



UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE LOJA

La Universidad Católica de Loja

ÁREA TÉCNICA

**TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES**

**Análisis técnico y económico de la producción de energía en el Parque
Eólico Villonaco.**

TRABAJO DE TITULACIÓN

AUTOR: Castillo Armijos, Jorge Gribaldo

DIRECTOR: Maldonado Correa, Jorge Luis, Ing

LOJA – ECUADOR

2016



Esta versión digital, ha sido acreditada bajo la licencia Creative Commons 4.0, CC BY-NY-SA: Reconocimiento-No comercial-Compartir igual; la cual permite copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra, mientras se reconozca la autoría original, no se utilice con fines comerciales y se permiten obras derivadas, siempre que mantenga la misma licencia al ser divulgada. <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/deed.es>

Septiembre, 2016

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE FIN DE TITULACIÓN

Ingeniero.

Jorge Luis Maldonado Correa

DOCENTE DE LA TITULACIÓN

De mi consideración:

El presente trabajo de fin de titulación: "Análisis técnico y económico de la producción de energía en el Parque Eólico Villonaco" realizado por Castillo Armijos Jorge Gribaldo, ha sido orientado y revisado durante su ejecución, por cuanto se aprueba la presentación del mismo.

Loja, Marzo de 2016

f) 

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS

“Yo Castillo Armijos Jorge Gribaldo, declaro ser el autor del presente trabajo de fin de Titulación: “Análisis técnico y económico de la producción de energía en el Parque Eólico Villonaco.”, de la Titulación de Ingeniería en Electrónica y Telecomunicaciones, siendo Jorge Luis Maldonado Correa, Ing. Director del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica Particular de Loja y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales. Además certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Adicionalmente declaro conocer y aceptar la disposición del Art. 67 del Estatuto Orgánico de la Universidad Técnica Particular de Loja que en su parte pertinente textualmente dice: “Forman parte del patrimonio de la Universidad la propiedad intelectual de investigaciones, trabajos científicos o técnicos y tesis de grado que se realicen a través, o con el apoyo financiero, académico o institucional (operativo) de la Universidad”

f. 

Autor: Castillo Armijos Jorge Gribaldo

Cédula: 1104619075

DEDICATORIA

A toda mi familia que ha sido el pilar fundamental en el transcurso de mis estudios y vida cotidiana, a todos ellos les dedico con mucho amor y cariño todo mi esfuerzo y trabajo puesto para la realización de esta tesis ya que siempre me han brindado su apoyo en todo momento bueno y malo que se me ha presentado.

A mis amigos y compañeros con quienes forme el grupo de estudio, de buenos y malos momentos, de sacrificios, de fiestas, y mucho más....

Jorge

AGRADECIMIENTO

Haciendo uso de este espacio les expreso mi profundo agradecimiento a todas aquellas personas que aportaron para hacer posible la culminación de mi titulación, entre las cuales están familiares, autoridades de la carrera, docentes, compañeros y demás personas involucradas.

Agradezco principalmente, al Ing. Jorge Luis Maldonado, por haber sido una persona fundamental para poder de realizar el presente trabajo de fin de titulación bajo su dirección. Su sabiduría, su interés, su orientación, su paciencia y su actitud, que han sido las principales cualidades con las que me ayudó en el desarrollo del presente trabajo que se ha podido culminar de manera alígera y exitosa.

A todos aquellos, realmente muchas gracias.

Jorge

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CARÁTULA	I
APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE FIN DE TITULACIÓN	II
DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS.....	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABLAS	XI
RESUMEN EJECUTIVO	XII
ABSTRACT	XIII
INTRODUCCIÓN.....	1
OBJETIVOS	2
CAPÍTULO I.....	3
1. ESTADO DEL ARTE DE LA ENERGÍA EÓLICA Y SU ESTADO ACTUAL EN EL ECUADOR.....	3
1.1 Introducción.....	4
1.2 Aspectos generales de la producción de energía eléctrica a través de energía eólica.....	4
1.3 Fundamentos de la energía eólica.....	5
1.3.1 Energía Eólica.	5
1.3.2 Viento.	6
1.3.3 Aerogenerador.....	8
1.3.4 Parque eólico.....	9
1.3.5 Potencia eólica disponible: Potencial eólico.....	9
1.4 Aspectos técnicos y económicos para la explotación de un parque eólico....	10
1.4.1 Aspectos Técnicos.....	10
1.4.2 Aspectos Económicos.	11
1.4.2.1 Ingresos.....	11
1.4.2.2 Gastos de explotación.	11

1.4.2.2.1	<i>Personal</i>	11
1.4.2.2.2	<i>Operación y mantenimiento</i>	11
1.4.2.2.3	<i>Alquiler de terrenos</i>	11
1.4.2.2.4	<i>Otros gastos de explotación</i>	12
1.4.2.3	Gastos financieros.....	12
1.4.2.4	Amortizaciones.....	12
1.5	Producción Anual de Energía de un Parque Eólico (EAP).....	12
1.6	Energía eólica en Ecuador.....	13
CAPÍTULO II.....		16
2.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO	16
2.1	Introducción.....	17
2.2	Parque Eólico Villonaco.....	17
2.3	Localización Geográfica.....	19
2.4	Características del Parque Eólico Villonaco.....	19
2.5	Detalle técnico de los aerogeneradores.....	20
2.6	Producción Anual de Energía del PEV.....	23
CAPÍTULO III.....		25
3.	CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO UTILIZANDO MÉTODOS PROBABILÍSTICOS.....	25
3.1.	Introducción.....	26
3.2.	Estimación de la Energía Eólica del PEV.....	26
3.2.1.	Método de distribución de Weibull.....	27
3.2.1.1.	Distribución acumulativa.....	27
3.2.1.2.	Distribución acumulativa complementaria.....	27
3.2.1.3.	Cálculo de los parámetros k y C de Weibull por el método de mínimos cuadrados.....	28
3.2.1.3.1.	<i>Deducción de la ecuación lineal de regresión</i>	28
3.2.1.4.	Aplicación del método de mínimos cuadrados.....	30
3.2.1.4.1.	<i>Organización de los datos</i>	30
3.2.1.4.2.	<i>Frecuencia puntual y frecuencia acumulada</i>	30

3.2.1.4.3.	<i>Aproximación a la ecuación lineal.</i>	31
3.2.1.4.4.	<i>Función densidad de probabilidad de Weibull.</i>	36
3.2.1.4.5.	<i>Potencia media acumulada de salida.</i>	39
3.2.1.4.6.	<i>Energía anual.</i>	40
3.2.2.	Método de Distribución de Rayleigh.	42
3.2.2.1.	Distribución acumulativa.	43
3.2.2.2.	Distribución acumulativa complementaria.	43
3.2.2.3.	Aplicación del método de Rayleigh.	43
3.2.2.3.1.	<i>Organización de datos.</i>	43
3.2.2.3.2.	<i>Cálculo de la velocidad media del viento.</i>	43
3.2.2.3.3.	<i>Distribución de Rayleigh.</i>	45
3.2.2.3.4.	<i>Función de probabilidad acumulada de Rayleigh.</i>	45
3.2.2.3.5.	<i>Función de probabilidad acumulada complementaria de Rayleigh.</i>	46
3.2.2.3.6.	<i>Cálculo de la energía anual.</i>	48
3.2.3.	Dirección del viento.	50
3.2.4.	Potencia disponible.	51
3.2.5.	Análisis y comparación de resultados calculados y reales.	52
CAPÍTULO IV		57
4.	ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PARQUE EÓLICO SEGÚN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CALCULADA UTILIZANDO LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL Y RAYLEIGH.	57
4.1.	Introducción	58
4.2.	Definición de parámetros influyentes en los costos de generación eólica	58
4.3.	Inversión (CAPEX)	59
4.4.	Ingresos	59
4.5.	Gastos Operativos (OPEX)	59
4.6.	Rentabilidad del proyecto.	60
4.7.	CASH-FLOW	60
4.7.1.	Valor Neto Actual (VAN).	60

4.7.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	61
4.8. Desarrollo financiero del Parque Eólico Villonaco.....	61
4.9. Estructura de la financiación.....	62
4.10. VAN, TIR Parque Eólico Villonaco.....	62
CONCLUSIONES.....	64
BIBLIOGRAFÍA.....	66
ANEXOS.....	69
ANEXO 1. ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR.....	70
VELOCIDAD MEDIA ANUAL DEL VIENTO A 30,50 Y 80 M DE ALTURA SOBRE EL SUELO.....	70
ANEXO 2. SOFTWARE WRPLOT View™.....	74
ANEXO 3. FUNCIÓN GAMMA $\Gamma(x)$	78
ANEXO 4. CASH FLOW DEL PEV DE ACUERDO A LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA ANUAL CALCULADO MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL Y RAYLEIGH.....	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 a) Brisa marina b) Brisa terrestre	7
Figura 1.2. Formación del viento de montaña a) Día b) Noche	7
Figura 1.3. Partes básicas de un aerogenerador	9
Figura 1.4. Potencial eólico del Ecuador - Potencial bruto.	15
Figura 2.1. Parque Eólico Villonaco.	17
Figura 2.2. Ubicación del Parque Eólico Villonaco.	18
Figura 2.3. Partes principales del aerogenerador GW 70/1500.	21
Figura 2.4. Potencia instatánea del aerogenerador GW 70/1500.....	23
Figura 3.1. Aproximación lineal y los puntos de la transformación doble logarítmica. .	36
Figura 3.2. Función densidad de probabilidad de Weibull.	38
Figura 3.3. Comparación de la función de Weibull y el histograma de velocidades del viento.....	38
Figura 3.4. Distribución acumulativa complementaria y distribución acumulativa.....	39
Figura 3.5. Distribución de Rayleigh e histograma de velocidades del viento.	45
Figura 3.6. Distribución acumulada y Distribución acumulada complementaria.	46
Figura 3.7. Rosa de los vientos correspondiente a la zona de emplazamiento.	50
Figura 3.8. Distribución de frecuencias de ocurrencia del viento dividido por clases. 51	
Figura 3.9. Comparación de la producción de energía garantizada y real publicada por la CELEC EP GENSUR y la producción calculada mediante Weibull y Rayleigh.	53
Figura 3.10. Factor de planta del PEV publicado por la CELEC EP GENSUR del año 2015	54
Figura 3.11. Factor de planta anual y mensual encontrado por la distribución de Weibull.....	55
Figura 3.12. Factor de planta anual y mensual encontrado por la distribución de Rayleigh.....	55

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Coordenadas Geográficas de los aerogeradores del PEV.	19
Tabla 2.2. Características generales del aerogenerador GW 70/1500.	19
Tabla 2.3. Velocidades de viento promedio mensuales Oct/2013 - Sep/2014.	20
Tabla 2.4. Clasificación de los aerogeneradores según las condiciones de la zona de emplazamiento	21
Tabla 2.5. Características del aerogenerador Goldwind 70/1500.	22
Tabla 2.6. Comparativa de índices de operación de PEV publicados por la CELEC EP GENSUR	24
Tabla 3.1. Frecuencia de ocurrencia de cada velocidad del viento, frecuencia puntual y frecuencia acumulada de las velocidades.	31
Tabla 3.2. Valores de x e y aplicando el doble logaritmo.	32
Tabla 3.3. Valores para el cálculo de k y b.	34
Tabla 3.4. Puntos para la aproximación lineal.	35
Tabla 3.5. Valores de la función densidad de Weibull.	37
Tabla 3.6. Potencia instantánea, Potencia media y Potencia media de salida	41
Tabla 3.7. Valores de la velocidad/hora/año y velocidad media.	44
Tabla 3.8. Representación de los valores calculados de la distribución acumulativa, distribución acumulativa complementaria y distribución de Rayleigh.	47
Tabla 3.9. Comparativa de la potencia instantánea y media.	49
Tabla 3.10. Comparación de resultados calculados y reales del PEV.	53
Tabla 4.1. Porcentaje de costos del PEV para su implementación.	59
Tabla 4.2. Parámetros generales del PEV y costos de explotación.	60
Tabla 4.3. Parámetros para el cálculo del ingreso neto anual del PEV.	61
Tabla 4.4. Parámetros para determinación del CASH-FLOW.	62

RESUMEN EJECUTIVO

Se realiza un estudio técnico y financiero de la producción de energía del Parque Eólico Villonaco. Se parte de la identificación de los parámetros influyentes para el aprovechamiento del potencial eólico disponible en la zona de emplazamiento del proyecto, haciendo uso de métodos probabilísticos se estima la producción de energía anual que permitan realizar una comparación con la producción real, y así poder determinar que método nos brinda un menor margen de error.

PALABRAS CLAVES: energía, energía eólica, potencial eólico.

ABSTRACT

Technical and financial study of the energy production of Villonaco wind farm is performed. It starts with the identification of influential parameters for the use of wind, potential available in the area of the project site, using probabilistic methods, the annual energy production that enable a comparison with the actual production, and thus to determine estimated which method gives us a smaller margin of error.

KEY WORDS: energy, wind energy, wind potential.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a datos publicados en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), el Ecuador promedió una demanda de energía de 24574 GWh en el 2015 y estima una tasa de crecimiento del 19,3% para el 2016, por tal motivo se busca una solución para abastecer la creciente demanda de energía. Dependiendo de los recursos naturales y del lugar donde se desea dar solución al problema energético, se estudia la posibilidad de utilizar el viento, sol, agua o la biomasa vegetal o animal como fuentes de generación de electricidad de forma sostenible y con menores costos que el uso de métodos de generación convencionales (Corporación Eléctrica del Ecuador, 2013).

El presente trabajo tiene como finalidad calcular la producción de energía del Parque Eólico Villonaco (PEV) utilizando métodos estadísticos que toman como única variable de entrada la velocidad del viento por hora a lo largo de un año y compararlos con los datos reales de producción publicados por la CELEC EP (Corporación Eléctrica del Ecuador) a través de su Unidad de Negocios GENSUR, además con la ayuda de un simulador económico realizado en Excel se presentarán los indicadores de rentabilidad del proyecto, para contrastarlos con datos reales técnicos del PEV.

En el capítulo I, se explican los aspectos generales de la energía eólica; se continúa con aspectos técnicos y económicos para la explotación de un parque eólico; luego se presenta la metodología para el cálculo de la producción anual de energía de un parque eólico y se finaliza con el estado actual de la energía eólica en el Ecuador.

En el capítulo II, se presentan las características del PEV, además los detalles técnicos de los aerogeneradores instalados en el parque y los datos reales de la producción anual de energía.

En el capítulo III, se indican los métodos estadísticos usados para la estimación de la producción de energía del PEV, y los valores obtenidos de potencia y energía anual utilizando estos métodos.

El capítulo IV constituye la determinación de los indicadores económicos (VAN, TIR, Cash-Flow) utilizando los datos obtenidos de producción de energía anual del capítulo III, finalizando con el análisis y comparación de los resultados obtenidos con los datos reales del PEV.

OBJETIVOS

Objetivo General:

- Determinar por diferentes métodos la producción de energía del Parque Eólico Villonaco.

Objetivos específicos:

- Recopilar y sistematizar la información referente a las condiciones meteorológicas y técnicas en el PEV.
- Calcular la velocidad de viento promedio anual en el PEV y determinar la potencia y energía eléctrica generada por cada uno de los aerogeneradores.
- Utilizar los principales indicadores de rentabilidad para analizar económicamente la producción de energía del PEV.
- Contrastar los resultados de producción de energía obtenidos en el presente trabajo de titulación con los valores reales de producción del PEV.

CAPÍTULO I

1. ESTADO DEL ARTE DE LA ENERGÍA EÓLICA Y SU ESTADO ACTUAL EN EL ECUADOR

1.1 Introducción

El avance y desarrollo de un país está limitado en gran medida por su capacidad de generación de electricidad, ya que es esencial para nuestra vida cotidiana y para nuestra capacidad de producción. A medida que aumenten las necesidades de energía para uso doméstico, industrial y agrícola, la demanda de electricidad será aún mayor, es por esto que dependiendo de la zona donde vivimos se busca una solución para abastecer la demanda de energía eléctrica haciendo uso de los recursos naturales disponibles, en lo mejor de lo posible utilizando fuentes de generación renovables, que además de ser amigables con el medio ambiente ocupan menores gastos que métodos de generación convencionales.

En este capítulo, se describe aspectos generales para la producción de energía eléctrica a través de energía eólica, aspectos técnicos y económicos para la explotación de un parque eólico y el estado actual del aprovechamiento de la energía eólica en el Ecuador.

1.2 Aspectos generales de la producción de energía eléctrica a través de energía eólica

La creciente demanda de energía, ha impulsado la investigación y el desarrollo de tecnologías alternativas para el aprovechamiento de fuentes renovables de energía. Las energías renovables podemos definir que son aquellas fuentes energéticas basadas en la utilización del sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal. Las mismas que no utilizan combustibles fósiles como las convencionales. La idea es aprovechar los abundantes recursos locales naturales virtualmente inagotables (Frers, 2013).

Al no utilizar un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica para la generación de electricidad supone, desde el punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable ya que teóricamente es limpio, libre de contaminación, etc. Es decir, se suprimen radicalmente los impactos originados por los combustibles durante su extracción, transformación, transporte y combustión, lo que beneficia entre otros a la atmósfera, el suelo, el agua, la fauna, la vegetación o la salud.

Hoy en día existe mayor accesibilidad para incorporar fuentes de energía renovable en los sistemas de energía tanto para comunidades aisladas u otras conectadas a la red.

Uno de los aspectos más importantes para el desarrollo económico de un país es la disponibilidad de fuentes suficientes y confiables de energía a bajo costo y sobre todo amigables con el medio ambiente (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009).

La energía eólica a nivel mundial es una de las fuentes de energía que más se ha desarrollado. A finales del siglo XX fue cuando más avances tecnológicos se implementaron en la generación de electricidad a partir del viento, es por esto que la energía eólica se ha posicionado rápidamente como una parte fundamental de la generación eléctrica en muchos países, como por ejemplo China, Estados Unidos, Alemania, India y España (Ramírez, 2015).

La energía eólica es la energía que se obtiene al utilizar la fuerza del viento para la generación de otro tipo de energía a través de un sistema mecánico. Este tipo de energía es una de las fuentes de energía renovable con mayor crecimiento en el mundo. La energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores” (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

En los últimos 20 años las turbinas eólicas han tenido un desarrollo significativo. Se han mejorado los rendimientos, ha aumentado la confiabilidad y se han reducido los costos. Estas pueden subdividirse en dos grandes grupos acorde al tipo de energía a obtener que son: energía mecánica o energía eléctrica. Este último admite, según el servicio a prestar, tres clasificaciones bien diferenciadas (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013):

- Instalaciones aisladas o remotas
- Sistemas híbridos diésel-eólicos
- Sistemas interconectados a las redes de distribución de energía eléctrica.

1.3 Fundamentos de la energía eólica

Para el presente documento se consideró adecuado incluir los conceptos y fundamentos teóricos referentes a la producción de electricidad que utiliza como recurso la energía eólica.

1.3.1 Energía Eólica.

La energía eólica es el uso de tecnologías y aplicaciones para el aprovechamiento de la energía cinética del viento, realizando una conversión a energía mecánica o mecánica-eléctrica.

Se distinguen dos tipos de aplicaciones en energía eólica, la que se usa para el bombeo de agua y para la producción de electricidad. Entre las infraestructuras dedicadas a la producción de electricidad se diferencian las instalaciones aisladas y conectadas a red o conocidas como parques eólicos. Las instalaciones no conectadas a red generalmente cubren aplicaciones de pequeña potencia y las aplicaciones conectadas a red eléctrica

son las que permiten obtener un aprovechamiento energético mayor. En la mayoría de los casos un equipo comienza a generar energía con una velocidad de viento de 4 m/s, equivalente a 15 Km/h, entrega su potencia máxima cuando la velocidad está entre 12 a 15 m/s y es necesario paralizar el servicio cuando alcanza los 25 m/s (90 Km/h) (Corporación Eléctrica del Ecuador, 2013).

1.3.2 Viento.

El viento se produce por acción del sol, debido al calentamiento de la tierra se produce una elevación en la temperatura del aire más cercano, esto hace que disminuya su densidad lo que hace que este aire ascienda y el aire más frío que se encuentra en la parte superior descienda, esto no es diferente para la energía eólica; ya que el viento, considerado a escala planetaria, tiene su origen en las diferencias de presión creadas por el irregular calentamiento (por la redondez de la tierra) producido por radiación solar.

A lo largo de un año las variaciones estacionales de la radiación solar incidente provocan variaciones en la intensidad y dirección de los vientos dominantes en cada uno de los puntos de la corteza terrestre.

La cantidad de radiación solar absorbida en la superficie terrestre es mayor en el Ecuador (perpendicular) que en los polos (oblicua). Adicionalmente, el movimiento de traslación de la Tierra origina alteraciones estacionales en la distribución de radiación (Moragues & Rapallini, 2011).

Por último, el rozamiento de la superficie terrestre ejerce también una fuerza sobre el viento que distorsiona su recorrido a escala global, frenándolo en diferente medida según rugosidad del suelo, y cuya tendencia es a desviarlo hacia las regiones de baja presión (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

Es importante señalar que la velocidad del viento varía con la altura y depende fundamentalmente de la naturaleza del terreno sobre el cual se desplazan las masas de aire. La variación de velocidad puede representarse acorde a la variación de las alturas, donde se tome la medición y donde se desee el dato de velocidad, además influyen las características del terreno, los dos tipos de viento más importantes son:

- **Vientos locales:** Representan un desplazamiento del aire desde zonas de baja presión a zonas de alta presión, determinando los vientos dominantes de un área más o menos amplia. Su establecimiento está condicionado por rasgos orográficos que provocan el calentamiento diferencial de las masas de aire. Entre estos tipos de vientos destacan las brisas marinas y terrestres, así como los

vientos de valle. Los vientos locales pueden afectar considerablemente a las condiciones de tiempo atmosférico y al clima a una escala local (Instituto de Tecnologías Educativas, 2010).

- **Brisa Marina:** Durante el día la tierra se calienta más que el agua, el aire sobre la tierra asciende y la brisa marina se desarrolla (ver Figura 1.1 (a)). En la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que la del agua, causando una brisa terrestre (ver Figura 1.1 (b)). Esta es usualmente más débil que la brisa marina (Talayero, y otros, 2011).

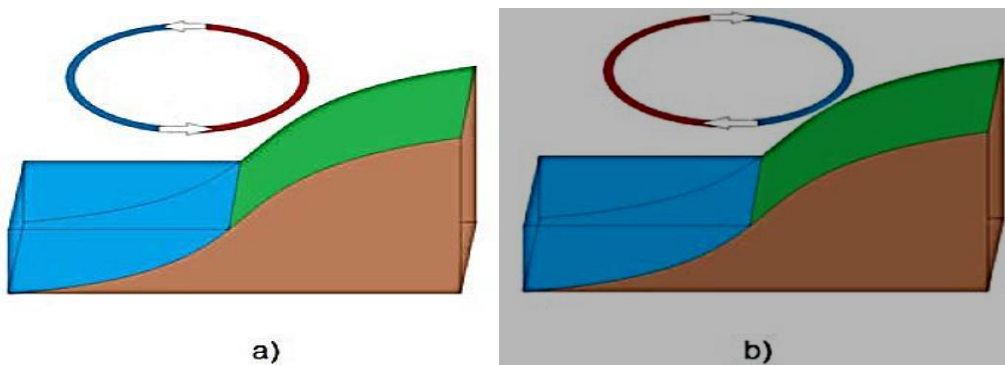


Figura 1.1 a) Brisa marina b) Brisa terrestre
Fuente: (Cochancela & Astudillo, 2012).

