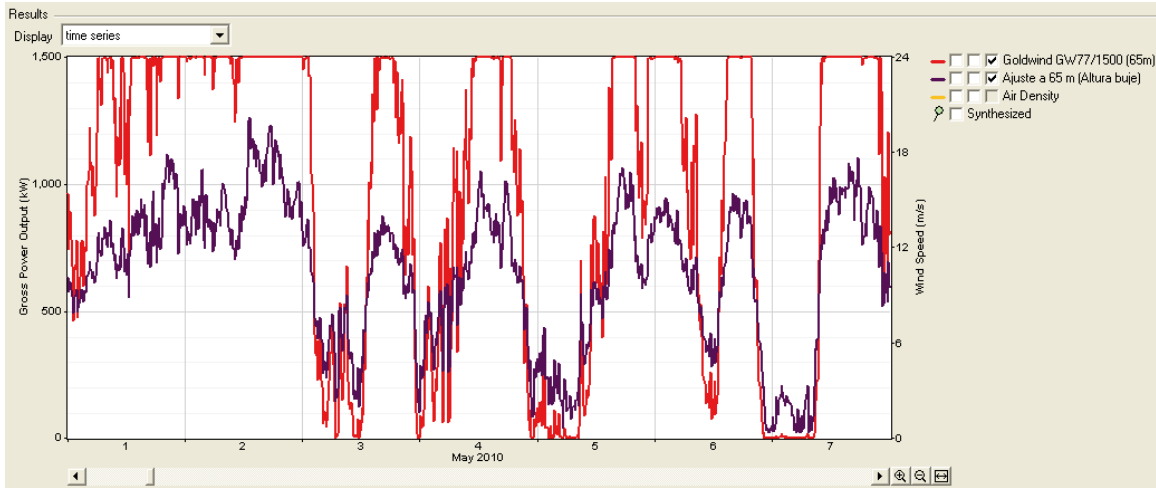


Figura 27: Potencia eléctrica y velocidad de viento para Mayo 2.010.

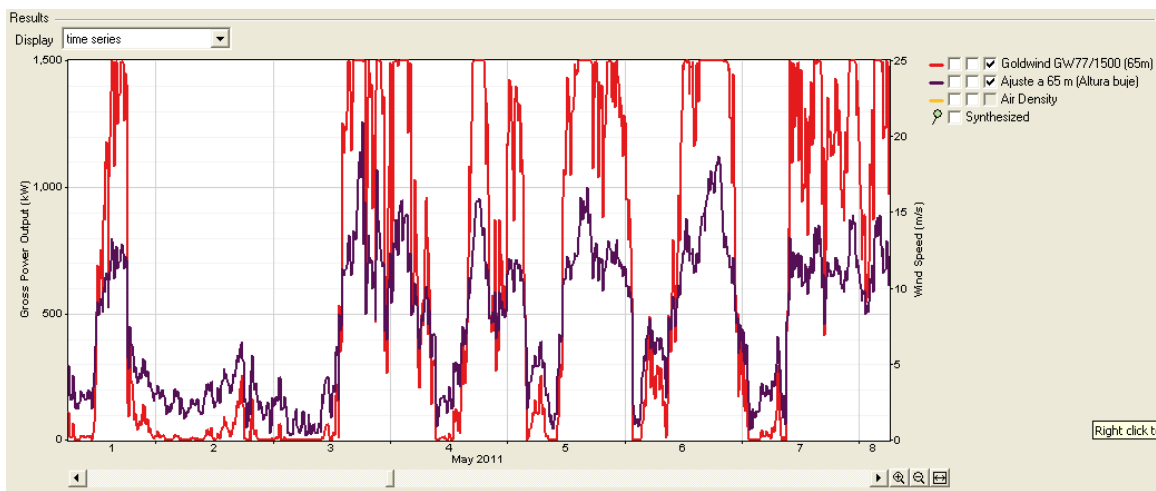


Figura 28: Potencia eléctrica y velocidad de viento para Mayo 2.011.

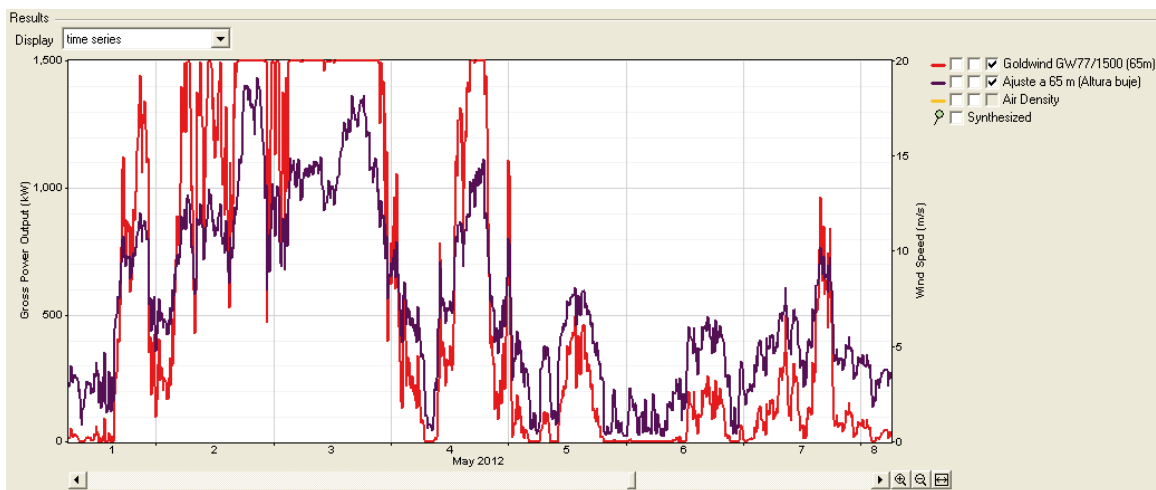


Figura 29: Potencia eléctrica y velocidad de viento para Mayo 2.012.

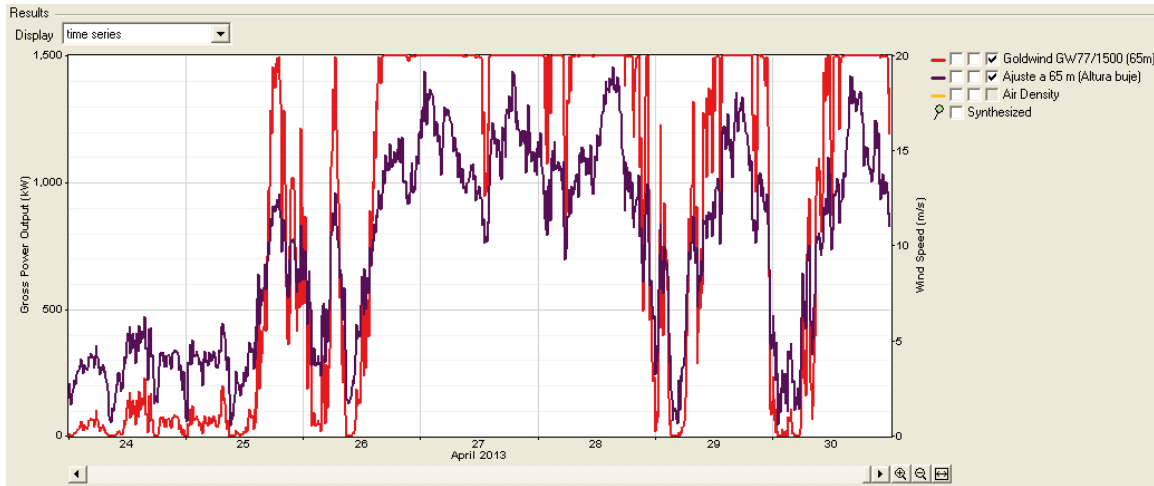


Figura 30: Potencia eléctrica y velocidad de viento para Abril 2013.

En las cuatro gráficas anteriores se representa lo siguiente:

- En el eje de las abscisas los primeros siete (7) días de mayo 2.010, 2.011, 2.012 y los últimos siete (7) días de abril 2.013 respectivamente.
- En el eje de las ordenadas (derecha) la velocidad del viento en [m/s].
- En el eje de las ordenadas (izquierda) la potencia bruta de salida en [kW].
- La curva de color morado representa la velocidad del viento a la altura del buje.
- La curva de color rojo representa la potencia bruta de salida para esa velocidad de viento.

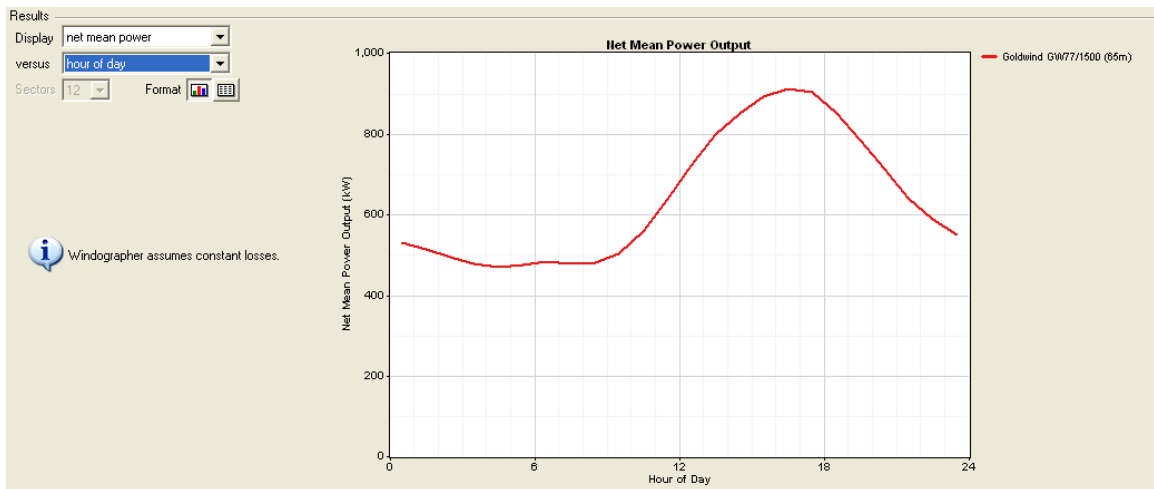


Figura 31: Perfil de potencia eléctrica media diaria generada (promedio).

De la gráfica anterior se concluye que la potencia eléctrica media diaria generada se incrementa durante el día, desde las 10:00 horas a las 17:00 horas.

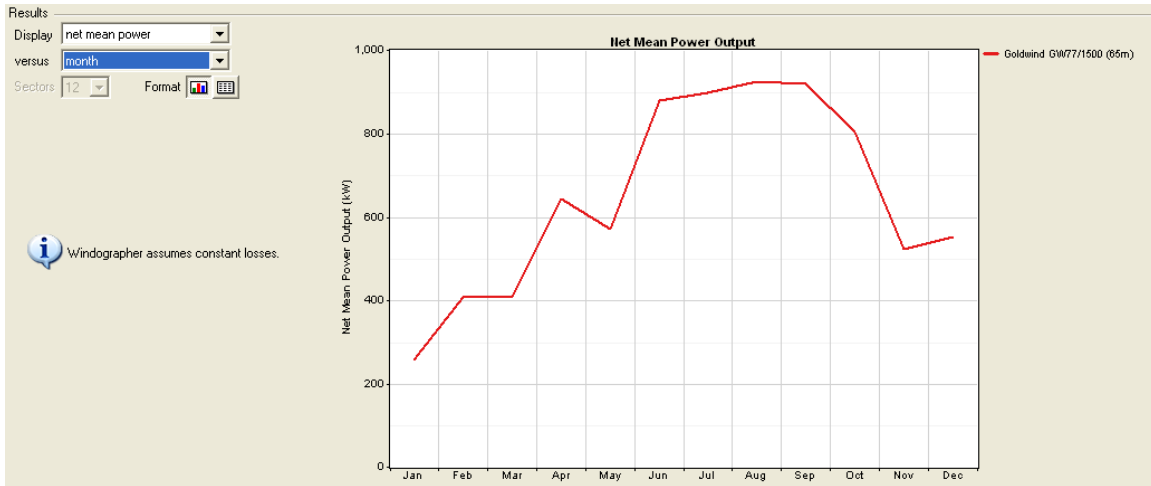


Figura 32: Perfil de potencia eléctrica media mensual generada (promedio).

De la gráfica anterior se concluye que la potencia eléctrica media mensual se incrementa durante los meses de invierno, a partir de junio hasta octubre, siendo los peores meses para el potencial eólico enero, febrero y marzo.

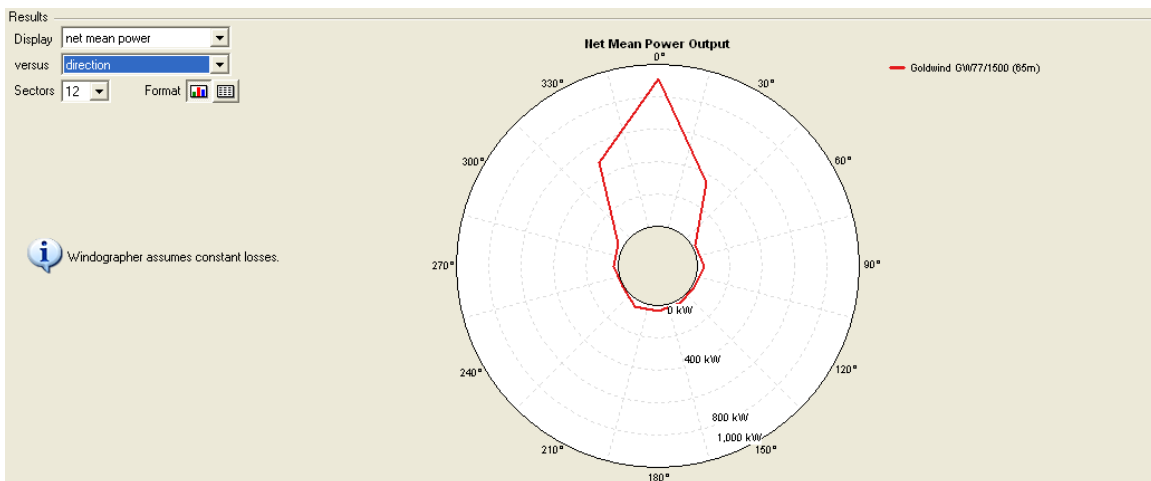


Figura 33: Dirección de la potencia media generada.

De la gráfica anterior se concluye que la dirección del viento para su aprovechamiento energético se encuentra prácticamente en su totalidad entre 30° y 330°, lo cual reduce las pérdidas en generación de energía a causa del movimiento de orientación del aerogenerador.

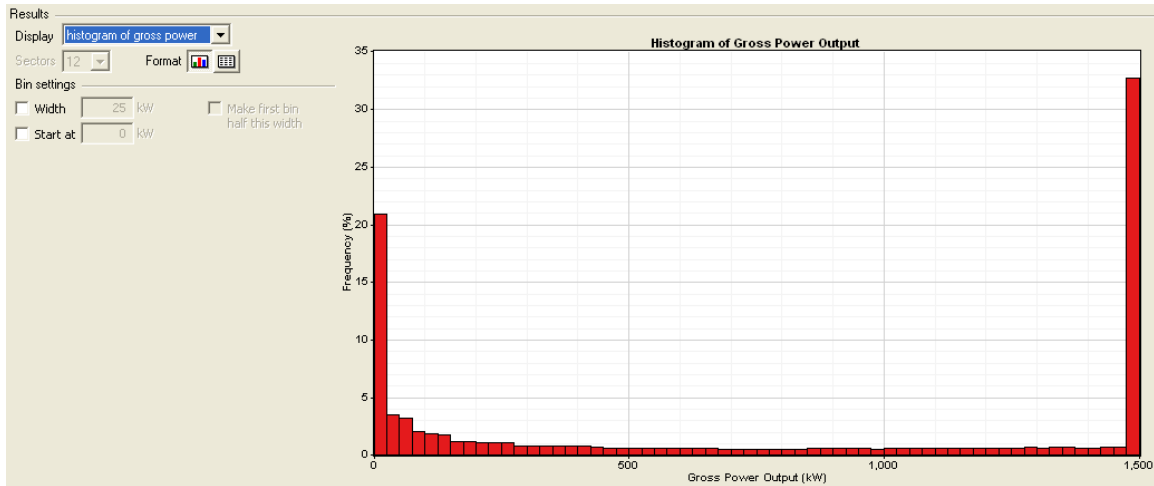


Figura 34: Histograma de la potencia generada.

Del histograma anterior se concluye que el 25,3% del tiempo se genera a la potencia nominal, pero en contra partida el 12,23% del tiempo no se genera electricidad.

III. ANÁLISIS DE LA ENERGÍA GENERADA

La energía generada se calcula integrando en el tiempo la potencia calculada anteriormente.

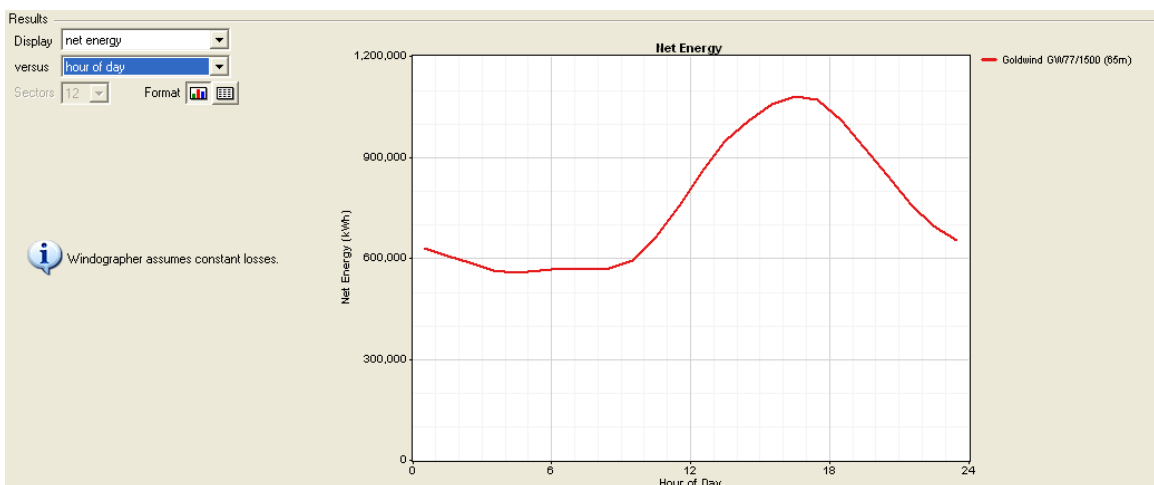


Figura 35: Perfil de energía eléctrica diaria generada (promedio).

