

**ESTUDIO DE CASO: EVALUACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA
EN PYMES PARA CUMPLIR CON LA LEY 27.191**



AUTOR:

SALVADOR RASTNER

DIRECTOR ACADÉMICO: JORGE LASSIG

CO-DIRECTORA ACADÉMICA: CLAUDIA PALESE

CARRERA: INGENIERÍA MECÁNICA

Neuquén – Argentina

AÑO 2023

**ESTUDIO DE CASO: EVALUACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA
EN PYMES PARA CUMPLIR CON LA LEY 27.191**

SALVADOR RASTNER

Director: Dr. Ing. **JORGE LASSIG**

Co-Directora: Mg. **CLAUDIA PALESE**

Presentado a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue como
requisito para la obtención del grado de
INGENIERO MECÁNICO

Neuquén – Argentina

AÑO 2023

ESTUDIO DE CASO: EVALUACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN PYMES PARA CUMPLIR CON LA LEY 27.191

SALVADOR RASTNER

Aprobado en fecha XXX

Tribunal evaluador:

- Ing. MARCHEGANI Ariel.
- Ing. BOCCANERA Daniel.
- Ing. MESQUIDA César.

ESTUDIO DE CASO: EVALUACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN PYMES PARA CUMPLIR CON LA LEY 27.191

Autor: SALVADOR RASTNER

Director: JORGE LASSIG

Resumen

El cambio climático y las nuevas políticas al respecto llevan a la necesidad de desarrollar el campo de las energías renovables. Esto es enmarcado en el caso de Argentina por la Ley 27.191, que pone objetivos claros de generación de energía mediante técnicas limpias enfocados principalmente en los grandes consumidores de energía eléctrica. Para satisfacer esta necesidad, se plantea la utilización de un parque eólico emplazado en la zona de Neuquén capital y alrededores, tomando como referencia el consumo de un galpón de empaque situado en el mismo sector, para la determinación de la energía que el parque debe brindar.

Se presentan las características principales del recurso eólico, se analizan los terrenos disponibles para la instalación de las máquinas, y se determinan la ubicación y el tipo de aerogeneradores a utilizar.

El estudio se enfoca en aerogeneradores en el rango de pequeña a mediana potencia, dadas las características de los vientos disponibles, y la necesidad de minimizar el impacto ambiental por la localización del parque.

Una vez determinados estos factores, se procede a calcular la producción anual neta de energía del proyecto. Con los resultados obtenidos se concluye sobre la factibilidad del mismo.

Palabras clave: Energía Eólica, Energías Renovables, Vientos, Ley 27.191, Factor de Capacidad, Coeficiente de Empuje, Aerogeneradores.

STUDY OF CASE: EVALUATION OF WIND GENERATION FOR COMPANIES TO COMPLY WITH LAW 27.191

Author: SALVADOR RASTNER

Advisor: JORGE LASSIG

Summary

Climate change and new politics associated with it lead to the need for developing the renewable energies field. This is framed in the case of Argentina by Law 27.191 that states clear objectives of energy generation by clean techniques that are focused mainly in big electric energy consumers. To satisfy this need, it's considered the use of a wind farm located in Neuquén capital and its surroundings, taking as reference the consumption of a packing shed situated in the same area, to determine the energy the farm has to fulfill.

The main characteristics of the wind resource are presented, available fields for machines installation are analyzed, and the location and type of wind turbine are determined.

The study is focused in turbines from small to medium power range, given the characteristics of available winds, and the need to minimize environmental impact because of the location of the farm.

Once these factors are determined, net annual energy production of the project is calculated. With the results achieved, conclusions are made about the feasibility of it.

Key words: Wind Power, Renewable Energies, Winds, Law 27.191, Capacity Factor, Thrust Coefficient, Wind Turbines.

RECONOCIMIENTOS Y DEDICATORIAS

A Mario Cervi e Hijos por facilitar la información necesaria para llevar realidad al estudio realizado.

A mis padres por darme apoyo cada vez que lo necesité y por nunca dejarme bajar los brazos en los momentos más difíciles. A mis hermanos por ser los mejores amigos que pude haber deseado.

A la universidad por permitirme conocer buena gente que hoy en día sigue siendo parte fundamental de mi vida.

A mis amigos por ayudarme a distraerme de las responsabilidades para poder recargar energías y seguir. A mis amigos-colegas por siempre estar ahí para empujarme a estudiar un poquito más.

A mis tutores por la enorme paciencia y la plena atención que han tenido conmigo en este largo camino que resultó ser la confección del proyecto.

Índice

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	Antecedentes	1
1.2.	Objetivos	2
2.	MARCO TEÓRICO	3
2.1.	Recurso eólico	3
2.1.1.	Viento	3
2.1.1.1.	Velocidad del viento	3
2.1.1.2.	Rosa de los vientos y rosa de las intensidades	3
2.1.1.3.	Caracterización de la velocidad del viento	4
2.1.2.	Capa límite atmosférica	5
2.1.2.1.	Longitud de rugosidad	5
2.1.2.2.	Estabilidad atmosférica	6
2.1.2.3.	Perfil vertical de velocidades	6
2.1.3.	Densidad de potencia	7
2.2.	Aerogeneradores.....	7
2.2.1.	Tipos de aerogeneradores	8
2.2.1.1.	Según orientación del eje	8
2.2.1.2.	Según potencia máxima	8
2.2.2.	Potencia de aerogeneradores	9
2.2.2.1.	Teorema de Betz	9
2.2.2.2.	Curva de potencia	11
2.2.2.3.	Coefficiente de empuje	12
2.2.3.	Parque eólico	13
2.2.3.1.	Clases de aerogeneradores según norma	13
2.2.3.2.	Estela	14

2.2.3.3.	Factor de capacidad	14
2.3.	Ambiente, aspectos e impactos ambientales	15
3.	METODOLOGÍA	16
3.1.	Determinación de la energía a generar según la demanda	16
3.2.	Determinación del recurso eólico.....	16
3.3.	Determinación del aerogenerador a utilizar	22
3.4.	Cálculo de la producción del parque eólico	23
4.	DESARROLLO	25
4.1.	Consumo del galpón de empaque	25
4.2.	Selección del sitio de emplazamiento del parque.....	26
4.3.	Análisis del recurso eólico del sitio.....	30
4.4.	Aerogeneradores.....	32
4.4.1.	Clase de los aerogeneradores	32
4.4.2.	Potencia instalada	32
4.4.3.	Aerogenerador utilizado	34
4.5.	Cálculo de la producción del parque eólico	35
5.	COMENTARIOS SOBRE ALGUNOS IMPACTOS DE LAS FASES DEL PROYECTO	42
6.	CONCLUSIONES	47
7.	REFERENCIAS	49
8.	ANEXO I	1
9.	ANEXO II	2
10.	ANEXO III	5

Índice de Figuras

Figura 1: Modificación de la función de Weibull con sus parámetros	5
Figura 2: Variación del perfil de velocidades con la estabilidad atmosférica	6
Figura 3: volumen de control.....	9
Figura 4: Curva de potencia para un aerogenerador	11
Figura 5: Coeficiente de empuje de un aerogenerador	12
Figura 6: Mapa topográfico con alturas del relieve en metros sobre el nivel del mar (msnm).....	17
Figura 7: Mapa de velocidad del viento (<i>ms</i>).....	18
Figura 8: Mapa de densidad de potencia (<i>Wm²</i>).....	18
Figura 9: Datos medios anuales omnidireccionales.....	19
Figura 10: Datos medios anuales direccionales	19
Figura 11: Rosa de los vientos (%).....	20
Figura 12: Rosa de las intensidades (m/s)	20
Figura 13: Distribución de frecuencias de Weibull	21
Figura 14: Perfil de velocidades. Eje y: altura sobre el nivel del suelo en metros; eje x: velocidad en <i>ms</i>	22
Figura 15: Consumo eléctrico mensual	25
Figura 16: Densidad de potencia a 30 msns.	27
Figura 17: Imagen satelital cuadrante A.	28
Figura 18: Imagen satelital cuadrante B.	29
Figura 19: Imagen satelital terreno seleccionado.	30
Figura 20: Datos del recurso en el terreno seleccionado.	31
Figura 21: Rosa de las intensidades (m/s) en el terreno seleccionado.....	31
Figura 22: Rosa de los vientos (%) en el terreno seleccionado.	32
Figura 23: Catálogo AEG seleccionado.....	35
Figura 24: Coeficiente de empuje Aeolos H-50kW.....	36
Figura 25: Esquema disposición lineal del parque.	37
Figura 26: Triángulo con direcciones NNO-SSE.	40
Figura 27: Triángulo con direcciones ONO-ESE.....	40
Figura 28: Tasa de recuperación de energía para distintos tipos de energía.....	45
Figura 29: Período de recuperación de energía para distintos tipos de energía.....	45
Figura 30: Emisiones contaminantes para distintos tipos de energías.....	46
Figura 31: Producción aerogenerador aislado.	1

Figura 32: Producción AEG 1 en línea.....	2
Figura 33: Producción AEG 2 en línea.....	3
Figura 34: Producción AEG 3 en línea y producción parque en línea.	4
Figura 35: Producción AEG 1 en triángulo.	5
Figura 36: Producción AEG 2 en triángulo.	6
Figura 37: Producción AEG 3 en triángulo y producción parque en triángulo.	7

Índice de Tablas

Tabla 1: Clases de aerogeneradores.....	13
Tabla 2: Consumo año móvil.....	26
Tabla 3: Análisis de potencia requerida para los AEGs.	33
Tabla 4: Producción AEG 50kW aislado.....	36
Tabla 5: Interferencias entre aerogeneradores caso en línea.	38
Tabla 6: Producción parque en línea.....	38
Tabla 7: Frecuencia y velocidad media de direcciones apareadas.....	39
Tabla 8: Interferencias entre aerogeneradores parque en triángulo.	41
Tabla 9: Producción parque en triángulo.	41
Tabla 10: Comparación entre requerimientos y producción de los parques.....	47
Tabla 11: Pérdidas porcentuales por estela respecto a aerogenerador aislado.	48

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

La problemática climática, las cíclicas crisis sufridas por la industria hidrocarburífera y la realidad de que el recurso es finito han llevado al desafío de incursionar en matrices energéticas alternativas. Debido a su disponibilidad e inagotabilidad, el recurso eólico surge como una de las soluciones a esta encrucijada.

La demanda energética es un indicador de progreso en la sociedad. Día a día, esta crece generando la necesidad de satisfacerla de la mejor manera. Al 2006, los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) brindaban el 80% de la energía requerida a nivel mundial. Por lo tanto, estos son el principal sustento para abastecer nuestras necesidades energéticas. Desafortunadamente, son recursos limitados. Las reservas de carbón descubiertas son suficientes para suplir la demanda del mismo por los siguientes 250 años, antes de llegar a su agotamiento (Sathyajith, 2016). Sucede algo similar con los hidrocarburos. Más allá de que día a día se descubren nuevas reservas, la tasa de estos hallazgos ha ido disminuyendo con los años lo que nos da un panorama poco alentador.

Por otra parte, el consumo de potencia basado en combustibles fósiles tiene un impacto negativo a nivel medioambiental. Su quemado para generación de energía carga la atmósfera con gases de efecto invernadero que resultan en calentamiento global, generando un importante cambio climático.

De aquí nace la importancia de las fuentes renovables de energía como el viento. El potencial energético del mismo y su disponibilidad son características que lo convierten en una de las soluciones más competitivas ante este escenario.

A lo largo de la historia, ha habido múltiples intentos de incursionar en la industria eólica, que han fracasado debido a que los hidrocarburos poseían tecnologías de obtención más desarrolladas y por ende un costo mucho menor. En los últimos años, las mejoras tecnológicas y el compromiso conjunto de las potencias mundiales con el medio ambiente han llevado a que este tipo de energía se convierta en una realidad. En Argentina particularmente, existe la Ley 27.191 (2015) destinada a la producción de energía eléctrica, promulgada de hecho el 15 de octubre de 2015, que otorga beneficios a quienes inviertan en energías renovables. Esta ley establece como objetivo lograr una contribución de fuentes renovables de energía que alcance, en primera instancia, el 8 % del consumo de energía eléctrica para el 31 de diciembre de 2017. Además, pone especial foco en el cumplimiento de estos objetivos sobre los Grandes Consumidores, definidos

como aquellos usuarios de la red eléctrica que demanden una potencia mayor o igual a 300kW, a la fecha los objetivos propuestos por la Ley no fueron alcanzados. Es por esto que genera un particular interés el planteamiento de un parque de generación eólica en la periferia de la ciudad de Neuquén que permita a los mayores consumidores hacer un aporte significativo para alcanzar esta meta.