- **Viento de Montaña:** Durante el día, las faldas de las montañas se calientan, el aire asciende y el viento tiende a fluir a través del valle hacia la montaña (ver Figura 1.2 (a)). Durante la noche el aire frío se mueve debajo de la falda de la montaña, forzando el viento a soplar hacia el valle (ver Figura 1.2 (b)). En las regiones tropicales vientos térmicos son muy comunes. Estos vientos, los cuales son causados por gradientes de temperatura a lo largo de la superficie terrestre, pueden ser fuertes durante el día, especialmente en regiones desérticas (Talayero, y otros, 2011).

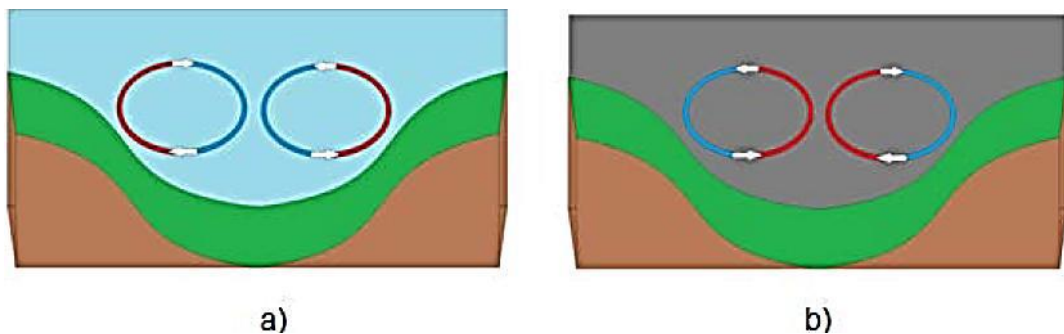


Figura 1.2. Formación del viento de montaña a) Día b) Noche.
Fuente: (Cochancela & Astudillo, 2012).

Para la correcta utilización de la energía eólica es importante conocer velocidades medias, ráfagas, direcciones dominantes y eventuales obstáculos, con el fin de seleccionar tanto los lugares de emplazamiento y las características constructivas (altura de la torre, velocidades máximas que soportan, velocidad de puesta en marcha, etc.) de las máquinas a instalar.

Ecuador presenta una topografía compleja debido a la presencia de la Cordillera de los Andes, además de otros sistemas montañosos con alternancia de valles y montañas y la consiguiente variación de las condiciones climáticas. Se puede plantear que está dividida en (Álvarez, Montaña, Quentin, Maldonado, & Solano, 2013):

- La parte costera occidental, que alcanza 200 km de ancho en Ecuador (conocida como Región Occidental o Costera).
- La cadena de los Andes, que va de norte a sur a través de Ecuador y Perú, con picos que pasan los 6000 m que separan geográfica y climáticamente la zona costera de las tierras amazónicas. En Ecuador esta zona se conoce como la Región Central o Andina.
- Las tierras amazónicas, conocidas también como Región Oriental (u Oriente), Amazonia o Selva. Una región húmeda que es atravesada por numerosos ríos que desembocan en el Amazonas.

1.3.3 Aerogenerador.

Mediante el uso de máquinas la energía cinética del viento es aprovechada para la generación de electricidad, el sistema de conversión, (compuesto de generador eléctrico, sistemas de control y sistema de conexión a la red) es conocido como aerogenerador.

Un aerogenerador básicamente está compuesto por, un rotor al que van conectadas unas hélices o palas de forma perpendicular, el rotor por acción del viento hace girar un generador, normalmente un alternador, que produce energía eléctrica (ver Figura 1.3).

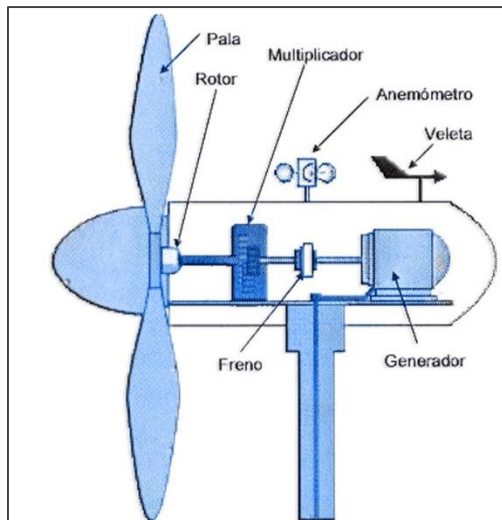


Figura 1.3. Partes básicas de un aerogenerador.
Fuente: (Biología SUR, 2014).

Para un mejor aprovechamiento del recurso eólico, se realiza la instalación de varios aerogeneradores en una superficie de terreno, este tipo de instalaciones se los denomina parques eólicos.

1.3.4 Parque eólico.

Un parque eólico es la agrupación de varios aerogeneradores conectados a una misma línea de transmisión, los parques eólicos se pueden situar en tierra o en el mar (offshore).

El número de aerogeneradores que componen un parque es muy variable, y depende fundamentalmente de la superficie disponible y de las características del viento en el lugar de emplazamiento. Previo a la instalación de un parque eólico se realiza mediciones del viento en el emplazamiento elegido durante un tiempo que suele ser superior a un año. Para ello se instalan veletas y anemómetros. Con los datos recogidos se traza una rosa de los vientos que indica las direcciones predominantes del viento y su velocidad (Molinero, 2009).

1.3.5 Potencia eólica disponible: Potencial eólico.

Una masa de aire m con velocidad v posee una energía cinética E_c que viene dada por:

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

El caudal masivo de aire (m) de densidad (ρ) que fluye a través de una superficie de área (A) perpendicular a la dirección del flujo viene dada por la ecuación de la mecánica de fluidos:

$$m = \rho Av \quad (2)$$

La potencia disponible (P_d) asociada al caudal de aire que atraviesa dicha sección es:

$$P_d = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2} \rho Av^3 \quad (3)$$

- P_d – Potencia disponible contenida en el viento (W).
- ρ – Densidad del aire (kg/m³).
- A – Área de barrido de las palas del aerogenerador (m²).
- v – Velocidad media del viento (m/s).

1.4 Aspectos técnicos y económicos para la explotación de un parque eólico

1.4.1 Aspectos Técnicos.

Para tener una efectiva explotación del recurso eólico del lugar de emplazamiento del parque eólico, es imprescindible tener un conocimiento organizado de los sistemas que integran la instalación y de las actividades a realizar, con el objeto de obtener los beneficios que se habían previsto durante el diseño (Talayero, y otros, 2011).

Este conocimiento se extiende a los aerogeneradores, sistemas de transformación, sistema de evacuación y sistema de control.

Durante la *operación* del parque se debe controlar que todos los sistemas funcionen correctamente, los parámetros a considerar son: potencias generadas (comparándolas con las potencias esperadas para cada velocidad de viento), velocidades de giro, el paso de las palas en turbinas de paso variable, temperatura y presiones en diversas partes del aerogenerador y el estado de los interruptores.

En cuanto al *mantenimiento*, se establecen unas listas de las operaciones a efectuar y los parámetros a chequear o reponer sobre una base temporal repetitiva.

Las revisiones en cada aerogenerador se suelen realizar de forma semestral e inspecciones bimensuales o trimestrales, las inspecciones se realizan de forma visual al aerogenerador, comprobando ruidos, calentamientos, estado de los niveles, posibles fugas de aceite, engrase, etc. En las revisiones semestrales se revisa los dispositivos de alarma (fines de carrera, sensores, etc.), ajuste entre componentes complementarios, holguras entre dientes de piñón-corona, etc. (Talayero, y otros, 2011).

Además se realizan controles predictivos mediante el análisis de los aceites, medición de ruidos y vibraciones mediante sensores del aerogenerador.

Reparaciones y restauraciones se deben llevar a cabo siguiendo las instrucciones del fabricante, el cual detalla el despiece de los distintos aparatos y la lista de las piezas de repuesto.

1.4.2 Aspectos Económicos.

Los ingresos y gastos que intervienen en la cuenta de resultados de un parque eólico, se los detalla a continuación (Talayero, y otros, 2011):

1.4.2.1 Ingresos.

El principal ingreso es el obtenido por la venta de la energía eléctrica generada en el parque eólico, además de otros ingresos posibles obtenidos por subvenciones y por rendimientos de tesorería excedentaria.

En este caso toda la energía generada en el PEV se factura a una tarifa media regulada TMR de 0.0913 \$/kWh (Regulación CONELEC 004-11), en esta regulación se expone: “Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012” (Consejo Nacional de Electricidad, 2011).

1.4.2.2 Gastos de explotación.

1.4.2.2.1 Personal.

Correspondiente a los salarios, las horas extraordinarias y las cargas sociales.

1.4.2.2.2 Operación y mantenimiento.

Estos gastos se pueden establecer mediante un contrato global o mediante contratos parciales para los diferentes componentes del gasto: operación, mantenimiento preventivo, trabajos de reparación y repuestos.

1.4.2.2.3 Alquiler de terrenos.

Los terrenos donde se emplazará la planta de generación eólica suelen ser normalmente alquilados por el período de explotación.

Una forma de compensación económica del alquiler es referir el precio a la producción de energía, mediante un porcentaje de la energía facturada por los aerogeneradores.

1.4.2.2.4 Otros gastos de explotación.

Entre otros gastos se puede incluir: gasto en seguros, tributos, gastos de administración, teléfono, auditorías, etc.

1.4.2.3 Gastos financieros.

Estos gastos constituyen uno de los más importantes en la cuenta de resultados de un parque eólico debido a la gran inversión que se necesita para estas instalaciones, este tipo de proyectos por lo general suelen disponer entre un 80% a un 85% de financiación privada, préstamos que se suelen devolver entre 12 y 15 años.

Los gastos financieros son los intereses por los capitales privados dispuestos, aunque hay que también tener en cuenta otros gastos como las comisiones bancarias.

1.4.2.4 Amortizaciones.

Otro gasto importante en la cuenta de resultados es la amortización contable. Es la imputación anual como gasto que hacemos de la inversión realizada.

La inversión material, tales como: las instalaciones eléctricas, aerogeneradores y obras e infraestructuras realizadas, se suelen amortizar entre 12 a 20 años (Talayero, y otros, 2011).

1.5 Producción Anual de Energía de un Parque Eólico

Es de vital importancia la búsqueda de adecuados emplazamientos para el diseño y desarrollo del parque eólico, siendo estos los que dispongan del suficiente recurso eólico. Después de tomar la decisión de dónde ubicar el aerogenerador, y estimada la disponibilidad del viento, el paso siguiente consiste en determinar la cantidad de energía que el aerogenerador puede generar, para entonces saber si satisface las necesidades energéticas que se plantean.

Para el presente trabajo se utilizará la distribución de Weibull y de Rayleigh para estimar la producción de energía de un aerogenerador, a partir de conocer la distribución de frecuencias del viento y la curva de potencia del aerogenerador.

La energía anual total producida por un parque eólico (EAP_t) se la calcula con la siguiente expresión:

$$EAP_t = EP * N * \left(8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) \quad (4)$$

- EP – Energía producida por un aerogenerador.
- N – Número de aerogeneradores.

La ecuación 4 determina la energía teórica anual producida de un parque eólico. Para conseguir la energía real, deberemos aplicarle unos factores de corrección: pérdidas por indisponibilidad de máquinas y subestación ($P_i \approx 0,98$); pérdidas por transporte ($P_t \approx 0,97$); pérdidas por mantenimiento ($P_m \approx 0,97$), estos factores de corrección son cifras aproximadas que sirve como objeto de estudio (Talayero, y otros, 2011).

La producción real de energía está dada por la siguiente expresión:

$$EAP_R = EAP_t * P_i * P_t * P_m \quad (5)$$

1.6 Energía eólica en Ecuador

En el Ecuador la energía eólica ya se está aprovechando para generar electricidad, el primer parque eólico del país se inauguró en octubre del 2007 en la isla San Cristóbal con una capacidad de 2.4 MW, en diciembre del 2014 en la isla Baltra con una capacidad de 2.5 MW en su primera fase y en la provincia de Loja, en el cerro Villonaco, con una potencia instalada de 16.5 MW (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

Uno de los principales problemas de la generación de energía a través de fuentes renovables es la ubicación donde estos recursos pueden ser explotados, ya que no está a decisión de las personas elegir el sitio donde se quiera instalar una planta de generación de energía renovable. Un parque eólico debe ubicarse donde exista recurso eólico, e incluso su diseño está condicionado por la estructura final de la distribución del viento en el lugar.

Tampoco puede gestionarse, a diferencia de las centrales de generación tradicionales, el momento en que se produce la energía, ni en qué cantidad. Los parques eólicos sólo generan cuando hay suficiente viento y no se puede regular su eficiencia en función de las necesidades de consumo.

El lugar de emplazamiento de un parque eólico es fundamental para el aprovechamiento de la energía del viento, ya que la correcta selección garantizará el suficiente recurso eólico que se necesite para el funcionamiento de los aerogeneradores. Una vez localizados estos emplazamientos se pueden empezar a considerar otros factores, como son las infraestructuras eléctrica y de comunicaciones, la factibilidad técnica y económica del proyecto, normativas gubernamentales, o el impacto ambiental (Corporación Eléctrica del Ecuador, 2013).

En el caso ecuatoriano, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ha considerado indispensable, contar con un inventario actualizado del recurso eólico que viabilice y fomente la inversión pública y privada en la generación de la energía eólica (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

El MEER elaboró el primer Atlas Eólico del Ecuador, con fines de generación. Este producto es un referente informativo energético, y se elaboró mediante un mapeo satelital que identificó las zonas más idóneas para desarrollar estudios de viento y verificar el potencial eólico a nivel nacional. Este agrupa varios mapas georeferenciados los cuales muestran indicadores para la estimación del recurso eólico, tales como: velocidad y dirección del viento, densidad de potencia, altura, rugosidad y pendiente del terreno, entre otras. Con la publicación del Atlas se ubica con mayor facilidad los sitios en donde se deberán realizar mediciones y estudios de prefactibilidad y factibilidad, para la posible construcción de nuevos proyectos eólicos (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

Además, el MEER ha emprendido campañas de medición de viento en provincias como Loja e Imbabura que consideran la toma de datos a alturas de treinta (30), sesenta (60) y ochenta (80) metros (ver ANEXO 1), lo cual permitirá verificar el potencial eólico de esas zonas del país y la construcción de proyectos eólicos que no solamente se constituyen en fuentes de energía limpia, sino en impulsores para el turismo ecológico. El Potencial Disponible Bruto Total está alrededor de los 1.670 MW (ver Figura 1.4) y un Potencial Promedio Factible a Corto Plazo a nivel de país que se encuentra en los 884 MW. En la Figura 1.4, la Provincia de Loja tiene un potencial bastante elevado con respecto a otras provincias, de aproximadamente 880 MW (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

En el año 2010, el Gobierno Provincial de Loja, por medio de la Empresa Pública de Energías Renovables (ENERSUR.EP), realizó estudios para futuros proyectos eólicos en la provincia de Loja, entre los que podemos citar proyecto eólico Ducal Membrillo (45MW), Huacacocha (15MW) y Cachipamba (10MW). Todos estos proyectos están ubicados a una altura superior a los 2400 msnm (Empresa Pública de Energías Renovables, 2010).

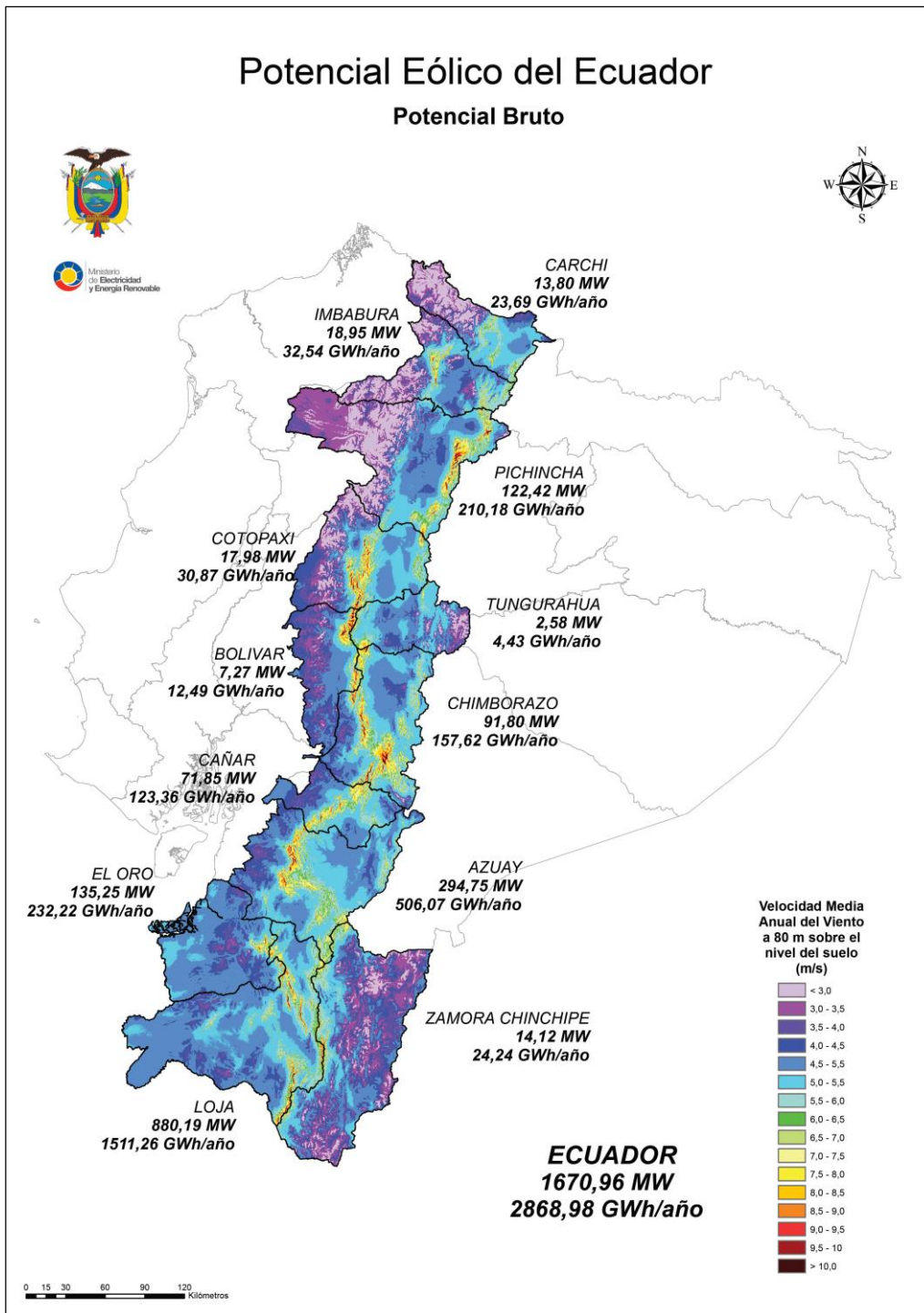


Figura 1.4. Potencial eólico del Ecuador - Potencial bruto.

Fuente: (Ministerio de Eléctricidad y Energía Renovable, 2013).

En la provincia de Loja, la velocidad media anual del viento tomadas las muestras a una altura de 30m sobre el suelo, se obtuvieron valores dentro del rango de 3 – 4,5 m/s; y una densidad de potencia entre 75 – 150 W/m² (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

CAPÍTULO II

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO

2.1 Introducción

Para poder aprovechar el potencial eólico de un lugar, es importante conocer las variaciones estacionales de viento del lugar de emplazamiento para realizar un correcto diseño de parque eólico, en el presente capítulo se llevará a cabo una descripción de los aerogeneradores utilizados en el PEV, dando a conocer sus principales elementos internos, características de operación y generación.

Además se presentarán los datos del viento que fueron proporcionados por la CELEC EP (Corporación Eléctrica del Ecuador) a través de su Unidad de Negocios GENSUR, a la altura del buje de los aerogeneradores de 62m del lugar donde se ubican los aerogeneradores, así como los datos de producción del PEV.

2.2 Parque Eólico Villonaco



Figura 2.1. Parque Eólico Villonaco.

Fuente: (Agencia Pública de Noticias del Ecuador y Suramérica, 2014).

El Parque Eólico Villonaco se encuentra ubicado en la provincia de Loja, cantón Loja. Este proyecto se empezó a construir en agosto del 2011, siendo la primera central eólica en el mundo que cuenta con una velocidad de viento promedio anual de 12.7 m/s a una altura de 2700 msnm. Es importante mencionar que, el PEV se encuentra ubicado en las coordenadas geográficas de 4°00'03.57"S y 79°16'33.16" O, como se indica en la Figura 2.2 (Ministerio de Eléctricidad y Energía Renovable, 2013).

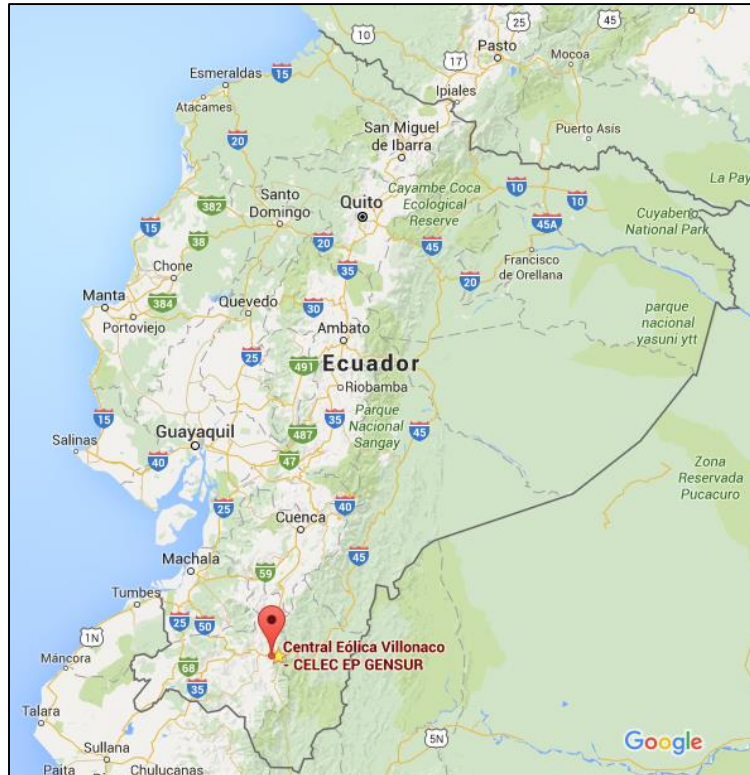


Figura 2.2. Ubicación del Parque Eólico Villonaco.
Fuente: Google Maps.

Consta de 11 aerogeneradores fabricados por la empresa Gold Wind de China, son del tipo GW70/1500, cada aerogenerador tiene una potencia de 1.5 MW, por lo que el parque genera una potencia nominal de 16.5 MW (Cochancela & Astudillo, 2012).