De la gráfica anterior se concluye que la energía eléctrica diaria generada se incrementa durante el día, desde las 10:00 horas a las 17:00 horas.

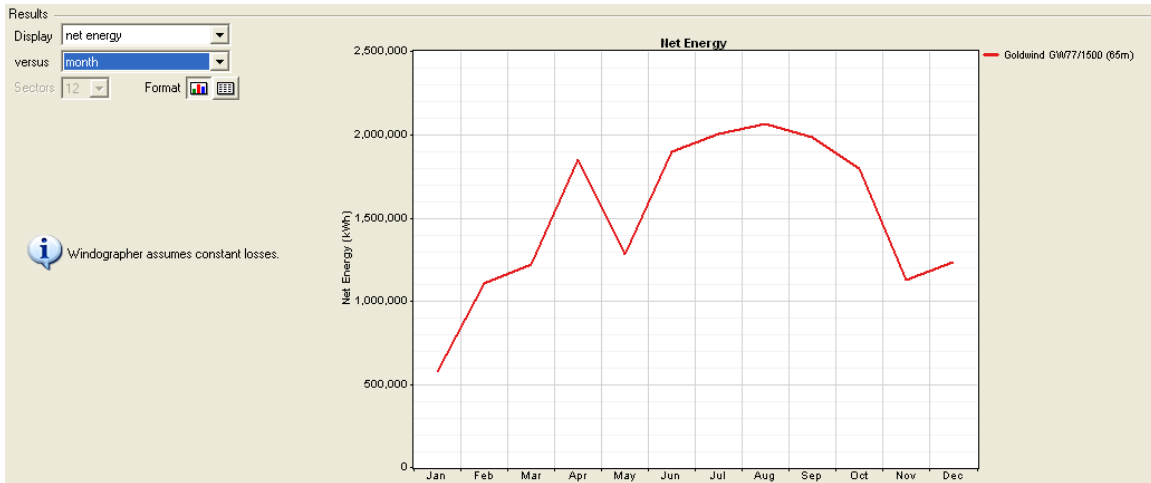


Figura 36: Perfil de energía eléctrica mensual generada (promedio).

De la gráfica anterior se concluye que la energía eléctrica mensual se incrementa durante los meses de invierno, a partir de junio hasta octubre, siendo los peores meses para el potencial eólico enero, febrero y marzo.

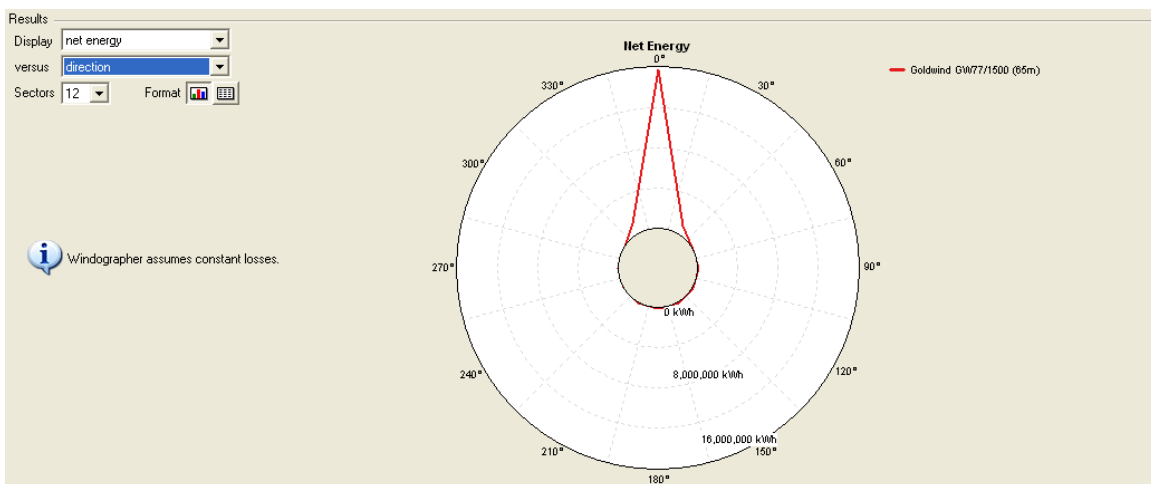


Figura 37: Dirección de la energía neta generada.

De la gráfica anterior se concluye que la dirección del viento para su aprovechamiento energético se encuentra prácticamente en su totalidad entre 30° y 330°, lo cual reduce las pérdidas en generación de energía a causa del movimiento de orientación del aerogenerador.

IV. RESUMEN DE LOS RESULTADOS

Los resultados calculados en este apartado se resumen en el siguiente cuadro:

Porcentaje del tiempo sin generación de energía	12,23	%
Porcentaje del tiempo generando a potencia nominal	25,30	%
Potencia neta promedio	678,6	kW
Energía neta anual generada	5.944.150	kWh
Factor de planta	45,24	%

Tabla 8: Resumen de resultados de potencia y energía generada.

CAPÍTULO 4: DESARROLLO DE LA CURVA DE POTENCIA REAL DEL AEROGENERADOR EN QOLLPANA

Como no se tiene una curva de potencia precisa del aerogenerador montado en Qollpana, se debe realizar la misma en función de la potencia real generada medida y la velocidad del viento.

I. CURVA DE POTENCIA DESARROLLADA

La metodología empleada está basada en la norma IEC 61400-12-1 (Power performance measurements of electricity producing wind turbines) [10], donde se indica que la base de datos a emplear se considera completa cuando:

- La base de datos incluye un mínimo de 180 horas de muestras, 1.080 datos de 10 minutos.
- Cada intervalo de velocidad de viento debe incluir como mínimo 30 minutos de muestras.

Se trabajó con los siguientes datos correspondientes al mes de julio de 2.014:

- La velocidad del viento promedio [m/s].
- La potencia activa promedio [kW].
- El ángulo de paso promedio de las palas [°].

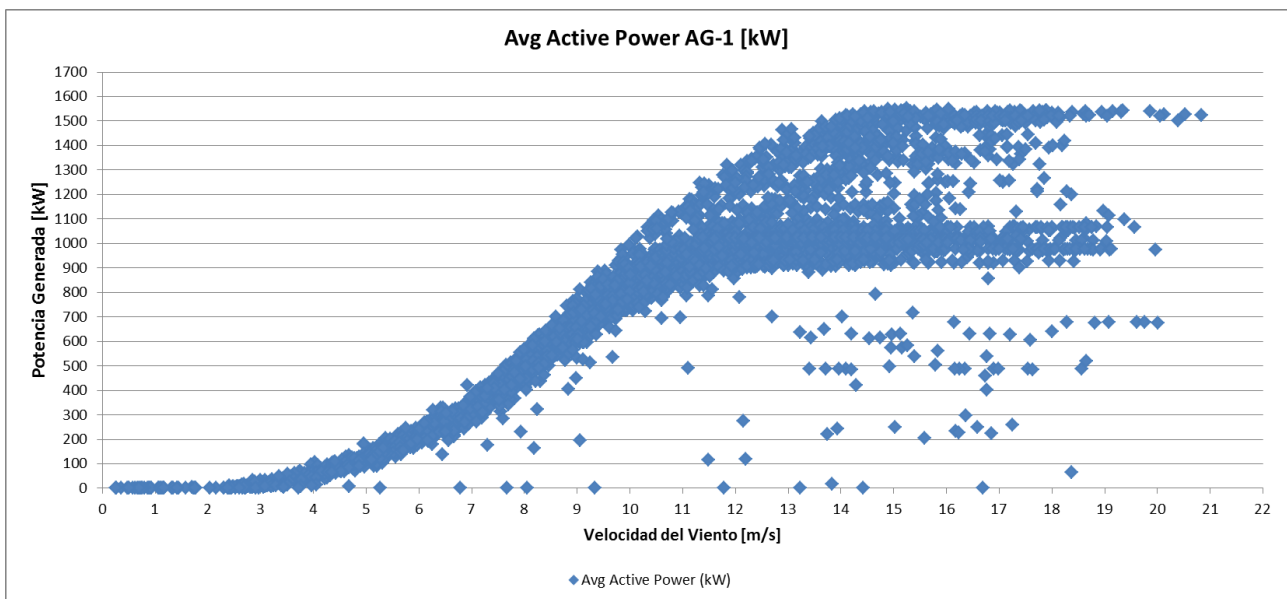


Figura 38: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Set de datos Julio 2.014 AG-1).

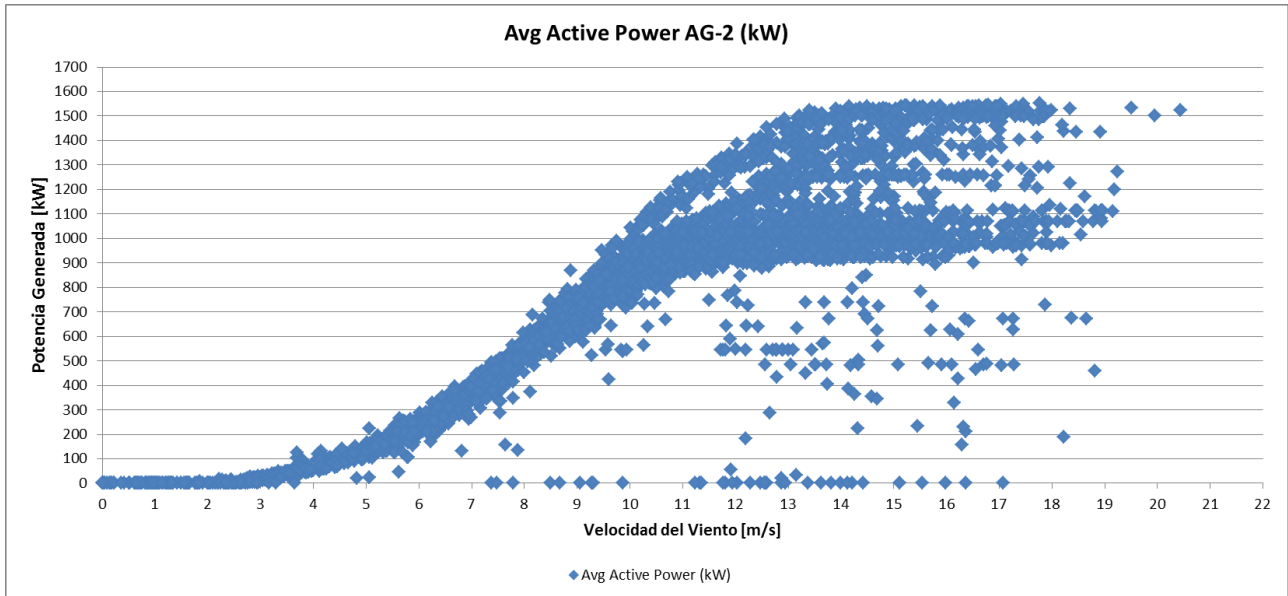


Figura 39: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Set de datos Julio 2.014 AG-2).

Previo al análisis se debe considerar que la operación de los dos aerogeneradores se encuentra limitado por restricciones de la red eléctrica en la zona, en base al siguiente criterio:

- De 00:00 a 18:00 horas generación máxima de 2 MW entre las dos turbinas eólicas.
- De 18:00 a 00:00 horas generación máxima posible entre las dos turbinas eólicas (cada una con una potencia nominal de 1,5 MW, hacen un total de 3 MW en este horario).

En primera instancia se filtraron los datos del ángulo de paso, graficando la potencia generada cuando las palas del aerogenerador están en 0° (generación libre sin control de velocidad). Consideramos 0° el rango comprendido entre -1° y $+1^\circ$.

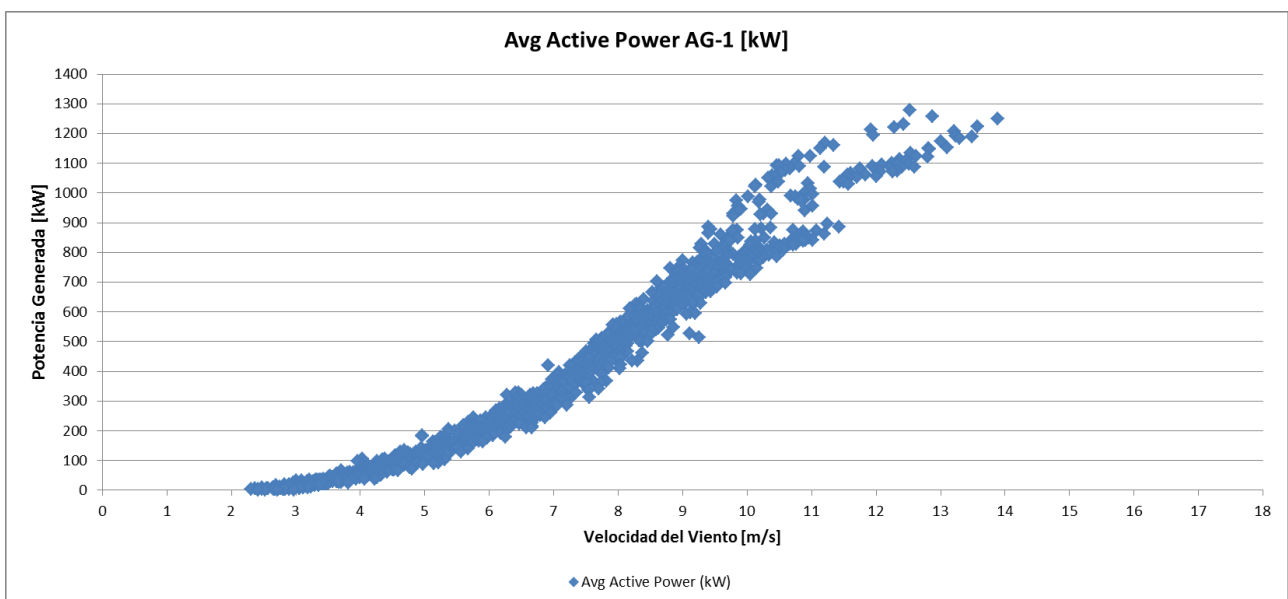


Figura 40: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtro con el ángulo de paso AG-1).

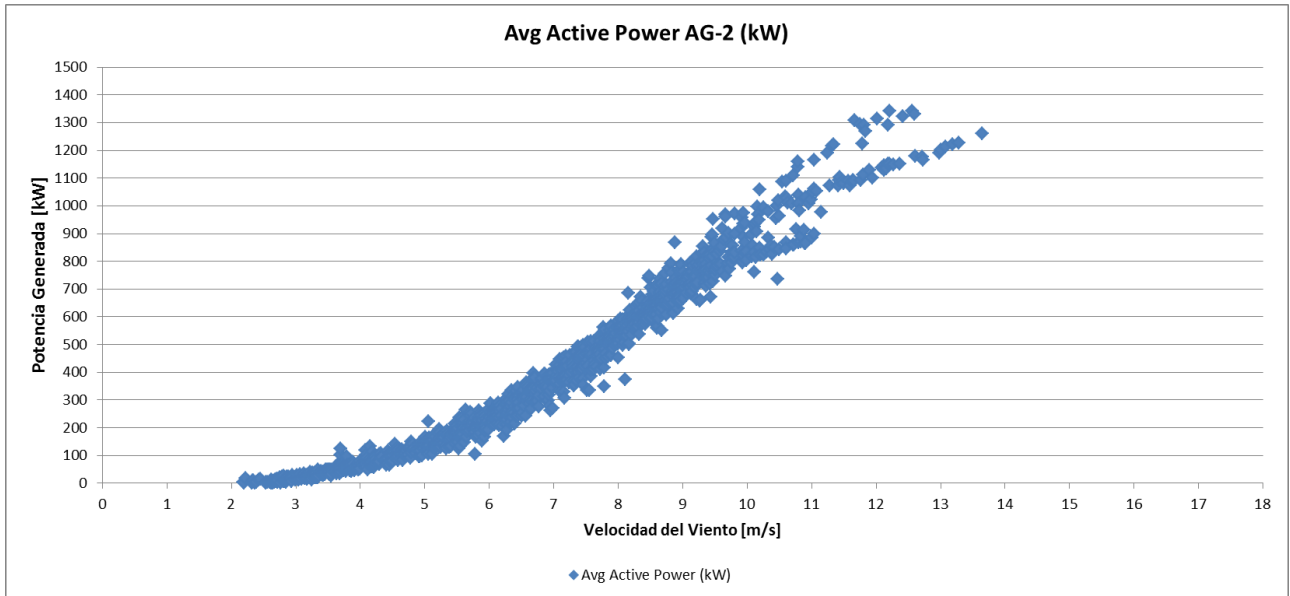


Figura 41: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtro con el ángulo de paso AG-2).

Como se puede apreciar en las curvas anteriores, a partir de 12 m/s de velocidad del viento, con ángulo de paso en 0° , ya se supera los 1.200 kW de potencia.

En segunda instancia todos los datos con un ángulo de paso superior a 0° se filtraron para recopilar los datos con potencias superiores a 1.200 kW.

En tercera instancia los datos anteriores se filtraron en función horaria, de acuerdo a las restricciones de red explicadas con anterioridad, recopilando los datos registrados entre las 18:00 a 00:00 horas (libertad para generar la potencia nominal).