El concepto de generación eólica consiste en tomar la energía cinética de los vientos, para transformarla en energía cinética de un rotor que, al girar en presencia de un campo magnético, genera energía eléctrica para satisfacer la carga requerida.

Con este fin se han desarrollado diversos estilos de máquinas y de distintos rangos de potencia acorde a la necesidad del proyecto.

Una categorización importante de las máquinas se basa en la posición de su eje, están las de eje horizontal y las de eje vertical. Existe un máximo teórico del rendimiento de los aerogeneradores (límite de Betz) que se expondrá más adelante, y los que más se acercan a este son los de eje horizontal, por lo que serán las máquinas adoptadas para este trabajo.

Por otra parte, la potencia generada va desde unos pocos kW hasta los MW, para esta aplicación se trabajará con máquinas sobre el límite entre baja y mediana potencia (aproximadamente 60kW).

Finalmente, todo proyecto interacciona de distintas formas con el ambiente en el cual se instala, generando impactos en el mismo, pudiendo éstos ser positivos o negativos. Es un factor que siempre debe ser tenido en cuenta ya que puede ser una limitante a la hora de llevar adelante la obra.

1.2. Objetivos

- Determinar la potencia a generar en base al consumo eléctrico de una empresa tomada como ejemplo.
- Seleccionar la ubicación óptima del parque en función del mapa eólico de la zona, buscando la que otorgue la mayor disponibilidad del recurso.
- Fijar en función de la distribución de vientos la orientación de la/las máquinas a utilizar.
- Con los datos de viento y potencia requerida seleccionar el aerogenerador que mejor se adapte a estas condiciones.
- Hacer un análisis de prefactibilidad del proyecto, calculando la producción del parque.

- Concluir en base a lo desarrollado los pros y contras de llevar adelante el proyecto.

2. MARCO TEÓRICO

En esta sección se expondrá la base teórica sobre la que se fundamentará el presente trabajo. Se introducirá el concepto del viento, sus características y su forma de aprovechamiento.

2.1. Recurso eólico

Se introducen las definiciones principales y formas de representación y caracterización del recurso eólico.

2.1.1. Viento

El viento es el flujo del aire en la atmósfera terrestre debido a diferencias de presión entre las distintas regiones.

El viento se ve afectado por distintos factores que determinan sus características cinemáticas, como por ejemplo la intensidad de los gradientes de presión, la fuerza de flotabilidad, la configuración del relieve y la rugosidad de la superficie. Además, como existe fricción entre el flujo y el suelo, se genera un perfil de velocidades en la parte más baja de la atmósfera, llamada capa límite atmosférica.

2.1.1.1. Velocidad del viento

Las propiedades del viento (dirección e intensidad) cambian constantemente. Para caracterizarlo, se recopila una gran cantidad de datos y se los trata mediante técnicas estadísticas. Se utilizan funciones de densidad de probabilidad que dan la base para el análisis de un aprovechamiento del recurso.

Su forma de análisis se expondrá más adelante.

2.1.1.2. Rosa de los vientos y rosa de las intensidades

La intensidad y dirección del viento son variables aleatorias continuas. Una manera práctica de representarlas es en forma de rosa, que muestra la distribución de frecuencia de ocurrencia de los distintos valores en un diagrama de 360°.

La rosa de los vientos nos da idea de las direcciones más frecuentes del viento, y la rosa de las intensidades representa las velocidades medias asociadas a cada dirección.

2.1.1.3. Caracterización de la velocidad del viento

El viento es un fenómeno de características que cambian constantemente. Además, para obtener información representativa, la cantidad de mediciones es alta y por un tiempo prolongado. Esto hace que, para su estudio, las técnicas estadísticas sean el camino a seguir.

Como ya se mencionó, la intensidad del viento es una variable aleatoria continua. Para su análisis entonces se divide a los posibles valores en intervalos de igual tamaño, siendo cada vez menor cuanto mayor sea la precisión que requiera el estudio. Sumando cada vez que una medición del viento cae en uno de los intervalos adoptados en el tiempo de medición, se obtiene la frecuencia absoluta de ese intervalo. Dividiendo este valor por la cantidad de datos obtenidos, se obtiene la frecuencia relativa del mismo $f_i(v)$.

Mediante la función de densidad de probabilidad $f(v)$ se puede representar la distribución de frecuencias de una variable aleatoria continua, la que se representa en la forma:

$$\int_0^{\infty} f(v)dv = 1 \quad (1)$$

O en forma discreta:

$$\sum f(v) = 1 \quad (2)$$

Hay diversas funciones de densidad de probabilidad que se pueden adoptar. En la zona Patagónica, por la latitud en la que se encuentra, una de las funciones que mejor representa el comportamiento de la velocidad del viento es la función de Weibull. Es una función asimétrica que depende de dos parámetros: el parámetro de forma k y el parámetro de escala c , ambos no negativos. Se presenta a continuación su expresión:

$$f(v, k, c) = \begin{cases} \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} & v > 0 \\ 0 & v = 0 \end{cases} \quad (3)$$

Los parámetros k y c modulan la forma de la función de densidad de probabilidad.

Valores de k menores a 1 llevan a la función a una forma de J-invertida. Para un valor de 3,6 se asemeja a una campana de Gauss, y los valores entre 1 y 3,6 van aumentando la característica asimétrica de la función. El parámetro c expande o comprime, y le da mayor

o menor altura a la misma. Se muestra a continuación una representación de lo previamente expuesto:

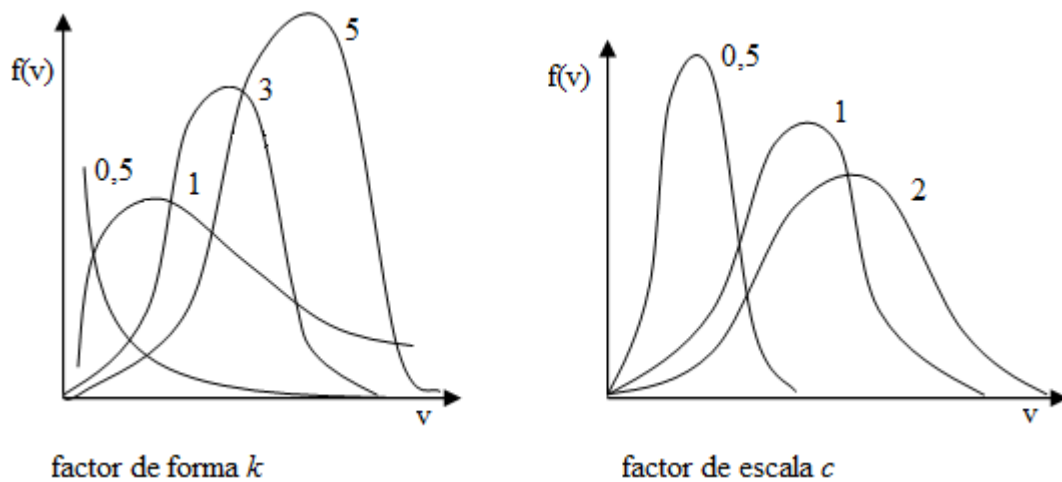


Figura 1: Modificación de la función de Weibull con sus parámetros

2.1.2. Capa límite atmosférica

Por la condición de no deslizamiento, cuando un fluido toma contacto con un sólido, adquiere la velocidad del mismo. Como podemos imaginarnos entonces, al fluir el aire sobre la superficie, genera un perfil de velocidades que parte desde cero, la velocidad del suelo, hasta una velocidad no afectada por el mismo. Esta zona es conocida como capa límite, y se define como la zona donde las características del flujo se ven afectadas por la superficie terrestre.

Es una región donde predomina la mezcla turbulenta debida a la fricción con el suelo y las corrientes verticales de aire que se mueven por fuerzas de flotabilidad. En ella, las tensiones de corte turbulentas toman importancia ya que son las responsables de producir este gradiente de velocidades.

A la zona no perturbada se la conoce como atmósfera libre.

2.1.2.1. Longitud de rugosidad

La longitud de rugosidad aerodinámica superficial (Z_0) representa la altura respecto de la superficie terrestre donde la velocidad del viento es nula. Este valor está relacionado a la altura de los elementos rugosos que se encuentren sobre la superficie, dependiendo de su forma, densidad y distribución.

2.1.2.2. Estabilidad atmosférica

La estabilidad atmosférica es un fenómeno que se explica con la tendencia de movimiento vertical de una partícula de aire al ser movida de su posición original.

Si una partícula al ser desplazada verticalmente tiende a retornar a su posición inicial, se dice que la atmósfera es estable. En cambio, si esta partícula tiende a continuar con el movimiento que se le impuso, se dice que la atmósfera es inestable. Se da una tercera situación, en la que la partícula al ser desplazada permanece en su posición final. En este caso, se denomina a la atmósfera como neutral.

El tipo de estabilidad atmosférica afecta al perfil de velocidad del viento, como se puede ver en la siguiente figura:

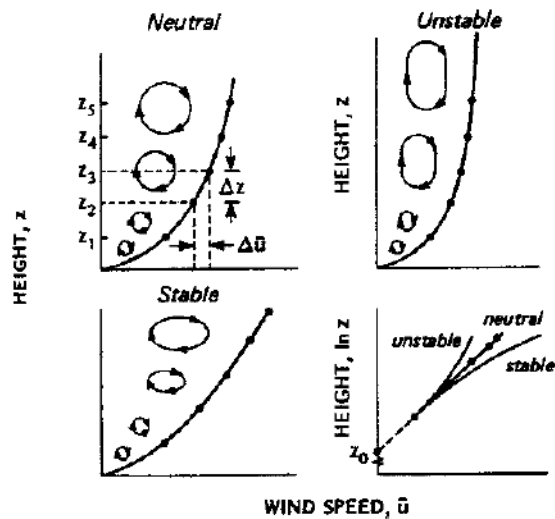


Figura 2: Variación del perfil de velocidades con la estabilidad atmosférica

2.1.2.3. Perfil vertical de velocidades

La forma del perfil de velocidades dentro de la capa límite atmosférica depende tanto de la estabilidad atmosférica en esta zona, como de la longitud de rugosidad.

En aplicaciones de ingeniería, y en general en presencia de una atmósfera neutral, se suele describir el perfil de velocidades del viento según la ley potencial (Sutton, 1953), con la siguiente expresión:

$$u(z) = u_1 \left(\frac{z}{z_1} \right)^p \quad (4)$$

Siendo u_1 la velocidad del viento conocida a la altura z_1 .

El exponente p se obtiene aplicando logaritmo a la expresión (4) y diferenciándola respecto a la altura z .

$$p = 1 / \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (5)$$

2.1.3. Densidad de potencia

Se introducirá un concepto que es más representativo de la energía que puede entregar el viento que la velocidad media, debido que la velocidad instantánea tiene una gran variabilidad tanto en intensidad como en dirección. Este concepto es la densidad de potencia.

La energía cinética que carga una masa de aire m en movimiento a una velocidad v viene dada por la expresión:

$$E_k = \frac{1}{2} m v^2 \quad (6)$$

Diferenciando respecto al tiempo para esa velocidad obtenemos la potencia disponible:

$$P_k = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 \quad (7)$$

La masa de un volumen de aire determinado viene dada por sus dimensiones y la densidad del mismo. Siendo A y L los parámetros del volumen, y ρ la densidad del aire, la expresión (7) se convierte en:

$$P_k = \frac{1}{2} \frac{d(AL\rho)}{dt} v^2 \quad (8)$$

Siendo $A \cdot \rho$ independiente del tiempo y dL/dt la velocidad, la expresión queda:

$$\frac{P_k}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (9)$$

Y si la velocidad tiene una densidad de probabilidad en el tiempo $f(v)$:

$$\rho_{pot}(v) \left[\frac{W}{m^2} \right] = \frac{1}{2} \rho \int f(v) v^3 dv \quad (10)$$

En esta expresión se observa que la densidad de potencia depende de la velocidad al cubo, por lo tanto, es importante tener certidumbre sobre su valor. La densidad de potencia también puede ser representada en forma de rosa.

2.2. Aerogeneradores

Se presentan las características principales que definen un aerogenerador y sus limitaciones teóricas.

2.2.1. Tipos de aerogeneradores

Se hará una breve descripción de los tipos de aerogeneradores en función de dos características principales: la orientación del eje de rotación de las palas y la potencia desarrollada.