Es un proyecto emblemático del estado Ecuatoriano, aportando al Sistema Nacional Interconectado una energía de 185.40 GWh desde su entrada en operación a agosto de 2015, sirve para abastecer del 25% del consumo de energía anual de la provincia de Loja, reduciendo emisiones de CO₂ en aproximadamente 32 mil Ton/año y creando 254 fuentes de empleo directo (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

La construcción de esta obra implicó una inversión de USD 48.35 millones de dólares y una inversión en programas de desarrollo integral y sostenible de aproximadamente 5.8 millones (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

2.3 Localización Geográfica

Las coordenadas de ubicación de los aerogeneradores del PEV se encuentran detalladas en la Tabla 2.1 en el sistema UTM (Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator).

Tabla 2.1. Coordenadas Geográficas de los aerogeneradores del PEV.

Aerogenerador	E	N
1	693.030	9.558.404
2	693.150	9.558.258
3	693.177	9.558.142
4	693.180	9.557.914
5	693.282	9.557.823
6	693.303	9.557.604
7	693.350	9.557.421
8	693.464	9.557.215
9	693.450	9.556.877
10	693.482	9.556.745
11	693.523	9.556.476

Fuente: Diseño de autor.

2.4 Características del Parque Eólico Villonaco

Los datos que se detallan en la Tabla 2.2 presentan algunas de las características propias de la zona de emplazamiento del PEV y la tabla 2.3 presenta las velocidades promedio mensual tomadas desde octubre 2013 hasta septiembre 2014, estos datos fueron filtrados de una base de datos que se generaron antes de la implementación del proyecto como objeto de estudio de la zona a través de una torre de medición.

Tabla 2.2. Características generales del aerogenerador GW 70/1500.

Parámetros	Especificaciones
Densidad promedio del aire	0.923 Kg/m ³ .
Altura	2716 msnm
Temperatura	12°C – 15°C
Velocidad promedio anual	12,6 m/s

Fuente: (Cochancela & Astudillo, 2012).

Tabla 2.3. Velocidades de viento promedio mensuales Oct/2013 - Sep/2014.

Años	Meses	Promedio horario de Velocidad 62 m (m/s)
2013	Octubre	8,90
	Noviembre	6,62
	Diciembre	7,91
2014	Enero	8,19
	Febrero	7,41
	Marzo	7,14
	Abril	11,60
	Mayo	7,61
	Junio	12,54
	Julio	16,43
	Agosto	13,86
	Septiembre	12,66

Fuente: Diseño de autor.

2.5 Detalle técnico de los aerogeneradores

En el parque eólico de Villonaco cuenta con 11 aerogeneradores GoldWind de procedencia china, estos aerogeneradores tienen una potencia nominal de 1.5 MW.

La construcción de estos aerogeneradores fue diseñada en tres segmentos, para la torre se emplearon tres tramos de 20 metros cada uno, posee tres paletas de 35 metros cada una y abarcan un diámetro de 70 metros y por último está la góndola.

Entre las partes principales de que se encuentran en la góndola tenemos lo que se ve en la Figura 2.3 mostrada a continuación.

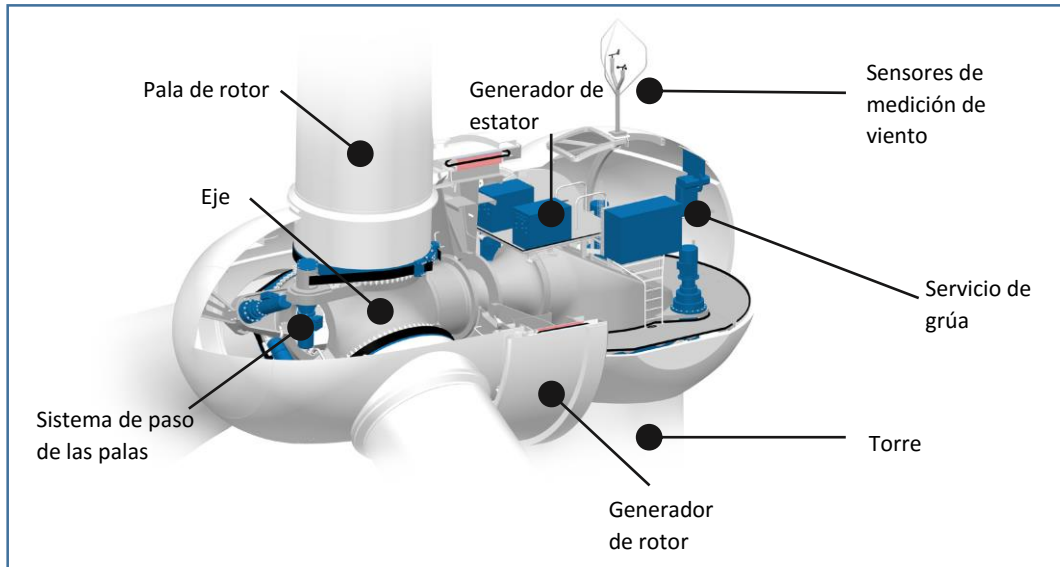


Figura 2.3. Partes principales del aerogenerador GW 70/1500.

Fuente: (GoldWind, 2012).

Los aerogeneradores que se utilizan en este parque eólico son GoldWind 70/1500 y son de clase S, es decir, estos aerogeneradores son diseñados específicamente para trabajar bajo las condiciones propias de la zona de emplazamiento, basándose en la normativa internacional IEC 64100-1 (ver Tabla 2.4), ya que en el PEV existen vientos predominantes durante todo el año que bordean los 12 m/s aproximadamente y como se observa en la tabla los vientos de mayor rango se encuentran en el promedio de 10 m/s correspondientes a la Clase I, por lo tanto siendo esta clase la de mayor rango posible, los vientos en Villonaco no encajan en esta clasificación, para estos casos la Clase S es una clasificación donde los aerogeneradores son diseñados de acuerdo a las condiciones propias del emplazamiento.

Tabla 2.4 Clasificación de los aerogeneradores según las condiciones de la zona de emplazamiento.

Parámetro	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
Velocidad de referencia, U_{ref} (m/s)	50.00	42.50	37.50	30.0	
Velocidad anual promedio, U_{ave} (m/s)	10.00	8.50	7.5	6.00	
A Alta Intensidad de turbulencia a 15m/s I_{15}	0.18	0.18	0.18	0.18	
Turbulencia Parámetro de la pendiente a	2.00	2.00	2.00	2.00	Valores a ser especificados por el diseñador
B Baja Intensidad de turbulencia a 15m/s I_{15}	0.16	0.16	0.16	0.18	
Turbulencia Parámetro de la pendiente a	3.00	3.00	3.00	3.00	
50 year return gust speed, $1.4U_{ref}$ (m/s)	70.0	59.5	52.5	42.0	
1 year return gust speed, $1.05U_{ref}$ (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5	

Fuente: (González, 200).

Las principales características técnicas del aerogenerador GW 70/1500 se muestran a continuación:

Tabla 2.5 Características del aerogenerador Goldwind 70/1500.

Parámetros de Operación	Especificaciones
Potencia Nominal:	1500 kW
Velocidad de encendido:	3 m/s
Velocidad de Referencia del Viento:	11,8 m/s
Velocidad de Parada:	25 m/s (10 min)
Resistencia a velocidad de viento (3s):	70 m/s IEC-IA
Tiempo de Vida Útil:	>= 20 años
Temperatura ambiente de operación:	-30°C a +40°C
Temperatura ambiente de standby:	-40 °C a +50°C
Rotor	Especificaciones
Diámetro:	70 m
Área de Barrido:	3850 m ²
Rango de velocidad:	10,2 a 19 rpm
Número de palas:	3
Tipo de Pala:	LM34P o Similar
Generador	Especificaciones
Tipo:	Síncrono Multipolar, generador con imán excitado permanente
Potencia Nominal:	1500 KW
Diseño:	Accionamiento Directo
Corriente Nominal:	660 A
Velocidad de Rotación Nominal:	19 rpm
Clase de protección:	F/IP23
Tipo de Aislamiento:	F
Convertidor	Especificaciones
Tipo:	Convertidor IGBT
Clase de protección:	IP54
Rango del factor de potencia de salida:	de -0,95 a +0,95
Voltaje nominal de salida:	620/690 V
Corriente Nominal de salida:	1397/1255 A
Sistema de Orientación	Especificaciones
Concepto de diseño:	Mando por Motor Eléctrico
Movimiento nominal:	0,5°/sec
Sistema de Orientación:	Freno 10 de Retención

Sistema de Freno	Especificaciones
Frenado Aerodinámico:	Triple hélice de paso
Freno Mecánico:	Sistema Hidráulico
Torre	Especificaciones
Tipo:	Metálica troncocónica
Altura de Buje:	65 m
Diseño estándar	IEC 1024-I
Resistencia a Tierra	$\leq 4 \Omega$

Fuente: (GoldWind, 2012).

La curva de potencia garantizada del aerogenerador GW 70/1500 se presenta en la Figura 2.4. Esta gráfica indica cual será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades de viento.

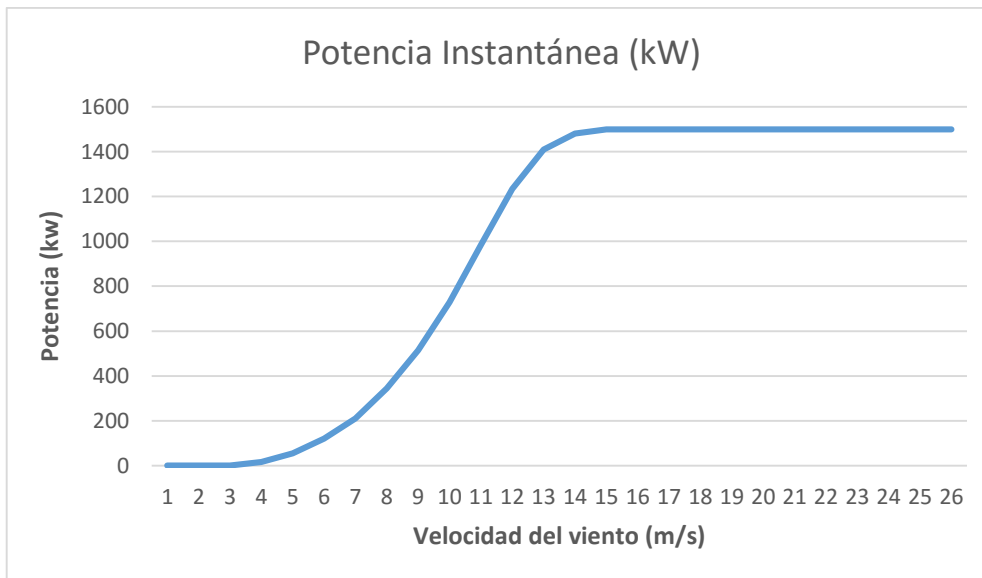


Figura 2.4. Potencia instantánea del aerogenerador GW 70/1500.
Fuente: (GoldWind, 2012).

2.6 Producción Anual de Energía del PEV

El Parque Eólico Villonaco tiene una producción anual de energía neta de 59.57 GWh/año, lo que constituye el consumo doméstico de más de 170000 personas con un factor de planta de 41.6%, reduciendo emisiones de CO₂ en aproximadamente 32 mil Ton/año (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

En el año 2015, tercer año de funcionamiento de esta central eólica, la producción de energía ascendió a 90.92 GWh/año, lo que significa que Villonaco generó el 52% (ver Tabla 2.6) más de lo previsto de los datos obtenidos en el estudio de factibilidad (CELEC EP GENSUR, 2015).

Tabla 2.6.Comparativa de índices de operación de PEV publicados por la CELEC EP GENSUR.

COMPARACIÓN DE ÍNDICES OPERATIVOS CENTRAL EÓLICA VILLONACO		
INDICES	ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD	AÑO 2015
FACTOR DE PLANTA (%)	41,6	63,86
PRODUCCIÓN (GWh)	59,57	90,92

Fuente: (CELEC EP GENSUR, 2015).

La relación entre la energía real producida y la energía máxima que pudo generar la planta en condiciones ideales (Tabla 2.6), el factor de planta garantizado en el estudio de factibilidad alcanzaba el 41.6 %, pero en el año 2015 este valor fue de 63.86%, según estadísticas de la empresa GOLDWIND, de las 614 centrales eólica instaladas a nivel mundial por esta marca, con un total de 22000 unidades de generación tienen un registro de 2000 horas de producción anual como máximo, mientras que la Central Eólica Villonaco cuenta con 5600 horas de producción, siendo considerada como la número uno a nivel mundial (CELEC EP GENSUR, 2015).

CAPÍTULO III

3. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO UTILIZANDO MÉTODOS PROBABILÍSTICOS

3.1. Introducción

Para la estimación de la producción de energía del Parque Eólico Villonaco se ha adoptado aplicar modelos matemáticos que se basen en predecir el comportamiento de una variable aleatoria, como lo es el viento.

La velocidad del viento cambia continuamente, por lo que es necesario describirlo de forma estadística, en función de la velocidad del viento se estimará la producción de energía anual que produce el PEV como fundamento de esta tesis para contrastarla con la producción real expuesta por la CELEC EP GENSUR.

3.2. Estimación de la Energía Eólica del PEV

El uso de la estadística es la mejor forma para poder modelar sistemas de generación eólica, que permita tener un criterio muy cercano a la realidad de la producción anual de energía que se puede llegar a tener en una futura zona de emplazamiento de un parque eólico.

El comportamiento del viento en un intervalo de tiempo (por lo general un año) varía drásticamente, las altas velocidades de viento a lo largo de un año son poco frecuentes (mayores a 11 m/s), mientras que velocidades moderadas son bastante comunes.

Normalmente se utiliza la distribución de Weibull y la de Rayleigh, las cuales permiten representar la velocidad del viento en una variable aleatoria, para analizar las probabilidades de ocurrencia de un rango de velocidades de viento. La distribución de Weibull es más versátil que la de Rayleigh, la distribución de Rayleigh es un caso particular de la distribución de Weibull con k (parámetro de forma) igual a 2 (Talayero, y otros, 2011).

Para obtener una aproximación más exacta con la distribución de Weibull y Rayleigh se necesita datos de velocidades de 25 años o más, pero para tener un acercamiento es suficiente los datos de velocidades de 1 año, los datos de velocidades que se utilizarán para el modelamiento de estas dos funciones a continuación fueron proporcionados por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) de su Unidad de Negocios GENSUR, los mismos que fueron medidos a 62 metros de altura en la zona de emplazamiento.

3.2.1. Método de distribución de Weibull.

La distribución de Weibull está definida por dos parámetros, el parámetro de forma (k) y el parámetro de escala (C), y es la más empleada para la estimación de la energía eólica (Villarrubia, 2004).

La ecuación de la función de densidad de la distribución de Weibull (Talayero, y otros, 2011), está dada:

$$f(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \quad (6)$$

- v – Velocidad media del viento (m/s).
- k – Parámetro de forma (adimensional).
- C – Parámetro de escala (m/s).

El parámetro k determina el factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función de probabilidad y C muestra que tan aguda o plana es la función (Villarrubia, 2004).

3.2.1.1. Distribución acumulativa.

Es la probabilidad de que las velocidades de viento sean menores o iguales a un valor v , está dada por: (Villarrubia, 2004)

$$\int_0^v f(v) dv = \int_0^v \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \quad (7)$$

3.2.1.2. Distribución acumulativa complementaria.

Es la probabilidad de que las velocidades de viento sean mayores o iguales a un valor v , está dada por: (Villarrubia, 2004)

$$1 - \int_0^v f(v) dv = 1 - \int_0^v \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} dv = 1 - 1 + e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \quad (8)$$

Para calcular el parámetro de forma k y de escala C , se aplica el método de mínimos cuadrados, ya que se cuenta con las velocidades horarias a un año medio.

3.2.1.3. Cálculo de los parámetros k y C de Weibull por el método de mínimos cuadrados.

Cuando se conoce las velocidades de viento medio, los parámetros k y C pueden determinarse a partir de un ajuste de mínimos cuadrados, aplicando dos veces el logaritmo neperiano a la función de distribución acumulativa (Almonacid & Nahuelhual, 2009).

Esto permite transformar a la función de distribución acumulativa en una ecuación lineal de regresión¹ (Villarrubia, 2004).

3.2.1.3.1. Deducción de la ecuación lineal de regresión.

Para determinar la ecuación lineal de regresión, partimos de la ecuación 7 de distribución acumulativa de Weibull (Villarrubia, 2004).

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

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

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

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

Aplicando el logaritmo neperiano tenemos:

$$\text{Ln}\left(\frac{1}{1 - f_a}\right) = \left(\frac{v}{C}\right)^k$$

Nuevamente aplicamos el logaritmo neperiano y aplicando la propiedad exponencial de los logaritmos obtenemos:

$$\text{Ln}\left(\text{Ln}\left(\frac{1}{1 - f(v)}\right)\right) = k * \text{Ln}\left(\frac{v}{C}\right)$$

¹ Método matemático que permite modelar la curva que mejor se ajuste a una nube de puntos, se utiliza una variable dependiente o regresando Y y la variable independiente X. Este modelo puede ser expresado como: $Y=aX+b$. Donde a y b se llaman coeficientes de regresión.

$$\text{Ln}\left(\text{Ln}\left(\frac{1}{1-f(v)}\right)\right) = k * \text{Ln}(v) - k * \text{Ln}(C) \quad (9)$$

La ecuación 9 se la puede representar como una ecuación lineal de la forma:

$$y = kx + b \quad (10)$$

La ecuación inmediata anterior representa una recta de regresión, donde:

$$y = \text{Ln}\left(\text{Ln}\left(\frac{1}{1-f(v)}\right)\right) \quad (11)$$

$$x = \text{Ln}(v) \quad (12)$$

$$b = -k * \text{Ln}(C) \quad (13)$$

De esto podemos concluir que el parámetro de forma k , es la pendiente de la recta de regresión. Tanto el parámetro k como el intercepto b se calculan mediante las siguientes ecuaciones: (Liliana, 2008)

$$k = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sum(x - \bar{x})^2} \quad (14)$$

$$b = \bar{y} - k\bar{x} \quad (15)$$

- \bar{x} e \bar{y} – Son los valores de la media de valores de x e y respectivamente. La media es la suma de los valores de x , dividido para el número de valores total.

Para calcular el parámetro C utilizamos la ecuación 13, por lo tanto:

$$b = -k * \text{Ln}(C)$$

$$-\frac{b}{k} = \text{Ln}(C)$$

$$e^{\left(-\frac{b}{k}\right)} = e^{\text{Ln}(C)}$$

$$C = e^{\left(-\frac{b}{k}\right)} \quad (16)$$

3.2.1.4. Aplicación del método de mínimos cuadrados.

Los datos que se van a utilizar para el presente análisis corresponden a una estación de medición que se ubicó en lugar de emplazamiento del PEV antes de su ejecución, estos datos fueron tomados a una altura de 62 metros sobre el terreno, por lo que no fue necesario calcular la variación de la velocidad del viento con la altura de 65 metros del buje del aerogenerador, puesto que son muy próximas entre ellas.

Como ya se explicó en el capítulo II el aerogenerador utilizado en el PEV es modelo Goldwin 70/1500 con sus respectivas características de potencia a diferentes velocidades, haciendo uso de estos datos y de los tomados por la estación de medición de las velocidades del viento en un año, procedemos al cálculo de la estimación de energía anual producida.

3.2.1.4.1. Organización de los datos.

La base de datos de velocidades se clasificó en rangos de velocidades que varían en 1 m/s, de la siguiente manera: la velocidad asignada como 1 m/s, toma todos los valores mayores a 0 m/s y menores e iguales a 1 m/s, tomando este mismo criterio se realiza clasificación de todas las velocidades.

Realizada la clasificación se elaboró una tabla con todas las frecuencias de ocurrencia de cada velocidad de viento, esto nos indica cuantas horas al año se presentan las mismas velocidades (ver Tabla 3.1).

3.2.1.4.2. Frecuencia puntual y frecuencia acumulada.

La frecuencia puntual de la determina con la siguiente ecuación:

$$Frecuencia\ Puntual = \frac{horas/año}{8760} \quad (17)$$

El valor de 8760 corresponde al total de horas de un año, para encontrar la frecuencia acumulada se suma cada frecuencia puntual con su anterior (ver Tabla 3.1).

$$Frecuencia\ Acumulada_n = Frecuencia\ Puntual_n + Frecuencia\ Puntual_{n-1} \quad (18)$$

Tabla 3.1. Frecuencia de ocurrencia de cada velocidad de viento, Frecuencia puntual y frecuencia acumulada de las velocidades.

Velocidad (m/s)	Frecuencia de Ocurrencia/año	Frecuencia Puntual (Horas-año/8760)	Frecuencia Acumulada (Horas-año/8760)
0	137	0,015645	0,015645
1	231	0,026379	0,042024
2	293	0,033459	0,075482
3	366	0,041795	0,117278
4	428	0,048875	0,166153
5	484	0,055270	0,221423
6	569	0,064977	0,286399
7	619	0,070686	0,357086
8	662	0,075597	0,432682
9	737	0,084161	0,516844
10	671	0,076624	0,593468
11	619	0,070686	0,664154
12	565	0,064520	0,728674
13	469	0,053557	0,782231
14	369	0,042138	0,824369
15	346	0,039511	0,863880
16	288	0,032888	0,896768
17	269	0,030718	0,927487
18	216	0,024666	0,952153
19	175	0,019984	0,972137
20	108	0,012333	0,984470
21	64	0,007080	0,991550
22	45	0,005139	0,996688
23	22	0,002398	0,999086
24	3	0,000343	0,999429
25	3	0,000343	0,999772
26	2	0,000228	1,000000
27	0	0,000000	1,000000
28	0	0,000000	1,000000
29	0	0,000000	1,000000
30	0	0,000000	1,000000
Total	8760		

Fuente: Diseño de autor.

3.2.1.4.3. Aproximación a la ecuación lineal.

La aproximación a la ecuación lineal se la encuentra aplicando las ecuaciones 11 y 12, donde $f(v)$ corresponde a la frecuencia acumulada. Los resultados se presentan en la Tabla 3.2. (Villarrubia, 2004)

Tabla 3.2. Valores de x e y aplicando el doble logaritmo.