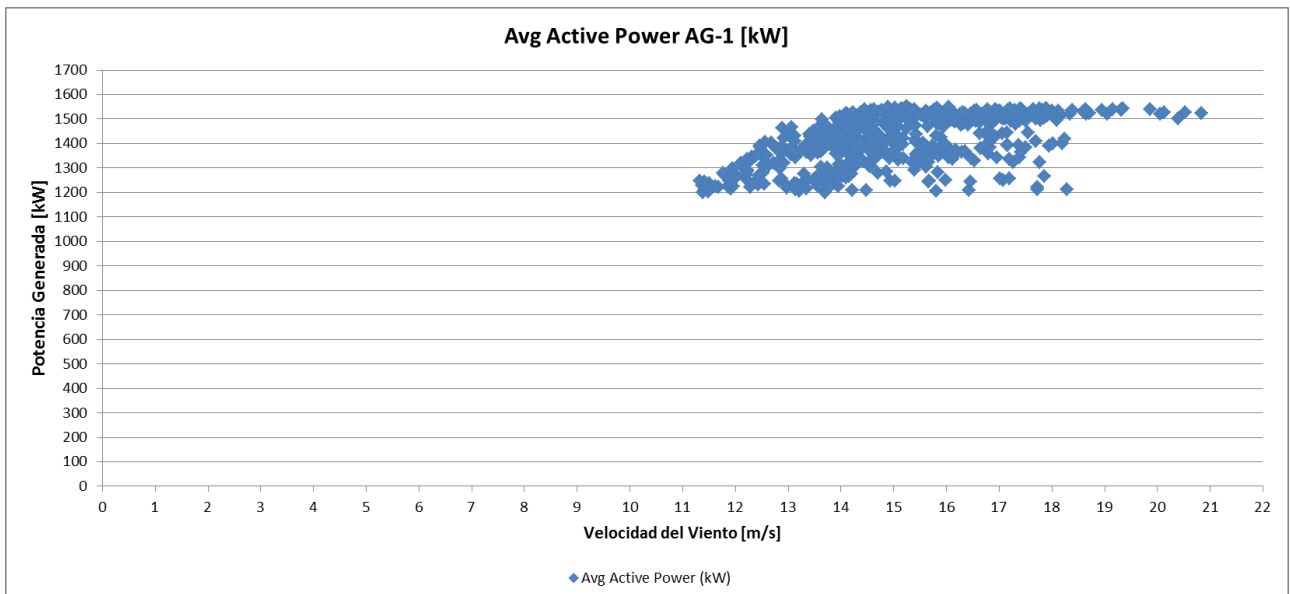


Figura 42: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtro con restricción horaria AG-1).

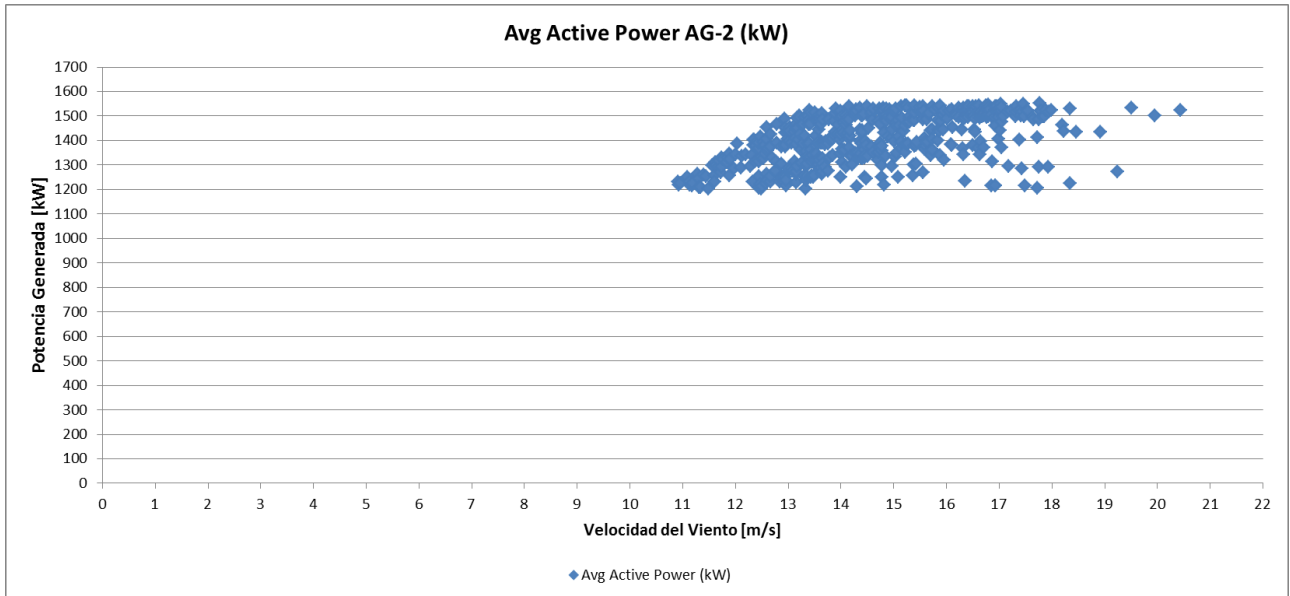


Figura 43: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtro con restricción horaria AG-2).

Finalmente se unieron todos los datos filtrados en cada instancia, obteniéndose las siguientes gráficas de nube de puntos:

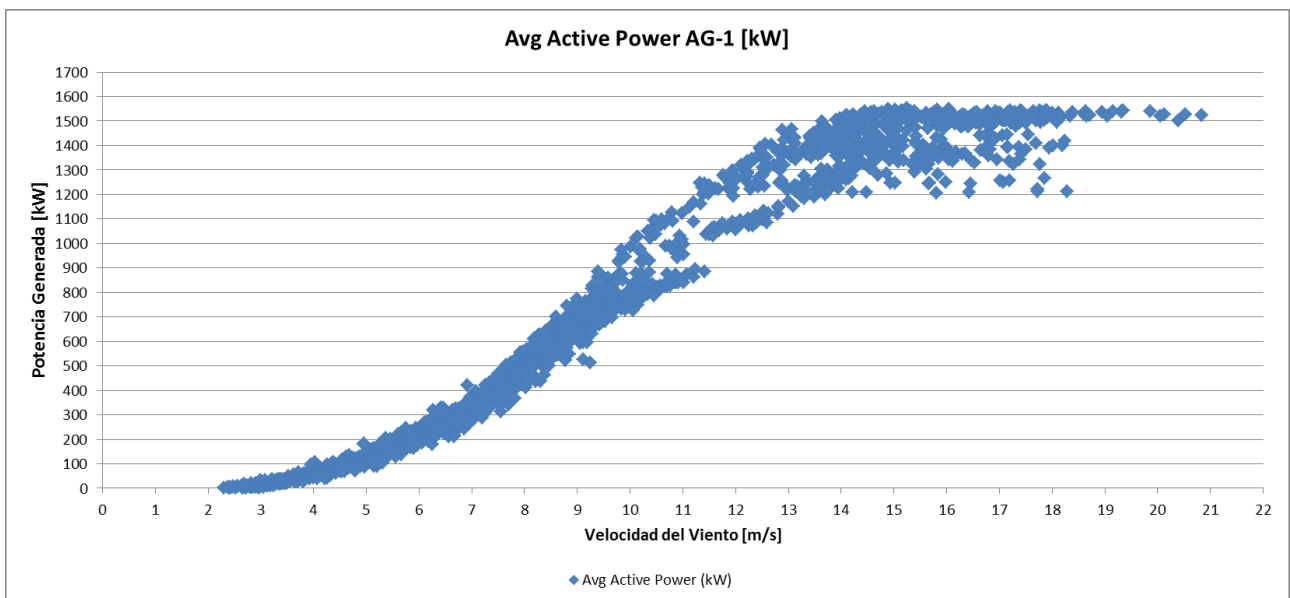


Figura 44: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtrado final AG-1).

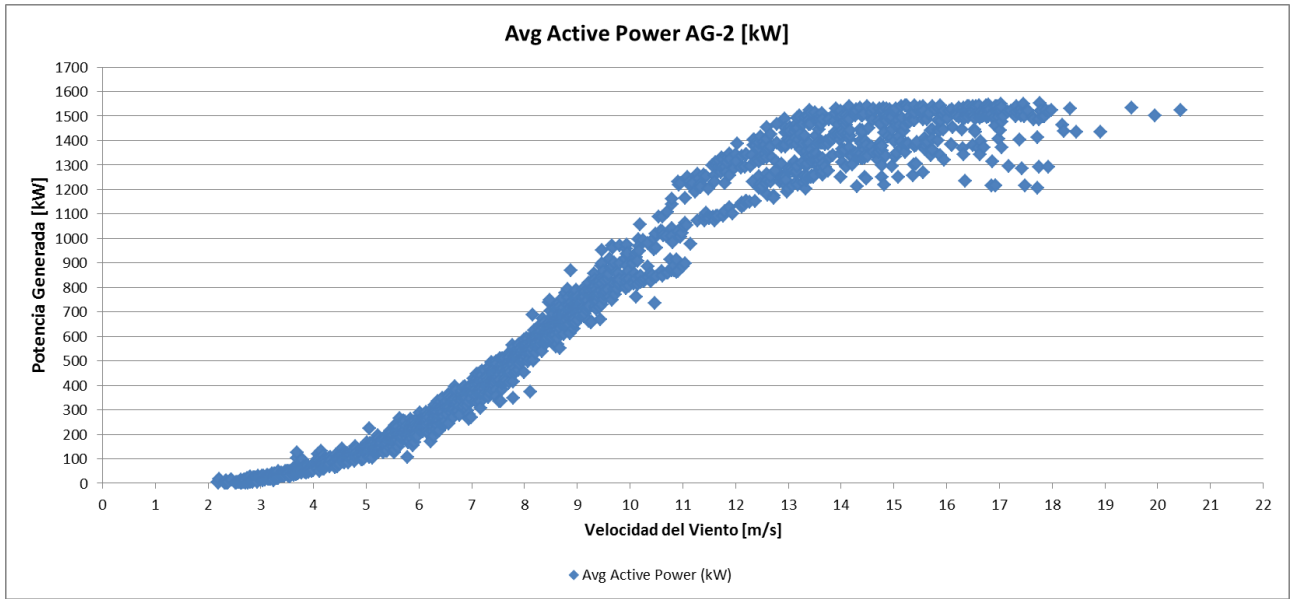


Figura 45: Potencia generada [kW] vs Velocidad del viento [m/s] (Filtrado final AG-2).

De acuerdo a la norma IEC 61400-12-1 (Power performance measurements of electricity producing wind turbines) [10], la curva de potencia medida es determinada aplicando el “método de intervalos” a los datos normalizados, utilizando intervalos de 0,5 m/s y calculando los valores medios de velocidad del viento normalizada y la potencia normalizada para cada intervalo de velocidad de viento de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (6)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (7)$$

Dónde:

V_i = es la velocidad del viento normalizada y promediada en el intervalo i .

$V_{n,i,j}$ = es la velocidad de viento normalizada del set de datos j presentes en el intervalo i .

P_i = es la potencia normalizada y promediada en el intervalo i .

$P_{n,i,j}$ = es la potencia normalizada del set de datos j presentes en el intervalo i .

N_i = es el número de datos de 10 minutos presentes en el intervalo i .

Siguiendo la metodología anterior (método de intervalos), calculamos la curva de potencia real de los dos aerogeneradores montados en Qollpana:

AG-1

Velocidad	Potencia	v [m/s]	P disp [kW]
1.75-2.25 m/s	-2.63	2.0	16.49
2.25-2.75 m/s	1.24	2.5	32.21
2.75-3.25 m/s	15.46	3.0	55.66
3.25-3.75 m/s	33.90	3.5	88.38
3.75-4.25 m/s	57.95	4.0	131.92
4.25-4.75 m/s	89.02	4.5	187.84
4.75-5.25 m/s	120.68	5.0	257.66
5.25-5.75 m/s	166.20	5.5	342.95
5.75-6.25 m/s	212.44	6.0	445.24
6.25-6.75 m/s	268.60	6.5	566.08
6.75-7.25 m/s	328.69	7.0	707.02
7.25-7.75 m/s	421.94	7.5	869.61
7.75-8.25 m/s	496.07	8.0	1055.38
8.25-8.75 m/s	585.46	8.5	1265.89
8.75-9.25 m/s	668.91	9.0	1502.69
9.25-9.75 m/s	747.36	9.5	1767.30
9.75-10.25 m/s	824.94	10.0	2061.30
10.25-10.75 m/s	912.65	10.5	2386.21
10.75-11.25 m/s	944.99	11.0	2743.59
11.25-11.75 m/s	1131.17	11.5	3134.98
11.75-12.25 m/s	1213.24	12.0	3561.92
12.25-12.75 m/s	1246.60	12.5	4025.97
12.75-13.25 m/s	1310.91	13.0	4528.67
13.25-13.75 m/s	1336.60	13.5	5071.56
13.75-14.25 m/s	1385.45	14.0	5656.20
14.25-14.75 m/s	1427.75	14.5	6284.12
14.75-15.25 m/s	1454.37	15.0	6956.88
15.25-15.75 m/s	1417.00	15.5	7676.01
15.75-16.25 m/s	1449.14	16.0	8443.07
16.25-16.75 m/s	1456.09	16.5	9259.60
16.75-17.25 m/s	1471.82	17.0	10127.15
17.25-17.75 m/s	1470.75	17.5	11047.26
17.75-18.25 m/s	1483.29	18.0	12021.48
18.25-18.75 m/s	1483.27	18.5	13051.36
18.75-19.25 m/s	1532.34	19.0	14138.44
19.25-19.75 m/s	1539.63	19.5	15284.26
19.75-20.25 m/s	1529.07	20.0	16490.38
20.25-20.75 m/s	1514.61	20.5	17758.33
20.75-21.25 m/s	1525.29	21.0	19089.67

Tabla 9: Velocidad de viento [m/s] y potencia [kW] por intervalos (AG-1).

AG-2

Velocidad	Potencia	v [m/s]	P disp [kW]
1.75-2.25 m/s	-2.00	2.0	16.49
2.25-2.75 m/s	3.78	2.5	32.21
2.75-3.25 m/s	19.36	3.0	55.66
3.25-3.75 m/s	43.18	3.5	88.38
3.75-4.25 m/s	69.66	4.0	131.92
4.25-4.75 m/s	99.41	4.5	187.84
4.75-5.25 m/s	136.96	5.0	257.66
5.25-5.75 m/s	184.53	5.5	342.95
5.75-6.25 m/s	224.13	6.0	445.24
6.25-6.75 m/s	292.15	6.5	566.08
6.75-7.25 m/s	373.28	7.0	707.02
7.25-7.75 m/s	443.44	7.5	869.61
7.75-8.25 m/s	537.49	8.0	1055.38
8.25-8.75 m/s	636.90	8.5	1265.89
8.75-9.25 m/s	717.15	9.0	1502.69
9.25-9.75 m/s	799.14	9.5	1767.30
9.75-10.25 m/s	878.35	10.0	2061.30
10.25-10.75 m/s	928.10	10.5	2386.21
10.75-11.25 m/s	1059.25	11.0	2743.59
11.25-11.75 m/s	1203.80	11.5	3134.98
11.75-12.25 m/s	1242.32	12.0	3561.92
12.25-12.75 m/s	1312.10	12.5	4025.97
12.75-13.25 m/s	1345.30	13.0	4528.67
13.25-13.75 m/s	1370.79	13.5	5071.56
13.75-14.25 m/s	1413.69	14.0	5656.20
14.25-14.75 m/s	1412.59	14.5	6284.12
14.75-15.25 m/s	1439.16	15.0	6956.88
15.25-15.75 m/s	1442.34	15.5	7676.01
15.75-16.25 m/s	1471.28	16.0	8443.07
16.25-16.75 m/s	1479.16	16.5	9259.60
16.75-17.25 m/s	1473.83	17.0	10127.15
17.25-17.75 m/s	1461.34	17.5	11047.26
17.75-18.25 m/s	1469.43	18.0	12021.48
18.25-18.75 m/s	1481.07	18.5	13051.36
18.75-19.25 m/s	1500.00	19.0	14138.44
19.25-19.75 m/s	1532.71	19.5	15284.26
19.75-20.25 m/s	1503.01	20.0	16490.38
20.25-20.75 m/s	1522.88	20.5	17758.33
20.75-21.25 m/s	1500.00	21.0	19089.67

Tabla 10: Velocidad de viento [m/s] y potencia [kW] por intervalos (AG-2).

Las celdas de color amarillo no cumplen con la norma IEC 61400-12-1 en el apartado que indica “cada intervalo de velocidad de viento debe incluir como mínimo 30 minutos de muestras”, porque no se registraron suficientes muestras en esas velocidades de viento.

De los datos procesados en las anteriores tablas obtenemos las siguientes curvas de potencia para los aerogeneradores 1 y 2 de la localidad de Qollpana:

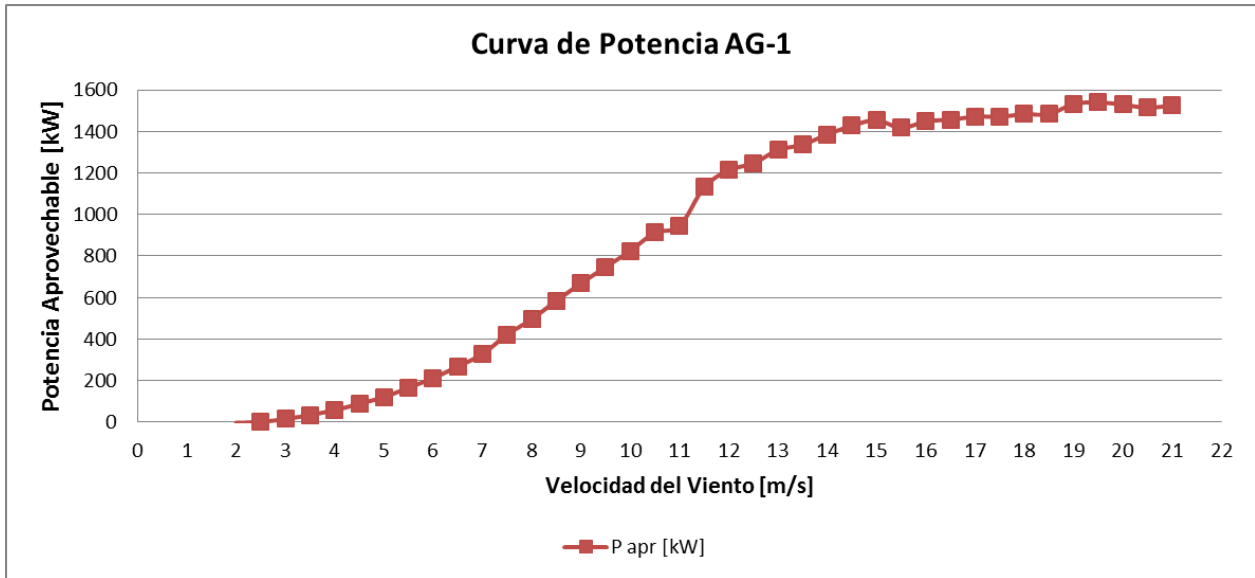


Figura 46: Curva de potencia aerogenerador 1 de Qollpana.