2.2.1.1. Según orientación del eje

Los aerogeneradores se dividen en dos categorías:

- Aerogeneradores de eje vertical: su eje de rotación es perpendicular al suelo. Son máquinas de bajo rendimiento. Con el crecimiento en altura de las ciudades, están resurgiendo en un intento por desarrollar la eólica urbana, beneficiándose de los vientos que se dan en los pisos superiores de las edificaciones en aprovechamientos de baja potencia.
- Aerogeneradores de eje horizontal: la orientación del eje del rotor es paralela a la superficie. Esto permite colocarlos sobre torres, lejos del suelo, aprovechando velocidades mayores del viento. Además, este tipo de máquinas posee un rendimiento máximo mayor, lo que las hace ser las más utilizadas, sobre todo en aplicaciones de mediana a gran potencia. Se construyen en diversas cantidades de palas en el rotor, siendo los de 3 palas los que en general tienen un mayor rendimiento.

2.2.1.2. Según potencia máxima

En función de la potencia que desarrollen las máquinas se clasifican en aerogeneradores de:

- Pequeña potencia: $0 \leq P \leq 60 \text{ kW}$
- Mediana potencia: $60 \leq P \leq 300 \text{ kW}$
- Gran potencia: $300 \leq P \leq 1 \text{ MW}$
- Multi-MegaWatt: $P > 1 \text{ MW}$

Por la finalidad del aprovechamiento (sumir un porcentaje del consumo de una empresa) y la zona donde se desean instalar los aerogeneradores (urbana, tratando de minimizar el impacto) se buscará trabajar con máquinas en el límite entre la pequeña y la mediana potencia.

2.2.2. Potencia de aerogeneradores

2.2.2.1. Teorema de Betz

Como se expuso previamente, hay un máximo aprovechamiento teórico de la potencia disponible en el viento. Para aprovechar toda la energía cinética que trae, la velocidad de salida del aire luego de la máquina debería ser cero. Esto contradice el principio de continuidad (se requeriría un área de intercambio infinita) y hace notar que existe una máxima extracción de potencia menor al 100%.

A este valor máximo se lo conoce como teorema de Betz, y se lo demostrará a continuación.

Tomemos como volumen de control un cilindro de sección A como el que se presenta a continuación:

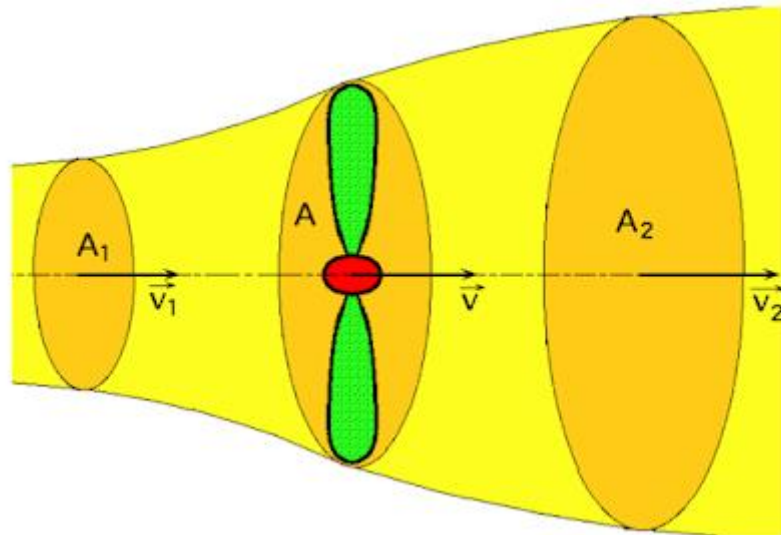


Figura 3: volumen de control.

La potencia que carga el viento viene dada por la expresión (9). Planteando la diferencia entre la entrada y la salida del aerogenerador y suponiendo que la densidad es constante (flujo incompresible):

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2} \rho A_2 v_2^3 \quad (11)$$

Además, la ley de continuidad expresa que:

$$Av = A_1 v_1 = A_2 v_2 \quad (12)$$

Combinando estas ecuaciones:

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho Av (v_1^2 - v_2^2) \quad (13)$$

Por otro lado, planteando Bernoulli entre la sección 1 y la sección justo antes del aerogenerador, y entre la sección justo después del aerogenerador y 2 se tiene que:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 = p_0 + \frac{1}{2}\rho v^2 ; p_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 = p_0' + \frac{1}{2}\rho v^2 \quad (14)$$

Las presiones en 1 y 2 son iguales, ambas atmosféricas. Luego, restando ambas ecuaciones se obtiene:

$$p_0 - p_0' = \frac{1}{2}\rho(v_1^2 - v_2^2) \quad (15)$$

La fuerza neta ejercida por el viento sobre el rotor es:

$$F = A(p_0 - p_0') = A\frac{1}{2}\rho(v_1^2 - v_2^2) = A\frac{1}{2}\rho(v_1 + v_2)(v_1 - v_2) \quad (16)$$

A su vez, de la segunda ley de Newton y aproximando la aceleración como el cambio de velocidad que ocurre entre la entrada y la salida:

$$F = m \cdot a = m \frac{dv}{dt} = \rho A v (v_1 - v_2) \quad (17)$$

Igualando ambas (16) y (17) se obtiene que:

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \quad (18)$$

Utilizando esto en (13):

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho A \frac{(v_1 + v_2)}{2} (v_1^2 - v_2^2) \quad (19)$$

Multiplicando y dividiendo por v_1^3 se tiene que:

$$\begin{aligned} P_1 - P_2 &= \frac{1}{2}\rho A \frac{(v_1 + v_2)}{2} (v_1^2 - v_2^2) \frac{v_1^3}{v_1^3} \\ &= \frac{1}{2}\rho A \frac{\left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right)}{2} \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right) v_1^3 \end{aligned} \quad (20)$$

Tomando $a = v_2/v_1$:

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho A \frac{1}{2} (1 + a) (1 - a^2) v_1^3 \quad (21)$$

Y definiendo el coeficiente de potencia $C_p = \frac{1}{2} (1 + a) (1 - a^2)$ la potencia obtenida por el rotor es:

$$P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho A C_p v_1^3 \quad (22)$$

Luego, esta expresión será máxima cuando C_p sea máximo. Derivando C_p respecto a a e igualando a cero se tiene que:

$$3a^2 + 2a = 1 \rightarrow a = \frac{1}{3} \quad (23)$$

Finalmente, con este valor de a se obtiene un valor de $C_{p,máx} = 0,59$.

Esto implica que la máxima potencia que puede extraer el aerogenerador es un 59% de la potencia disponible en el viento, sin importar la velocidad de entrada.

Notar que este límite es teórico y no tiene en cuenta ningún rendimiento real, como por ejemplo el rendimiento mecánico o eléctrico de la máquina, por lo que en la práctica este porcentaje será aún menor.

Nos queda sólo entonces maximizar el área de intercambio de la máquina (área del rotor) o la velocidad de entrada del viento, dado que la densidad del aire será impuesta por las condiciones atmosféricas. Esto lleva a tratar de trabajar con grandes aerogeneradores y altas velocidades del viento, con todos los problemas de ingeniería asociados, como el manejo de grandes inercias, el frenado del rotor cuando se lo requiera, entre otros.

2.2.2.2. Curva de potencia

La curva de potencia indica cuánta potencia genera el aerogenerador a cada velocidad del viento. Se presenta a continuación un ejemplo ilustrativo que nos permite introducir algunos conceptos:

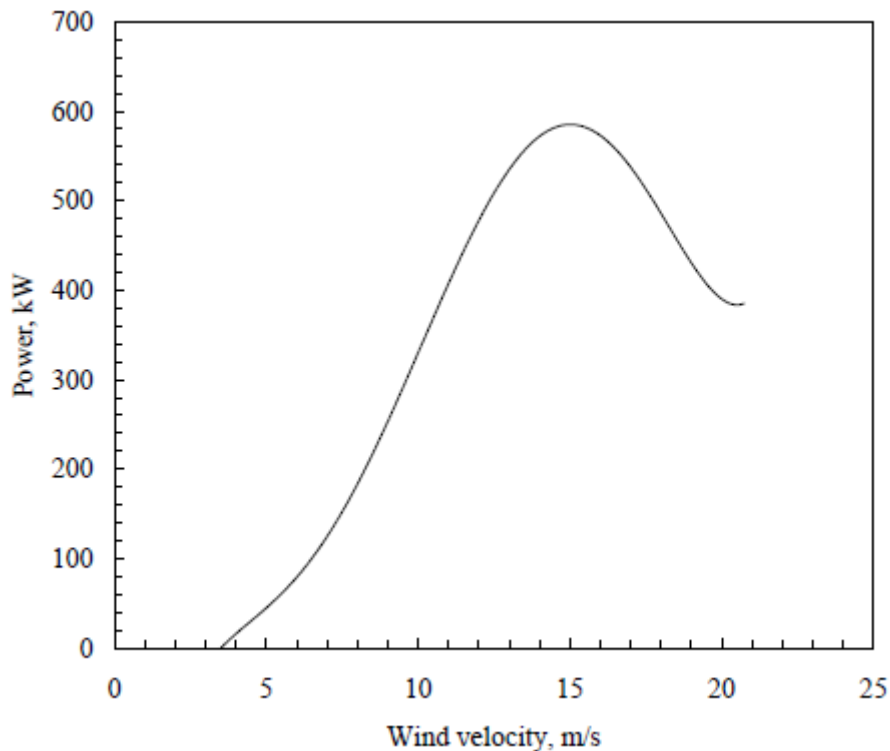


Figura 4: Curva de potencia para un aerogenerador

La potencia toma un valor mayor a cero para velocidades por encima de un umbral. Esto se debe a que las máquinas se diseñan con una velocidad de arranque, con valores por debajo de esta, la máquina no genera potencia.

Por otro lado, la curva se corta en una velocidad determinada, a la cual llamamos velocidad de corte. A partir de este valor, el aerogenerador se frena para evitar posibles fallas que lleven a su rotura y/o destrucción.

Las curvas de potencia varían máquina a máquina, en función de la potencia generada y las tecnologías que estas incorporen. En general, se intenta mantener constante la potencia una vez alcanzada la velocidad nominal, hasta que se llegue a la velocidad de corte.

2.2.2.3. Coeficiente de empuje

El coeficiente de empuje C_t es un número adimensional que describe la fuerza de arrastre que genera la corriente de viento en su dirección axial al incidir sobre las palas de los aerogeneradores. Esta fuerza está explicada por la depresión que existe detrás del rotor de las turbomáquinas, zona en la que la velocidad original de la corriente se ve modificada, afectando al viento que reciben los elementos que se encuentran aguas debajo de las mismas. Se presenta un ejemplo a continuación:

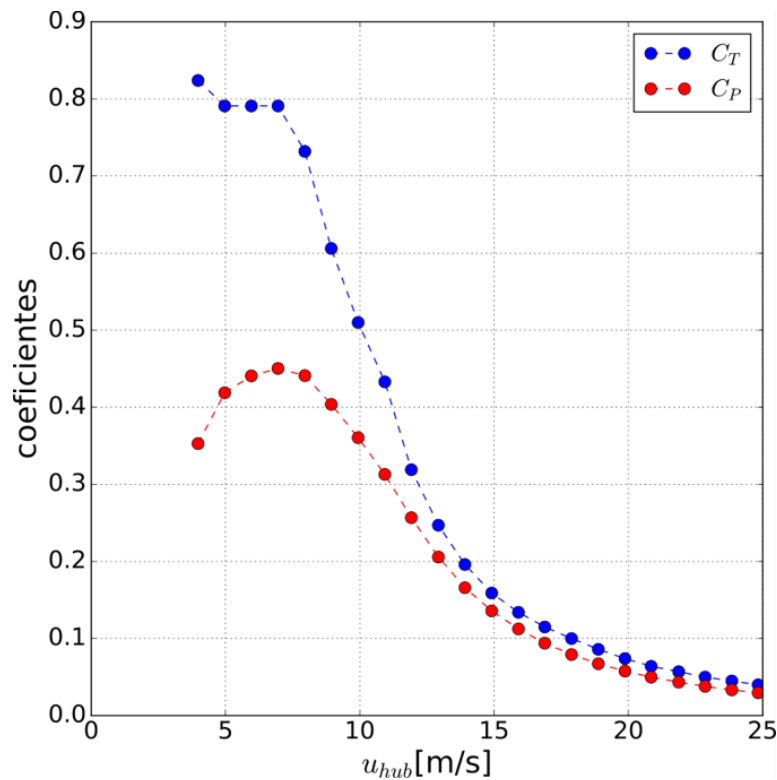


Figura 5: Coeficiente de empuje de un aerogenerador

Se observa que a medida que la velocidad aumenta, este coeficiente disminuye. Esto se debe a que, al crecer la velocidad del viento, conserva mayor energía cinética a la salida del aerogenerador, generándose una menor dispersión.