Velocidad (m/s)	Frecuencia horas/año	Frecuencia Puntual (Horas-año/8760)	Frecuencia Acumulada (Horas-año/8760)	x $Ln(velocidad)$	y $Ln\left(Ln\left(\frac{1}{1-frec.acum.}\right)\right)$
0	137	0,015645	0,015645	0	-4,149754
1	231	0,026379	0,042024	0	-3,148136
2	293	0,033459	0,075482	0,693147	-2,544870
3	366	0,041795	0,117278	1,098612	-2,081487
4	428	0,048875	0,166153	1,386294	-1,705370
5	484	0,055270	0,221423	1,609438	-1,385146
6	569	0,064977	0,286399	1,791759	-1,086391
7	619	0,070686	0,357086	1,945910	-0,817025
8	662	0,075597	0,432682	2,079442	-0,567685
9	737	0,084161	0,516844	2,197225	-0,318258
10	671	0,076624	0,593468	2,302585	-0,105257
11	619	0,070686	0,664154	2,397895	0,087190
12	565	0,064520	0,728674	2,484907	0,265770
13	469	0,053557	0,782231	2,564949	0,421550
14	369	0,042138	0,824369	2,639057	0,553523
15	346	0,039511	0,863880	2,708050	0,690253
16	288	0,032888	0,896768	2,772589	0,820123
17	269	0,030718	0,927487	2,833213	0,964694
18	216	0,024666	0,952153	2,890372	1,111771
19	175	0,019984	0,972137	2,944439	1,275486
20	108	0,012333	0,984470	2,995732	1,426705
21	64	0,007080	0,991550	3,044522	1,563089
22	45	0,005139	0,996688	3,091042	1,742274
23	22	0,002398	0,999086	3,135494	1,945648
24	3	0,000343	0,999429	3,178054	2,010650
25	3	0,000343	0,999772	3,218876	2,126380
26	2	0,000228	1,000000	3,258097	3,584731
27	0	0,000000	1,000000	3,295837	3,584731
28	0	0,000000	1,000000	3,332205	3,584731
29	0	0,000000	1,000000	3,367296	3,584731
30	0	0,000000	1,000000	3,401197	3,584731
Total	8760				

Fuente: Diseño de autor.

El valor de k corresponde a la pendiente de la línea de regresión, se utiliza la ecuación 14 y para encontrar la intersección con el eje “y” se aplica la ecuación 15, en donde:

$$\bar{x} = 2,408330$$

$$\bar{y} = 0,549012$$

Al reemplazar estos valores en la ecuación 14, se obtiene:

$$k = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sum(x - \bar{x})^2}$$

$$k = \frac{55,42}{26,967}$$

$$\mathbf{k = 2,055}$$

Luego se reemplaza el valor de k en la ecuación 15 para obtener b , así:

$$b = \bar{y} - k\bar{x}$$

$$b = 0,549 - (2,055 * 2,408)$$

$$\mathbf{b = -4,40}$$

La tabla de valores con los que se calculó k y b se los presenta en la Tabla 3.3.

Con los valores calculados anteriormente, podemos calcular C , aplicando la ecuación 16, con lo que obtenemos:

$$C = e^{\left(\frac{b}{k}\right)}$$

$$C = e^{\left(\frac{-4,40}{2,055}\right)}$$

$$\mathbf{C = 8,509}$$

La ecuación lineal (ecuación 10) quedaría de la siguiente manera:

$$y = kx + b$$

$$b = 2,055x - 4,40 \quad (19)$$

En la figura 3.1 se muestra la aproximación lineal que corresponde a los puntos de la Tabla 3.4 y los puntos de la transformación doble logarítmica correspondiente a los valores de la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Valores para el cálculo de k y b.

x <i>Ln(velocidad)</i>	y $Ln\left(Ln\left(\frac{1}{1-frec. acum.}\right)\right)$	$(x - \bar{x})$	$(y - \bar{y})$	$(x - \bar{x})(y - \bar{y})$	$(x - \bar{x})^2$
0	-4,149754	-2,408330	-4,698766	11,316181	5,800054
0	-3,148136	-2,408330	-3,697149	8,903955	5,800054
0,693147	-2,544870	-1,715183	-3,093882	5,306574	2,941853
1,098612	-2,081487	-1,309718	-2,630500	3,445213	1,715361
1,386294	-1,705370	-1,022036	-2,254382	2,304060	1,044557
1,609438	-1,385146	-0,798892	-1,934158	1,545184	0,638229
1,791759	-1,086391	-0,616571	-1,635404	1,008342	0,380159
1,945910	-0,817025	-0,462420	-1,366037	0,631683	0,213832
2,079442	-0,567685	-0,328889	-1,116697	0,367269	0,108168
2,197225	-0,318258	-0,211106	-0,867270	0,183086	0,044566
2,302585	-0,105257	-0,105745	-0,654270	0,069186	0,011182
2,397895	0,087190	-0,010435	-0,461822	0,004819	0,000109
2,484907	0,265770	0,076576	-0,283242	-0,021690	0,005864
2,564949	0,421550	0,156619	-0,127462	-0,019963	0,024530
2,639057	0,553523	0,230727	0,004511	0,001041	0,053235
2,708050	0,690253	0,299720	0,141241	0,042333	0,089832
2,772589	0,820123	0,364259	0,271111	0,098754	0,132684
2,833213	0,964694	0,424883	0,415681	0,176616	0,180526
2,890372	1,111771	0,482042	0,562759	0,271273	0,232364
2,944439	1,275486	0,536109	0,726474	0,389469	0,287413
2,995732	1,426705	0,587402	0,877693	0,515559	0,345041
3,044522	1,563089	0,636192	1,014077	0,645148	0,404741
3,091042	1,742274	0,682712	1,193262	0,814654	0,466096
3,135494	1,945648	0,727164	1,396636	1,015583	0,528767
3,178054	2,010650	0,769724	1,461638	1,125057	0,592474
3,218876	2,126380	0,810546	1,577368	1,278529	0,656984
3,258097	3,584731	0,849766	3,035719	2,579651	0,722103
3,295837	3,584731	0,887507	3,035719	2,694220	0,787668
3,332205	3,584731	0,923874	3,035719	2,804622	0,853544
3,367296	3,584731	0,958966	3,035719	2,911150	0,919615
3,401197	3,584731	0,992867	3,035719	3,014065	0,985785
			Suma	55,421623	26,967391

Fuente: Diseño de autor.

Tabla 3.4. Puntos para la aproximación lineal.

x	y
0	-4,4000
0,10	-4,1945
0,2	-3,9890
0,3	-3,7835
0,40	-3,5780
0,5	-3,3725
0,6	-3,1670
0,70	-2,9615
0,8	-2,7560
0,9	-2,5505
1,00	-2,3450
1,1	-2,1395
1,2	-1,9340
1,30	-1,7285
1,4	-1,5230
1,5	-1,3175
1,60	-1,1120
1,7	-0,9065
1,8	-0,7010
1,90	-0,4955
2	-0,2900
2,10	-0,0845
2,2	0,1210
2,30	0,3265
2,4	0,5320
2,50	0,7375
2,6	0,9430
2,70	1,1485
2,8	1,3540
2,90	1,5595
3	1,7650
3,10	1,9705
3,2	2,1760
3,30	2,3815
3,4	2,5870
3,50	2,7925

Fuente: Diseño de autor.

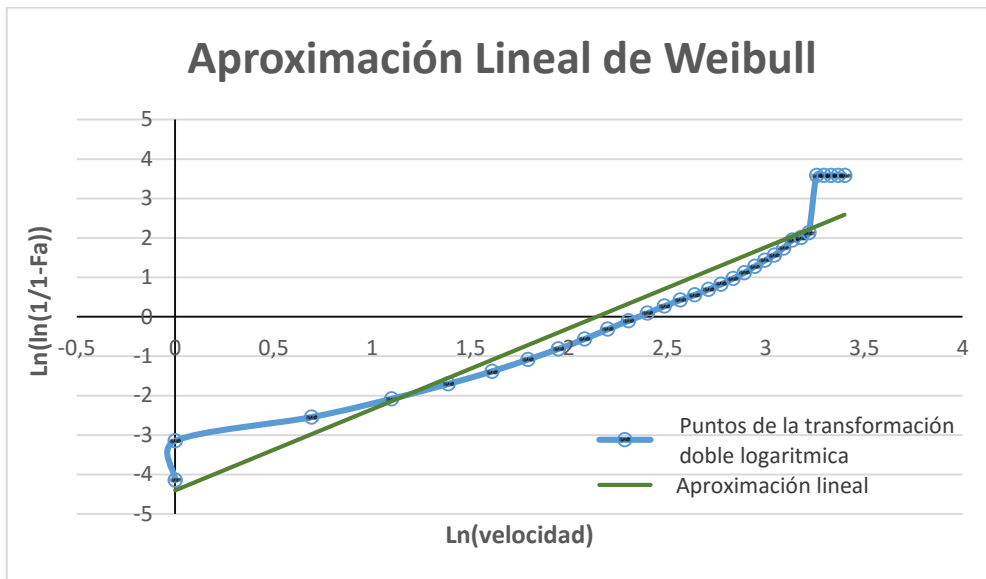


Figura 3.1. Aproximación lineal y los puntos de la transformación doble logarítmica.
Fuente: Diseño de autor.

La gráfica anterior representa la distribución de las velocidades del viento aplicando el doble logaritmo (línea azul) y su aproximación lineal obtenida a partir de la ecuación 19 (línea verde), esta aproximación permitió calcular el factor de forma k y de escala C .

3.2.1.4.4. Función densidad de probabilidad de Weibull.

Ya calculado el parámetro de forma “ k ” y de escala “ C ”, aplicamos la ecuación 6 para obtener la función densidad de probabilidad de Weibull, de la siguiente manera:

$$k = 2,055$$

$$C = 8,509$$

$$f(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right]$$

- v – Corresponde a cada una de las velocidades.

Los resultados de la función densidad de probabilidad de Weibull se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3.5. Valores de la función densidad de Weibull.

Velocidad (m/s)	Frecuencia horas/año	Frecuencia Puntual (Horas-año/8760)	Frecuencia Acumulada (Horas-año/8760)	x $\ln(\text{velocidad})$	y $\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1 - \text{frec. acum.}}\right)\right)$	Función densidad de probabilidad de Weibull
0	137	0,015645	0,015645	0	-4,149754	0,000000
1	231	0,026379	0,042024	0	-3,148136	0,024913
2	293	0,033459	0,075482	0,693147	-2,544870	0,049801
3	366	0,041795	0,117278	1,098612	-2,081487	0,071486
4	428	0,048875	0,166153	1,386294	-1,705370	0,088097
5	484	0,055270	0,221423	1,609438	-1,385146	0,098551
6	569	0,064977	0,286399	1,791759	-1,086391	0,102570
7	619	0,070686	0,357086	1,945910	-0,817025	0,100628
8	662	0,075597	0,432682	2,079442	-0,567685	0,093778
9	737	0,084161	0,516844	2,197225	-0,318258	0,083428
10	671	0,076624	0,593468	2,302585	-0,105257	0,071085
11	619	0,070686	0,664154	2,397895	0,087190	0,058146
12	565	0,064520	0,728674	2,484907	0,265770	0,045738
13	469	0,053557	0,782231	2,564949	0,421550	0,034640
14	369	0,042138	0,824369	2,639057	0,553523	0,025284
15	346	0,039511	0,863880	2,708050	0,690253	0,017800
16	288	0,032888	0,896768	2,772589	0,820123	0,012092
17	269	0,030718	0,927487	2,833213	0,964694	0,007931
18	216	0,024666	0,952153	2,890372	1,111771	0,005025
19	175	0,019984	0,972137	2,944439	1,275486	0,003075
20	108	0,012333	0,984470	2,995732	1,426705	0,001819
21	64	0,007080	0,991550	3,044522	1,563089	0,001040
22	45	0,005139	0,996688	3,091042	1,742274	0,000575
23	22	0,002398	0,999086	3,135494	1,945648	0,000307
24	3	0,000343	0,999429	3,178054	2,010650	0,000159
25	3	0,000343	0,999772	3,218876	2,126380	0,000079
26	2	0,000228	1,000000	3,258097	3,584731	0,000038
27	0	0,000000	1,000000	3,295837	3,584731	0,000018
28	0	0,000000	1,000000	3,332205	3,584731	0,000008
29	0	0,000000	1,000000	3,367296	3,584731	0,000004
30	0	0,000000	1,000000	3,401197	3,584731	0,000001
Total	8760					

Fuente: Diseño de autor.

Con los valores de la tabla anterior se procede a graficar la distribución de Weibull (ver Figura 3.2). En la figura 3.3 se realizó la comparación entre la distribución de Weibull y el histograma de velocidades.

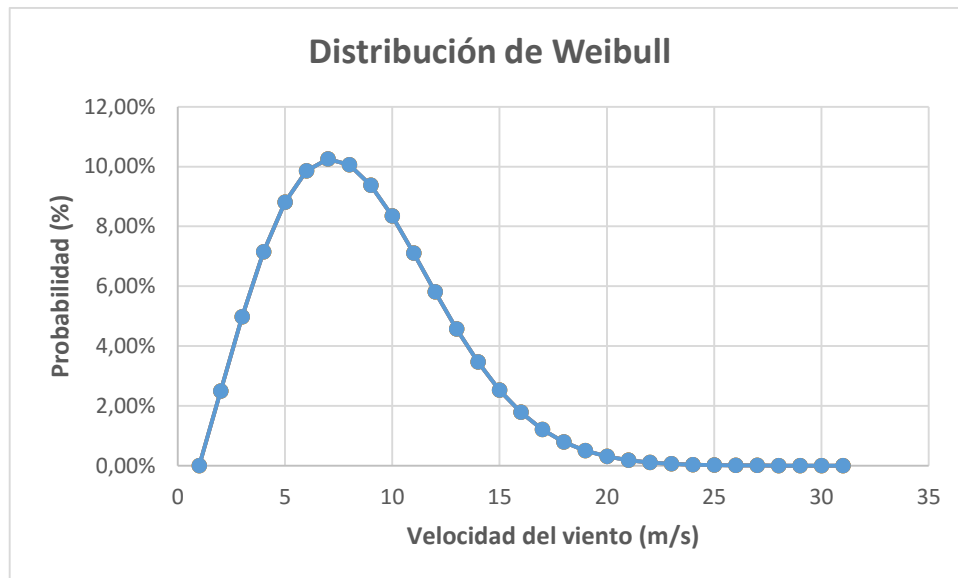


Figura 3.2. Función densidad de probabilidad de Weibull.
Fuente: Diseño de autor.

La gráfica anterior permite establecer la frecuencia con la que se manifiesta una velocidad determinada del viento, establecida por la ecuación 6 y es conocida como distribución de la velocidad del viento de Weibull.

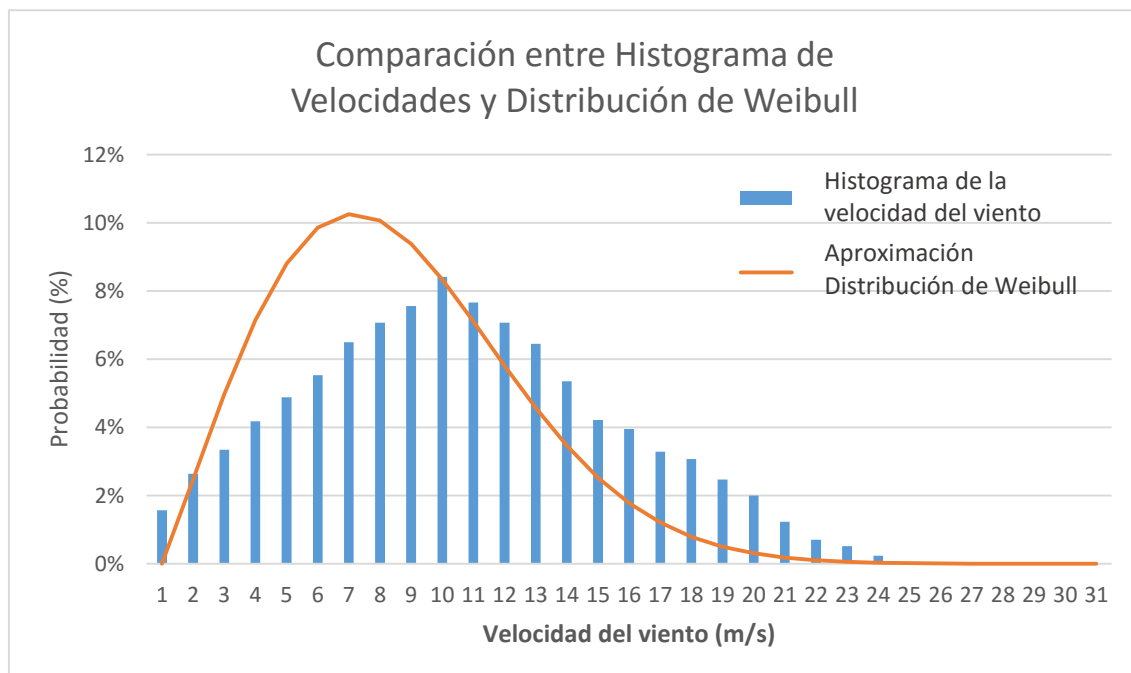


Figura 3.3. Comparación de la función de Weibull y el histograma de velocidades del viento.
Fuente: Diseño de autor.

Las figura 3.3 permite observar la mejor representación de la función de Weibull que se ajusta a la distribución de velocidades del viento.

La Figura 3.4 presenta la distribución acumulativa, donde se observa el porcentaje del tiempo en que la velocidad de viento es menor a un valor de velocidad de viento V (línea naranja), y la distribución acumulativa complementaria, donde se puede apreciar el porcentaje de tiempo en que la velocidad del viento es mayor a V (línea azul).

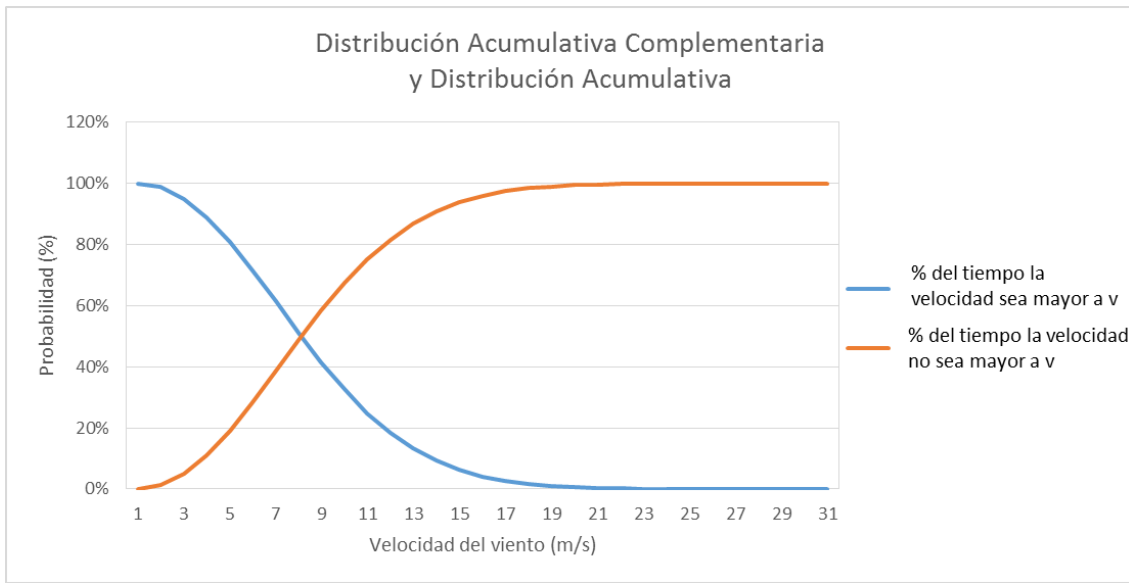


Figura 3.4. Distribución acumulativa complementaria y distribución acumulativa.
Fuente: Diseño de autor.

3.2.1.4.5. Potencia media acumulada de salida.

La potencia media acumulada se la calcula a partir de la siguiente ecuación:
(Villarrubia, 2004)

$$Pms_n = \left(\frac{P_{i_{n-1}} + P_{i_n}}{2} \right) f(v) \quad (20)$$

- Pms – Potencia media de salida.
- P_i – Potencia instantánea, corresponde a las potencias a diferentes velocidades del aerogenerador (ver Tabla 2.5).
- $f(v)$ – Función densidad de probabilidad de Weibull.

Para calcular la potencia media de salida acumulada ($Pmsa$) se aplica la ecuación 21, que se muestra a continuación:

$$Pmsa_n = Pms_{n-1} + Pms_n \quad (21)$$

3.2.1.4.6. Energía anual.

La energía anual extraíble del parque eólico se la puede calcular, multiplicando la potencia media de salida acumulada total ($Pmsa_T$ – suma total de cada $Pmsa$) por 8760 (número de horas en un año), estos valores están representados en la Tabla 3.6.

$$Energía\ Anual\ (kWh) = Pmsa_T * 8760 \quad (22)$$

Aplicando las fórmulas anteriores se tiene:

$$Energía\ Anual\ (kWh) = 995,87\ kW * 8760\ horas/año$$

$$Energía\ Anual\ (kWh) = 8723821,2\ kWh$$

El PEV está compuesto por 11 aerogeneradores por lo que la energía anual producida quedaría, así:

$$Energía\ Anual\ Producida_{Total}\ (MWh) = \frac{8723821,2 * 11}{1000}$$

$$Energía\ Anual\ Producida_{Total}\ (MWh) = 95962,03\ MWh$$

Utilizando la ecuación 5. Podemos calcular la producción real de energía del PEV:

$$P_i = 0,98; P_t = 0,97; P_m = 0,97$$

$$EAP_R = EAP_t * P_i * P_t * P_m$$

$$EAP_R = 95962,03\ MWh * 0,98 * 0,97 * 0,97$$

$$\mathbf{EAP_R = 88484,9\ MWh}$$

Tabla 3.6. Potencia instantánea, Potencia media y Potencia media de salida.

Velocidad (m/s)	Frecuencia horas/año	Función densidad de probabilidad de Weibull	Potencia Instantánea (kW)	Potencia media de salida (kW)	Potencia media de salida acumulada (kW)
0	137	0,000000	0	0,00	0,00
1	231	0,024913	0	0,00	0,00
2	293	0,049801	0	0,00	0,00
3	366	0,071486	16	0,57	0,57
4	428	0,088097	55	3,13	3,70
5	484	0,098551	121	8,67	11,80
6	569	0,102570	211	17,03	25,70
7	619	0,100628	345	27,97	45,00
8	662	0,093778	514	40,28	68,25
9	737	0,083428	729	51,85	92,13
10	671	0,071085	984	60,88	112,73
11	619	0,058146	1234	64,48	125,37
12	565	0,045738	1409	60,44	124,93
13	469	0,034640	1481	50,05	110,50
14	369	0,025284	1500	37,69	87,74
15	346	0,017800	1500	26,70	64,39
16	288	0,012092	1500	18,14	44,84
17	269	0,007931	1500	11,90	30,04
18	216	0,005025	1500	7,54	19,43
19	175	0,003075	1500	4,61	12,15
20	108	0,001819	1500	2,73	7,34
21	64	0,001040	1500	1,56	4,29
22	45	0,000575	1500	0,86	2,42
23	22	0,000307	1500	0,46	1,32
24	3	0,000159	1500	0,24	0,70
25	3	0,000079	1500	0,12	0,36
26	2	0,000038	0	0,03	0,15
27	0	0,000018	0	0,00	0,03
28	0	0,000008	0	0,00	0,00
29	0	0,000004	0	0,00	0,00
30	0	0,000001	0	0,00	0,00
Total	8760			<i>Pmsa_T</i>	995,866

Fuente: Diseño de autor.

3.2.2. Método de Distribución de Rayleigh.

La ley de Rayleigh es un caso particular de la ley de Weibull, cuando el parámetro de forma k es igual a 2. En este caso la función densidad de probabilidad $f(v)$ será: (Villarrubia, 2004)

$$f(v) = \frac{\pi}{2} * \frac{\pi}{\bar{v}^2} * e^{\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right]} \quad (23)$$

- v – Velocidad del viento.
- \bar{v} – Velocidad media del viento.