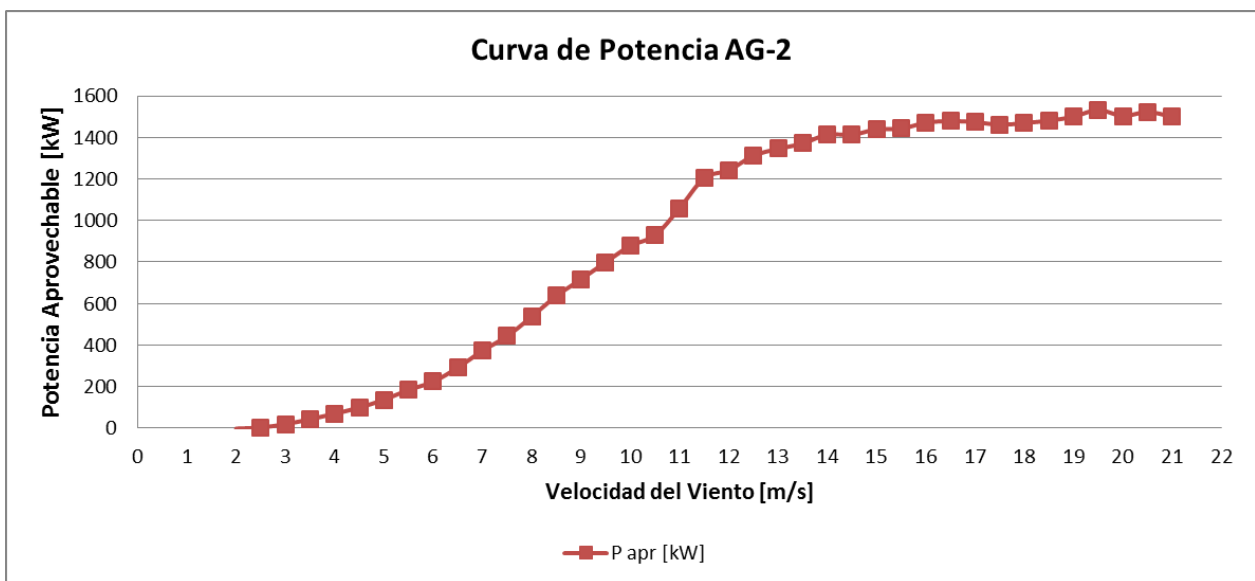


Figura 47: Curva de potencia aerogenerador 2 de Qollpana.

Posteriormente se hizo la comparación entre la curva de potencia real medida y la curva de potencia presentada por el fabricante normalizada a la densidad de aire de Qollpana ($0,8867 \text{ kg/m}^3$) de acuerdo a las ecuaciones (4) y (5) presentadas en el apartado II del Capítulo 3, como se muestra a continuación:

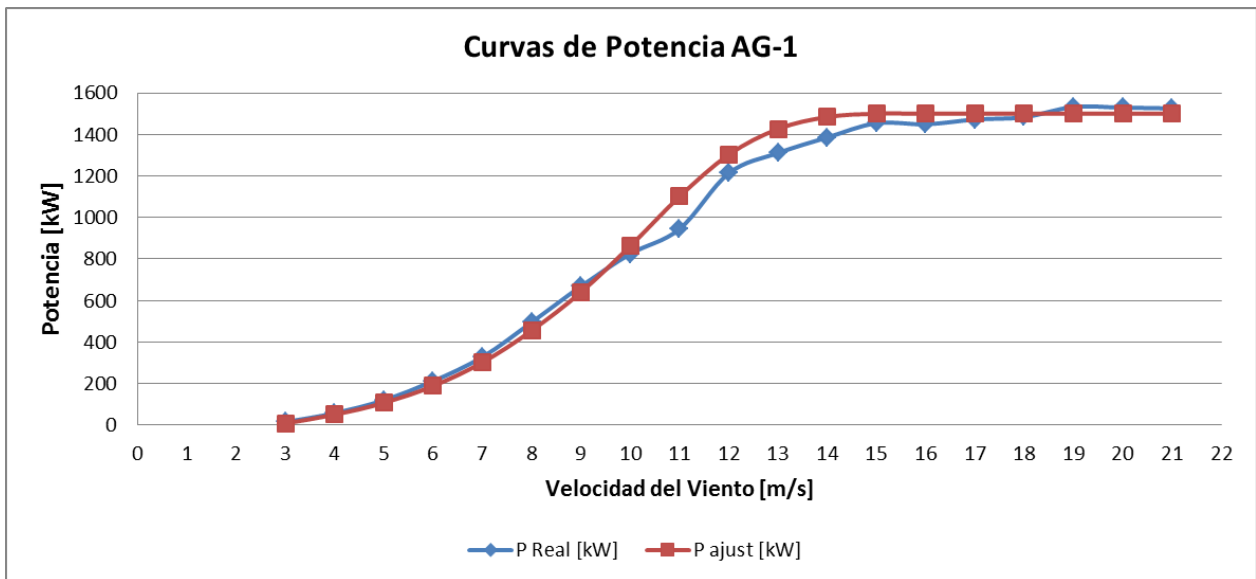


Figura 48: Curva de potencia real y ajustada, aerogenerador 1 de Qollpana.

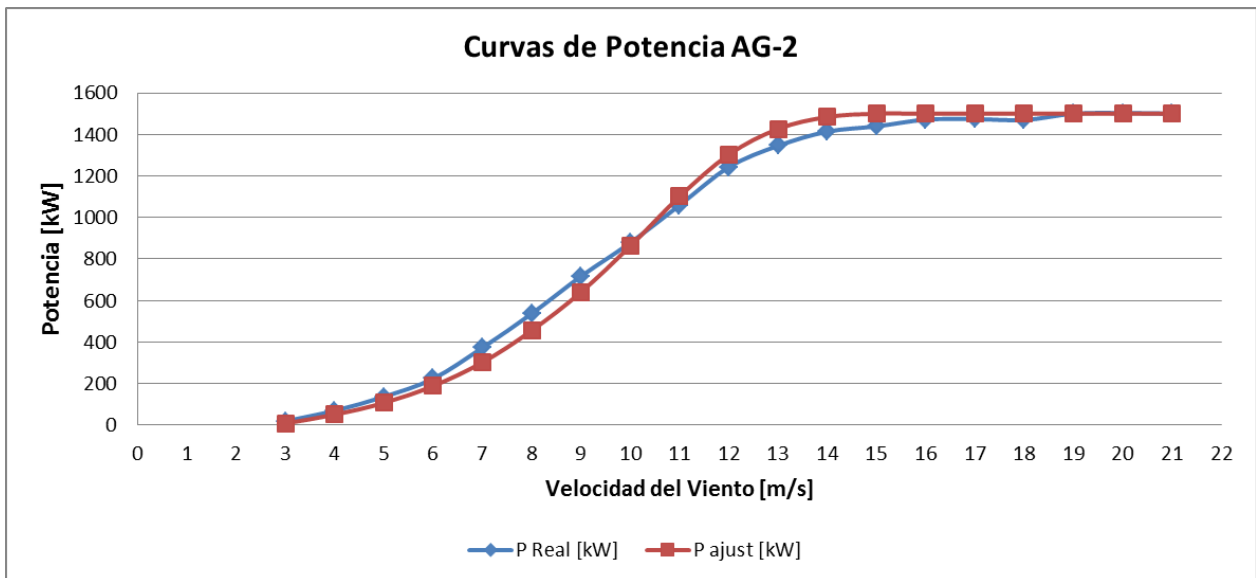


Figura 49: Curva de potencia real y ajustada, aerogenerador 2 de Qollpana.

Adicionalmente se realizó el ejercicio de comparar la curva de potencia real, la curva de potencia ajustada a la densidad de Qollpana ($0,8867 \text{ kg/m}^3$) y la curva de potencia proporcionada por el fabricante para condiciones al nivel del mar (densidad de $1,225 \text{ kg/m}^3$).

AG-1

v [m/s]	P Teórica [kW]	P Real [kW]	v ajust [m/s]	P ajust [kW]
3.0	23	15.46	2.69	8.60
4.0	70	57.95	3.59	50.80
5.0	147	120.68	4.49	107.68
6.0	256	212.44	5.39	189.21
7.0	419	328.69	6.29	302.47
8.0	621	496.07	7.18	455.96
9.0	868	668.91	8.08	640.97
10.0	1134	824.94	8.98	862.74
11.0	1352	944.99	9.88	1101.17
12.0	1463	1213.24	10.77	1302.83
13.0	1500	1310.91	11.67	1426.63
14.0	1500	1385.45	12.57	1484.10
15.0	1500	1454.37	13.47	1500.00
16.0	1500	1449.14	14.37	1500.00
17.0	1500	1471.82	15.26	1500.00
18.0	1500	1483.29	16.16	1500.00
19.0	1500	1532.34	17.06	1500.00
20.0	1500	1529.07	17.96	1500.00
21.0	1500	1525.29	18.86	1500.00

Tabla 11: Velocidad de viento [m/s] y potencia [kW] normalizados por intervalos (AG-1).

AG-2

v [m/s]	P Teórica [kW]	P Real [kW]	v ajust [m/s]	P ajust [kW]
3.0	23	19.36	2.69	8.60
4.0	70	69.66	3.59	50.80
5.0	147	136.96	4.49	107.68
6.0	256	224.13	5.39	189.21
7.0	419	373.28	6.29	302.47
8.0	621	537.49	7.18	455.96
9.0	868	717.15	8.08	640.97
10.0	1134	878.35	8.98	862.74
11.0	1352	1059.25	9.88	1101.17
12.0	1463	1242.32	10.77	1302.83
13.0	1500	1345.30	11.67	1426.63
14.0	1500	1413.69	12.57	1484.10
15.0	1500	1439.16	13.47	1500.00
16.0	1500	1471.28	14.37	1500.00
17.0	1500	1473.83	15.26	1500.00
18.0	1500	1469.43	16.16	1500.00
19.0	1500	1500.00	17.06	1500.00
20.0	1500	1503.01	17.96	1500.00
21.0	1500	1500.00	18.86	1500.00

Tabla 12: Velocidad de viento [m/s] y potencia [kW] normalizados por intervalos (AG-2).

De los datos procesados en las anteriores tablas obtenemos las curvas de potencia real, ajustada (normalizada) y teórica (densidad de aire al nivel del mar, $1,225 \text{ kg/m}^3$) para los aerogeneradores 1 y 2 de la localidad de Qollpana: (El set de datos filtrado se encuentra en el Anexo 7).

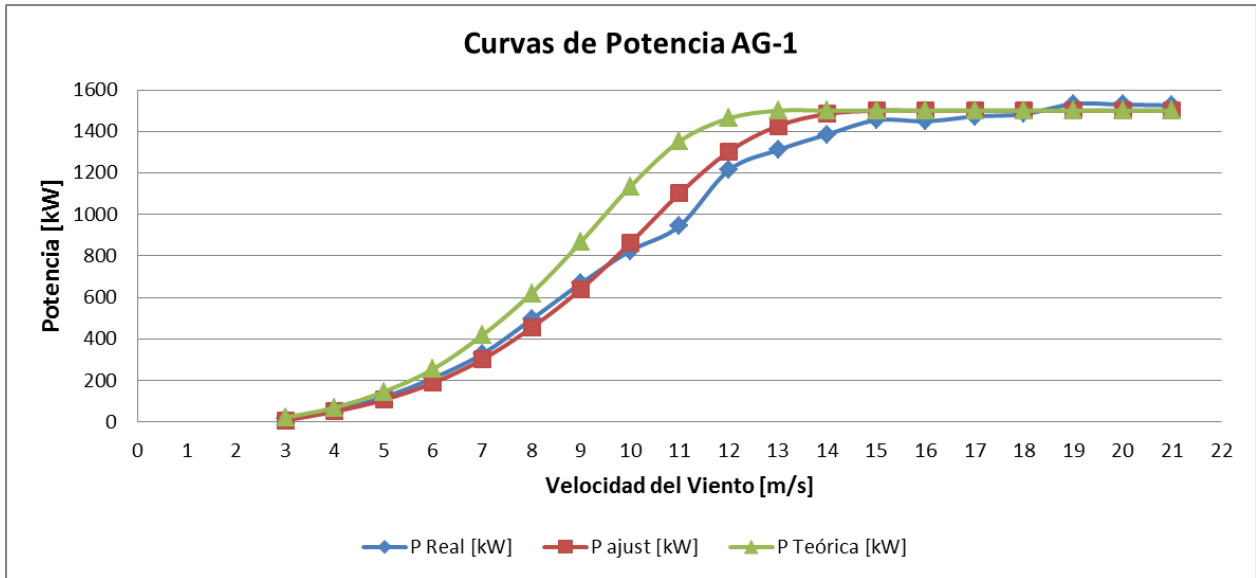


Figura 50: Curva de potencia real, ajustada y teórica, aerogenerador 1 de Qollpana.

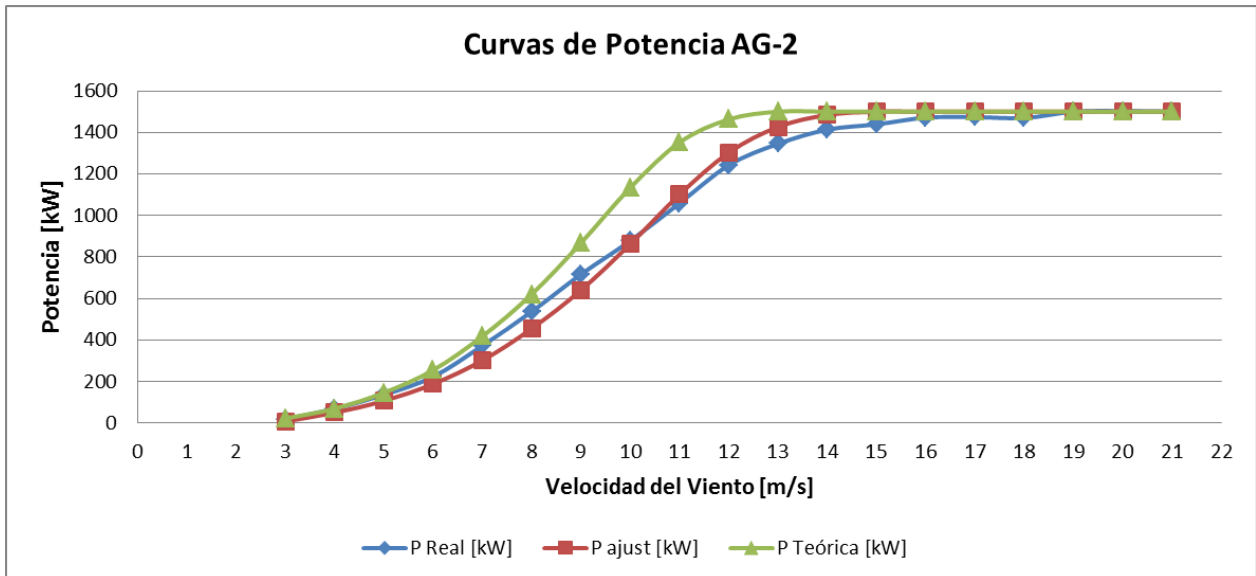


Figura 51: Curva de potencia real, ajustada y teórica, aerogenerador 2 de Qollpana.

La curva de potencia real medida es bastante similar a la curva de potencia normalizada, sin embargo es necesario evaluar la EAP para cuantificar sus diferencias y conocer la producción energética real. (Ver apartado IV del Capítulo 4).

Adicionalmente, en las anteriores gráficas se observa que la curva de potencia proporcionada por el fabricante para una densidad de aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$, presenta un mayor aprovechamiento energético que la curva de potencia normalizada para una densidad de aire de $0,8867 \text{ kg/m}^3$, esto debido a que el potencial eólico es directamente proporcional a la densidad del aire.

Para verificar lo anterior, para un ángulo de paso igual a cero grados se grafica la relación entre la potencia normalizada y la potencia teórica, obteniendo un resultado prácticamente constante, como se observa a continuación:

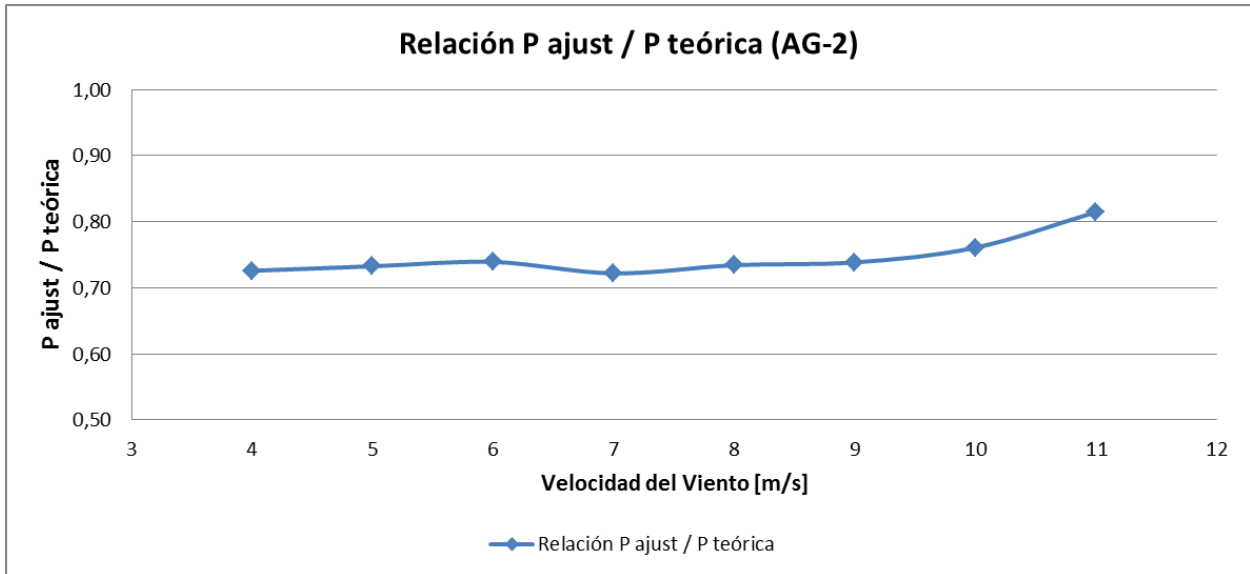


Figura 52: Relación entre la potencia normalizada y la potencia teórica.

II. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE POTENCIA (CP)

Potencia eólica disponible:

Una masa de aire en movimiento a una velocidad v tiene una energía cinética igual a: [14]

$$w = \frac{1}{2}mv^2 \quad (8)$$

La potencia eólica disponible en una sección de área A perpendicular a la corriente de aire con velocidad v será el flujo de energía cinética:

$$p = \frac{dw}{dt} \quad p = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 \quad \dot{m} = \rho Av \quad p = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (9)$$

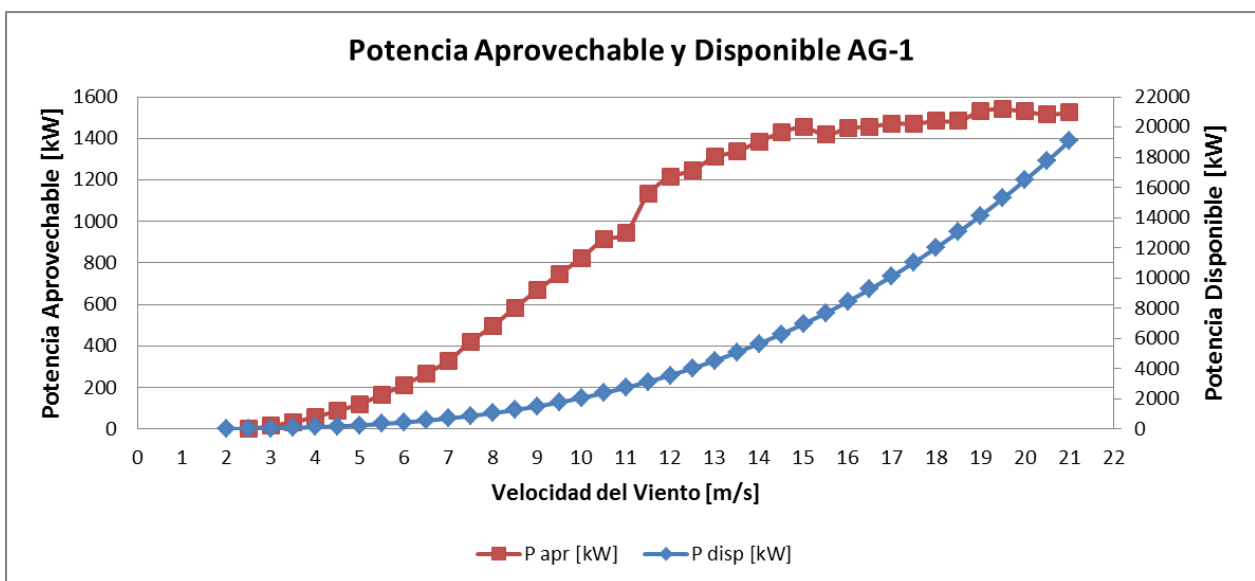


Figura 53: Curva de potencia real y potencial eólico disponible, aerogenerador 1 de Qollpana.

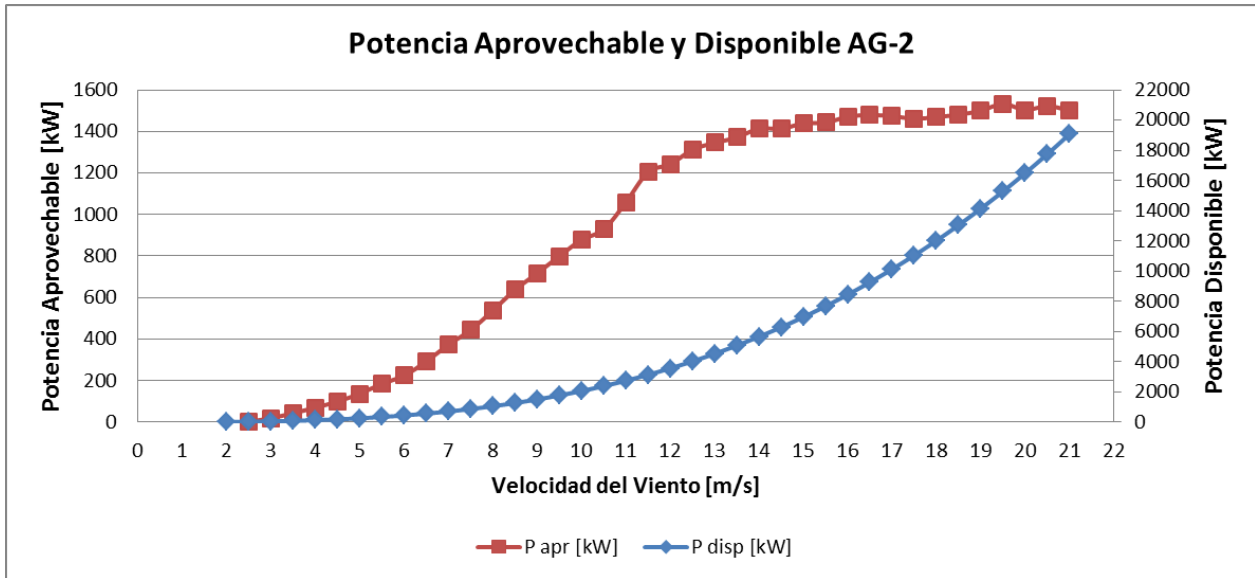


Figura 54: Curva de potencia real y potencial eólico disponible, aerogenerador 2 de Qollpana.

Las gráficas anteriores muestran la velocidad del viento [m/s] en el eje X, la potencia aprovechable [kW] en el eje Y izquierdo y la potencia disponible [kW] en el eje Y derecho.

De las gráficas anteriores se concluye que la potencia eólica disponible es mucho mayor a la potencia aprovechada, y estas diferencias se incrementan cuanto mayor es la velocidad del viento, esto es debido a que la turbina eólica sólo puede extraer un porcentaje de la energía cinética que contiene una masa de aire en movimiento. Estos conceptos se amplían a continuación:

Potencia eólica aprovechable:

Se define el coeficiente de potencia de un aerogenerador como la fracción de potencia contenida en el viento incidente que es realmente capturada por el aerogenerador. Es una medida de la eficiencia de la máquina. [14]

$P = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 C_p$	(10)
------------------------------------	-------------

Siendo C_p el coeficiente de potencia y v_1 es la velocidad del viento incidente. De acuerdo al límite de Betz, como máximo, sólo puede extraerse el 59,25% de la energía cinética que contiene una masa de aire en movimiento. $C_{p_{max}} = 0,5925$.

AG-1

Velocidad	Potencia	v [m/s]	P disp [kW]	P apr [kW]	Cp
1.75-2.25 m/s	-2.63	2.0	16.49	-2.63	-0.16
2.25-2.75 m/s	1.24	2.5	32.21	1.24	0.04
2.75-3.25 m/s	15.46	3.0	55.66	15.46	0.28
3.25-3.75 m/s	33.90	3.5	88.38	33.90	0.38
3.75-4.25 m/s	57.95	4.0	131.92	57.95	0.44
4.25-4.75 m/s	89.02	4.5	187.84	89.02	0.47
4.75-5.25 m/s	120.68	5.0	257.66	120.68	0.47
5.25-5.75 m/s	166.20	5.5	342.95	166.20	0.48
5.75-6.25 m/s	212.44	6.0	445.24	212.44	0.48
6.25-6.75 m/s	268.60	6.5	566.08	268.60	0.47
6.75-7.25 m/s	328.69	7.0	707.02	328.69	0.46
7.25-7.75 m/s	421.94	7.5	869.61	421.94	0.49
7.75-8.25 m/s	496.07	8.0	1055.38	496.07	0.47
8.25-8.75 m/s	585.46	8.5	1265.89	585.46	0.46
8.75-9.25 m/s	668.91	9.0	1502.69	668.91	0.45
9.25-9.75 m/s	747.36	9.5	1767.30	747.36	0.42
9.75-10.25 m/s	824.94	10.0	2061.30	824.94	0.40
10.25-10.75 m/s	912.65	10.5	2386.21	912.65	0.38
10.75-11.25 m/s	944.99	11.0	2743.59	944.99	0.34
11.25-11.75 m/s	1131.17	11.5	3134.98	1131.17	0.36
11.75-12.25 m/s	1213.24	12.0	3561.92	1213.24	0.34
12.25-12.75 m/s	1246.60	12.5	4025.97	1246.60	0.31
12.75-13.25 m/s	1310.91	13.0	4528.67	1310.91	0.29
13.25-13.75 m/s	1336.60	13.5	5071.56	1336.60	0.26
13.75-14.25 m/s	1385.45	14.0	5656.20	1385.45	0.24
14.25-14.75 m/s	1427.75	14.5	6284.12	1427.75	0.23
14.75-15.25 m/s	1454.37	15.0	6956.88	1454.37	0.21
15.25-15.75 m/s	1417.00	15.5	7676.01	1417.00	0.18
15.75-16.25 m/s	1449.14	16.0	8443.07	1449.14	0.17
16.25-16.75 m/s	1456.09	16.5	9259.60	1456.09	0.16
16.75-17.25 m/s	1471.82	17.0	10127.15	1471.82	0.15
17.25-17.75 m/s	1470.75	17.5	11047.26	1470.75	0.13
17.75-18.25 m/s	1483.29	18.0	12021.48	1483.29	0.12
18.25-18.75 m/s	1483.27	18.5	13051.36	1483.27	0.11
18.75-19.25 m/s	1532.34	19.0	14138.44	1532.34	0.11
19.25-19.75 m/s	1539.63	19.5	15284.26	1539.63	0.10
19.75-20.25 m/s	1529.07	20.0	16490.38	1529.07	0.09
20.25-20.75 m/s	1514.61	20.5	17758.33	1514.61	0.09
20.75-21.25 m/s	1525.29	21.0	19089.67	1525.29	0.08

Tabla 13: Potencia disponible [kW], potencia aprovechable [kW] y coeficiente de potencia (AG-1).

AG-2

Velocidad	Potencia	v [m/s]	P disp [kW]	P apr [kW]	Cp
1.75-2.25 m/s	-2.00	2.0	16.49	-2.00	-0.12
2.25-2.75 m/s	3.78	2.5	32.21	3.78	0.12
2.75-3.25 m/s	19.36	3.0	55.66	19.36	0.35
3.25-3.75 m/s	43.18	3.5	88.38	43.18	0.49
3.75-4.25 m/s	69.66	4.0	131.92	69.66	0.53
4.25-4.75 m/s	99.41	4.5	187.84	99.41	0.53
4.75-5.25 m/s	136.96	5.0	257.66	136.96	0.53
5.25-5.75 m/s	184.53	5.5	342.95	184.53	0.54
5.75-6.25 m/s	224.13	6.0	445.24	224.13	0.50
6.25-6.75 m/s	292.15	6.5	566.08	292.15	0.52
6.75-7.25 m/s	373.28	7.0	707.02	373.28	0.53
7.25-7.75 m/s	443.44	7.5	869.61	443.44	0.51
7.75-8.25 m/s	537.49	8.0	1055.38	537.49	0.51
8.25-8.75 m/s	636.90	8.5	1265.89	636.90	0.50
8.75-9.25 m/s	717.15	9.0	1502.69	717.15	0.48
9.25-9.75 m/s	799.14	9.5	1767.30	799.14	0.45
9.75-10.25 m/s	878.35	10.0	2061.30	878.35	0.43
10.25-10.75 m/s	928.10	10.5	2386.21	928.10	0.39
10.75-11.25 m/s	1059.25	11.0	2743.59	1059.25	0.39
11.25-11.75 m/s	1203.80	11.5	3134.98	1203.80	0.38
11.75-12.25 m/s	1242.32	12.0	3561.92	1242.32	0.35
12.25-12.75 m/s	1312.10	12.5	4025.97	1312.10	0.33
12.75-13.25 m/s	1345.30	13.0	4528.67	1345.30	0.30
13.25-13.75 m/s	1370.79	13.5	5071.56	1370.79	0.27
13.75-14.25 m/s	1413.69	14.0	5656.20	1413.69	0.25
14.25-14.75 m/s	1412.59	14.5	6284.12	1412.59	0.22
14.75-15.25 m/s	1439.16	15.0	6956.88	1439.16	0.21
15.25-15.75 m/s	1442.34	15.5	7676.01	1442.34	0.19
15.75-16.25 m/s	1471.28	16.0	8443.07	1471.28	0.17
16.25-16.75 m/s	1479.16	16.5	9259.60	1479.16	0.16
16.75-17.25 m/s	1473.83	17.0	10127.15	1473.83	0.15
17.25-17.75 m/s	1461.34	17.5	11047.26	1461.34	0.13
17.75-18.25 m/s	1469.43	18.0	12021.48	1469.43	0.12
18.25-18.75 m/s	1481.07	18.5	13051.36	1481.07	0.11
18.75-19.25 m/s	1500.00	19.0	14138.44	1500.00	0.11
19.25-19.75 m/s	1532.71	19.5	15284.26	1532.71	0.10
19.75-20.25 m/s	1503.01	20.0	16490.38	1503.01	0.09
20.25-20.75 m/s	1522.88	20.5	17758.33	1522.88	0.09
20.75-21.25 m/s	1500.00	21.0	19089.67	1500.00	0.08

Tabla 14: Potencia disponible [kW], potencia aprovechable [kW] y coeficiente de potencia (AG-2).

De los datos procesados en las anteriores tablas obtenemos las siguientes curvas de potencia y coeficiente de potencia para los aerogeneradores 1 y 2 de la localidad de Qollpana:

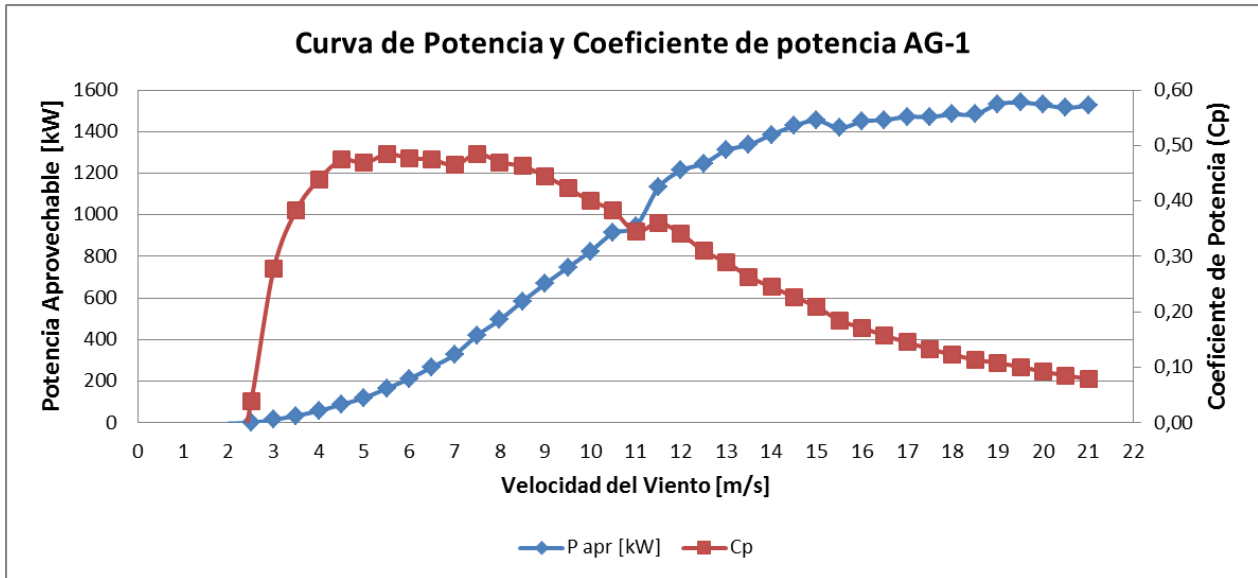


Figura 55: Curva de potencia y coeficiente de potencia, aerogenerador 1 de Qollpana.