Este coeficiente es de vital importancia para aplicaciones en las que se deban instalar varias máquinas, debido a que la presencia de una afectará la performance de la vecina.

2.2.3. Parque eólico

Se introducen conceptos orientados a la transformación de la energía disponible en el viento y a la caracterización y desempeño de las máquinas destinadas a este fin.

2.2.3.1. Clases de aerogeneradores según norma

En función de las características de los vientos del sitio donde se vayan a situar los aerogeneradores, se definen según normativas de aplicación distintas clases de aerogeneradores, en base a su capacidad para soportar ciertos tipos de condiciones. Estas definiciones nacen en búsqueda de garantizar un desempeño seguro de las turbomáquinas durante su vida útil.

Estas clases se definen en función de las velocidades del viento y los parámetros de turbulencia. Se presentan las mismas a continuación, obtenidas de la norma BS EN 61400-2 (2006):

CLASE	I	II	III	IV	S
$V_{ref} \left(\frac{m}{s}\right)$	50	42,5	37,5	30	Valores a especificar por el diseñador
$V_m \left(\frac{m}{s}\right)$	10	8,5	7,5	6	
I_{15}	0,18	0,18	0,18	0,18	
a	2	2	2	2	

Tabla 1: Clases de aerogeneradores.

Donde:

- V_{ref} es el valor máximo de la velocidad promedio del viento en un intervalo de 10 minutos, que estadísticamente ocurre una vez cada 50 años.
- V_m es la velocidad media anual.
- I_{15} es el valor característico adimensional de intensidad de turbulencia a 15 m/s.
- a es un valor adimensional de pendiente.
- I_{ref} es el valor esperado de intensidad de turbulencia a 15 m/s.

Todos los valores son tomados a la altura del rotor del aerogenerador.

La clase S se utiliza cuando condiciones especiales de viento, como huracanes o tifones o emplazamientos offshore, u otras condiciones externas o condiciones de seguridad son requeridas por el diseñador y/o el consumidor.

Cada fabricante que ponga en el mercado una turbina que se categorice en alguna de estas clases debe diseñarla de forma tal de soportar sin problemas las condiciones que las mismas determinan.

2.2.3.2. Estela

Al incidir el viento sobre los aerogeneradores, se genera una zona de bajas presiones aguas abajo del mismo donde se cambian las características iniciales del flujo. Este concepto es de nuestro interés dado que en un parque donde se instale más de una máquina, existirán direcciones del viento en las cuáles la performance de una se vea afectada por la presencia del resto. Se divide el análisis de la estela en dos tipos: estela cercana y estela lejana.

La estela cercana se define como el centro de bajas presiones que se genera justo detrás del rotor, hasta 1 diámetro aguas abajo del flujo. El enfoque de la investigación de este fenómeno está puesto en los procesos físicos de la extracción de energía en los aerogeneradores, y el modelado del rotor en sí para optimizar el aprovechamiento generado por el mismo (Vermeer y otros, 2003). Es por esto que su estudio es de particular interés cuando se están diseñando las características de las palas y las torres, pero no en el planteamiento de granjas eólicas, donde la separación entre máquinas es de 3 veces el diámetro del rotor o más.

La estela lejana es la zona más allá de la cercana, donde el interés está en la interacción entre las distintas máquinas que forman parte del parque. Aquí el foco se centra en los modelos de estela, interferencias de estela, modelos de turbulencia y efectos topográficos. Esta interferencia en el flujo de los vientos genera que pierdan energía cinética, dejando una potencia eólica disponible menor para las máquinas aguas abajo del obstáculo.

Para nuestro caso, los fabricantes brindan los resultados de este efecto en forma de la curva del coeficiente de empuje, presentado previamente, que expresa la interferencia generada por los aerogeneradores en función de la velocidad del viento.

2.2.3.3. Factor de capacidad

El factor de capacidad de un aerogenerador se define como el cociente entre la energía que realmente produce el sistema, y la que podría haber producido si la máquina hubiera

operado en su potencia nominal durante todo el periodo de análisis. Se lo suele expresar en una base anual.

$$C_F = \frac{\text{Energía Generada en el tiempo } t \text{ [kWh]}}{\text{Potencia nominal [kW]} \cdot t[h]} \quad (24)$$

El factor de capacidad refleja qué tan eficientemente la turbina aprovecha la energía disponible en el viento. Es, por lo tanto, función tanto de la máquina como del viento.

Valores razonablemente aceptables de este factor están comprendidos entre 0,25 y 0,4.

2.3. Ambiente, aspectos e impactos ambientales

Según lo definido en el Informe de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano (1972), medio ambiente es el conjunto de componentes físicos, químicos, biológicos y sociales, capaces de causar efectos directos o indirectos, en un plazo corto o largo, sobre los seres vivos y las actividades humanas. Toda intervención humana tiene efectos sobre el medio, y estos deben ser tenidos en cuenta a la hora de analizar la factibilidad de un proyecto.

El ambiente puede dividirse en 3 medios, con subcategorías dentro de cada uno:

- Medio físico: relacionado a los factores no vivos del medio. Se divide en atmósfera, geología e hidrología.
- Medio biológico: está asociado a la flora y la fauna de la zona.
- Medio social: tiene en cuenta lo relativo a las poblaciones que se vean afectadas por el proyecto. Incluye aspectos como el nivel de ruido, la contaminación visual, y aspectos socioeconómicos como la generación de puestos de trabajo.

Un aspecto ambiental es todo elemento de un proyecto que puede generar una interacción con el medio ambiente, generando un impacto ambiental. Un impacto ambiental es la consecuencia real generada por el aspecto ambiental. Un aspecto puede tener varios impactos.

En nuestro caso de estudio, el aspecto ambiental principal es el parque eólico, que puede tener diversos impactos sobre la región en la se emplace, tanto positivos como negativos, y deben ser tenidos en cuenta dado que pueden llevar a que un proyecto con una factibilidad técnica positiva, no pueda llevarse a cabo por sus interacciones con el medio que lo rodea.

3. METODOLOGÍA

Se expondrán los pasos a seguir en cada una de las tareas desarrolladas durante el presente trabajo.

3.1. Determinación de la energía a generar según la demanda

El trabajo está apuntado a suplir una necesidad de las empresas del sector productivo de la zona: ajustarse a los requerimientos de la Ley 27.191 (2015). Para ello primero, se debe conocer cuál es el consumo que tiene alguna de ellas.

La región del Alto Valle es productora de peras y manzanas desde sus inicios. Para mantenerlas en condiciones una vez cosechadas, se construyeron galpones de empaque, donde se almacenan en frío para luego ser vendidas. Uno de ellos es el de Mario Cervi e Hijos.

Se expuso a la empresa la idea del trabajo, y con muy buena predisposición compartieron los datos de consumo eléctrico de enero 2021 hasta octubre 2022. Se tomará una base anual para determinar la producción requerida en ese período.

3.2. Determinación del recurso eólico

El recurso eólico de la zona donde se proyectó el parque eólico se determinará mediante la utilización del software “*KostenMap*”. Es un software desarrollado por la Lic. Lidia Ferreyra en el marco de los proyectos de investigación 04/I178 y 04/I227 de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue.

El programa toma las bases de datos generadas por otro software llamado “*ArgentinaMap*” y lo muestra en una interfaz más amigable con el usuario.

ArgentinaMap es un modelo numérico de simulación atmosférica que incorpora un sistema de información geográfica y que se basa en la ecuación de conservación de masa considerando flujo incompresible y estacionario en tres dimensiones:

$$\nabla \vec{V} = 0 \quad (25)$$

Esto deriva en un sistema de ecuaciones diferenciales parciales. El software, partiendo de una serie de datos iniciales de viento, resuelve las ecuaciones utilizando el método de elementos finitos, minimizando la desviación de la ecuación de conservación de masa del campo de viento.

La utilización de una malla determinada para resolver el sistema de ecuaciones lleva al mapa generado por *KostenMap* a tener formato raster, donde la resolución del mismo la da la separación entre nodos que se haya adoptado. El mapa utilizado en este trabajo

tiene un $\Delta x = 73m$ y un $\Delta y = 93m$. Este valor es muy bueno considerando que el primer mapa eólico de la zona de Neuquén utilizaba un $\Delta x = \Delta y = 1,2km$.

El resultado final es un mapa plano para cada una de las variables, altura topográfica, velocidad y densidad de potencia eólica, con escala de colores. Las variables velocidad y densidad de potencia se dan para una altura sobre el nivel del suelo determinada. Se presentan a continuación cada uno de los mapas generados a una altura de 10 msns como ejemplo:

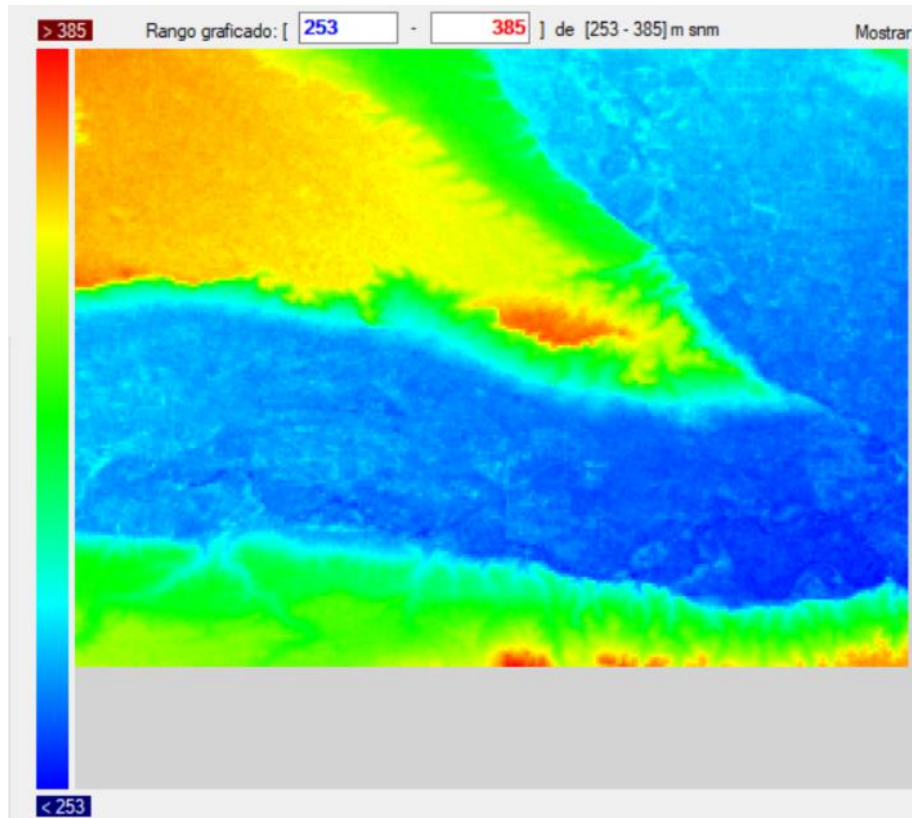


Figura 6: Mapa topográfico con alturas del relieve en metros sobre el nivel del mar (msnm).

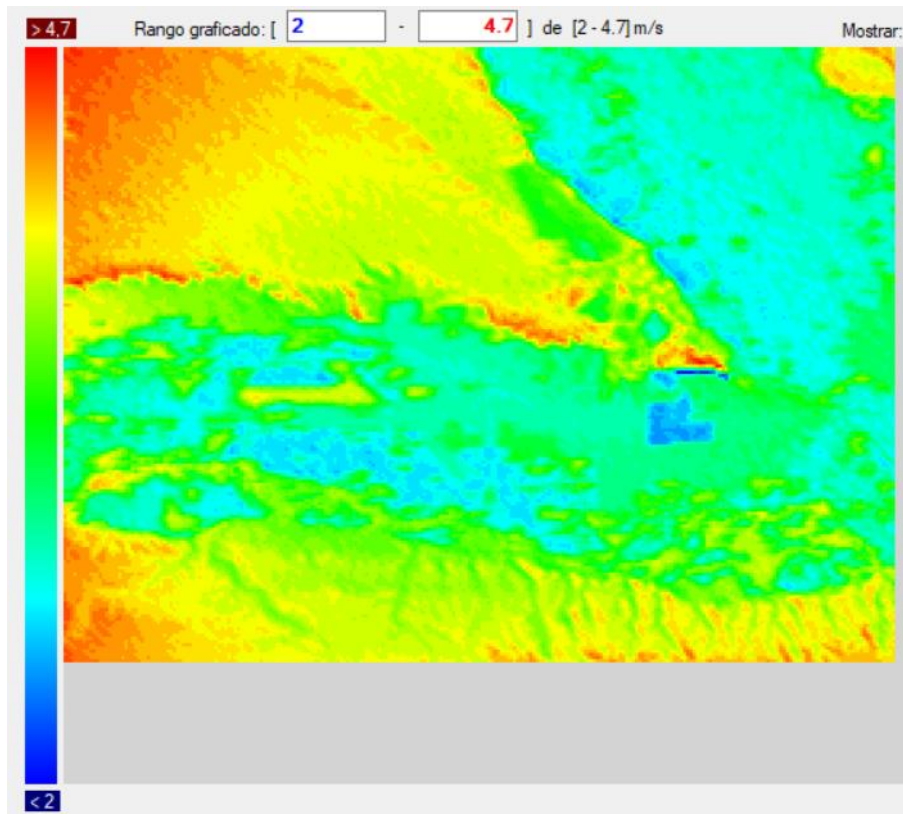


Figura 7: Mapa de velocidad del viento ($\frac{m}{s}$).