Haciendo uso de la misma base de datos de velocidades de viento aplicadas anteriormente en la función de Weibull, se encontrará la distribución de Rayleigh la cual describe la distribución de velocidades del viento con una aproximación razonable dentro de ciertos límites, la velocidad media es un parámetro muy característico para la ejecución de este método. (Diéz, 2014)

La función de Rayleigh por lo general se la utiliza en zonas donde las velocidades de viento superen los 4.5 m/s, para velocidades inferiores este método es poco fiable, este método nunca se lo debe aplicar para velocidades que no superen los 3.5 m/s, la distribución de Rayleigh es por lo general usada como referencia. (Villarrubia, 2004)

La velocidad media es el parámetro por el que está definida la distribución de Rayleigh y es un valor aproximado a C (parámetro de escala).

La velocidad media se la obtiene sumando el producto de cada intervalo diminuto de velocidad v por la probabilidad de obtener esa velocidad. Aplicando la siguiente ecuación se calcula la velocidad media: (Villarrubia, 2004)

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^W m_i v_i \quad (24)$$

- \bar{v} – Velocidad media del viento.
- v_i – Velocidad del viento.
- W – Número de diferentes valores de velocidad del viento que se registran.
- n – Total de observaciones.
- m_i – Número de lecturas en que el viento se encuentra en el rango de velocidad comprendido en v_i .

3.2.2.1. *Distribución acumulativa.*

Es la probabilidad de que la velocidad del viento no supere un determinado valor, está definida por: (Villarrubia, 2004)

$$F(v) = 1 - e^{\left[-\frac{\pi(v)^2}{4(\bar{v})}\right]} \quad (25)$$

3.2.2.2. *Distribución acumulativa complementaria.*

Es la probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a un determinado valor de viento (v_a), está dado por: (Villarrubia, 2004)

$$P(v \geq v_a) = 1 - F(v_a) = e^{\left[-\frac{\pi(v)^2}{4(\bar{v})}\right]} \quad (26)$$

3.2.2.3. *Aplicación del método de Rayleigh.*

3.2.2.3.1. *Organización de datos.*

La base de datos de velocidades se clasificó en rangos de velocidades que varían en 1 m/s, de la siguiente manera: la velocidad asignada como 1 m/s, toma todos los valores mayores a 0 m/s y menores e iguales a 1 m/s, tomando este mismo criterio se realizó la clasificación de todas las velocidades (ver Tabla 3.1).

3.2.2.3.2. *Cálculo de la velocidad media del viento.*

La velocidad media del viento se calcula, multiplicando cada velocidad de viento con la frecuencia con que se presentan las velocidades, los resultados se los presenta en la Tabla 3.7. Aplicando la ecuación 24 se obtiene la velocidad media del viento, donde obtenemos:

$$\bar{v} = \frac{1}{n}(84003) = \frac{1}{8760}(84003) = 9,589 \frac{m}{s}$$

El valor de 84003 es la suma de la multiplicación de la velocidad por las horas/año y n es el número de observaciones de las velocidades.

Tabla 3.7. Valores de la velocidad/hora/año y velocidad media.

Velocidad (m/s)	Horas/año	(Velocidad) x (hora-año)	Velocidad media
0	137	0	9,58938
1	231	231	
2	293	586	
3	366	1098	
4	428	1712	
5	484	2420	
6	569	3414	
7	619	4333	
8	662	5296	
9	737	6633	
10	671	6710	
11	619	6809	
12	565	6780	
13	469	6097	
14	369	5166	
15	346	5190	
16	288	4608	
17	269	4573	
18	216	3888	
19	175	3325	
20	108	2160	
21	62	1302	
22	45	990	
23	21	483	
24	3	72	
25	3	75	
26	2	52	
27	0	0	
28	0	0	
29	0	0	
30	0	0	

Fuente: Diseño de autor.

3.2.2.3.3. Distribución de Rayleigh.

Para realizar el cálculo de la distribución de Rayleigh se utilizan todas las velocidades del viento y la velocidad media del viento calculada anteriormente (ver Tabla 3.7), aplicando la ecuación 23, se tiene los resultados que se muestran en la Tabla 3.8.

La Figura 3.5 muestra la distribución de Rayleigh que mejor se ajusta al histograma de velocidades del viento, donde podemos apreciar la probabilidad de ocurrencia de cualquier valor de velocidad de viento en el PEV.

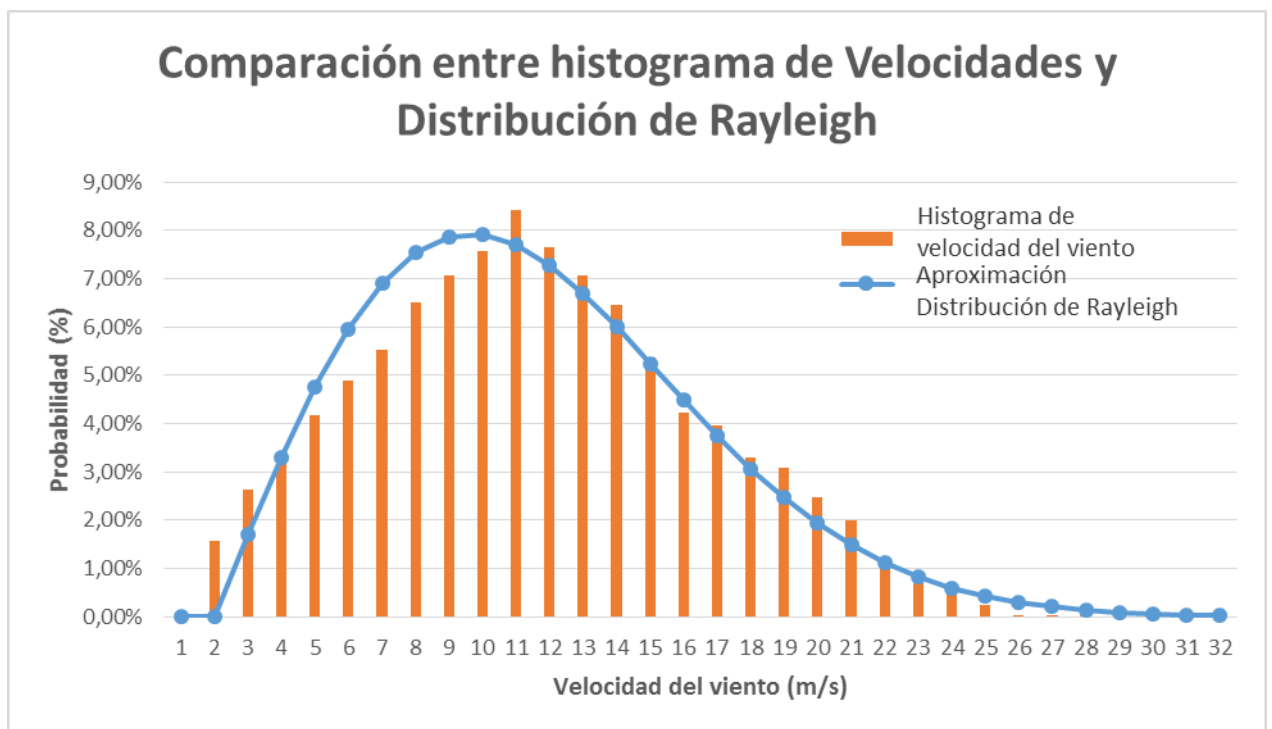


Figura 3.5. Distribución de Rayleigh e histograma de velocidades de viento.
Fuente: Diseño de autor.

3.2.2.3.4. Función de probabilidad acumulada de Rayleigh.

La función de probabilidad acumulada utiliza cada una de las velocidades del viento y la velocidad media del viento calculada anteriormente (ver Tabla 3.7), aplicando la ecuación 25 obtenemos los resultados que se presentan en la Tabla 3.8.

En figura 3.6 se observa la gráfica de la probabilidad acumulada de Rayleigh (línea naranja), esta curva indica el porcentaje del tiempo en que la velocidad del viento es menor o igual a cualquier valor de velocidad de viento (V), por ejemplo, la probabilidad de que las velocidades del viento sean menores a 25 m/s en un tiempo es aproximadamente del 100%.

3.2.2.3.5. Función de probabilidad acumulada complementaria de Rayleigh.

Para calcular la función de probabilidad acumulada se utiliza cada una de las velocidades de viento y velocidad media del viento (ver Tabla 3.7), aplicando la ecuación 26 se obtiene los valores que se muestran en la Tabla 3.8.

La figura 3.6, indica la gráfica de la probabilidad acumulada complementaria (línea azul), la misma que indica el porcentaje del tiempo en que la velocidad del viento sea mayor o igual a cualquier valor de velocidad de viento (V), por ejemplo, si tomamos la probabilidad de que supere 0 m/s en un tiempo es del 100%, mientras que la probabilidad de que supere los 25 m/s es aproximadamente 0%.

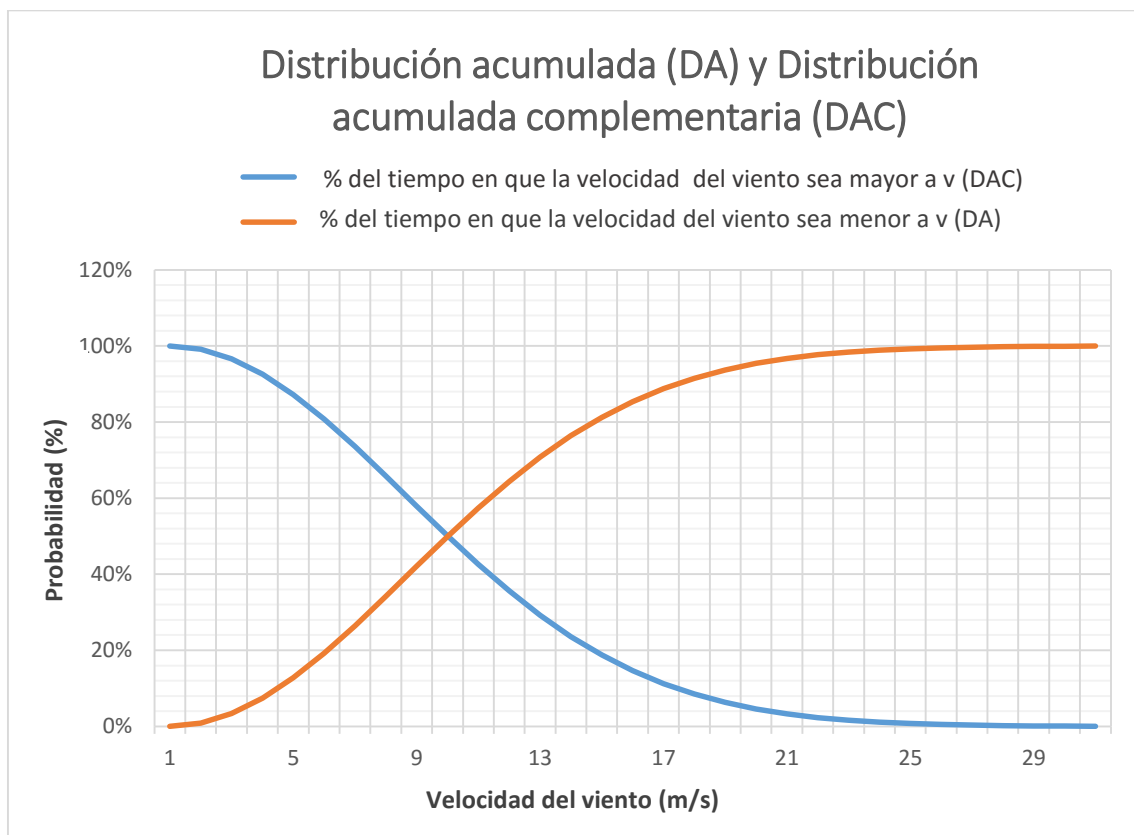


Figura 3.6. Distribución acumulada y Distribución acumulada complementaria.
Fuente: Diseño de autor.

Tabla 3.8. Representación de los valores calculados de la Distribución acumulativa, distribución acumulativa complementaria y distribución de Rayleigh.

Velocidad (m/s)	Distribución acumulativa	Distribución acumulativa complementaria	Distribución de Rayleigh
0	0,00%	100,00%	0,000000
1	0,85%	99,15%	0,016937
2	3,36%	96,64%	0,033017
3	7,40%	92,60%	0,047454
4	12,77%	87,23%	0,059600
5	19,23%	80,77%	0,068988
6	26,47%	73,53%	0,075362
7	34,20%	65,80%	0,078683
8	42,11%	57,89%	0,079110
9	49,93%	50,07%	0,076971
10	57,43%	42,57%	0,072712
11	64,42%	35,58%	0,066851
12	70,77%	29,23%	0,059921
13	76,39%	23,61%	0,052434
14	81,25%	18,75%	0,044838
15	85,36%	14,64%	0,037500
16	88,77%	11,23%	0,030696
17	91,53%	8,47%	0,024604
18	93,72%	6,28%	0,019319
19	95,42%	4,58%	0,014867
20	96,72%	3,28%	0,011216
21	97,69%	2,31%	0,008298
22	98,40%	1,60%	0,006021
23	98,91%	1,09%	0,004286
24	99,27%	0,73%	0,002994
25	99,52%	0,48%	0,002052
26	99,69%	0,31%	0,001380
27	99,80%	0,20%	0,000912
28	99,88%	0,12%	0,000591
29	99,92%	0,08%	0,000376
30	99,95%	0,05%	0,000235

Fuente: Diseño de autor.

3.2.2.3.6. Cálculo de la energía anual.

La energía anual se la puede calcular con la siguiente expresión:

$$\text{Energía anual (MWh)} = 8760 * \sum_{i=1}^N [F(v_i) - F(v_{i-1})] * \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (27)$$

Como primer paso se calcula la potencia media de cada rango de velocidad utilizando las potencias instantáneas del aerogenerador, es decir, la suma de la potencia de una velocidad determinada con la potencia de la velocidad anterior, luego se calcula la diferencia de la probabilidad acumulada de una velocidad determinada con la probabilidad acumulada de la velocidad anterior y por último se multiplica los resultados obtenidos de las potencias medias calculadas y diferencias de probabilidades acumuladas, estos resultados se presenta en la Tabla 3.9.

Para determinar la energía anual producida en el PEV utilizando la distribución de Rayleigh se aplica la ecuación 27, utilizando los datos presentados en la Tabla 3.9, con lo que obtenemos:

$$\text{Energía Anual Producida (kWh)} = 8760 * 778,617$$

$$\text{Energía Anual Producida (kWh)} = 6820711,29 \text{ kWh}$$

El PEV está compuesto por 11 aerogeneradores, por lo que la energía anual producida total sería:

$$\text{Energía Anual Producida}_{Total} \text{ (MWh)} = \frac{6820711,29 * 11}{1000}$$

$$\text{Energía Anual Producida}_{Total} = 75027,82 \text{ MWh}$$

Utilizando la ecuación 5. Podemos calcular la producción real de energía (EAP_R) del PEV:

- Teniendo en cuenta: $P_i = 0,98$; $P_t = 0,97$; $P_m = 0,97$

$$EAP_R = EAP_t * P_i * P_t * P_m$$

$$EAP_R = 75027,82 \text{ MWh} * 0,98 * 0,97 * 0,97$$

$$\mathbf{EAP_R = 69181,8 \text{ MWh}}$$

Tabla 3.9. Comparativa de la potencia instantánea y media.

Velocidad (m/s)	Potencia Instantánea kW	Potencia media kW	Diferencia F(v)	Producto de diferencia con potencia media
0	0	0	0	0
1	0	0	0,008504625	0
2	0	0	0,025082358	0
3	16	8	0,040401827	0,323214619
4	55	35,5	0,053740893	1,907801709
5	121	88	0,064538242	5,679365279
6	211	166	0,072431425	12,02361652
7	345	278	0,077273282	21,48197244
8	514	429,5	0,079126302	33,98474669
9	729	621,5	0,078237339	48,62450627
10	984	856,5	0,074997403	64,23527582
11	1234	1109	0,069892621	77,51091661
12	1409	1321,5	0,06345286	83,85295482
13	1481	1445	0,056203924	81,21467006
14	1500	1490,5	0,048627907	72,47989506
15	1500	1500	0,041134565	61,70184763
16	1500	1500	0,034044708	51,06706274
17	1500	1500	0,027584987	41,37748101
18	1500	1500	0,021892216	32,83832369
19	1500	1500	0,017024647	25,5369711
20	1500	1500	0,012977398	19,46609717
21	1500	1500	0,009699411	14,54911723
22	1500	1500	0,007109849	10,66477334
23	1500	1500	0,005112422	7,668632942
24	1500	1500	0,003606834	5,410251151
25	1500	1500	0,002497068	3,745602106
26	0	750	0,001696689	1,272516983
27	0	0	0,001131612	0
28	0	0	0,000740911	0
29	0	0	0,000476268	0
30	0	0	0,000300603	0
Total				778,617613

Fuente: Diseño de autor.

3.2.3. Dirección del viento.

Otro parámetro importante para la evaluación del recurso eólico, es la dirección del viento, un método muy útil para determinar la dirección e intensidad del viento es el graficar la rosa de los vientos.

La Figura 3.7 muestra la distribución de la dirección del viento en el PEV, la longitud radial de la gráfica indica el porcentaje del tiempo en que el viento sopla en una determinada dirección a una velocidad igual o mayor a la indicada en la zona de colores de la velocidad del viento indicada en la gráfica.

Esta gráfica se la realizó utilizando el software WRPLOT View™, este programa es de distribución libre para Windows. En el Anexo 2 se detalla el proceso de uso del software.

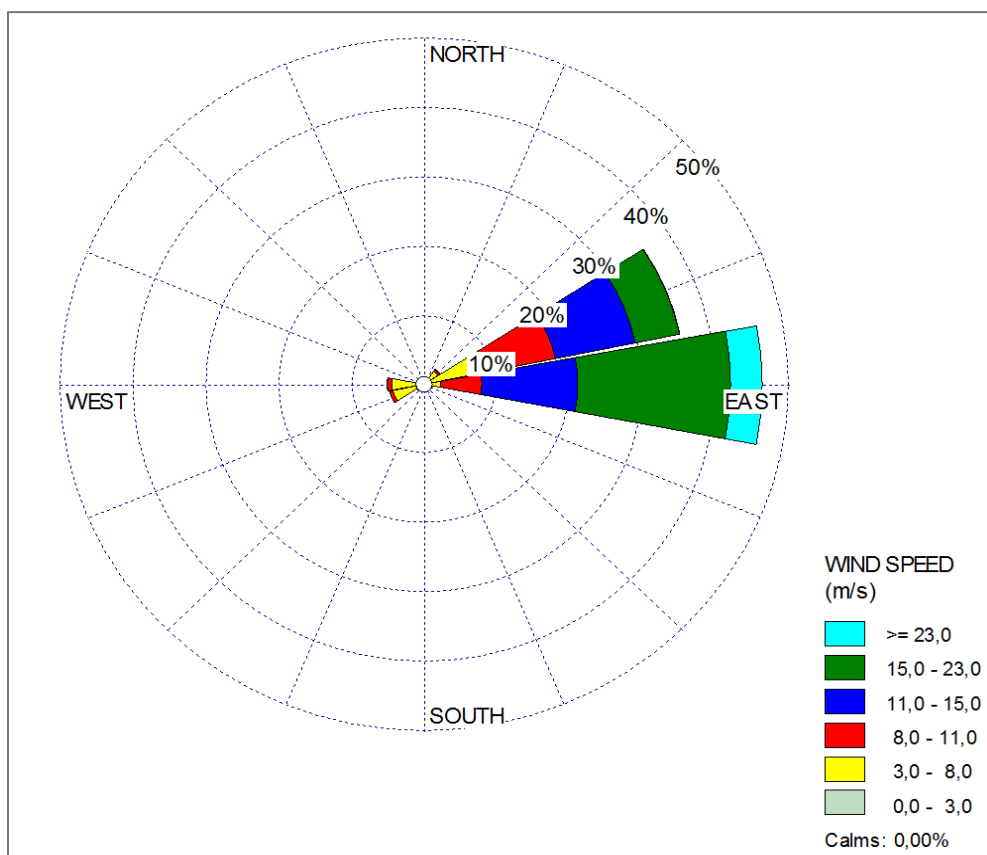


Figura 3.7. Rosa de los vientos correspondiente a la zona de emplazamiento.
Fuente: Diseño de autor.

La mayor parte del tiempo, Villonaco presenta un viento que proviene del Estenoreste dentro de la rosa de los vientos; en la misma dirección presenta un frecuencia fija de alrededor del 20%.

El aerogenerador GW 7071500 funciona con velocidades que están entre 3 y 23 m/s, si observamos la Figura 3.8 la suma de las probabilidades de ocurrencia de dicho rango es igual al 87,9% en que durante el año medido los aerogeneradores cuentan con una velocidad de viento que permite generar energía eléctrica.

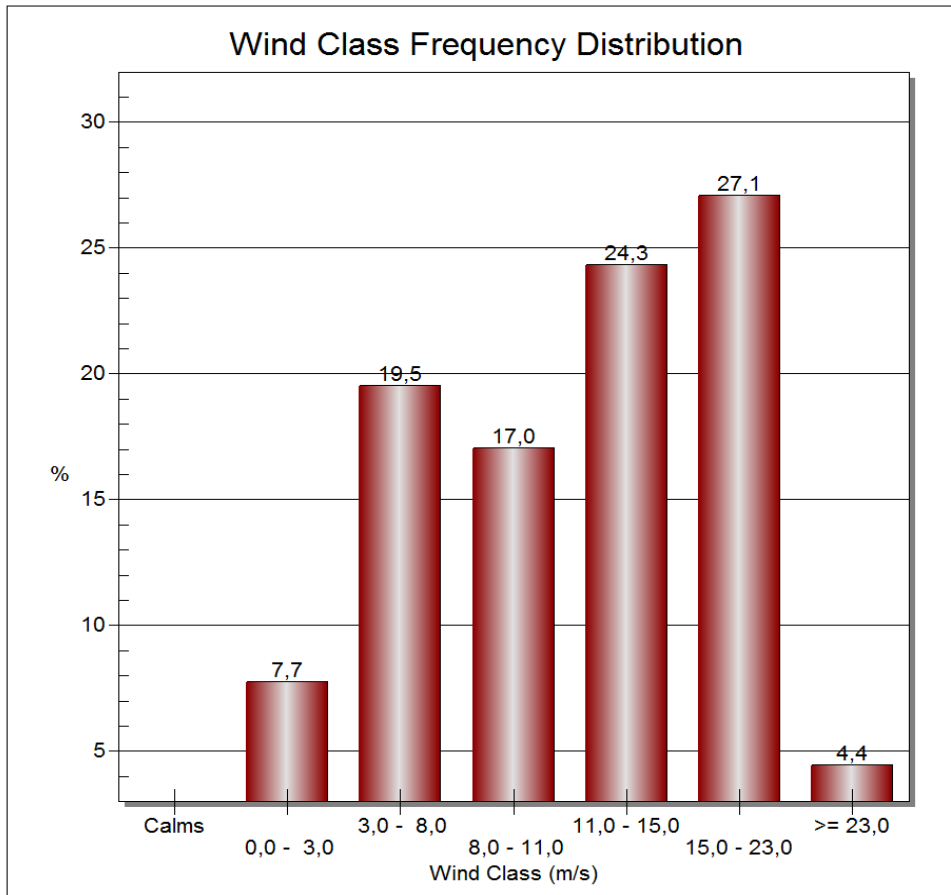


Figura 3.8. Distribución de frecuencias de ocurrencia de viento dividida por clases.
Fuente: Diseño de autor.