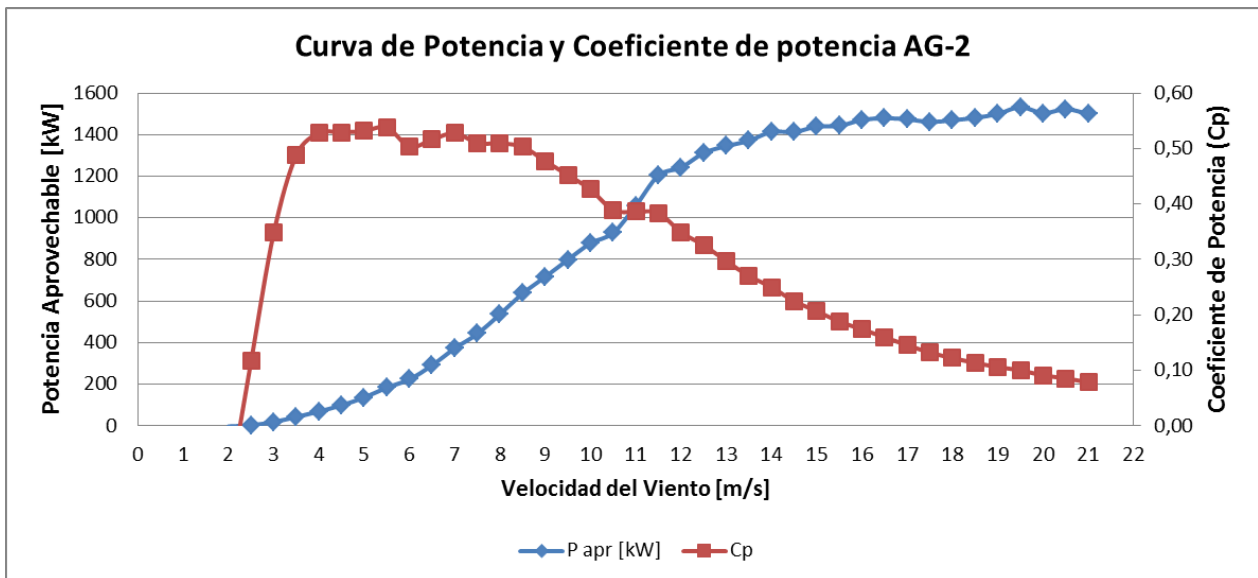


Figura 56: Curva de potencia y coeficiente de potencia, aerogenerador 2 de Qollpana.

Las gráficas anteriores muestran la velocidad del viento [m/s] en el eje X, la potencia aprovechable [kW] en el eje Y izquierdo y el coeficiente de potencia en el eje Y derecho.

De las gráficas anteriores se concluye que el coeficiente de potencia presenta sus máximos entre 4 y 8,5 m/s y a partir de 12 m/s va decreciendo por actuación del ángulo de paso para regular la potencia nominal del aerogenerador.

III. ANÁLISIS DE LA POTENCIA GENERADA CON LA CURVA DE POTENCIA REAL DEL AEROGENERADOR

Las curvas de potencia desarrolladas y determinadas en el apartado I de este capítulo se programaron en el software Windographer, para su posterior utilización en el cálculo de la

potencia y energía generada. La curva de potencia proporcionada por el fabricante para una densidad de aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$ se muestra a continuación:

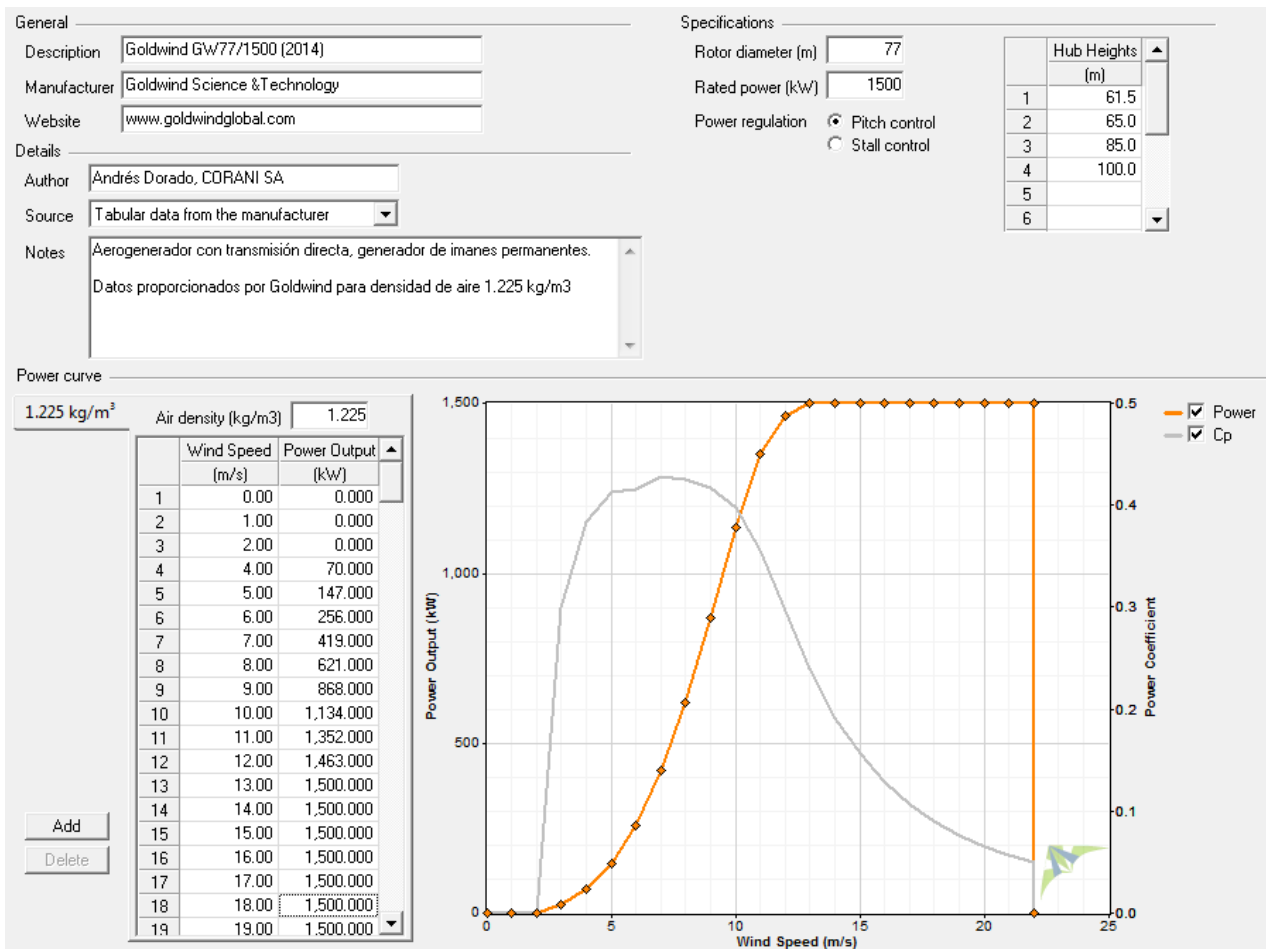


Figura 57: Curva de potencia proporcionada por el fabricante para $1,225 \text{ kg/m}^3$ de densidad de aire.

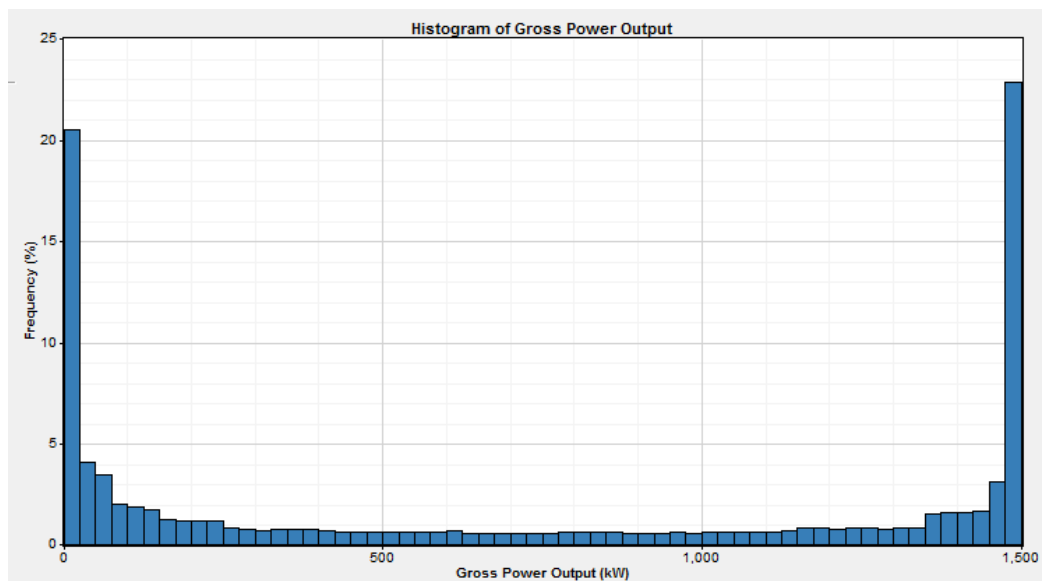


Figura 58: Histograma de la potencia bruta generada (teórica).

Del histograma anterior se concluye que el 18,55% del tiempo se genera a la potencia nominal, pero en contra partida el 12,22% del tiempo no se genera electricidad.

La curva de potencia normalizada para una densidad de aire de $0,8867 \text{ kg/m}^3$ se muestra a continuación:

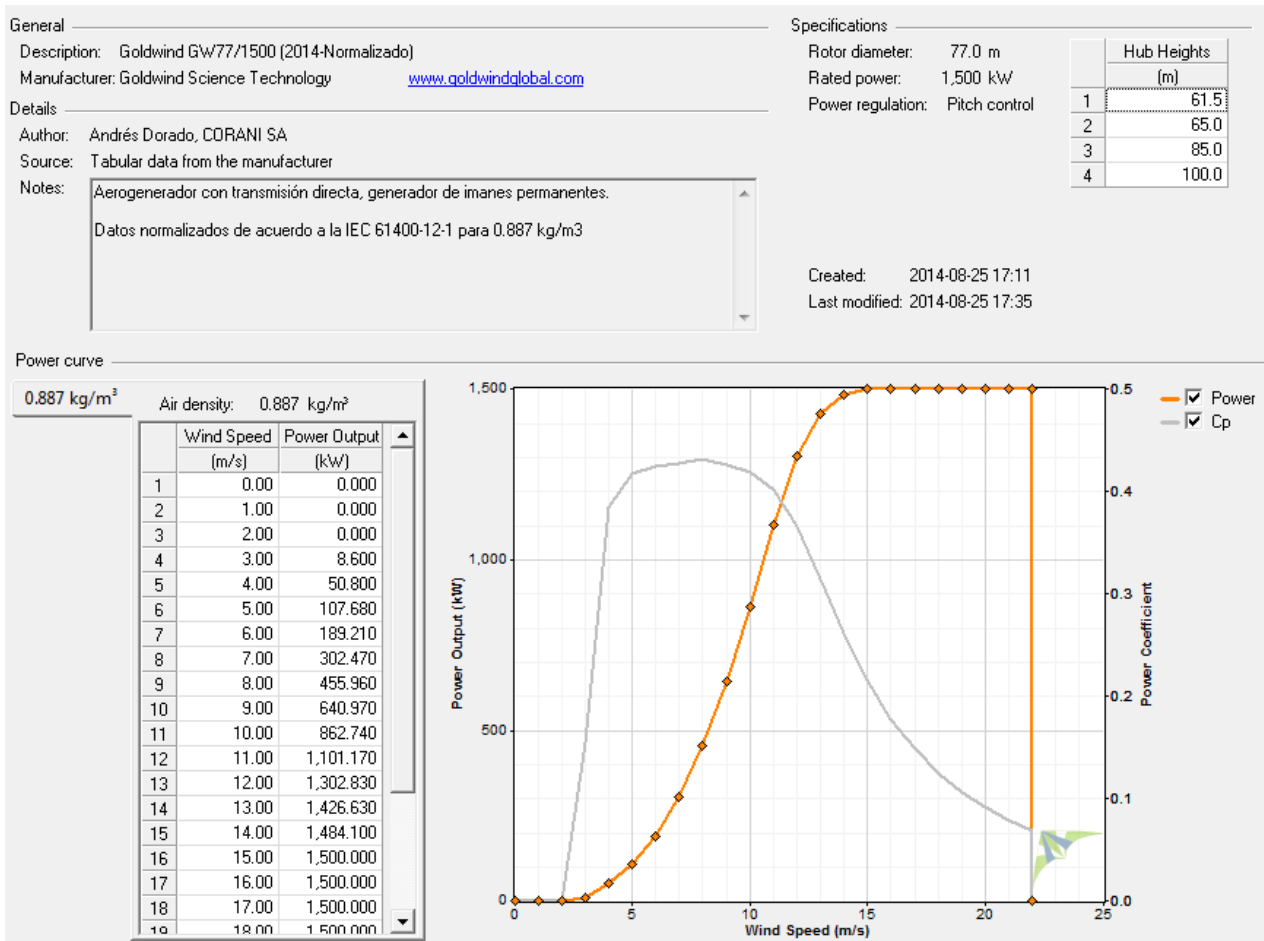


Figura 59: Curva de potencia normalizada a $0,8867 \text{ kg/m}^3$ de densidad de aire.

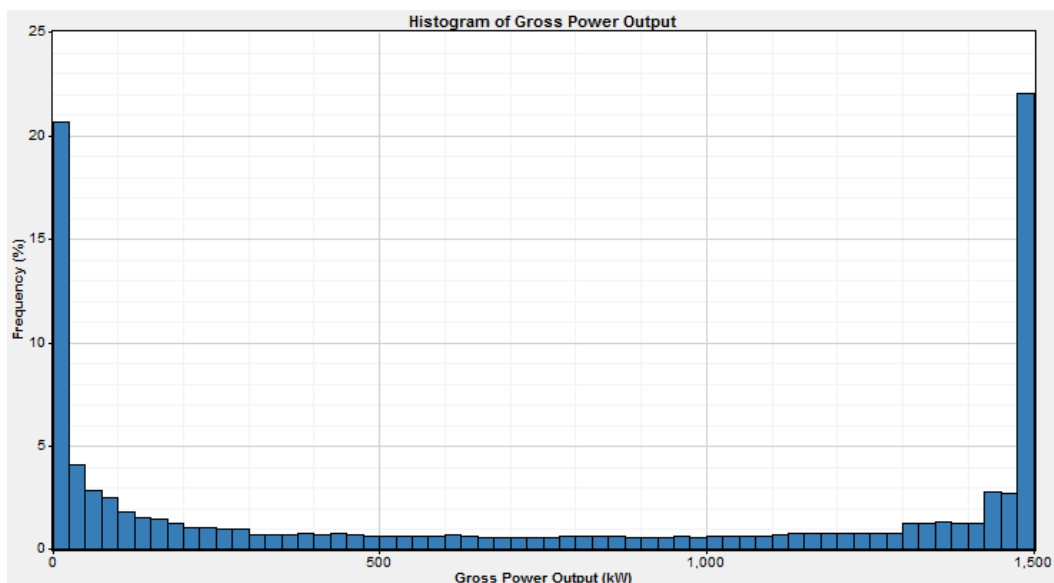


Figura 60: Histograma de la potencia bruta generada (normalizada).

Del histograma anterior se concluye que el 15,53% del tiempo se genera a la potencia nominal, pero en contra partida el 10,96% del tiempo no se genera electricidad.

La curva de potencia real calculada a partir de las mediciones de potencia generada en el emplazamiento se muestra a continuación:

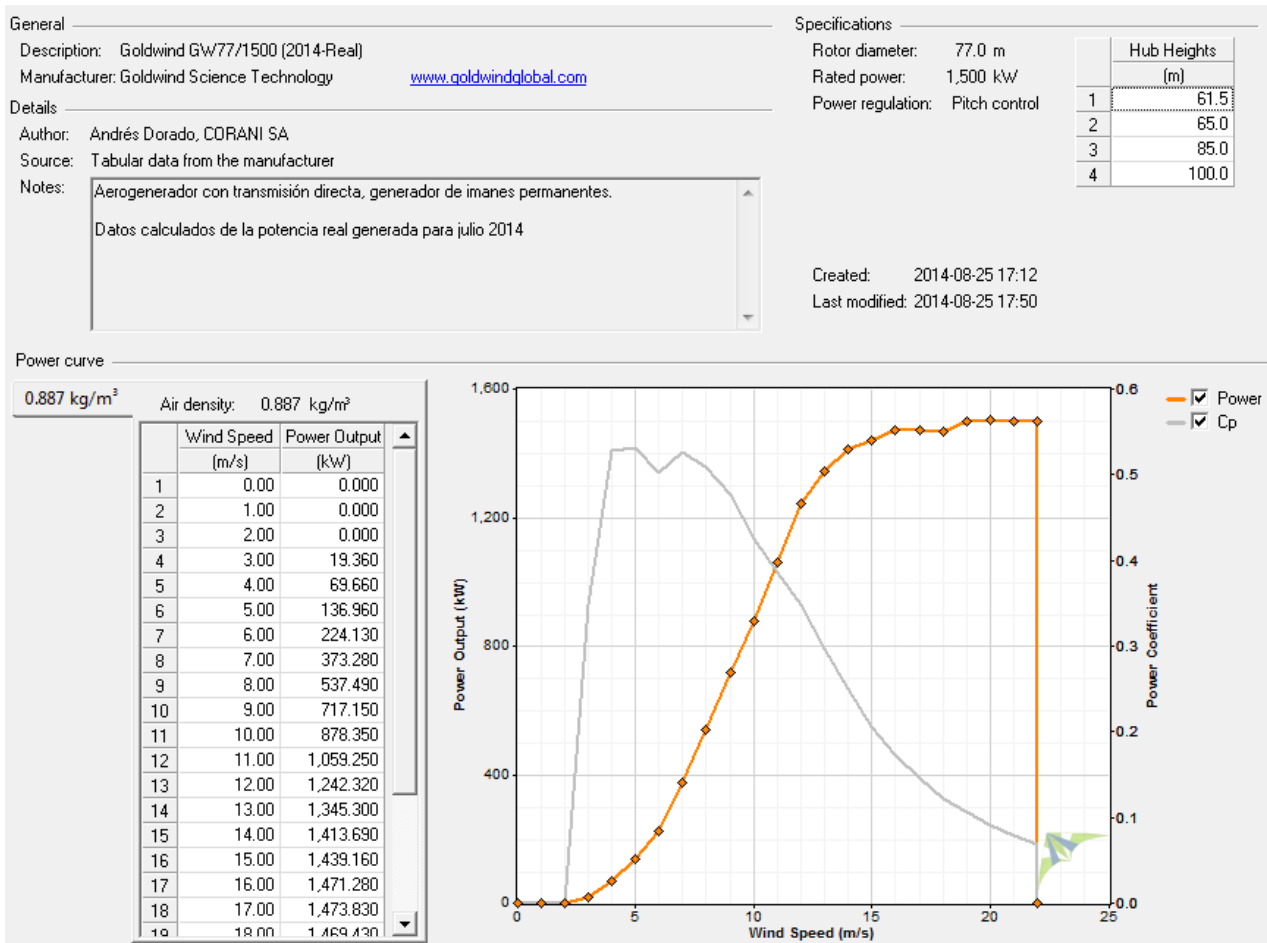


Figura 61: Curva de potencia real (medida de la potencia generada).