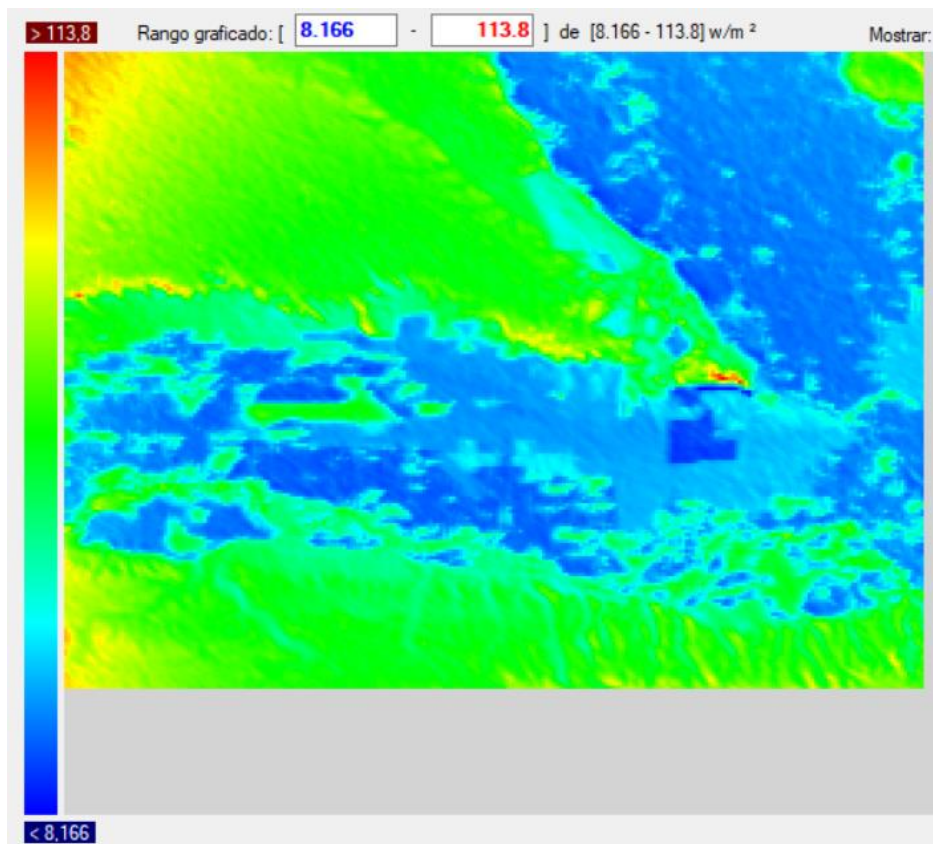


Figura 8: Mapa de densidad de potencia ($\frac{W}{m^2}$).

Al fijar una posición en el programa, éste brinda diversos datos relacionados al viento. En una primera fila, muestra los valores medios anuales de velocidad, k, densidad de potencia y c en ese punto. Estos valores serán los utilizados para hacer un análisis preliminar de distintos puntos, buscando determinar el óptimo. Se muestra un ejemplo a continuación:

Vel (m/s)	k	Pot (watt/m)	c (m/s)
4,6	1,87	97,65	5,181

Figura 9: Datos medios anuales omnidireccionales

En las filas siguientes, muestra la distribución de frecuencia, la velocidad media anual, k y c, pero en forma direccional cada 30°, correspondiendo 0° al norte, 90° al este, 180° al sur y 270° al oeste. Esto será utilizado en el análisis de prefactibilidad.

Dir	Frec (%)	Vel (m/s)	k	c (m/s)	graf
0°	6,6	3,1	1,85	3,490	..
30°	5,8	4	1,81	4,499	..
60°	10,2	3,8	1,97	4,287	..
90°	5,6	3,5	2,07	3,951	..
120°	5,6	3,9	2,02	4,401	..
150°	4,5	3,8	1,82	4,275	..
180°	2,8	3,5	1,86	3,941	..
210°	14,9	5,8	1,83	6,527	..
240°	26,6	5,7	1,92	6,426	..
270°	5,5	5,1	1,75	5,726	..
300°	3,5	5,2	1,61	5,803	..
330°	5,8	3,9	1,67	4,365	..

Figura 10: Datos medios anuales direccionales

Otorga además la rosa de vientos, la rosa de intensidades y la curva de Weibull (tanto omnidireccional como direccional) en forma gráfica.

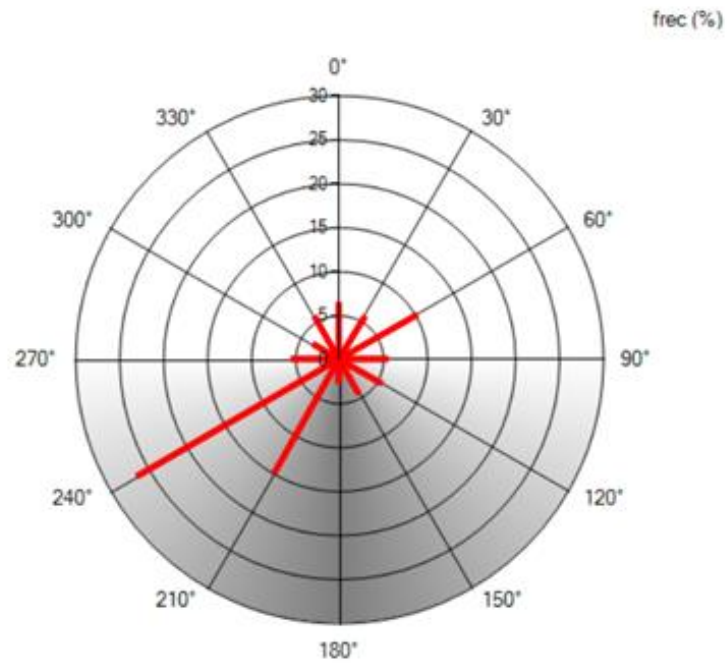


Figura 11: Rosa de los vientos (%)

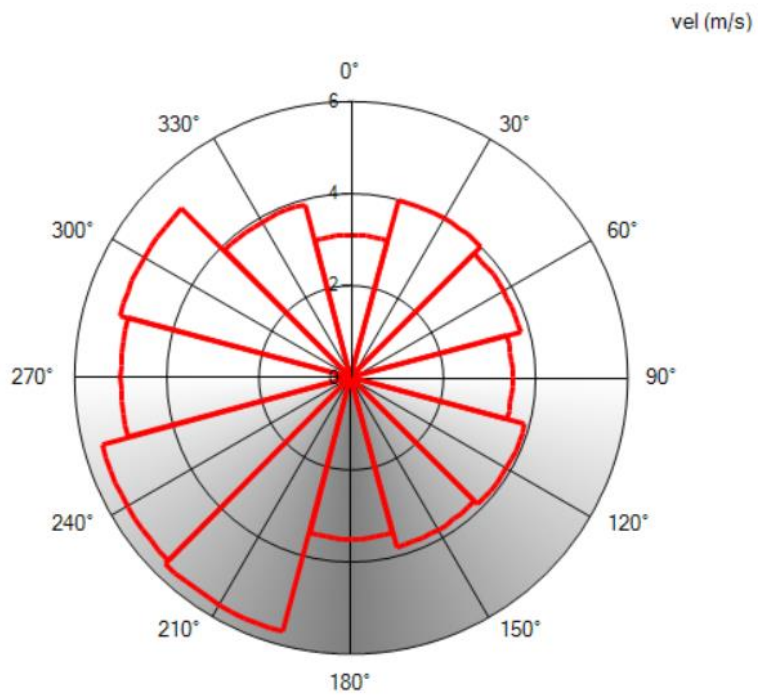


Figura 12: Rosa de las intensidades (m/s)

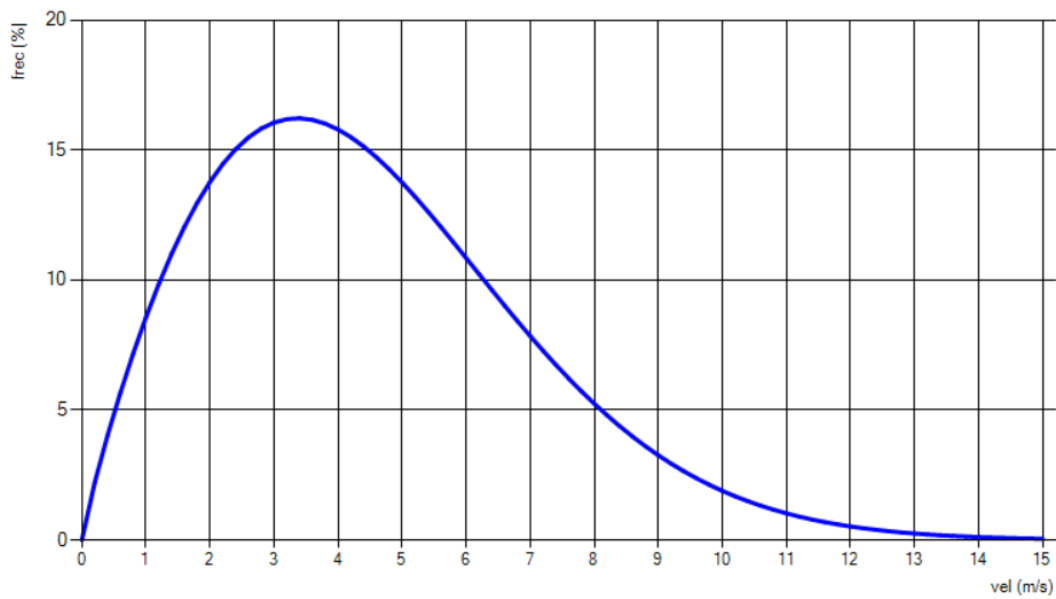


Figura 13: Distribución de frecuencias de Weibull

Permite también visualizar el perfil vertical de velocidades de la zona, partiendo de los valores de velocidad a 3 alturas diferentes (3 bases de datos generadas por ArgentinaMap a 10, 30 y 50 metros sobre el nivel del suelo). Esto es muy útil dado que los mapas se dan para alturas determinadas, que pueden no coincidir con la altura en la que se colocará el rotor de la máquina.

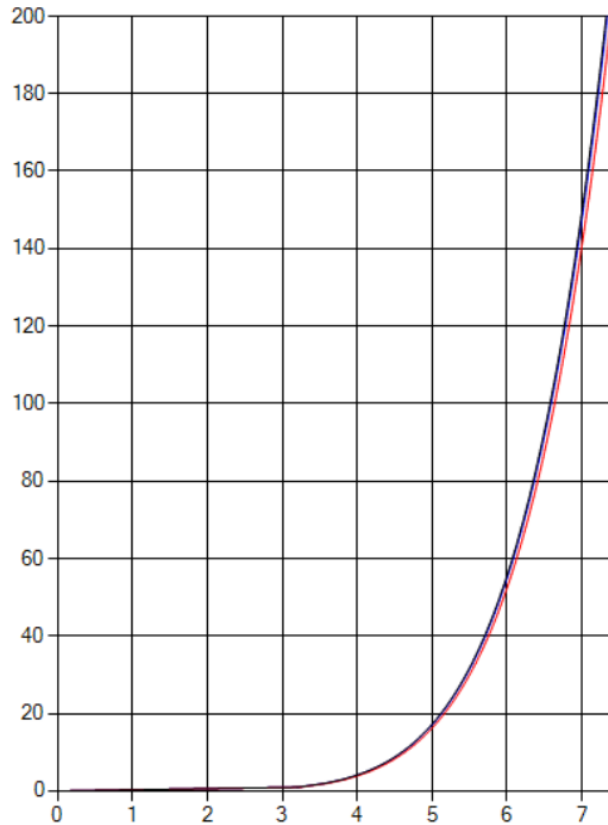


Figura 14: Perfil de velocidades. Eje y: altura sobre el nivel del suelo en metros; eje x: velocidad en $\frac{m}{s}$.