3.2.4. Potencia disponible.

La potencia disponible se la calcula aplicando la ecuación 3, esta potencia es la que se tiene contenida en el viento debido a su energía cinética, utilizando los datos de la tabla 2.2 y 2.4, obtenemos (Talayero, y otros, 2011):

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

- P_d – Potencia disponible contenida en el viento (W).
- ρ – Densidad del aire (kg/m^3).
- A – Área de barrido de las palas del aerogenerador (m^2).
- v – Velocidad media del viento (m/s).

- Potencia disponible aplicando Weibull:

Para calcular la velocidad media (m/s) de Weibull utilizamos la siguiente ecuación:

$$v = C * \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (27)$$

- Γ – Función gamma, cuyos valores se muestran en el Anexo 3.
- k – Factor de forma de Weibull.
- C – Factor de escala de Weibull.

Por lo tanto:

$$\frac{v}{C} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{2,055}\right)$$

$$\frac{v}{C} = \Gamma(1,486)$$

Reemplazando $\Gamma(1,486) = 0,88585$ (ver Anexo 3) y $C = 8,509$, tenemos:

$$v = 7,537 \frac{m}{s}$$

$$P_d = \frac{1}{2}(0,923)(3850)(7,537)^3$$

$$P_d = 760,73 \text{ kW}$$

- Potencia disponible aplicando Rayleigh:
La velocidad media = 9,589 m/s (ver Tabla 3.7)

$$P_d = \frac{1}{2}(0,923)(3850)(9,589)^3$$

$$P_d = 1566,6 \text{ kW}$$

3.2.5. Análisis y comparación de resultados calculados y reales.

Para el análisis y comparación de los datos reales y calculados de la producción de energía del PEV, se utilizará la información publicada por la CELEC EP GENSUR donde expone la producción garantizada y real del año 2015, y los datos calculados mediante la distribución de Weibull y Rayleigh a partir de las velocidades de viento tomadas desde Octubre/2013 y Septiembre/2014.

La CELEC EP GENSUR de acuerdo a su estudio de factibilidad, garantizó una producción de 59,57 millones de kWh/año al Sistema Nacional Interconectado, dicho valor junto con los valores calculados se exponen en la siguiente tabla.

Tabla 3.10. Comparación de resultados calculados y reales del PEV.

Descripción	Datos calculados (Weibull)	Datos calculados (Rayleigh)	Datos CELEC EP GENSUR
Altura (metros)	62	62	65
Velocidad Prom. Anual (m/s)	7,53	9,58	12,4
Factor de planta (%)	61,21	48	41,6
Energía Anual (MWh)	88479,53	69178,25	59570

Fuente: Diseño de autor.

Con los resultados descritos en la tabla anterior se puede apreciar que los datos de velocidad calculados y medidos por la CELEC EP GENSUR, tienen una diferencia de 4,87 m/s y 2,82 m/s; valores que representan el 39,27% y 22,74% utilizando Weibull y Rayleigh respectivamente. Dichos valores de velocidad proporcionan los respectivos valores de energía por año, de las cuales sus diferencias tienen valores de discrepancia de 28909,5 MWh y 9608,25 MWh representando un porcentaje de error aproximado del 48,5% utilizando Weibull y 16% utilizando Rayleigh.

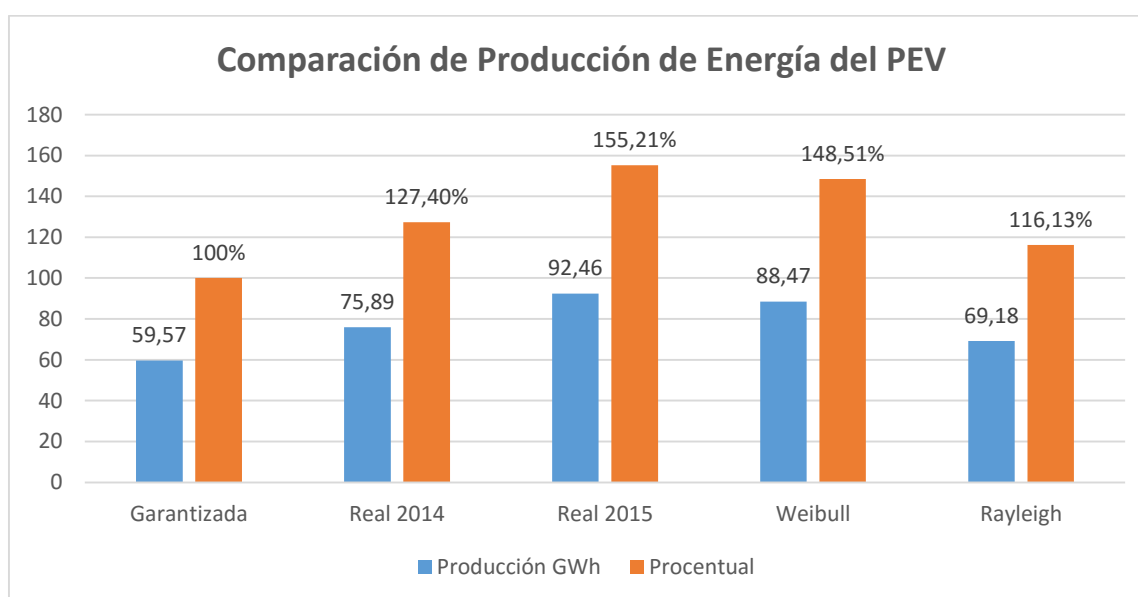


Figura 3.9. Comparación de la producción de energía garantizada y real publicada por la CELEC EP GENSUR y la producción calculada mediante Weibull y Rayleigh.

Fuente: Diseño de autor.

Realizando una comparativa entre los datos de producción garantizada, reales y calculados que se indican en la figura 3.9, la producción de energía anual que se calculó mediante procesos matemáticos arroja valores diferentes a los valores reales publicados por la CELEC EP GENSUR del año 2014 y 2015, además observamos que

tanto los valores reales de producción y los calculados son superiores a la producción garantizada por el PEV.

Además, si se considera la producción real del año 2015, respecto de las calculadas mediante Weibull y Rayleigh (ver Figura 3.9), se tiene un porcentaje de error del 4,32% y 25,18% respectivamente.

Las diferencia entre los valores de energía calculados y reales del PEV, se deben básicamente a que las metodologías utilizadas (Weibull y Rayleigh), utilizan como única variable la velocidad del viento, sin tomar en cuenta aspectos especialmente importantes en la generación eólica como son: dirección del viento, altura sobre el nivel del mar, topografía de la zona de emplazamiento, densidad del aire, entre otros.

En la actualidad, se utilizan programas informáticos basados en dinámica de fluidos computacionales, los cuales toman en cuenta los aspectos anteriormente mencionados y permiten realizar un análisis muy confiable de la producción de energía de parques eólicos.

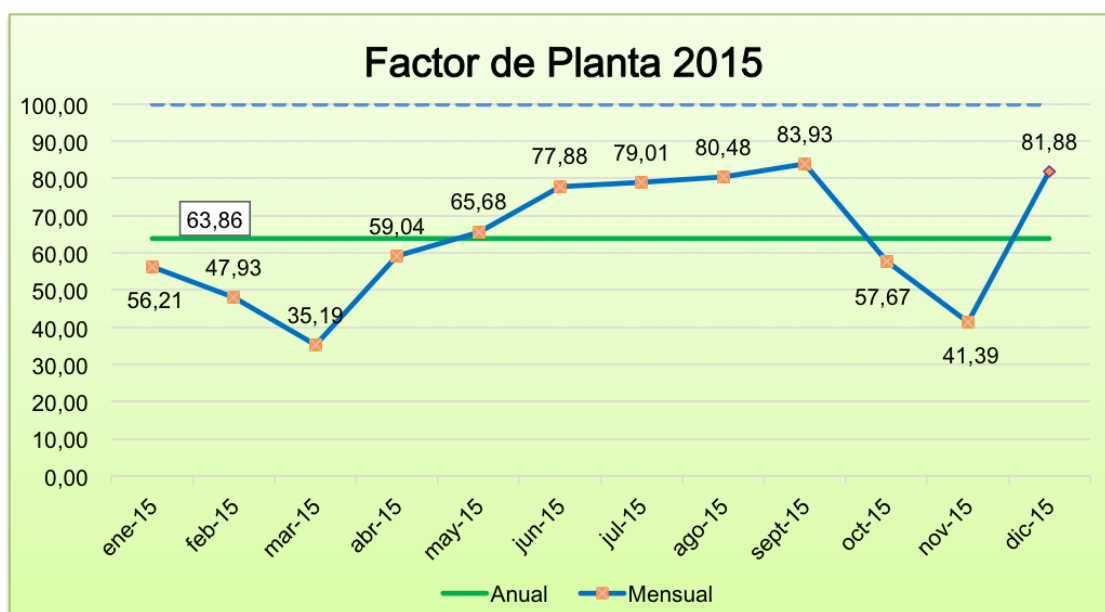


Figura 3.10. Factor de planta del PEV publicado por la CELEC EP GENSUR del año 2015. Fuente: (CELEC EP GENSUR, 2015).

Observando la figura anterior, los meses de mayor producción real del 2015 fueron de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y diciembre, el factor de planta de estos meses fue mayor a la media anual de 63,86%, lo que significa que el PEV generó el 55,2% más de lo previsto de los datos obtenidos en el estudio de factibilidad realizados por la CELEC EP GENSUR (CELEC EP GENSUR, 2015).

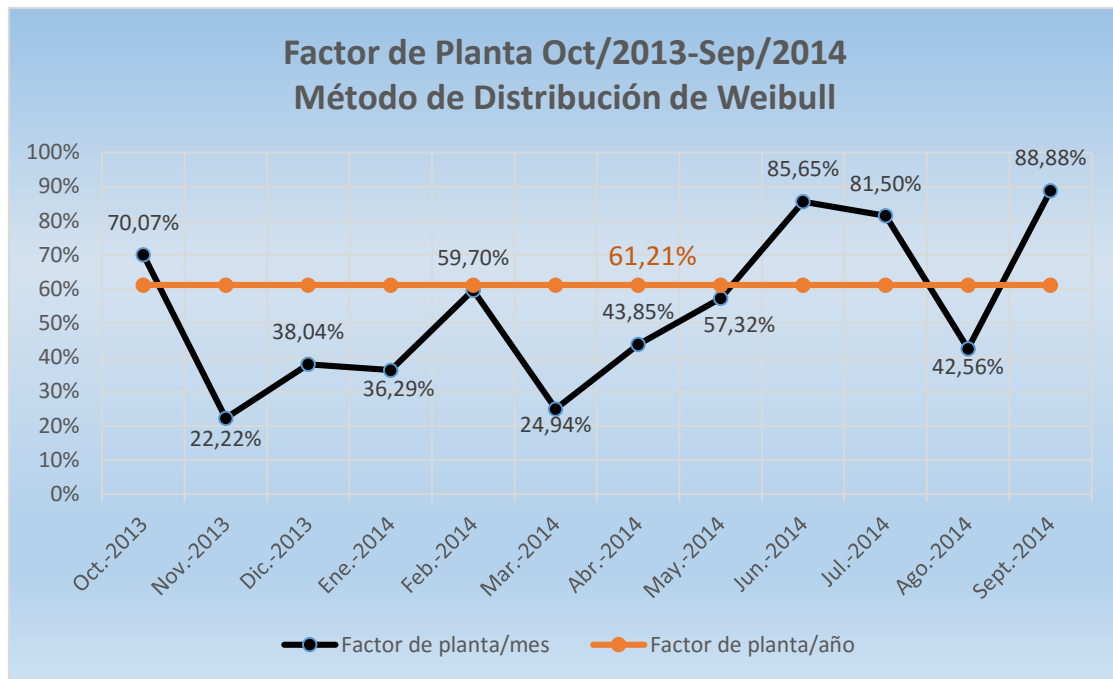


Figura 3.11. Factor de planta anual y mensual encontrado por la distribución de Weibull.
Fuente: Diseño de autor.

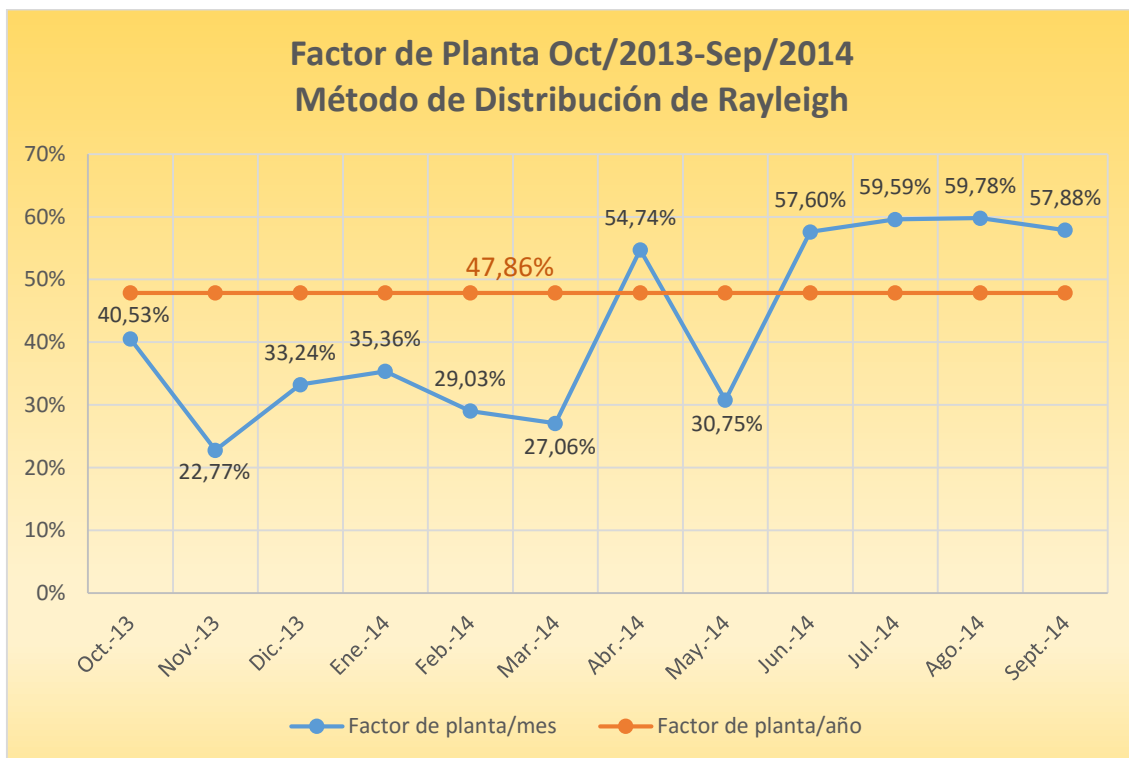


Figura 3.12. Factor de planta anual y mensual encontrado por la distribución de Rayleigh.
Fuente: Diseño de autor.

Considerando solo los valores anuales del factor de planta real del 2015 (ver Figura 3.10) y los calculados (ver Figura 3.11 y 3.12), tenemos que mediante Weibull se obtuvo un valor muy próximo al real con una diferencia de 2,65% y esto traducido a horas se tiene 5632 horas de producción anual, mientras que con Rayleigh el porcentaje de error sería del 16% y de 4193 horas de producción anual. Según estadísticas de la empresa GOLDWIND el PEV cuenta con 5600 horas de producción anual esto nos permite evidenciar que el mejor método para predecir la producción anual de energía de un parque eólico es la distribución de Weibull.

CAPÍTULO IV

4. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PARQUE EÓLICO SEGÚN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CALCULADA UTILIZANDO LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL Y RAYLEIGH

4.1. Introducción

En la inversión de un parque eólico se debe considerar varios aspectos técnicos y económicos para demostrar la viabilidad del proyecto, el principal aspecto económico a considerar es la inversión para el desarrollo del mismo, con la finalidad de determinar cuán riesgosa es la inversión en una central de generación de energía eólica.

La implementación de un parque eólico se ve afectado principalmente por el costo de los aerogeneradores, por el costo de la línea y el equipamiento eléctrico necesario para la interconexión. Debido al alto costo de estos elementos produce una incertidumbre en la implementación del proyecto, ya que el costo del servicio que se ofrecerá no puede llevar a generar la suficiente ganancia que buscan los inversores.

Para la demostrar la viabilidad económica del Parque Eólico Villonaco se ha considerado aplicar indicadores de rentabilidad, tales como: Flujo de Caja (CASH-FLOW), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y tiempo de amortización.

4.2. Definición de parámetros influyentes en los costos de generación eólica

- **Capacidad Instalada.-** Capacidad total de MW instalados en la central de generación eléctrica.
- **Desembolso anual requerido.-** Cálculo de los montos anuales (amortización) que se tiene que pagar a los prestamistas por el crédito recibido.
- **Inversión.-** Monto total en dólares del proyecto.
- **Costo Operación-Mantenimiento (O&M).-** Está considerado entre el 2 a 3% del total de la inversión total (Guillén, 2015).
- **Amortización.-** Se establecen para las instalaciones, maquinarias, equipos y muebles un 10% anual, lo que equivale una depreciación de 10 años según el Código interno de Tributación de Ecuador.
- **Tasa anual.-** Se refiere a la tasa de interés anual que se deberá pagar por el capital adquirido a los prestamistas.
- **Tasa de descuento.-** Es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro, el mismo que será del 12% valor sugerido por la Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES).
- **Impuesto a la Renta:** En conformidad con el Registro Oficial 351 del código de la producción ,artículo 24,numeral 2,se establece que a los sectores que contribuyan al cambio de la matriz energética ,se reconocerá la exoneración total del impuesto a la renta por cinco años a las inversiones nuevas que se

desarrollen en estos sectores, Así mismo se revisó que en el artículo 9 Ley de régimen Tributario Interno; las instituciones públicas serán exentas del pago impuesto a la renta, no así las instituciones privadas tendrán que pagar luego de los cinco años 22% sobre la base imponible (Barragán, 2012).

4.3. Inversión

La inversión total del proyecto es de \$ 45,687,890.00. Es importante indicar que el monto de la inversión contempla todos los insumos, mano de obra calificada y no calificada, materiales y equipos necesarios para la realización de cada componente (CELEC EP GENSUR, 2015).

En la Tabla 4.1 se presenta la inversión para el PEV, desglosando cada coste de la inversión total que se realizó, estos porcentajes son valores referenciales que en un proyecto de parque eólico llegan a tener (Talayero, y otros, 2011).

Tabla 4.1. Porcentaje de costos del PEV para su implementación.

Ítem	Porcentaje de costo	Valor
Aerogeneradores	80%	\$ 36.550.312,00
Dirección y licencias	1%	\$ 456.878,90
Fase de desarrollo	5%	\$ 2.284.394,50
Obra civil	5%	\$ 2.284.394,50
Obra eléctrica	9%	\$ 4.111.910,10

Fuente: Diseño de autor.

4.4. Ingresos

Los ingresos del PEV por la venta de energía se determinan de acuerdo a la tarifa media regulada TMR de 0.0913 \$/kWh (Regulación CONELEC 004-11), para el presente análisis se tomará este valor desde el momento de la puesta en marcha hasta finalizar los 20 años de vida útil del parque.

4.5. Gastos Operativos

En la tabla 4.2 se muestra la inversión y los gastos anuales de explotación del PEV, tomando valores referenciales en porcentaje que se dan en un proyecto de parque eólico (Talayero, y otros, 2011).

Tabla 4.2. Parámetros generales del PEV y costos de explotación.

Datos Costes e Inversión PEV	
Potencia Nominal (MW)	16,5
Tamaño de Máquinas (MW)	11
Orografía y Accesibilidad	Buena
Línea de conexión	Villonaco
Costes de Explotación	
Operación y Mantenimiento	2 - 3% inversión total
Seguros e Impuestos	22% a partir del 5to año

Fuente: Diseño de autor.

4.6. Rentabilidad del proyecto.

El costo total invertido en el PEV es de \$ 45,687,890.00, a fin de demostrar la rentabilidad del proyecto se asumirá una inversión propia del 20% y un 80% privada a través de un crédito en la EDCF (Fondo de Cooperación de Desarrollo Económico), considerando un tiempo de vida útil de 20 años del proyecto.

El monto financiado por la EDCF será devuelto en un periodo de 12 años y periodo de amortización de 8 años, este índice se obtuvo por investigación en la publicación de Rendición de Cuentas de CELEC 2013, el pago del préstamo se lo hará a una tasa de interés del 5%.

4.7. CASH-FLOW

- **Definición.-** El CASH-FLOW es la cantidad de efectivo que permanece en la empresa después de cumplir con todos los gastos necesarios para mantener su nivel operativo. Debe cubrir la actividad operativa actual, pago de interés, pago de impuestos y pago de capital (Buey, 2010).

Conocido el financiamiento externo, se deducen del flujo los pagos por intereses y las cuotas de amortización correspondientes, a fin de determinar el flujo excedente del inversionista.

4.7.1. Valor Neto Actual (VAN).

- **Definición.-** El VAN permite conocer el valor que tendrá la inversión en el futuro, expresado en relación al valor actual del dinero.

Para determinar si la inversión para la implementación del PEV es rentable, se calculará el VAN teniendo en cuenta la producción anual calculada en el capítulo anterior por la distribución de Weibull y Rayleigh.

El valor actual neto, se lo define como:

$$VAN = -A + \left[\frac{FCL_1}{(1+r)^1} \right] + \left[\frac{FCL_2}{(1+r)^2} \right] + \dots + \left[\frac{FCL_n}{(1+r)^n} \right] = -A + \sum_{m=1}^n \frac{FCL_m}{(1+r)^m}$$

- A – Inversión inicial.
- FCL_m – Flujo de caja libre en el año m .
- n – Número de años.
- r – Tasa de descuento.

4.7.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).

- **Definición.-** Se denomina Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de una inversión sea igual a cero. ($VAN = 0$).

Se considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor.

4.8. Desarrollo financiero del Parque Eólico Villonaco

Previo a la implementación del PEV se realizó el estudio del recurso eólico mediante estaciones meteorológicas, haciendo uso de los datos recolectados en la zona de emplazamiento, se obtuvo los siguientes datos:

Tabla 4.3. Parámetros para el cálculo del ingreso neto anual del PEV.

Ítem	Energía anual (MWh)
Potencia del aerogenerador	1,5 MW
N° de aerogeneradores	11
Distribución de Weibull	
Producción anual neta	88484,9
Horas de viento equivalentes	5362
Factor de capacidad	61,21%
Distribución de Rayleigh	
Producción anual neta	69181,8
Horas de viento equivalentes	4204,8
Factor de capacidad	48%

Fuente: Diseño de autor.