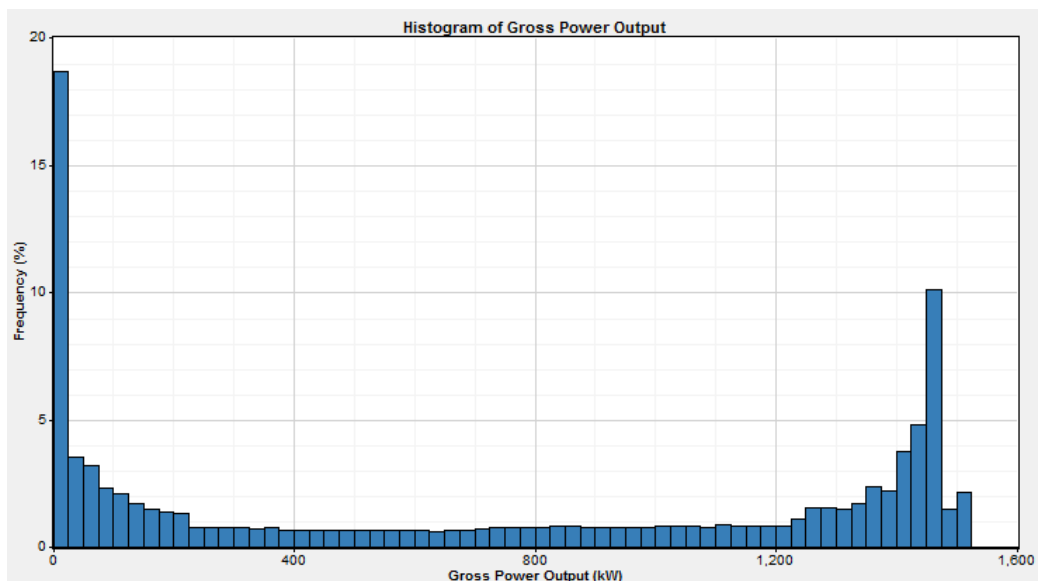


Figura 62: Histograma de la potencia bruta generada (real).

Del histograma anterior se concluye que el 2,14% del tiempo se genera a la potencia nominal, pero en contra partida el 10,90% del tiempo no se genera electricidad. Sin embargo se tiene

bastante generación cerca de la potencia nominal, lo que eleva la EAP (ver apartado IV del presente Capítulo).

Para observar las diferencias entre la curva de potencia real, la curva de potencia normalizada a la densidad de $0,8867 \text{ kg/m}^3$ y la curva de potencia propuesta por el fabricante para densidad de aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$, se graficaron las mismas en el Windographer, como se muestra a continuación:

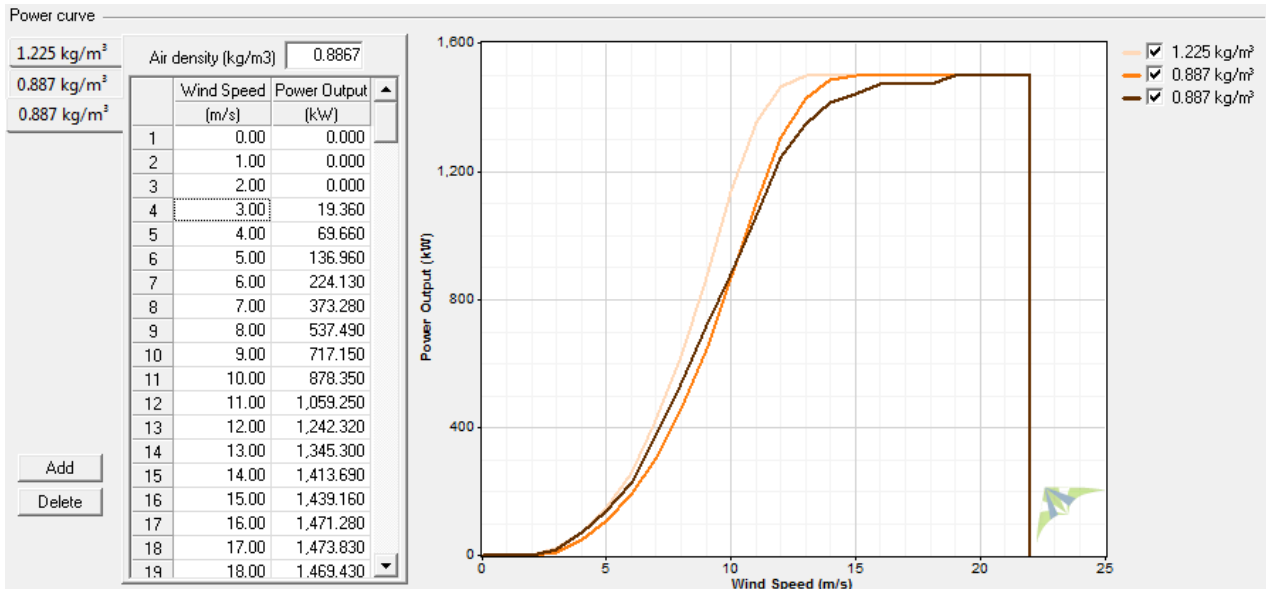


Figura 63: Curva de potencia real, normalizada y teórica, presentadas en el Windographer.

IV. ANÁLISIS DE LA ENERGÍA GENERADA CON LA CURVA DE POTENCIA REAL DEL AEROGENERADOR

Los resultados calculados a partir de la curva de potencia proporcionada por el fabricante para una densidad de aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$ se presentan en el siguiente cuadro:

Porcentaje del tiempo sin generación de energía	12,22	%
Porcentaje del tiempo generando a potencia nominal	18,55	%
Potencia neta promedio	655,3	kW
Energía neta anual generada	5.740.086	kWh
Factor de planta	43,68	%

Tabla 15: Resultados de potencia y energía generada (teórica).

Los resultados calculados a partir de la curva de potencia normalizada para una densidad de aire de $0,8867 \text{ kg/m}^3$ se presentan en el siguiente cuadro:

Porcentaje del tiempo sin generación de energía	10,96	%
Porcentaje del tiempo generando a potencia nominal	15,53	%
Potencia neta promedio	652,1	kW
Energía neta anual generada	5.712.446	kWh
Factor de planta	43,47	%

Tabla 16: Resultados de potencia y energía generada (normalizada).

Los resultados calculados a partir de la curva de potencia real calculada a partir de las mediciones de potencia generada en el emplazamiento se presentan en el siguiente cuadro:

Porcentaje del tiempo sin generación de energía	10,90	%
Porcentaje del tiempo generando a potencia nominal	2,14	%
Potencia neta promedio	647,5	kW
Energía neta anual generada	5.671.906	kWh
Factor de planta	43,17	%

Tabla 17: Resumen de resultados de potencia y energía generada (real).

El cuadro de comparación entre la EAP calculada con las tres (3) curvas de potencia anteriores se presenta a continuación:

Curva de potencia	EAP [kWh]	Diferencia [kWh]	Diferencia FP [%]
Teórica 1.225 kg/m ³	5.740.086	-	-
Normalizada	5.712.446	27.640	0,21
Real	5.671.906	68.180	0,51

Tabla 18: Cuadro comparativo de EAP entre las tres (3) curvas de potencia presentadas.

Como se puede observar en los resultados anteriores, para las condiciones de velocidad y dirección del viento, densidad de aire, temperatura y humedad relativa de Qollpana no existe una diferencia significativa en la producción energética entre la curva de potencia real y la curva de potencia normalizada.

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO

I. RESUMEN DE LOS RESULTADOS TÉCNICOS

Un resumen de los resultados se presenta a continuación:

Número de registros por instrumento	170.640	-
Velocidad media del viento a la altura del buje	9,03	m/s
Valor del exponente de la ley de potencia (Alfa)	0,0446	-
Dirección del viento predominante	Entre 22,5 y 337,5	°
Porcentaje del tiempo sin generación de energía	10,90	%
Porcentaje del tiempo generando a potencia nominal	2,14	%
Potencia neta promedio	647,5	kW
Energía neta anual generada	5.671.906	kWh
Factor de planta	43,17	%

Tabla 19: Resumen de resultados técnicos del trabajo de investigación.

En Bolivia la tarifa de exportación de electricidad a la red para el caso de energía eólica se ha determinado en 69 \$US/MWh, y su equivalente en euros es: 52,28 €/MWh. [16]

II. ANÁLISIS DE COSTOS

Se empleará el software RETScreen para realizar el análisis de costos, por lo tanto dentro del programa se asignarán características del parque de tal manera que se obtenga la energía calculada en el apartado IV del Capítulo 4. Se obtuvo 5.672 MWh/año por aerogenerador, al tener un parque de 16 aerogeneradores tendremos una producción de 90.752 MWh/año.

Mes	Velocidad del Viento m/s	Santa Cruz/El Trompillo m/s	Tarifa de exportación de electricidad €/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	8.1	6.7	52.3	7,394
Febrero	7.5	6.2	52.3	5,940
Marzo	7.5	6.2	52.3	6,581
Abril	7.5	6.2	52.3	6,414
Mayo	8.1	6.7	52.3	7,531
Junio	9.3	7.7	52.3	8,540
Julio	10.0	8.2	52.3	9,264
Agosto	9.3	7.7	52.3	8,749
Setiembre	8.7	7.2	52.3	7,898
Octubre	8.7	7.2	52.3	8,078
Noviembre	8.7	7.2	52.3	7,795
Diciembre	7.5	6.2	52.3	6,589
Anual	8.4	6.9	52.3	90.752

Tabla 20: Características del parque eólico 24 MW.

El montaje de dos aerogeneradores en la localidad de Qollpana tuvo un costo total de 7,67 millones de dólares americanos, bajo la modalidad de contrato llave en mano. Haciendo la conversión a euros tenemos un costo total de la instalación de 5,81 millones de euros. [16]

Para el desglose de los costos nos basamos en la carta de presentación de propuesta de la empresa Hydrochina Zhongnan Engineering Corporation: [18]

Ítem	Descripción	Total [Bs.]	Total [\$US]	Total [€]
1	Costo DDP Qollpana-Cochabamba	30.697.396,00	4.410.545,40	3.341.322,27
1.1	Costo EX-WORK (Fabricante)	23.154.792,00	3.326.837,93	2.520.331,77
1.2	Costo Transporte y desembarque	3.073.448,00	441.587,36	334.535,88
2	Costo Instalación y Obras Civiles	22.711.596,00	3.263.160,34	2.472.091,17
2.1	Costo de Obras Civiles	9.660.480,00	1.388.000,00	1.051.515,15
2.2	Costo de Instalación	13.051.116,00	1.875.160,34	1.420.576,02
	PRECIO TOTAL	53.408.992,00	7.673.705,75	5.813.413,44

Tabla 21: Oferta económica parque eólico Qollpana Fase I (3 MW).

La tabla anterior la desglosamos en costo de aerogenerador, costo de instalación del parque, costo de obra civil, costo de fase de desarrollo y costo de licencias, para calcular sus porcentajes de influencia con respecto al costo total del proyecto:

DATOS DE INVERSION				
Precio del aerogenerador	1.670.661	€/aerogenerador	€ 3.341.322	57%
Instalación del parque	1.420.576	€		24%
Obra civil	1.051.515	€		18%
Fase de desarrollo	-	€		
Licencias y otros	-	€		
TOTAL		€ 5.813.413		100%

Tabla 22: Cálculo de los datos de inversión (2 aerogeneradores).

El proponente incluyó los costos de fase de desarrollo y licencias directamente en los costos de instalación del parque, por lo tanto estos dos puntos lo dejamos sin valor en la tabla.

Del cálculo anterior se concluye que el costo unitario del aerogenerador es aproximadamente 1.113,77 Euros/kW instalado, quedando la inversión para todo el parque eólico de la siguiente forma:

DATOS TECNICOS			
Número de aerogeneradores	16	Número	
Potencia unitaria	1,5	MW	
DATOS EXPLOTACION			
Precio de la energía	69	€/MWh	
DATOS FINANCIEROS			
Interés de capital	1	%	
DATOS DE INVERSION			
Precio del aerogenerador	1.670.661	€/aerogenerador	€ 26.730.578,20
Instalación del parque	11.364.608,15	€	
Obra civil	8.412.121,21	€	
Fase de desarrollo	-	€	
Licencias y otros	-	€	
TOTAL		46.507.308	€

Tabla 23: Cálculo de los datos de inversión (16 aerogeneradores – parque eólico).

El parque eólico consta de 16 aerogeneradores que alcanzan una potencia instalada total de 24 MW, los datos de inversión fueron calculados en base a los porcentajes obtenidos en la Tabla 22, y adicionalmente se calcularon los costos anuales en Operación y Mantenimiento, que de acuerdo a la consultora multinacional Bloomberg New Energy Finance en su informe: “Wind Operations and Maintenance Price Index” el precio medio para la Operación y Mantenimiento ofrecido a los parques eólicos terrestres en 2.012 fue de 19.200 euros por megavatio declarado. Los acuerdos típicos de O&M considerados en el informe de la consultora incluyen trabajos de mantenimiento programados y no programados, los costes de los recambios de los componentes principales (como palas, multiplicadoras y generadores) y la provisión de garantías de disponibilidad a los propietarios de los parques eólicos. [19] (Ver anexo 9)

$$\text{Costo O\&M} = 24 [MW] \cdot 19.200 \left[\frac{\text{€}}{MW} \right] = 460.800 [\text{€}]$$

Los costes anuales por O&M del parque ascienden a 460.800 [€] .

El tipo de tecnología utilizado en el parque eólico de Qollpana corresponde a turbinas con transmisión directa y generadores síncronos de imanes permanentes, lo que deriva en la disminución de costos por mantenimiento (no se tiene que filtrar y tratar el aceite para la caja de engranajes, ni cambiar escobillas en el generador eléctrico) y disminución de costos por indisponibilidad (menos piezas mecánicas – multiplicadoras, mayor fiabilidad).

Por lo tanto, el costo anteriormente calculado lo afectaremos por un factor de 0,7:

$$\text{Costo O\&M}_{Qollpana} = 460.800 \cdot 0,7 = 322.560 [\text{€}]$$

Los anteriores montos se representaron en el RETScreen de la siguiente manera:

Ingeniería					
Diseño del sitio y edificios	p-d			€	-
Diseño mecánico	p-d			€	-
Diseño eléctrico	p-d			€	-
Diseño civil	p-d			€	-
Licitaciones y contratos	p-d			€	-
Supervisión de la construcción	p-d			€	-
Definido por el usuario	costo	1	€	-	-
Subtotal:				€	- 0.0%
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina - eólica	kW	24,000.00	€ 1,114	€	26,730,578
Caminos-accesos	km	1	€ 8,412,121	€	8,412,121
Línea de transmisión	km	1		€	-
Subestación	proyecto	1	€ 11,364,608	€	11,364,608
Mediciones de eficiencia energética	proyecto			€	-
Definido por el usuario	costo			€	-
Subtotal:				€	46,507,308 100.0%
Balance del sistema y misceláneos					
Costos específicos del proyecto					
Sistema de manejo de combustible					
Equipos de entrega	proyecto			€	-
Equipos de preparación	proyecto			€	-
Equipos de almacenamiento	proyecto			€	-
Equipos de distribución	proyecto			€	-
Construcción de edificio y patio	m ²			€	-
Repuestos	%			€	-
Transporte	proyecto			€	-
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d			€	-
Definido por el usuario	costo			€	-
Contingencias	%	0.0%	€ 46,507,308	€	-
Intereses durante la construcción	0.00%	6 mes(es)	€ 46,507,308	€	-
Subtotal:				€	- 0.0%
Costos iniciales totales				€	46,507,308 100.0%
Costos anuales (créditos)					
	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	
Operación y Mantenimiento					
Alquiler del recurso y arrendamiento del terreno	proyecto			€	-
Impuesto - predial	proyecto			€	-
Prima de seguro	proyecto			€	-
Partes y labor	proyecto			€	-
Monitoreo - verificación de GEI	proyecto			€	-
Beneficios a comunidad	proyecto			€	-
General y administrativo	%		€ -	€	-
Definido por el usuario	costo	1	€ 322,560	€	322,560
Contingencias	%		€ 322,560	€	-
Subtotal:				€	322,560

Tabla 24: Costos iniciales y anuales del parque eólico 24 MW.

Sistema Eléctrico de Potencia corresponde al costo de los aerogeneradores, la instalación del parque y la obra civil.

Costos anuales (créditos) corresponde a los costos de operación y mantenimiento.

III. ANÁLISIS DE EMISIONES

La instalación eólica supone una serie de ventajas desde el punto de vista ambiental en comparación con otras instalaciones generadoras de energía, ya que por cada kWh eólico producido se puede sustituir un kWh generado por fuentes combustibles.

Los proyectos de energía renovable, como los eólicos, también presentan emisiones, no durante la etapa de generación, pero sí durante procesos como la construcción de aerogeneradores, su transporte, la disposición de desechos, entre otros.