KostenMap brinda la ubicación del área de análisis en el sistema de referencia geográfico plano UTM (Universal Transverse Mercator).

Se proyectó el parque eólico dentro de la periferia de la ciudad de Neuquén. Esto implica que pueden haber edificaciones, calles y terrenos quizás muy pequeños que son zonas no utilizables para ubicar al mismo. Se genera entonces la necesidad de ubicar en un mapa real la zona que se identifique con vientos más aprovechables, y que a su vez esté disponible.

El software utilizado para esta verificación fue Google Earth, que brinda una imagen satelital actualizada con buena resolución del área que se quiere analizar.

Se determinó en primera instancia las zonas más favorables en cuanto al recurso eólico. Una vez determinadas estas zonas, se pasó a Google Earth para ubicar los terrenos aptos para la instalación del parque. Luego, en KostenMap, se analizaron los vientos en dichos sitios, y se determinó cual es el que ofrecía el mejor recurso energético.

3.3. Determinación del aerogenerador a utilizar

Con el cálculo de la potencia que requerirá el proyecto y las características del recurso disponible se seleccionaron la potencia, modelo y cantidad de máquinas a instalar. Esto

está relacionado a la velocidad nominal de funcionamiento, y la potencia nominal que se obtiene en la misma.

Como primera iteración se tomó el requerimiento del proyecto y la potencia nominal de las máquinas afectada por un factor de capacidad establecido según los valores típicos que se producen en el área analizada. Se calculó la producción de las mismas en un año y se determinó si la potencia instalada es excesiva o insuficiente, y en este último caso cuántos aerogeneradores se necesitarían para abastecer la demanda.

En función del terreno seleccionado y su entorno, se analizó el impacto que pueda tener el parque en la zona (interferencia con líneas aéreas, edificaciones aledañas, etc). Esto puede llevar a tener que cambiar el diámetro del aerogenerador, la disposición parque, o hasta el terreno seleccionado.

Se calculó también la clase de aerogenerador que requieren las características del viento en la zona. Esto está relacionado a los vientos medios y extremos que existen, y se hizo según los lineamientos de que establece la norma BS EN 61400-2 (2006).

3.4. Cálculo de la producción del parque eólico

Con la altura de la torre definida y el mapa eólico, se tienen los vientos de trabajo.

La curva de potencia brinda los valores de energía obtenidos para esos vientos.

Las posibles direcciones del viento se encuentran discretizadas en un número representativo de incidencias. Cada una de estas incidencias tiene una probabilidad de ocurrencia determinada, con su función de densidad de probabilidad de Weibull asociada.

Utilizando esta información en conjunto con la curva de potencia del aerogenerador, y realizando la sumatoria de todas las direcciones, se obtiene la producción total del parque.

$$E_{AEG} = \sum_{i=1}^{12} \int_{v_{arranque}}^{v_{corte}} f_{(v,c,k)} P_{AEG(v)} T dv \quad (26)$$

Donde:

E_{AEG} : Energía generada por el aerogenerador $\left(\frac{W}{h}\right)$.

subíndice i: cada uno de los 12 sectores de la dirección del viento

$v_{arranque}$: Velocidad de arranque del aerogenerador $\left(\frac{m}{s}\right)$.

v_{corte} : Velocidad de entrada en bandera del aerogenerador $\left(\frac{m}{s}\right)$.

$f_{(v,c,k)}$: Distribución de probabilidad de la velocidad del viento de Weibull en el sitio de ubicación del aerogenerador.

T : Horas de viento al año (h).

$P_{AEG(v)}$: Potencia entregada por el generador para cada velocidad de viento (W).

$$P_{AEG(v)} = \frac{1}{2} \rho (v - \delta V)^3 A C_p \quad (27)$$

δV : efecto estela que resulta de la interacción entre turbinas.

De ser una sola máquina, el cálculo termina en la ecuación (26). Si se necesitan más molinos, se tiene que tener en cuenta el coeficiente de empuje para analizar la interferencia de la estela de cada uno de los equipos en el resto. Esto genera una baja en la producción de potencia final del aerogenerador (ecuación 27).

La velocidad afectada se calcula como:

$$v' = v_0 + \Delta v \quad (28)$$

Donde:

- v_0 es la velocidad del viento que incide sobre el aerogenerador sin perturbaciones.
- Δv es la variación de velocidad que se genera el obstáculo, y es siempre negativo.

La variación de velocidad Δv se obtiene según la fórmula:

$$\Delta v = -\frac{v_m}{9} (c_t A (x + x_0)^{-2})^{\frac{1}{3}} \left(r^{\frac{3}{2}} (3c_1^2 c_t A (x + x_0))^{-\frac{1}{2}} - \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{3}{10}} (3c_1^2)^{-\frac{1}{5}} \right)^2 \quad (29)$$

Donde:

- v_m es la velocidad media del viento según la dirección en la que se presenta el obstáculo.
- c_t es el coeficiente de empuje.
- $A = \frac{\pi}{4} D_r^2$ es el área del rotor, siendo D_r el diámetro del rotor.
- x es la distancia entre el aerogenerador de estudio y el que genera la perturbación.
- $I_{ambiente}$ es la intensidad de turbulencia el área de emplazamiento del parque.
- $I_{added}^2 = \frac{1}{(1,5 + ((0,8D_r)/\sqrt{c_t}))^2}$ es el cuadrado de la intensidad de turbulencia que agrega el obstáculo.
- $I_{wake} = \sqrt{I_{ambiente}^2 + I_{added}^2}$ es la intensidad de turbulencia en la estela generada por el obstáculo, en la que está inmerso el aerogenerador en estudio.
- $R_{nb} = \max(1,08D_r; 1,08D_r + 21,7D_r(I_{wake} - 0,05))$ es
- $R_{9,5} = \frac{1}{2} (R_{nb} + \min(H, R_{nb}))$; con H como la altura del cubo.

- $x_0 = \frac{9,5D_r}{\left(\frac{2R_{9,5}}{D_r}\right)^3 - 1}$
- $c_1 = L(c_t Ax)^{-1/3}$; siendo $L = 0,4H$ la longitud de mezcla de Prandtl.
- r es la distancia radial, que puede tomar valores entre 0 y $\frac{D_r}{2}$.

Estas ecuaciones se obtienen de Larsen y otros (1998) y los cálculos son llevados adelante en planillas de Excel, presentadas en los Anexos I; II y III.

4. DESARROLLO

4.1. Consumo del galpón de empaque

Se tiene el consumo del galpón de empaque en el que se basó el análisis, presentado en la Figura 15. Se observan picos en algunos meses, esto está asociado a los meses más productivos y la finalización de la cosecha, momento en que se tiene un máximo de mercadería por refrigerar, generando un mayor consumo de energía.

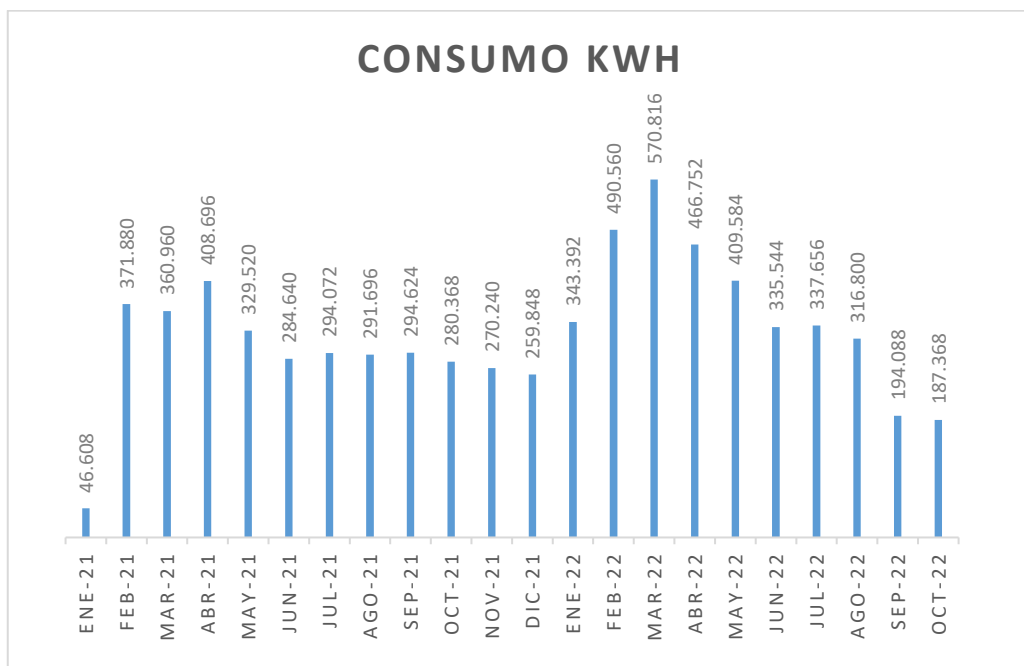


Figura 15: Consumo eléctrico mensual

El parque debe suplir el consumo requerido por la Ley 27.191 (2015). Para esto se debe tomar una base temporal de análisis. La misma es anual y el año para el análisis del consumo se considera de octubre 2021 a septiembre 2022.

Se presentan tabulados los datos del consumo de cada mes, y el total anual:

MES	CONSUMO (KWH)
Octubre 2021	280.368
Noviembre 2021	270.240
Diciembre 2021	259.848
Enero 2022	343.392
Febrero 2022	490.560
Marzo 2022	570.816
Abril 2022	466.752
Mayo 2022	409.584
Junio 2022	335.544
Julio 2022	337.656
Agosto 2022	316.800
Septiembre 2022	194.088
Total	4.275.648

Tabla 2: Consumo año móvil.

Este consumo de energía se corresponde con una potencia media anual de 488 kW.

La ley establece que se debe suplir con energías renovables, en primera instancia, el 8% del consumo eléctrico, por lo que el proyecto debe generar como mínimo:

$$\text{Requerimiento proyecto} = 0.08 * 4275648 \frac{kWh}{\text{año}} = 342051,84 \frac{kWh}{\text{año}} \quad (30)$$

4.2. Selección del sitio de emplazamiento del parque

Para determinar el recurso eólico disponible, primero se definió el terreno donde se establecerá el parque. Se cuenta con un mapa con datos del recurso en una amplia zona. Se realizó una primera disminución del área disponible en función de un parámetro representativo del potencial energético. Este parámetro es la densidad de potencia eólica a una altura sobre el nivel del suelo definida. Esta altura depende de los mapas eólicos disponibles. Se cuenta con mapas a 10m, 30m y 50m. Se utiliza el de 30 msns, dado que es la altura que tienen las torres de los aerogeneradores de la potencia considerada en este estudio (límite superior de los pequeños AEGs).

Se presentan en la siguiente figura las zonas con mayor densidad de potencia.

Altura de la estimación: 30 m s.n.s. x: 574482 m y: 5680984 m Altura: 337 m s.n.m.