4.9. Estructura de la financiación

Considerando una inversión propia del 20% de la inversión total tenemos:

- Inversión total : \$ 45.687.890,00
- Inversión propia : \$ 9.137.578,00
- Inversión privada : \$ 36.550.312,00

4.10. VAN, TIR Parque Eólico Villonaco

El escenario planteado para la remuneración económica es a través de la TMR. Basados en el siguiente flujo de caja que ha sido elaborado bajo regulaciones y reglamentos que ligan en Ecuador hacia la generación no convencional como la eólica.

La financiación como propia y externa, el factor de planta, tasa de descuento como tasa mínima sugerida por la SENPLADES, tiempo del pago de la deuda en años, el tiempo de amortización, y la inflación del Ecuador vinculada al Banco Central, servirá de guía para demostrar la rentabilidad del PEV, en la siguiente tabla se detalla los parámetros considerados para el análisis.

Tabla 4.4. Parámetros para determinación del CASH-FLOW.

Parámetros	Valor
Parámetros generales	
Tasa de interés	5%
Inflación	3,67%
Parámetros del proyecto	
Tasa de descuento (Tasa mínima rentabilidad SENPLADES)	12%
Impuesto a la renta	22% a partir del 5to año
Inversión	
Propia (%)	20%
USD	9.137.578,00
Externa (%)	80%
USD	36.550.312,00
Período devolución de la deuda (años)	12
Período de amortización (depreciación)(años)	8

Fuente: Diseño de autor.

Haciendo uso de la herramienta de MS Excel se realizará el análisis financiero, siendo el viento y los indicadores TIR, VAN los insumos de estudio.

Descripción de la Tabla 4.4:

- Tasa de Interés, está definida por los prestamistas del proyecto que es del 5% anual que está financiado por el EXIMBANK de CHINA, misma que es la empresa GOLDWIND, este valor fue proporcionado por la CELEC EP GENSUR.
- Inflación, este dato se tomó del Banco Central Ecuador del 3,67% del año 2015.
- Tasa de descuento, este valor como el valor mínimo exigido por la SENPLADES del 12%.
- Porcentaje Inversión propia, según información proporcionada es del 20%.
- Porcentaje Inversión Extranjera, según información proporcionada es del 80%.
- Periodo de devolución de la deuda fijamos como referencial 12 años.
- Periodo depreciación referencial 8 años.

En el Anexo 4 se muestra el CASH-FLOW del Parque Eólico Villonaco de acuerdo a la producción anual utilizando Weibull y Rayleigh respectivamente, tomando como único ingreso la venta de la energía eléctrica, tomando estos valores se calculó el VAN y TIR, donde se obtuvo:

- Según la distribución de Weibull.
VAN = \$ 26.111.989,46
TIR = 35%
- Según la distribución de Rayleigh.
VAN = \$ 11.108.200,20
TIR = 21%

El punto de quiebre donde el costo del kWh generado, todavía es rentable sería aproximadamente de 0,0544 \$/kWh, considerando el VAN y TIR según la distribución de Weibull ya que es el método con el que se obtuvo una mayor aproximación de la producción anual de energía anual respecto de la real del 2015 que se obtuvo en el PEV.

CONCLUSIONES

- La selección de los emplazamientos es de vital importancia para el desarrollo de instalaciones eólicas, el lugar escogido debe disponer del suficiente recurso eólico. Una vez localizada la zona de emplazamiento se empieza a estudiar los factores de factibilidad técnica y económica del proyecto, y el impacto ambiental. Nuestro país cuenta con muchos recursos energéticos renovables importantes para beneficiar la economía local y el medio ambiente, en Ecuador el recurso eólico ha tenido un gran crecimiento que le ha permitido cambiar la matriz energética del país al no utilizar fuentes fósiles como fuente de generación.
- La potencia eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento, se debe tomar en cuenta que un error en la medición causa una variación significativa en la estimación de la potencia eólica estimada, si consideramos dos valores de velocidad como 3 y 4 m/s, la potencia eólica a 4 m/s será el doble de la obtenida a 3 m/s. Por lo tanto un error del 10% en la estimación de la velocidad del viento representaría un error del 33% en la estimación de la energía eólica aprovechable, lo que al final esto representaría pérdida en dólares por el ingreso de venta de energía.
- Debido a que el viento es una variable sustancialmente cambiante a lo largo del tiempo, se debe considerar a que altura sobre el nivel del mar se realiza las mediciones, ya que la densidad del aire varía en función de la altura y temperatura, la temperatura al igual que las velocidades de viento se debe tomar como mínimo mediciones de un año, analizando la densidad de aire del PEV a 2716 msnm a una temperatura media de 12°C es de 0,923 Kg/m³, respecto la densidad del aire estándar de 1,225 Kg/m³, esta diferencia se debe considerar a la hora de calcular la potencia disponible en el aire.
- Los métodos de distribución de Weibull y Rayleigh permiten describir el comportamiento del viento en un intervalo de tiempo, estos métodos se adaptan bien a la forma típica de los histogramas de viento que permiten tener un análisis probabilístico de la velocidad del viento. La función de distribución de

probabilidad que más se aproximó a los datos reales es la que mayor exactitud brinda al momento de realizar el cálculo de la energía eléctrica extraíble.

- Según el método de distribución de Weibull, la energía anual total calculada en el PEV fue de 88,47 GWh/año, mientras que con la distribución estadística de Rayleigh la energía anual total calculada fue de 69,18 GWh/año. En este sentido se puede concluir que la distribución de Weibull es la que más se aproxima al valor real de producción de energía del PEV, que en el año 2015 según GENSUR EP fue de 92,46 GWh.
- Los indicadores VAN y TIR, utilizados en la presente trabajo de titulación para determinar la rentabilidad del PEV, proporcionan información confiable sobre la factibilidad técnica de este proyecto emblemático para el país. En este sentido se puede mencionar un VAN de \$ 26.111.989,46, y el TIR = 35%, que indican que la inversión en el proyecto produce excedentes superiores a los que podrían obtenerse en otros tipos de negocios y un interés superior al interés nominal en la banca nacional.

BIBLIOGRAFÍA

- ACCIONA. (2013). *Energía Eólica*. Recuperado el Diciembre de 2015, de <http://www.accion.com/es/lineas-de-negocio/energia/energia-eolica/>
- Agencia Pública de Noticias del Ecuador y Suramérica. (2014). *Central Eólica Villonaco le ahorra a Ecuador USD 13,2 millones anuales generando energía limpia y renovable*. Obtenido de ANDES: <http://www.andes.info.ec/es/noticias/central-eolica-villonaco-ahorra-ecuador-usd-132-millones-anuales-generando-energia-limpia>
- Almonacid, A., & Nahuelhual, L. (Agosto de 2009). *ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN LA COSTA DE VALDÍCIA, SUR DE CHILE*. Recuperado el Diciembre de 2015, de Revistas UACH: <http://mingaonline.uach.cl/pdf/agrosur/v37n2/art04.pdf>
- Álvarez, O., Montaña, T., Quentin, E., Maldonado, J., & Solano, J. (2013). Homogeneización de series de velocidad del viento mensuales en las estaciones meteorológicas del INAMHI en Loja, Ecuador. *Revista de Climatología*, 36-37. Obtenido de Fibra ONO.
- Barragán, E. (2012). *Análisis, Especificación y Desarrollo de Procedimientos de Operación para la Gestión de la Energía Eólica en el Ecuador*. Obtenido de Repositorio Intitucional Universidad de Cuenca: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/673/1/te340.pdf>
- Biología SUR. (2014). *Recursos energéticos relacionados con la atmósfera*. Obtenido de Biología SUR: <http://www.biologiasur.org/Ciencias/index.php/los-sistemas-fluidos-terrestres-externos/recursos-energeticos-relacionados-con-la-atmosfera>
- Buey, E. (2010). *Análisis de viabilidad técnica-económica del parque eólico Altos de Peralta*. Obtenido de RECERCAT: <http://www.recercat.cat/bitstream/handle/2072/68409/Analisis%20de%20viabilidad%20t%C3%A9cnica-econ%C3%B3mica%20del%20parque%20e%C3%B3lico%20Altos%20de%20Peralta.pdf?sequence=3>
- Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., & Castro, M. (2009). *Centrales de energías renovables*. Madrid: Pearson Education S.A.
- CELEC EP GENSUR. (2015). *CENTRAL EÓLICA VILLONACO GENERA EL 152% DE LO PLANIFICADO*. Obtenido de Corporación Eléctrica del Ecuador GENSUR: <https://www.celec.gob.ec/gensur/index.php/67-central-eolica-villonaco-genera-el-152-de-lo-planificado>
- Cochancela, J., & Astudillo, P. (2012). *Análisis energético de centrales eólicas*. (Trabajo fin de pregrado). Universidad de Cuenca, Cuenca.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2011). *Regulaciones*. Obtenido de Agencia de Regulación y Control de Electricidad: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- Corporación Eléctrica del Ecuador. (2013). *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*. Recuperado el Octubre de 2015, de CELEC EP: <https://www.celec.gob.ec/electroguayas/index.php/30-noticias/61-plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022>

- Corporación Eléctrica del Ecuador. (2013). *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*. Obtenido de Corporación Eléctrica del Ecuador (CONELEC): <https://www.celec.gob.ec/electroguayas/index.php/30-noticias/61-plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022>
- Diéz, P. (2014). *Energía Eólica*. Recuperado el Diciembre de 2015, de Réacteurs Météorologiques: http://data.torre-solar.es/thesis/2000_Pedro_Fernandez_Diez-energia_eolica-135p.pdf
- EH, T. (21 de Marzo de 2012). *Turbine eolice ad asse orizzontale o verticale-un confronto*. Recuperado el Diciembre de 2015, de Energy Hunters: <http://www.energyhunters.it/content/turbine-eolice-ad-asse-orizzontale-o-verticale-un-confronto>
- Empresa Pública de Energías Renovables. (2010). *Campaña de medición del viento*. Obtenido de ENERSUR.EP: www.enersurep.gob.ec
- Frers, C. (2013). *WASTE magazine online*. Obtenido de <http://waste.ideal.es/renovables-2.htm>
- GoldWind. (2012). *1.5 MW PMDD*. Obtenido de GoldWind: <http://www.goldwindamerica.com/technology-capabilities/1-5-mw-pmdd/>
- González, F. (200). *Normativa IEC 64100-1: Modelado del viento en condiciones normales*. Obtenido de fglongatt Creating The Future Energy Systems: <http://fglongatt.org/OLD/Reportes/PRT2008-01.pdf>
- Guillén, I. (Junio de 2015). *Estudio de Viabilidad Técnico-Económica de un parqueeólico en el T.M. El Perelló (Tarragona)*. Obtenido de Universidad Politécnica de Valencia: https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/55327/01_MEMORIA.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Instituto de Tecnologías Educativas. (2010). *Vientos Locales*. Obtenido de Instituto de Tecnologías Educativas (ite): https://fjferre.webs.ull.es/Apuntes3/Leccion03/4_vientos_locales.html
- Liliana, O. (2008). *Regresión lineal simple*. Obtenido de Departamento de Matemática Facultad de Ciencias Exactas y Naturales UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES: http://www.dm.uba.ar/materias/estadistica_Q/2011/1/clase%20regresion%20simple.pdf
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2013). *Villonaco Proyectos de Generación*. Recuperado el Octubre de 2015, de Ministerio de Electricidad y Energía Renovable: <http://www.energia.gob.ec/villonaco/>
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2013). *MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE PRESENTÓ EL PRIMER ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR*. Recuperado el Octubre de 2015, de Ministerio de Electricidad y Energía Renovable: <http://www.energia.gob.ec/ministerio-de-electricidad-y-energia-renovable-presento-el-primer-atlas-eolico-del-ecuador/>.
- Ministerio de Electricidad y Energías Renovables. (2015). *SECTOR ELÉCTRICO RINDE CUENTAS DE SU GESTIÓN EN EL 2015*. Obtenido de Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER): <http://www.energia.gob.ec/sector-electrico-rinde-cuentas-de-su-gestion-en-el-2015/>

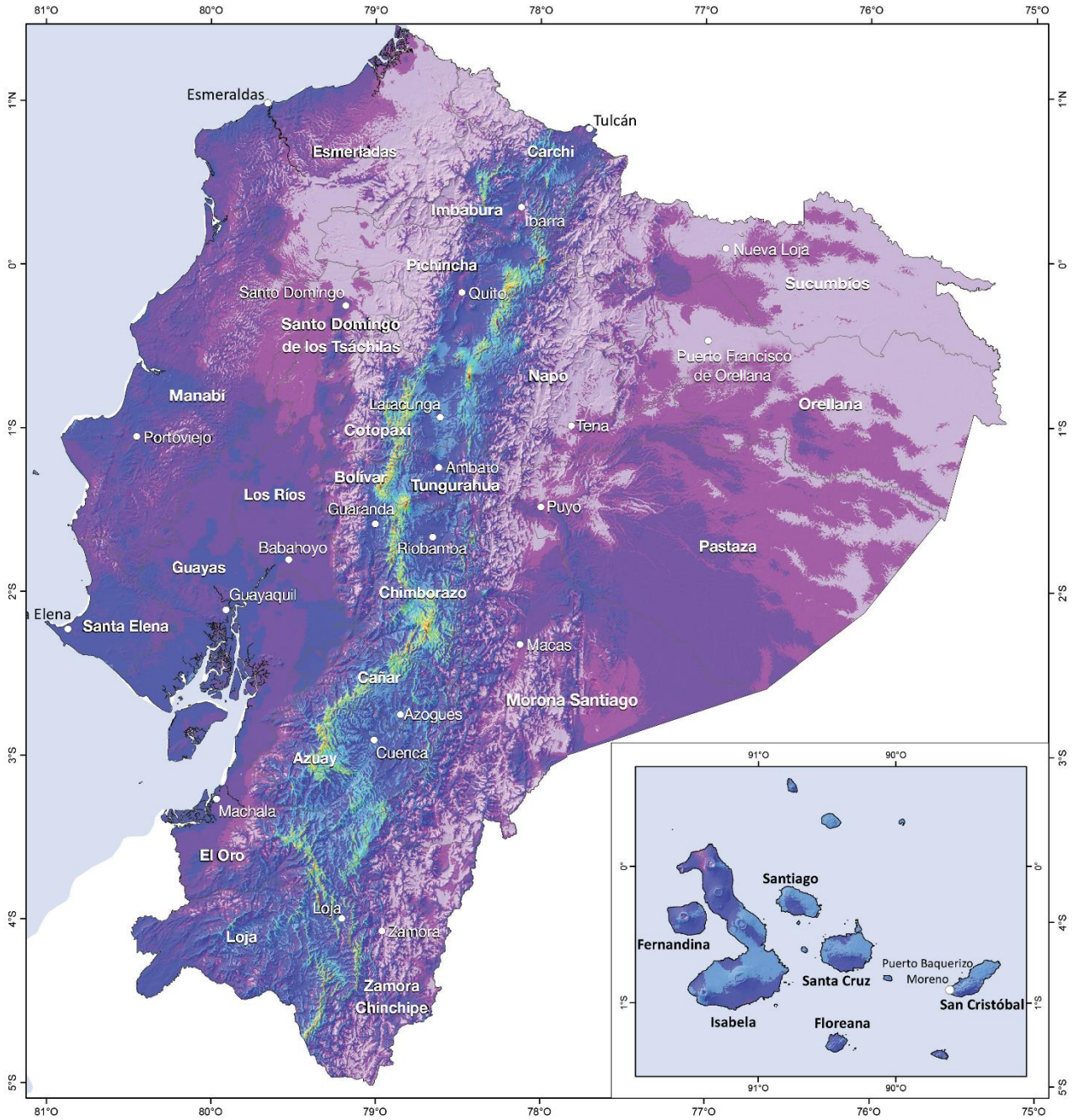
- Molinero, A. (2009). *Proyecto de un Parque Eólico*. Obtenido de Instituto de Investigación Tecnológica:
<http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4a4b99d282ce7.pdf>
- Moragues, J., & Rapallini, A. (2011). *Energía Eólica*. Recuperado el Diciembre de 2015, de Instituto Argentino de la Energía:
http://www.iae.org.ar/renovables/ren_eolica.pdf
- Nadai, A., Krauss, W., Afonso, I., Dracklé, D., Hinkelbein, O., Labussiere, O., & Mendes, C. (2011). *El Paisaje y la transición energética: Comparando el surgimiento de paisajes de energía eólica en Francia, Alemania y Portugal*. Recuperado el Diciembre de 2015, de HAL archives ouvertes: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00561998>
- Ramírez, M. (2015). *Los países que más energía eólica producen en la actualidad*. Obtenido de renovables VERDES: <http://www.renovablesverdes.com/los-paises-que-mas-energia-eolica-producen-en-la-actualidad/>
- Talayero, A., Telmo, E., Arribas, L., Bayod, Á., Blasco, J., Santa, L., . . . Sallán, J. (2011). *Energía eólica* (Vol. II). Zaragoza: Prensas universitarias de Zaragoza.
- Villarrubia, M. (2004). *Energía Eólica*. Barcelona: Ediciones CEAC.
- Weblakes. (2016). *WRPLOT Vista*™ - freeware. Obtenido de Lakes Enviromental:
<http://www.weblakes.com/products/wrplot/index.html>

ANEXOS

**ANEXO 1. ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR
VELOCIDAD MEDIA ANUAL DEL VIENTO A 30,50 Y 80 M DE ALTURA SOBRE EL
SUELO**

Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media Anual del Viento a 30 m de altura sobre el suelo



Legenda

Velocidad Media Anual del Viento a 30 m.

Km/h	m/s	23.4 - 25.2	6.6 - 7.0
< 10.8	< 3.0	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	> 36.0	> 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5		

Simbología

- Capital Provincial
- Límite Internacional
- Límite Provincial

Este mapa ha sido creado por AWS Truepower™ empleando el sistema MeteoMap® y datos meteorológicos históricos. Aunque representa de forma precisa el comportamiento general del recurso, las estimaciones en puntos concretos deben ser corroboradas con medidas.

© AWS Truepower™, S.L.U. All rights reserved.

Referencia

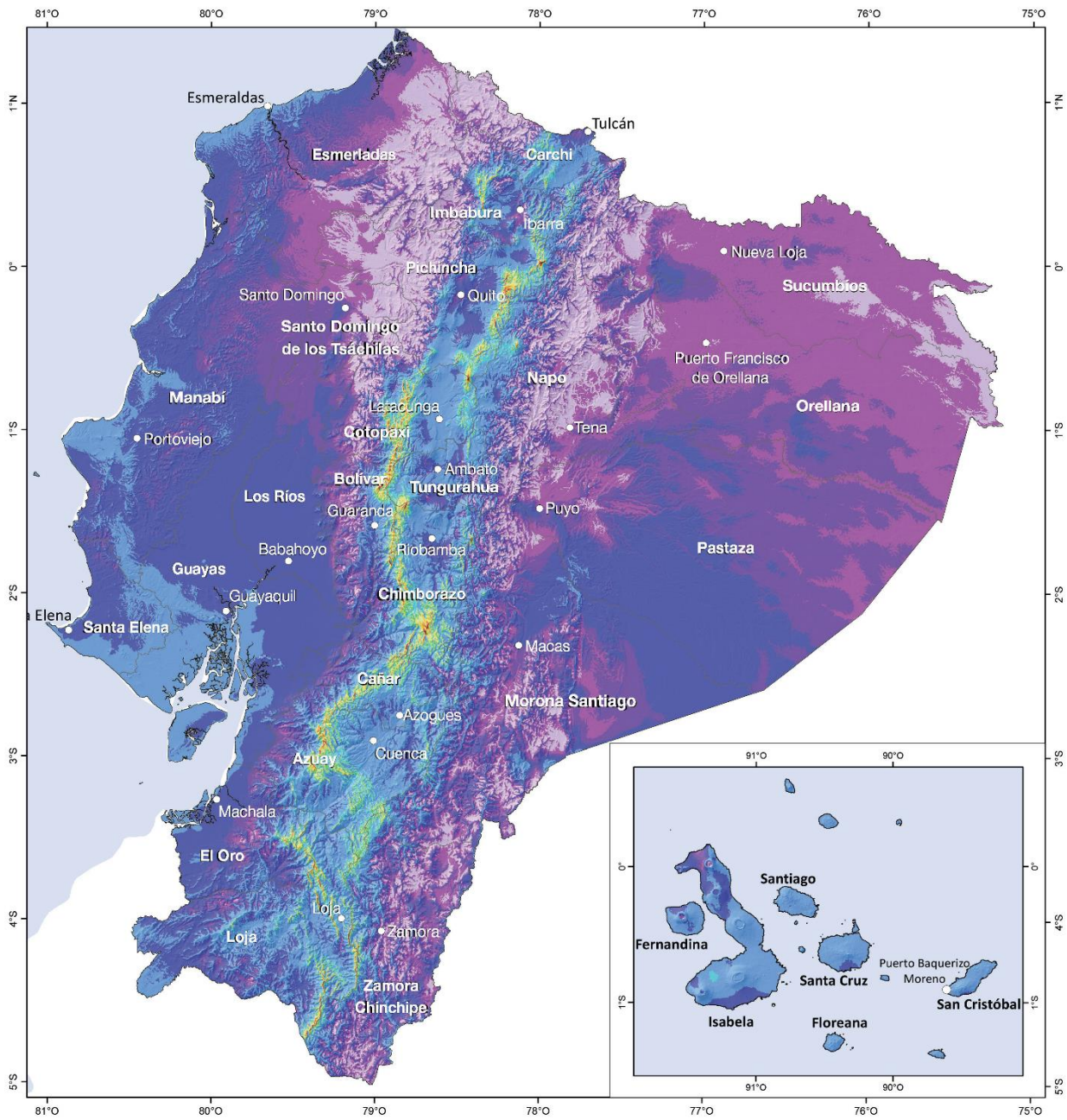
Resolución del Recurso Eólico: 200 m
 Proyección: Universal Transversa de Mercator
 Elipsoide y Datum: Sistema Geodésico Mundial, WGS84
 Ecuador Continental: Zona 17 S Escala: 1:500,000
 Galápagos: Zona 15 S Escala: 1:3,000,000
 Período: 2012

Créditos

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media Anual del Viento a 50 m de altura sobre el suelo



Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 50 m.

km/h	m/s	Color
< 10.8	< 3.0	Light Purple
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	Dark Purple
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	Blue-Black
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	Dark Blue
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	Medium Blue
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	Light Blue
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	Teal
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	Green
23.4 - 25.2	6.5 - 7.0	Light Green
25.2 - 27.0	7.0 - 7.5	Yellow-Green
27.0 - 28.8	7.5 - 8.0	Yellow
28.8 - 30.6	8.0 - 8.5	Orange
30.6 - 32.4	8.5 - 9.0	Dark Orange
32.4 - 34.2	9.0 - 9.5	Red-Orange
34.2 - 36.0	9.5 - 10.0	Red
> 36.0	> 10.0	Dark Red

Simbología

- Capital Provincial
- Límite Internacional
- Límite Provincial

Este mapa ha sido creado por AWS Truepower™ empleando el sistema Mesowind® y datos meteorológicos históricos. Aunque representa de forma precisa el comportamiento general del recurso, las estimaciones en puntos concretos deben ser corroboradas con medidas.