Caso base del sistema eléctrico (Línea de base)						
País - Región	Tipo de combustible	Factor emisión de GEI (excl. T y D)		Pérdidas T y D %	Factor emisión de GEI	
		tCO ₂ /MWh			tCO ₂ /MWh	
Bolivia	Todos los tipos	0.423		5.0%		0.445
<input type="checkbox"/> Cambios de línea base en la vida del proyecto						
Resumen del sistema GEI en caso base (Línea de base)						
Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Consumo de combustible		Factor emisión de GEI tCO ₂ /MWh	Emisiones GEI	
		MWh			tCO ₂	
Electricidad	100.0%	90,752		0.445		40,375.8
Total	100.0%	90,752		0.445		40,375.8
Resumen sistema GEI caso propuesto (Proyecto de generación eléctrica)						
Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Consumo de combustible		Factor emisión de GEI tCO ₂ /MWh	Emisiones GEI	
		MWh			tCO ₂	
Eólica	100.0%			0.000		0.0
Total	100.0%			0.000		0.0
Electricidad exportada a la red	MWh	90,752				
				Pérdidas T y D 5.0%		
			4,538	0.445		2,018.8
					Total	2,018.8
Resumen de reducción de emisiones GEI						
Proyecto de generación eléctrica	Caso base emisiones de GEI tCO ₂	Caso propuesto emisiones GEI tCO ₂	Reducción anual bruta de emisiones GEI tCO ₂		Reducción de emisiones GEI anual neta tCO ₂	
	40,375.8	2,018.8	38,357.0		38,357.0	
Reducción de emisiones GEI anual neta	38,357	tCO ₂	es equivalente a	7,025	Autos y camiones livianos no utilizados	

Tabla 25: Análisis de emisiones GEI.

Las principales características del análisis de emisiones son:

- Tipo de combustible para Bolivia es Todos, con un factor de emisión GEI de 0,423 tCO₂/MWh, pérdidas del 5% y total de 0,445 tCO₂/MWh.
- Consumo total de combustible es de 90.752 MWh.
- Emisiones anuales de GEI de 40.375,8 tCO₂.
- Emisiones anuales de GEI del parque eólico de 2.018,8 tCO₂.
- Reducción neta anual de emisiones de GEI de 38.357 tCO₂.

IV. ANÁLISIS FINANCIERO

De acuerdo al Decreto Supremo N° 2066 [17] promulgado por el Presidente Constitucional del Estado Plurinacional de Bolivia, se autoriza al Banco de Desarrollo Productivo S.A.M. – BDP SAM, Banco de Segundo Piso, a suscribir un contrato de préstamo con la Empresa Eléctrica Corani S.A., por un monto de Bs 375.398.617,68.- (TRESCIENTOS SETENTA Y CINCO MILLONES TRESCIENTOS NOVENTA Y OCHO MIL SEISCIENTOS DIECISIETE 68/100 BOLIVIANOS), con recursos del Fideicomiso del FINPRO, para la implementación del proyecto “Parque Eólico Qollpana Fase II”. Equivalente a \$US 53.936.583,00.- y este monto equivalente a € 40.856.962,00 [16].

En el mismo decreto se indica que el contrato de préstamo deberá establecer un plazo de veinte (20) años, con una tasa de interés fija anual del uno por ciento (1 %) y la forma de pago del crédito será realizada anualmente. (Ver Anexo 8).

Los datos anteriores se completan en el RETScreen de la siguiente manera:

Parámetros financieros		
General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	0.0%
Tasa de inflación	%	0.0%
Tasa de descuento	%	0.0%
Tiempo de vida del proyecto	año	20
Finanza		
Incentivos y donaciones	€	
Relación de deuda	%	87.9%
Deuda	€	40,856,962
Capital	€	5,650,346
Tasa de interés de la deuda	%	1.00%
Duración de deuda	año	20
Pagos de la deuda	€/año	2,264,101

Tabla 26: Parámetros financieros.

Las principales características financieras son:

- Se considera una inversión total de 46.507.308 €.
- Capital propio del 12,15% que equivale a 5.650.346 €.
- Deuda del 87,85% que equivale a 40.856.962 €.
- Tiempo de vida del proyecto de 20 años.
- Duración de la deuda de 20 años

Renta anual

La renta por exportación de electricidad es de 4.744.536 € y la renta por reducción de GEI es de 38.357 tCO2/año.

Renta anual		
Renta por exportación de electricidad		
Electricidad exportada a la red	MWh	90,752
Tarifa de exportación de electricidad	€/MWh	52.28
Renta por exportación de electricidad	€	4,744,536
Tasa de escalamiento de exportación de	%	0.0%
Renta por reducción de GEI		
		<input type="checkbox"/>
Reducción neta GEI	tCO2/año	38,357
Reducción neta GEI - 20 años	tCO2	767,139

Tabla 27: Renta anual.

Resumen de Costos

Los costos iniciales totales ascienden a 46.507.308 €.

Los costos anuales totales ascienden a 2.586.661 €.

La renta por exportación de electricidad anual es de 4.744.536 €.

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto			
Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	100.0%	€	46,507,308
Balance del sistema y misc.	0.0%	€	0
Costos iniciales totales	100.0%	€	46,507,308
Costos anuales/pagos de deuda			
Operación y Mantenimiento		€	322,560
Costo de combustible - caso propuesto		€	0
Pagos de la deuda - 20 años		€	2,264,101
Costos anuales totales		€	2,586,661
Costos periódicos (créditos)			
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base		€	0
Renta por exportación de electricidad		€	4,744,536
Total renta y ahorros anuales		€	4,744,536

Tabla 28: Resumen de costos, ahorros e ingresos del proyecto.

Viabilidad financiera

Información de la TIR y el VPN:

- Periodo de retorno del capital: 10,5 años.
- Costo de producción de energía: 31,62 €/MWh.
- Valor presente neto (VPN): 37.507.145 €.
- TIR antes de impuestos – capital: 38,1 %.

Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%		38.1%
TIR antes - impuestos - activos	%		-0.7%
TIR luego de impuestos - capital	%		38.1%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%		-0.7%
Pago simple de retorno del capital	año		10.5
Repago - capital	año		2.6
Valor Presente Neto (VPN)	€		37,507,145
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año		1,875,357
Relación Beneficio-Costo			7.64
Cobertura - servicio de deuda			1.95
Cost. de produc. de energía.	€/MWh		31.62
Costo de reducción de GEI	€/tCO2		(49)

Tabla 29: Viabilidad financiera.

Flujo de caja acumulado

En la siguiente tabla y gráfica se observa como el periodo de retorno de la inversión toma 2,6 años y el valor presente neto positivo al final de la vida útil del proyecto:

Flujos de caja anuales				
Año #	Antes- impuestos	Después- impuestos	Acumulado	
	€	€	€	
0	-5,650,346	-5,650,346	-5,650,346	
1	2,157,875	2,157,875	-3,492,471	
2	2,157,875	2,157,875	-1,334,597	
3	2,157,875	2,157,875	823,278	
4	2,157,875	2,157,875	2,981,152	
5	2,157,875	2,157,875	5,139,027	
6	2,157,875	2,157,875	7,296,901	
7	2,157,875	2,157,875	9,454,776	
8	2,157,875	2,157,875	11,612,650	
9	2,157,875	2,157,875	13,770,525	
10	2,157,875	2,157,875	15,928,399	
11	2,157,875	2,157,875	18,086,274	
12	2,157,875	2,157,875	20,244,148	
13	2,157,875	2,157,875	22,402,023	
14	2,157,875	2,157,875	24,559,897	
15	2,157,875	2,157,875	26,717,772	
16	2,157,875	2,157,875	28,875,646	
17	2,157,875	2,157,875	31,033,521	
18	2,157,875	2,157,875	33,191,395	
19	2,157,875	2,157,875	35,349,270	
20	2,157,875	2,157,875	37,507,145	

Tabla 30: Flujo de caja anual.

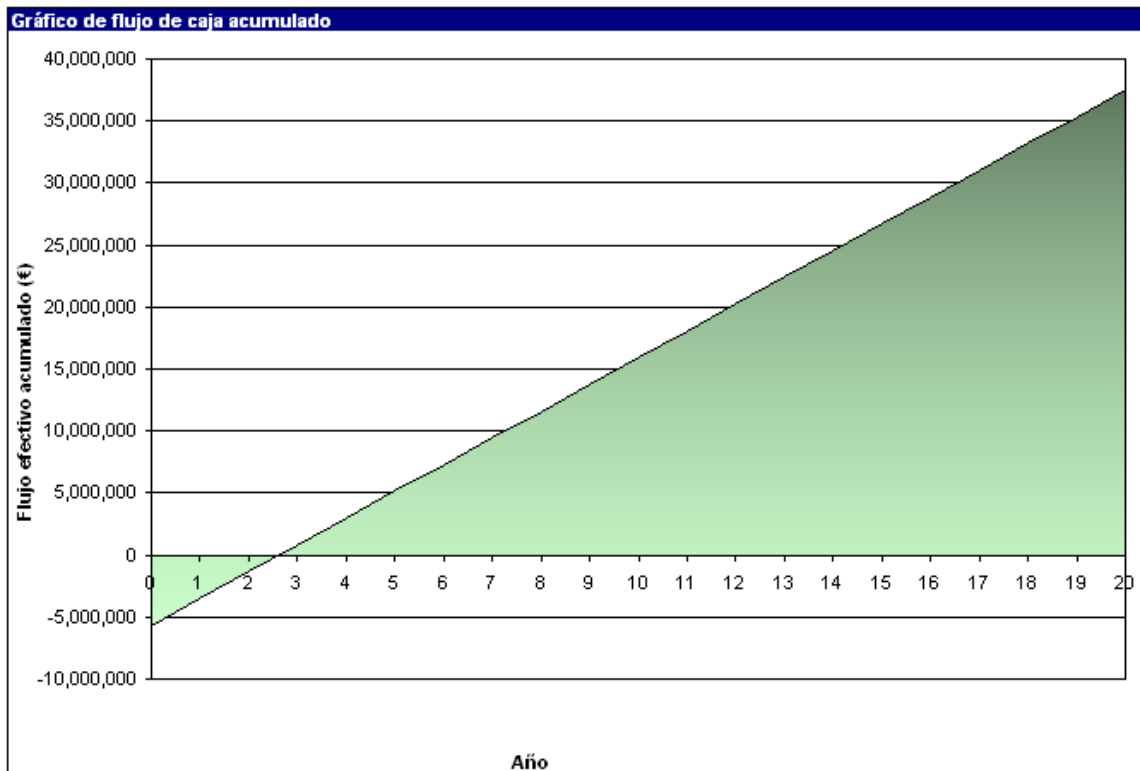


Figura 64: Flujo de caja acumulado.

El proyecto presenta altos índices de viabilidad por el elevado factor de planta del emplazamiento, el significativo costo de venta de la energía a la red eléctrica, la baja tasa de interés y el sistema de pago del préstamo otorgado por el Banco de Desarrollo Productivo S.A.M.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

Se caracterizaron los parámetros atmosféricos de la localidad de Qollpana; presión atmosférica, temperatura y humedad relativa, determinando que la densidad promedio del aire en la zona es de $0,8867 \text{ kg/m}^3$ que corresponde al 72,38% de la densidad del aire en condiciones estándar (nivel del mar a $15 \text{ }^\circ\text{C}$).

Se determinó que la distribución de velocidades de viento en la localización de estudio no se corresponde con una distribución de Weibull, porque se tienen dos picos de frecuencia de ocurrencia, uno entre 2 y 4 m/s y el otro entre 10 y 17 m/s.

Se extrapolaron las velocidades de viento medidas a 40, 50 y 58 m de altura sobre el terreno a la altura de 65 m que corresponde a la posición del buje del aerogenerador, con una curva exponencial de exponente alfa igual a 0,0446.

Se determinó que la dirección del viento para su aprovechamiento energético se encuentra prácticamente en su totalidad entre $22,5^\circ$ y $337,5^\circ$ con respecto al montaje de la torre, lo cual reduce las pérdidas por orientación del aerogenerador.

Se identificó que la energía eléctrica mensual generada se incrementa durante los meses de invierno, a partir de junio hasta octubre, siendo los peores meses para el potencial eólico enero, febrero y marzo. La energía eléctrica diaria generada se incrementa durante el día, desde las 10:00 horas a las 21:00 horas.

Se determinó la curva de potencia real del aerogenerador montado en la localidad de Qollpana, en función de la potencia real generada y la velocidad del viento; de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 61400-12-1, la misma tiene una elevada correlación con la curva de potencia normalizada a la densidad de $0,8867 \text{ kg/m}^3$.

Se determinó que el factor de planta de los aerogeneradores montados en la localidad de Qollpana es de 43,17%, siendo 0,51% menor al factor de planta calculado con la curva de potencia para condiciones estándar (nivel del mar a $15 \text{ }^\circ\text{C}$ – densidad de aire igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$) proporcionada por el fabricante.

Se consideró un consumo total de combustible de 90.752 MWh, para el cuál las emisiones anuales de GEI son de 40.375,8 tCO₂, las emisiones anuales de GEI del parque eólico son de 2.018,8 tCO₂ por pérdidas de transmisión y distribución, con lo que se obtiene una reducción neta anual de emisiones de GEI de 38.357 tCO₂.

Se determinó una inversión total de 46.507.308 €, de los cuales el 12,15% que equivale a 5.650.346 € corresponde al capital propio y el 87,85% que equivale a 40.856.962 € corresponde a

la deuda con el Banco de Desarrollo Productivo S.A.M. El tiempo de vida del proyecto es de 20 años y el plazo de duración de la deuda también es de 20 años.

Se identificó que con una velocidad promedio anual de viento igual a 9,03 m/s; porcentaje del tiempo sin generación de energía 10,90%; porcentaje del tiempo generando a potencia nominal 15,50%; factor de planta 43,17 %; potencia neta promedio 647,5 kW; electricidad anual exportada a la red 90.752 MWh y costo de venta de la energía de 52,28 €/MWh; el montaje de parques eólicos en lugares a más de 2.500 metros de altitud sobre el nivel del mar es viable, teniendo un periodo de retorno del capital de 10,5 años.

6.2 RECOMENDACIONES

El presente trabajo de investigación determinó la producción energética del parque en base a la generación de un aerogenerador y multiplicando la misma por 16 aerogeneradores. Para un cálculo más preciso de la producción energética del parque eólico se debe considerar la distribución geográfica de cada aerogenerador, la rugosidad y la altura del terreno en las diferentes posiciones seleccionadas para el montaje. Lo ideal es contar con varias torres de medición en distintos lugares estratégicos del emplazamiento para tener los registros de viento en diferentes puntos del parque e identificar la variación entre ellos.

El presente trabajo de investigación determinó la viabilidad del proyecto suponiendo generación libre del parque eólico, es decir entregando a la red eléctrica toda su energía generada. Dependiendo del comportamiento de la red eléctrica se debe considerar restricciones de operación, como ser limitada carga demandada o selección de un tipo diferente de generación en el despacho de carga.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Díaz, Arnalte Gómez. Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica. Madrid: Editorial Rueda; 2.003.
- [2] Farhan Khahro S., Tabbassum K., Mahmood Soomro A., Dong L., Liao X. Evaluation of wind power production prospective and Weibull parameter estimation methods for Babaurband, Sindh Pakistan. *Renewable Energy*. 2.014; 78: 956-967.
- [3] Gualtieri G., Secci S. Extrapolating wind speed time series vs. Weibull distribution to assess wind resource to the turbine hub height: A case study on coastal location in Southern Italy. *Renewable Energy*. 2.014; 62: 164-176.
- [4] Mathaba T., Mpholo M., Letuma M. Velocity and power density analysis of the wind at Letseng-la-terae in Lesotho. *Renewable Energy*. 2.012; 46: 210-217.
- [5] Thapar V., Agnihotri G., Krishna Sethi V. Critical analysis of methods for mathematical modeling of wind turbines. *Renewable Energy*. 2.011; 36: 3.166-3.177.
- [6] Archer C., Caldeira K. Global assessment of high-altitude wind power. *Energies*. 2.009; 2: 307-319.
- [7] L.O. Becerra Santiago, M.E. Guardado González. Estimación de la incertidumbre en la determinación de la densidad del aire. México: CENAM (Centro Nacional de Metrología); 2.001.
- [8] J.A. Avellaneda Cusarúa. Estudio del potencial de generación de energía eólica en la zona del Páramo de Chontales, municipios de Paipa y Sotaquirá. Bogotá: Universidad Libre; 2.012.
- [9] 3TIER® Environmental Forecast Group, Inc. Atlas eólico de Bolivia. USA; 2.009.
- [10] International Standard IEC 61400-12-1. Power performance measurements of electricity producing wind turbines. 2.005.
- [11] Mistaya Engineering Inc. Windographer Help. USA; 2.013.
- [12] RETScreen® International. RETScreen User Manual. Canada; 2.013.
- [13] Goldwind Science and Technology Co. LTD. GOLDWIND 1,5 MW Technical Description. China; 2.013.
- [14] I. Segura Heras. Tema2_El viento. Valencia: Universidad Politécnica de Valencia; 2.013.
- [15] Wikipedia.org. Estilo Vancouver. Wikipedia®; [actualizada el 10 de junio de 2.014; acceso el 25 de agosto de 2.014]. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Estilo_Vancouver.
- [16] Cambio-euro.es. Conversor de Euro a Dólares y otras Divisas; [actualizada el 26 de agosto de 2.014; acceso el 26 de agosto de 2.014]. Disponible en: <http://www.cambio-euro.es/>.
- [17] Asignación de recursos para la implementación del proyecto “Parque Eólico Qollpana Fase II”. Decreto Supremo N° 2066, (23 de julio de 2.014).

[18] Invitación N° COR-036-012 – Proyecto Eólico Qollpana “Provisión, transporte, instalación y puesta en marcha de aerogeneradores para el proyecto del Parque Eólico Qollpana”. Carta de Presentación de Propuesta Hydrochina Zhongnan Engineering Corporation, (12 de diciembre de 2.012).

[19] Giafa.com.ar. El costo de operación y mantenimiento de la energía eólica ha bajado 38% en los últimos 4 años; [acceso el 28 de agosto de 2.014]. Disponible en: <http://www.giafa.com.ar/noticias/el-costodeoperacion-y-mantenimiento-de-la-energia-eolica-bajado-38-en-los-ultimos-4-años>.

8 ANEXOS

ANEXO 1: Atlas eólico de Bolivia.

ANEXO 2: Inauguración parque eólico de Qollpana.

ANEXO 3: Cálculo de la densidad del aire.

ANEXO 4: Reporte registros de temperatura.

ANEXO 5: Reporte registros de humedad relativa.

ANEXO 6: Reporte registros de presión atmosférica.

ANEXO 7: Datos filtrados para la determinación de las curvas de potencia AG-1 y AG-2.

ANEXO 8: Decreto Supremo 2066.

ANEXO 9: Costo de Operación y Mantenimiento eólico.