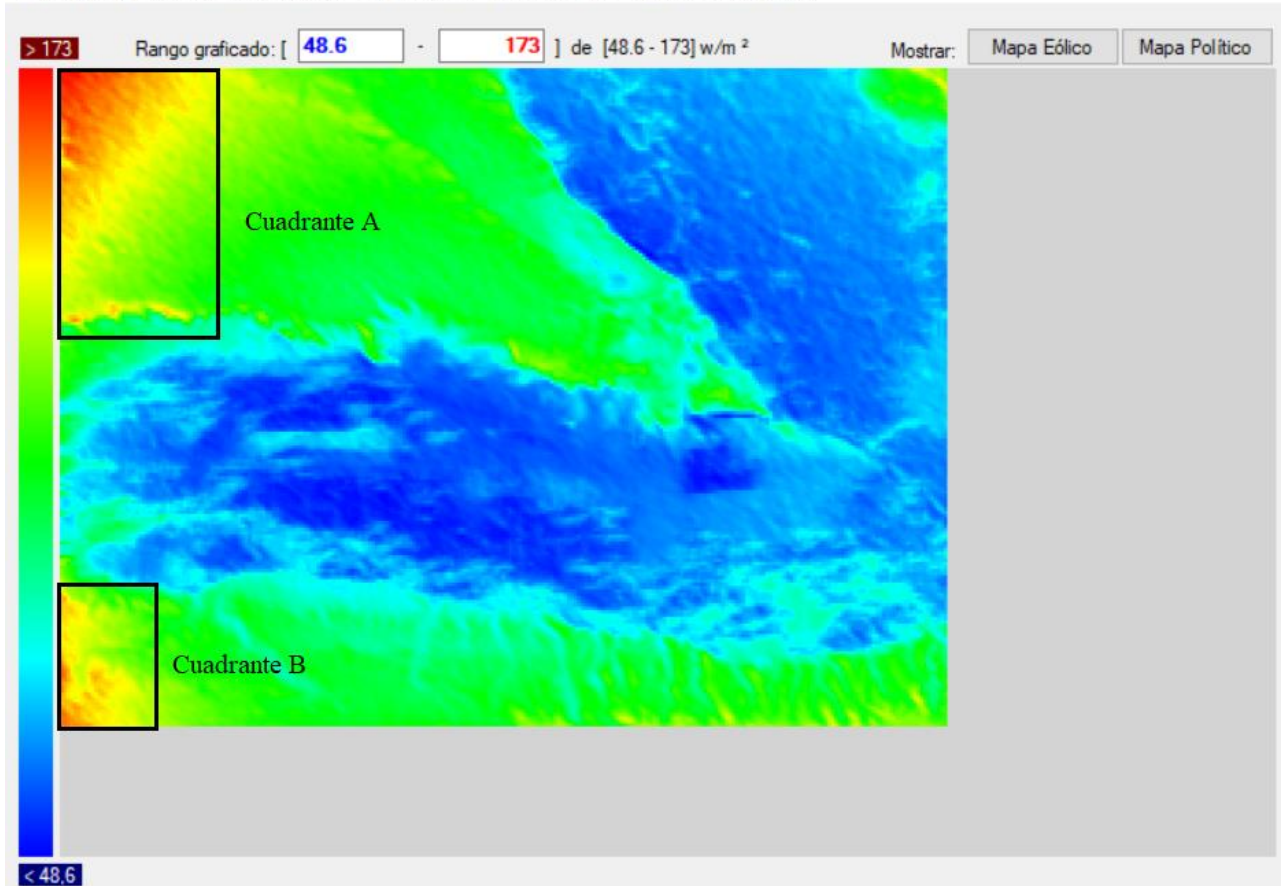


Figura 16: Densidad de potencia a 30 msns.

El cuadrante A se encuentra delimitado por las siguientes coordenadas en sistema UTM:

$$567605 \text{ m} \leq x \leq 570605 \text{ m}$$

$$5691376 \text{ m} \leq y \leq 5698521 \text{ m}$$

El cuadrante B se encuentra delimitado por las siguientes coordenadas en sistema UTM:

$$567605 \text{ m} \leq x \leq 570019 \text{ m}$$

$$5680799 \leq y \leq 5684789 \text{ m}$$

Se delimitó con estos datos la misma zona en Google Earth, para analizar la disponibilidad de los terrenos. Vemos a continuación la imagen satelital del cuadrante A:

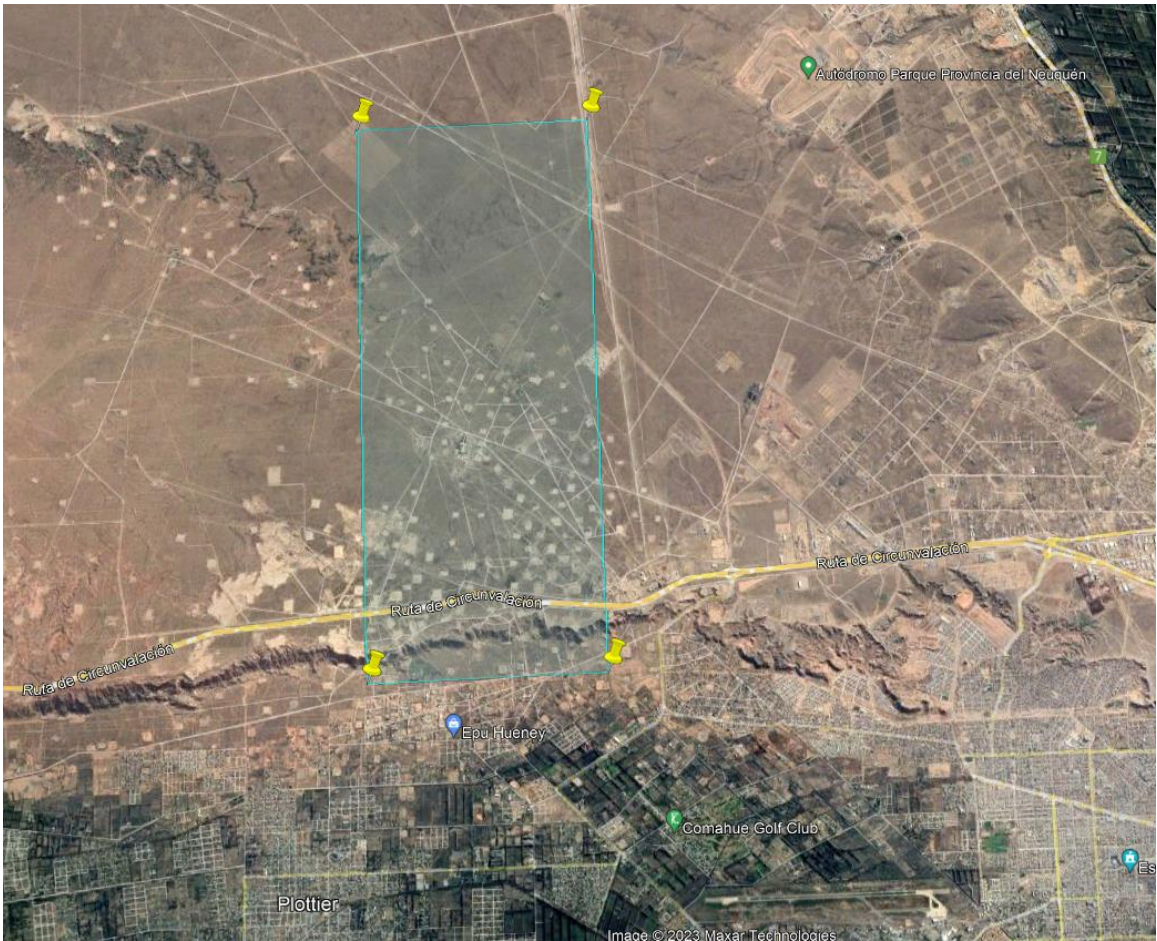


Figura 17: Imagen satelital cuadrante A.

Se observa que es una zona con pocas edificaciones, buena accesibilidad por los diversos caminos, y en su área superior está alejado de zonas pobladas. Estos son buenos puntos de partida para la selección del terreno.

A continuación, se presenta la imagen satelital del cuadrante B:

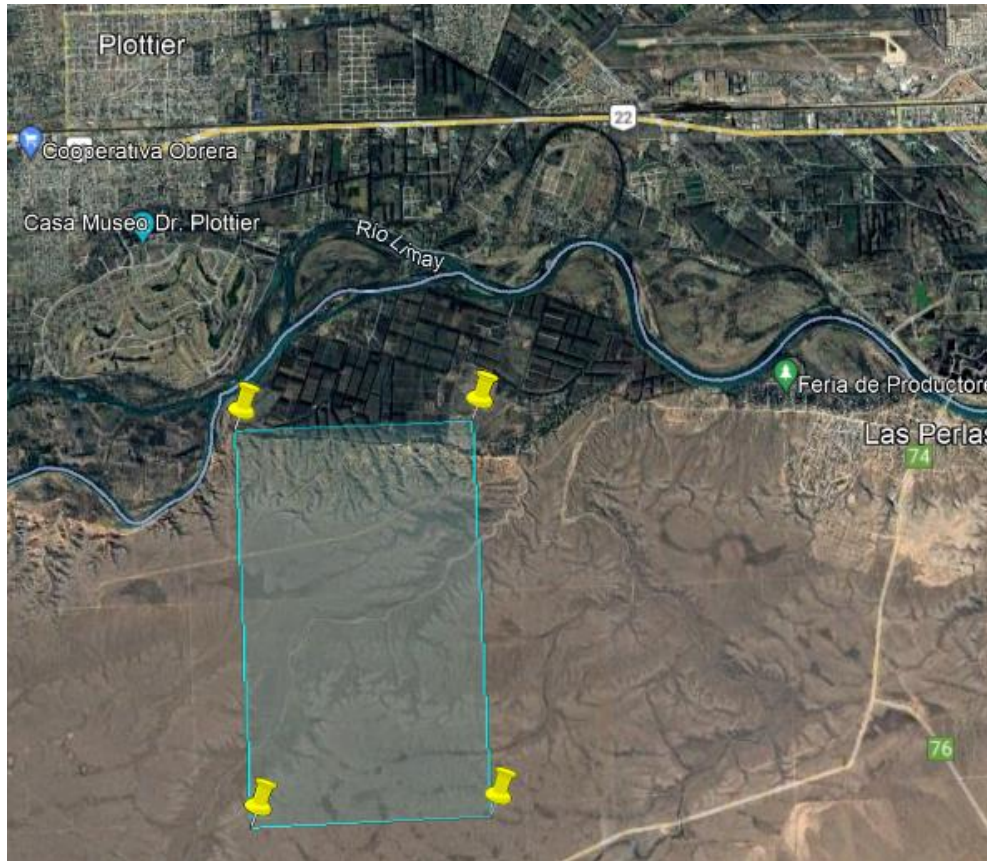


Figura 18: Imagen satelital cuadrante B.

Vemos que el caso del cuadrante B se encuentra incluido completamente en la provincia de Río Negro, presenta terrenos con mayores desniveles, no es tan plano como el cuadrante A y tiene una cantidad reducida de accesos al área.

Es por estas razones, que el terreno seleccionado está ubicado en el cuadrante A.

En la Figura 16, se observa que la zona de mayor potencial energético se encuentra en la esquina superior izquierda del cuadrante, por lo que se tomó el que mayor densidad de potencia presenta en ese sector. Además, es el más alejado de la zona urbana, lo cual es deseable.

El terreno apuntado tiene coordenadas $x = 567751 \text{ m}$ e $y = 5698521 \text{ m}$, con una densidad de potencia de $173 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ siendo este el tope de la escala en el mapa de vientos. Se analizó si está libre o no en Google Earth.

Se presenta a continuación una imagen satelital de su ubicación:



Figura 19: Imagen satelital terreno seleccionado.

Se observa que, en la posición más favorable en términos energéticos, la tierra ha sido trabajada, lo que implica que probablemente haya otros proyectos en curso para ese terreno. Se cuenta con otra opción cercana, llamada “Terreno proyecto eólico alt 2”, ubicada en coordenadas $x = 568263 \text{ m}$ e $y = 5698521 \text{ m}$ con una densidad de potencia menor, de $165,7 \frac{W}{m^2}$.

Se tomó esta última teniendo en cuenta todas las variables, más allá de que el proyecto esté pensado como un análisis de factibilidad y no en la ejecución final de la obra.

4.3. Análisis del recurso eólico del sitio

Se presentan a continuación los datos medios anuales omnidireccionales y direccionales del recurso en esta posición, así como también los gráficos de las rosas de vientos e intensidades:

Vel (m/s)	k	Pot (watt/m)	c (m/s)
5.4	1.87	165.7	6.082

Dir	Frec (%)	Vel (m/s)	k	c (m/s)	graf
0°	6.6	3.7	1.84	4.165	...
30°	5.8	4.9	1.81	5.511	..
60°	10.2	4.5	1.97	5.076	..
90°	5.6	4.2	2.07	4.741	..
120°	5.6	4.7	2.03	5.305	..
150°	4.5	4.5	1.83	5.064	..
180°	2.8	4.1	1.86	4.617	..
210°	14.9	6.8	1.82	7.651	..
240°	26.6	6.8	1.92	7.666	..
270°	5.5	6.1	1.76	6.851	..
300°	3.5	6.2	1.61	6.919	..
330°	5.8	4.6	1.68	5.151	..

Figura 20: Datos del recurso en el terreno seleccionado.