© AWS Truepower™, SLU. All rights reserved.

Referencia

Resolución del Recurso Eólico: 200 m
 Proyección: Universal Transversa de Mercator
 Elipsoide y Datum: Sistema Geodésico Mundial, WGS84
 Ecuador Continental: Zona 17 S
 Escala: 1:2.500.000
 Galápagos: Zona 15 S
 Escala: 1:3.000.000
 Período: 2012

Créditos

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

ANEXO 2. SOFTWARE WRPLOT View™

SOFTWARE WRPLOT View™

WRPLOT es un programa de libre distribución para Windows que permite graficar la rosa de los vientos a partir de una base de datos de velocidades de viento y dirección. Reconoce algunos de los formatos de archivos de datos meteorológicos más populares e incluye también una función para generar archivos .sam que permite importar datos desde Excel.

Pasos de la instalación

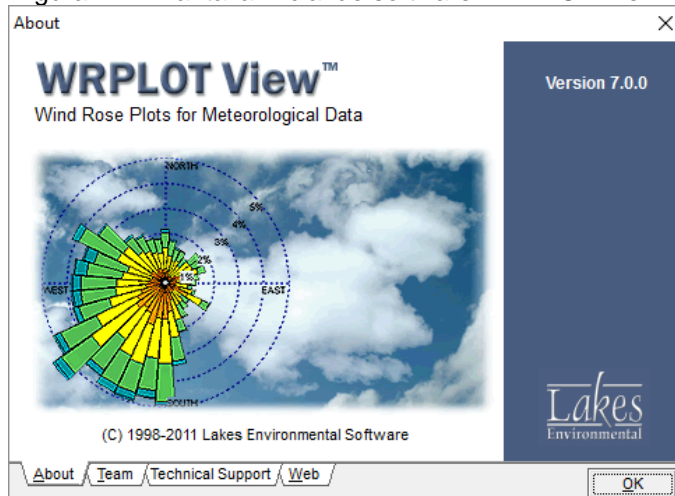
1. Descargar el archivo de instalación, extraer en una carpeta temporal en el ordenador.
2. Enviar su inscripción para obtener un código de activación. Un código de activación será enviado por correo electrónico en un plazo de 24 horas.
3. Instalar WRPLOT View en su ordenador.
4. Una vez que haya recibido su código de activación, puesta en marcha WRPLOT View. Cuando se le pida para registrarse, haga clic en Sí, y se mostrará el cuadro de diálogo de registro.
5. Introduce el código de activación (clave de registro del producto) que recibió por e-mail y pulse OK.
6. Ahora puede comenzar a usar WRPLOT Vista!

Forma de uso

El proceso para importar datos desde Excel es:

- Abrir el programa y hacer click en ok.

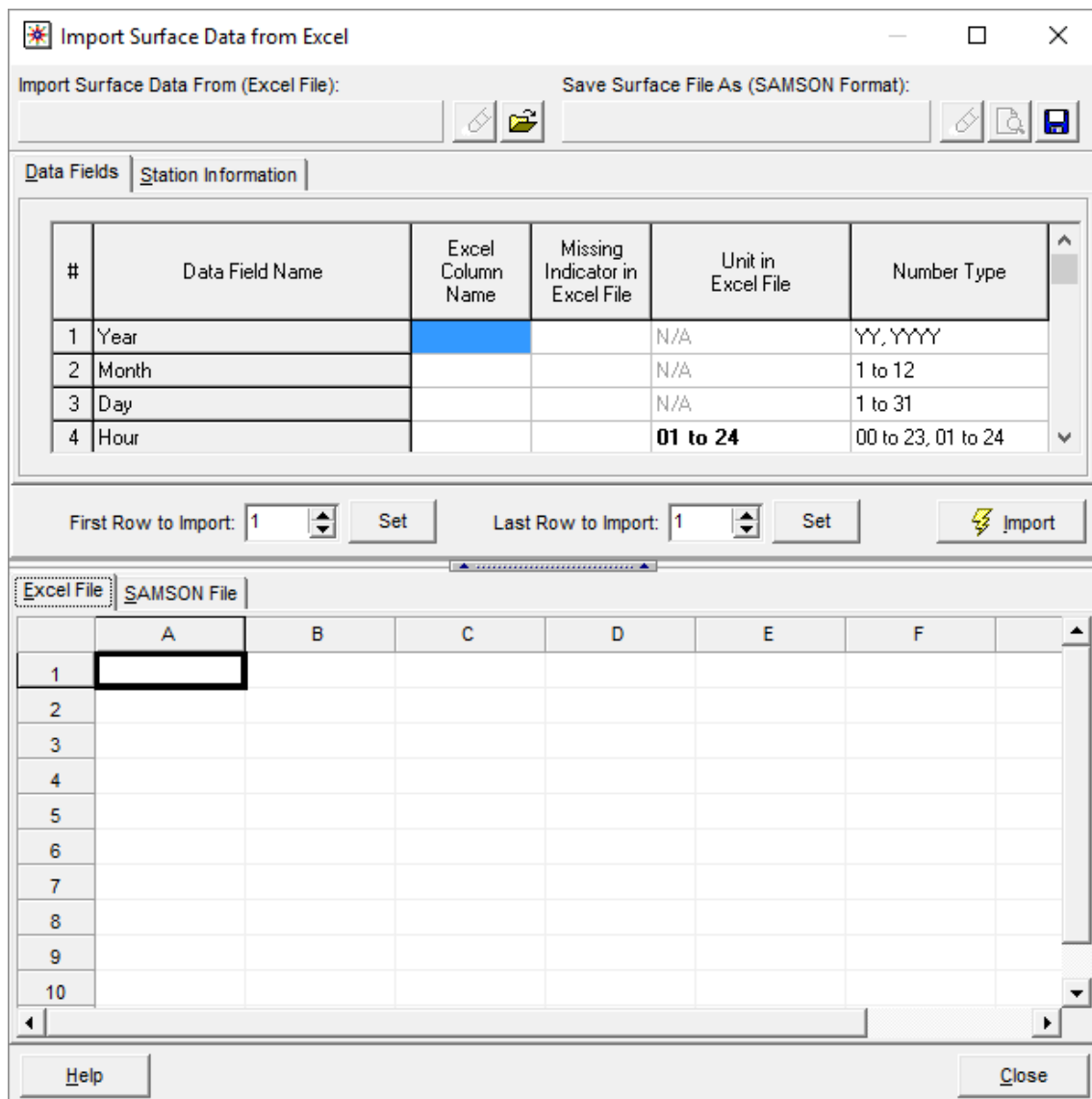
Figura A2.1 Pantalla inicial de software WRPLOT View



Fuente: (Weblakes, 2016).

- Ir a la pestaña Tools, dar click a Import from Excel, se selecciona el archivo. Se abrirá el archivo de Excel y en la parte superior a la izquierda se observa 2 pestañas: Data Fields y Station Information. Se debe indicar al programa en que columna están los datos correspondientes a Year, Month, Day, Hour, Wind Direction, Wind Speed y Hourly Precipitation. Se debe tener cuidado de indicar en que formato están los datos (m/s, Knots, Km/h, mm, inches) en la pestaña Unit in Excel File.

Figura A2.2 Pantalla para importar datos desde Excel.



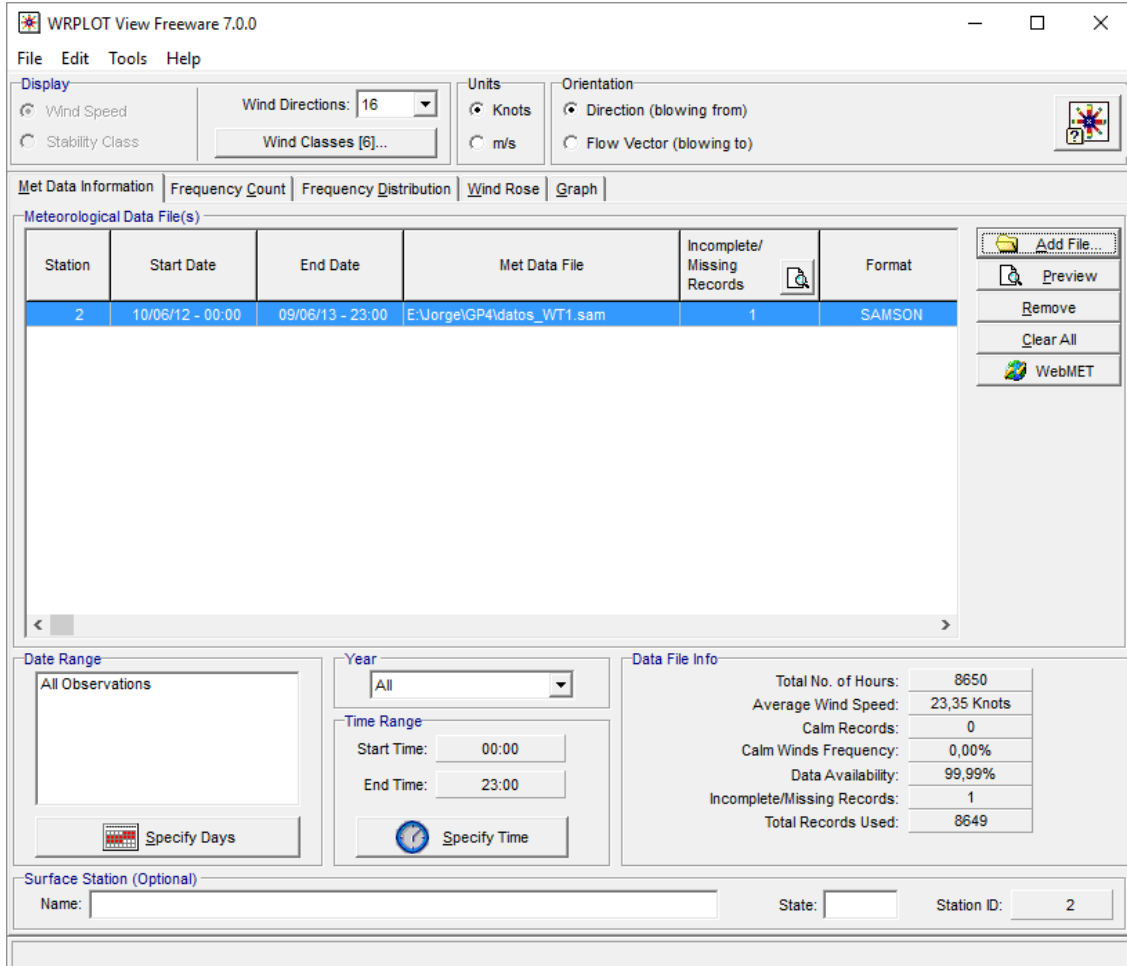
Fuente: (Weblakes, 2016).

En First Row to import y en Last Row to import, se debe indicar las filas que deben incluirse a la hora de importar el archivo.

En la pestaña Station Information, se escribe el nombre de la estación, su ID, sus coordenadas, zona horaria y altitud.

Por último se va a la pestaña Import y automáticamente se creará un archivo .sam que ya se puede abrir desde WRPLOT, para ello se va a la pestaña Add File y se señala en el tipo de archivo .sam. Cuando se abra el archivo se tiene esta vista:

Figura A5. 3 Pantalla principal del software WRPLOT View



Fuente: (Weblakes, 2016).

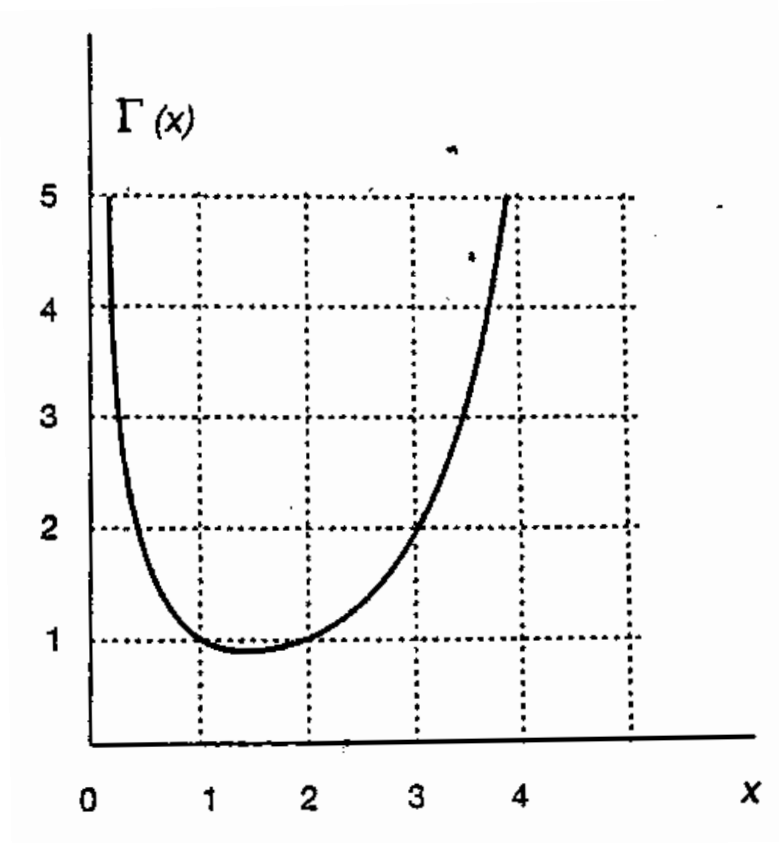
En la pestaña Wind Rose, se tiene la Rosa de los Vientos, en la pestaña Options se puede editar parámetros de la gráfica, además en Export se puede exportar a Google Earth la gráfica para poder apreciar la dirección del viento sobre el plana de la zona de emplazamiento.

ANEXO 3. FUNCIÓN GAMMA $\Gamma(x)$

Tabla A3.1. Función gamma $\Gamma(x)$.

x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$
1.00	1.00000	1.25	0.90640	1.50	0.88623	1.75	0.91906
1.01	0.99433	1.26	0.90440	1.51	0.88659	1.76	0.92137
1.02	0.98884	1.27	0.90250	1.52	0.88704	1.77	0.92376
1.03	0.98355	1.28	0.90072	1.53	0.88757	1.78	0.92623
1.04	0.97844	1.29	0.89904	1.54	0.88818	1.79	0.92877
1.05	0.97350	1.30	0.89747	1.55	0.88887	1.80	0.93138
1.06	0.96874	1.31	0.89600	1.56	0.88964	1.81	0.93408
1.07	0.96415	1.32	0.89464	1.57	0.89049	1.82	0.93685
1.08	0.95973	1.33	0.89338	1.58	0.89142	1.83	0.93969
1.09	0.95546	1.34	0.89222	1.59	0.89243	1.84	0.94261
1.10	0.95135	1.35	0.89115	1.60	0.89352	1.85	0.94561
1.11	0.94740	1.36	0.89018	1.61	0.89468	1.86	0.94869
1.12	0.94359 ✓	1.37	0.88931	1.62	0.89592	1.87	0.95184
1.13	0.93993	1.38	0.88854	1.63	0.89724	1.88	0.95507
1.14	0.93642	1.39	0.88785	1.64	0.89864	1.89	0.95838
1.15	0.93304	1.40	0.88726	1.65	0.90012	1.90	0.96177
1.16	0.92980	1.41	0.88676	1.66	0.90167	1.91	0.96523
1.17	0.92670	1.42	0.88636	1.67	0.90330	1.92	0.96877
1.18	0.92373	1.43	0.88604	1.68	0.90500	1.93	0.97240
1.19	0.92089	1.44	0.88581	1.69	0.90678	1.94	0.97610
1.20	0.91817	1.45	0.88566	1.70	0.90864	1.95	0.97988
1.21	0.91558	1.46	0.88560	1.71	0.91057	1.96	0.98374
1.22	0.91311	1.47	0.88563	1.72	0.91258	1.97	0.98768
1.23	0.91075	1.48	0.88575	1.73	0.91467	1.98	0.98171
1.24	0.90852	1.49	0.88595	1.74	0.91683	1.99	0.99581
						2.00	1.00000

Fuente: (Villarrubia, 2004).



Función gamma $\Gamma(x)$

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} z^{x-1} e^{-z} dz$$

$$\Gamma(x+1) = x \Gamma(x)$$

**ANEXO 4. CASH FLOW DEL PEV DE ACUERDO A LA PRODUCCIÓN ANUAL DE
ENERGÍA ANUAL CALCULADO MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL Y
RAYLEIGH**

Tabla A4.1. CASH-FLOW del PEV de acuerdo a la producción anual determinada por la Distribución de Weibull.

AÑO	Ingresos	Costes	BENEFICIO BRUTO	Amortización	Subvenciones	BAIT	Intereses	BAT	Impuestos sobre el beneficio (22%)	BENEFICIO NETO	Amortización	Valor residual	Desembolso inversión	CASH-FLOW
0													9137578,00	-9137578,00
1	8374650,33	1420939,07	6953711,26	-5710986,25		1242725,01	1827515,60	-584790,59	0,00	-584790,59	5710986,25		3045859,33	2080336,33
2	8682000,00	1420939,07	7261060,93	-5710986,25		1550074,68	1675222,63	-125147,95	0,00	-125147,95	5710986,25		3045859,33	2539978,97
3	9000629,40	1420939,07	7579690,33	-5710986,25		1868704,08	1522929,67	345774,42	0,00	345774,42	5710986,25		3045859,33	3010901,33
4	9330952,50	1420939,07	7910013,43	-5710986,25		2199027,18	1370636,70	828390,48	0,00	828390,48	5710986,25		3045859,33	3493517,40
5	9673398,46	1420939,07	8252459,39	-5710986,25		2541473,14	1218343,73	1323129,41	0,00	1323129,41	5710986,25		3045859,33	3988256,33
6	10028412,18	1420939,07	8607473,11	-5710986,25		2896486,86	1066050,77	1830436,10	402695,94	1427740,16	5710986,25		3045859,33	4092867,07
7	10396454,91	1420939,07	8975515,84	-5710986,25		3264529,59	913757,80	2350771,79	517169,79	1833602,00	5710986,25		3045859,33	4498728,92
8	10778004,80	1420939,07	9357065,73	-5710986,25		3646079,48	761464,83	2884614,65	634615,22	2249999,43	5710986,25		3045859,33	4915126,34
9	11173557,58	1420939,07	9752618,51			9752618,51	609171,87	9143446,65	2011558,26	7131888,38			3045859,33	4086029,05
10	11583627,14	1420939,07	10162688,07			10162688,07	456878,90	9705809,17	2135278,02	7570531,16			3045859,33	4524671,82
11	12008746,26	1420939,07	10587807,19			10587807,19	304585,93	10283221,26	2262308,68	8020912,58			3045859,33	4975053,25
12	12449467,25	1420939,07	11028528,18			11028528,18	152292,97	10876235,22	2392771,75	8483463,47			3045859,33	5437604,14
13	12906362,70	1420939,07	11485423,63			11485423,63		11485423,63	2526793,20	8958630,43				8958630,43
14	13380026,21	1420939,07	11959087,14			11959087,14		11959087,14	2630999,17	9328087,97				9328087,97
15	13871073,17	1420939,07	12450134,10			12450134,10		12450134,10	2739029,50	9711104,60				9711104,60
16	14380141,55	1420939,07	12959202,48			12959202,48		12959202,48	2851024,55	10108177,94				10108177,94
17	14907892,75	1420939,07	13486953,68			13486953,68		13486953,68	2967129,81	10519823,87				10519823,87
18	15455012,41	1420939,07	14034073,34			14034073,34		14034073,34	3087496,14	10946577,21				10946577,21
19	16022211,37	1420939,07	14601272,30			14601272,30		14601272,30	3212279,91	11388992,40				11388992,40
20	16610226,52	1420939,07	15189287,45			15189287,45		15189287,45	3341643,24	11847644,21				11847644,21

Fuente: Diseño de autor.

Tabla A4.2. CASH-FLOW del PEV de acuerdo a la producción anual determinada por la Distribución de Rayleigh.

AÑO	Ingresos	Costes	BENEFICIO BRUTO	Amortización	Subvenciones	BAIT	Intereses	BAT	Impuestos sobre el beneficio 22%	BENEFICIO NETO	Amortización	Valor residual	Desembolso inversión	CASH-FLOW
0													9137578	-9137578
1	6548106,49	1420939,07	5127167,42	-5710986,25		-583818,827	1827515,6	-2411334,43	0	-2411334,43	5710986,25		3045859,33	253792,49
2	6788422	1420939,07	5367482,93	-5710986,25		-343503,317	1675222,63	-2018725,95	0	-2018725,95	5710986,25		3045859,33	646400,97
3	7037557,08	1420939,07	5616618,01	-5710986,25		-94368,2369	1522929,67	-1617297,9	0	-1617297,9	5710986,25		3045859,33	1047829,01
4	7295835,43	1420939,07	5874896,36	-5710986,25		163910,113	1370636,7	-1206726,59	0	-1206726,59	5710986,25		3045859,33	1458400,33
5	7563592,59	1420939,07	6142653,52	-5710986,25		431667,273	1218343,73	-786676,46	0	-786676,46	5710986,25		3045859,33	1878450,46
6	7841176,44	1420939,07	6420237,37	-5710986,25		709251,123	1066050,77	-356799,644	-78495,9216	-278303,722	5710986,25		3045859,33	2386823,19
7	8128947,61	1420939,07	6708008,54	-5710986,25		997022,293	913757,8	83264,4931	18318,1885	64946,3046	5710986,25		3045859,33	2730073,22
8	8427279,99	1420939,07	7006340,92	-5710986,25		1295354,67	761464,833	533889,84	117455,765	416434,075	5710986,25		3045859,33	3081560,99
9	8736561,17	1420939,07	7315622,1			7315622,1	609171,867	6706450,24	1475419,05	5231031,18			3045859,33	2185171,85
10	9057192,96	1420939,07	7636253,89			7636253,89	456878,9	7179374,99	1579462,5	5599912,49			3045859,33	2554053,16
11	9389591,94	1420939,07	7968652,87			7968652,87	304585,933	7664066,94	1686094,73	5977972,21			3045859,33	2932112,88
12	9734189,97	1420939,07	8313250,9			8313250,9	152292,967	8160957,94	1795410,75	6365547,19			3045859,33	3319687,86
13	10091434,7	1420939,07	8670495,67			8670495,67		8670495,67	1907509,05	6762986,63				6762986,63
14	10461790,4	1420939,07	9040851,32			9040851,32		9040851,32	1988987,29	7051864,03				7051864,03
15	10845738,1	1420939,07	9424799,03			9424799,03		9424799,03	2073455,79	7351343,25				7351343,25
16	11243776,7	1420939,07	9822837,62			9822837,62		9822837,62	2161024,28	7661813,35				7661813,35
17	11656423,3	1420939,07	10235484,2			10235484,2		10235484,2	2251806,53	7983677,69				7983677,69
18	12084214	1420939,07	10663275			10663275		10663275	2345920,49	8317354,47				8317354,47
19	12527704,7	1420939,07	11106765,6			11106765,6		11106765,6	2443488,43	8663277,18				8663277,18
20	12987471,5	1420939,07	11566532,4			11566532,4		11566532,4	2544637,12	9021895,26				9021895,26

Fuente: Diseño de autor.