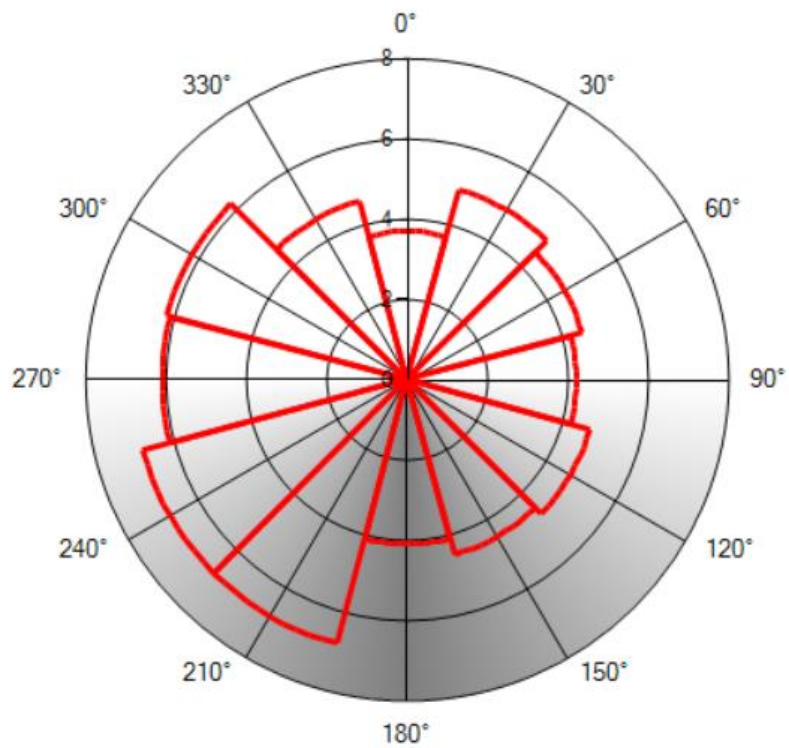


Figura 21: Rosa de las intensidades (m/s) en el terreno seleccionado.

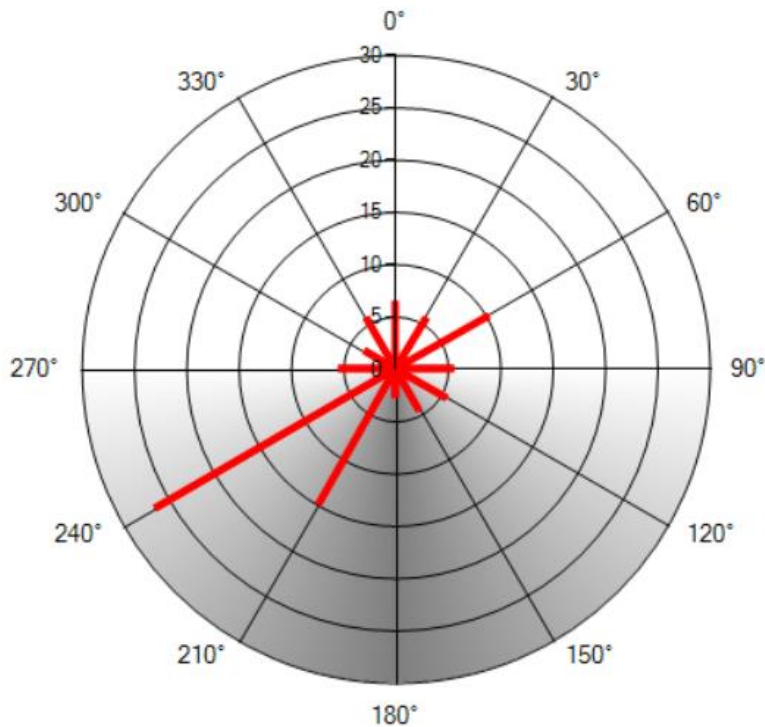


Figura 22: Rosa de los vientos (%) en el terreno seleccionado.

4.4. Aerogeneradores

4.4.1. Clase de los aerogeneradores

De Palese (2020) la velocidad de referencia en el aeropuerto de la ciudad de Neuquén es de 33,75 m/s. En la figura 20, observamos que, en el terreno analizado, la velocidad promedio omnidireccional es de 5,4 m/s. Comparando estos valores con la tabla 1, se tiene que la clase de aerogenerador requerida para el área donde se situó el parque es la III.

El estándar internacional IEC 61400-1 (2019) establece además que las turbinas de clase I deben sobrevivir una ráfaga máxima en un período de 50 años de 70 m/s; las de clase II una de 59,5 m/s y las de clase III una de 39,4 m/s.

4.4.2. Potencia instalada

Se analizó en primera instancia la potencia que tendrán las máquinas a seleccionar. Para ello se supuso que trabajan durante todo el año en régimen nominal, y se afectó este valor por un factor de capacidad típico de la zona de Neuquén y alrededores, obtenido de Troncoso y otros (2022), que es 0,32. Se dividió el requerimiento del proyecto por este valor, para determinar el número de máquinas que se necesita.

Se presenta entonces una tabla con los cálculos explicados previamente:

POTENCIA NOMINAL (KW)	PRODUCCIÓN ANUAL FC=1 (KWH/AÑO)	PRODUCCIÓN ANUAL FC=0,32 (KWH/AÑO)	N° MÁQUINAS
10	87600	28032	12,2021918
20	175200	56064	6,10109589
30	262800	84096	4,06739726
40	350400	112128	3,05054795
50	438000	140160	2,44043836
60	525600	168192	2,03369863
70	613200	196224	1,74317025
80	700800	224256	1,52527397
90	788400	252288	1,35579909
100	876000	280320	1,22021918
110	963600	308352	1,10929016

Tabla 3: Análisis de potencia requerida para los AEGs.

El número de máquinas requerido para cada una de las potencias que suple la necesidad energética es el entero superior al valor presentado en la columna “N° Máquinas” de la tabla 3, valor obtenido como el requerimiento del proyecto (ecuación 30) sobre la producción de cada máquina individual afectada por el factor de capacidad adoptado. Mostrar los valores reales sirve para tener una idea del margen de error que da cada una de las potencias respecto al valor supuesto de producción antes de requerir un aerogenerador más.

Las máquinas de 50kW están en el rango de potencias y tamaño antes mencionados. La turbomáquina de potencia inmediatamente superior (60kW) requiere el uso de 3 aerogeneradores por una diferencia muy pequeña, entregando el conjunto una potencia ampliamente mayor a la necesaria, siendo una solución poco eficiente. La utilización de aerogeneradores de mayor potencia escapa al objetivo apuntado por este trabajo, teniendo que instalar máquinas más grandes, con un mayor impacto en la zona donde se sitúen, y de todas formas hasta 110kW se requieren 2 equipos, lo que no presenta mayores ventajas. La utilización de aerogeneradores de 40kW requiere 4 equipos, y potencias aún menores requieren 5 o más máquinas. Es por esto que se decidió utilizar equipos de 50kW.

4.4.3. Aerogenerador utilizado

Se realizó la búsqueda de aerogeneradores de la potencia seleccionada. En primera instancia se buscaron máquinas de producción nacional. Se encontraron como fabricantes nacionales a IMPSA y NRG Patagonia.

En el caso de IMPSA, los AEGs ofrecidos inician en potencias de 1,5 MW y diámetros de rotor de 70m, fuera del rango de aplicación a este trabajo. Lo mismo sucede con NRG Patagonia, iniciando en la misma potencia y con diámetros de rotor de 64m.

Por esta razón la segunda etapa de búsqueda se orientó al mercado internacional. Se obtuvo de Aeolos-H 50kW brochure (no date) el catálogo de la turbina *Aeolos – H 50kW* de Aeolos Wind Turbine, un productor inglés con buena oferta de máquinas entre la baja y mediana potencia.

Se presenta a continuación la curva de potencia del aerogenerador junto a sus características generales, obtenidas del catálogo:



Figura 23: Catálogo AEG seleccionado.

El aerogenerador tiene una velocidad de supervivencia de 59,5 m/s. Comparando esto con la Tabla 1 y los valores de ráfagas máximos a soportar, el aerogenerador entra en la clase II, siendo apto para los vientos de trabajo a los que se encontrará sometido.

4.5. Cálculo de la producción del parque eólico

Con los datos del recurso en el terreno y la curva de potencia del aerogenerador se estuvo en condiciones de calcular la producción del parque. Al ser tres máquinas las requeridas se tuvo en cuenta el coeficiente de empuje.

La máquina se instala en una torre de 30m, altura en la cual hay un mapa eólico disponible, por lo que los valores fueron ingresados de manera directa.

En la Figura 20 se presentaron los valores de c , k , vel y $frec$ (%) para el terreno seleccionado. Con estos datos, y en conjunto con la curva de potencia del aerogenerador, se calculó la producción real de una máquina aislada en este terreno. Los valores obtenidos se presentan a continuación:

PRODUCCIÓN BRUTA ANUAL (KWH/AÑO)	PRODUCCIÓN NOMINAL ANUAL (KWH/AÑO)	FACTOR DE PENETRACIÓN	REQUERIMIENTO ANUAL (KWH/AÑO)	N° AEGS
127644	438000	0,29	342052	2,68

Tabla 4: Producción AEG 50kW aislado.

Se observa que la suposición inicial de un factor de penetración 0,32 fue una buena primera aproximación ya que con los datos reales de la máquina y el terreno se obtuvieron resultados similares.

Como se requiere el uso de 3 máquinas que interferirán unas con otras, se tuvo en cuenta el coeficiente de empuje del modelo elegido, presentado a continuación para las distintas velocidades:

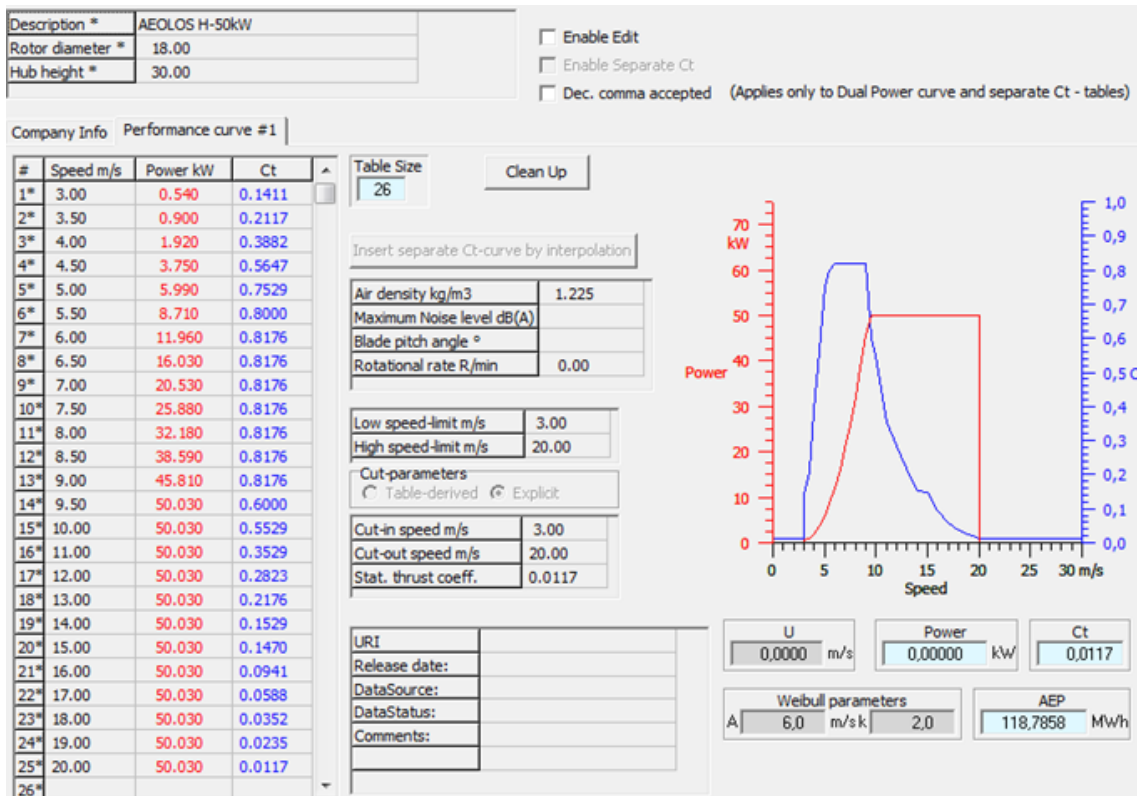


Figura 24: Coeficiente de empuje Aeolos H-50kW.

Con estos valores se determinó la producción real de cada turbomáquina en el parque.

Para ello se estableció la disposición de los AEGs en el parque quedando así definidas las direcciones de viento en las que generan mutua interferencia.

Se tomó como base que el terreno no puede ocupar una superficie mayor a la de un nodo del mapa eólico, es decir, 93m en la dirección norte-sur y 73m en la dirección este-oeste. Más allá de la orientación real de las calles y terrenos en la zona de interés, se tomó esto como base conceptual para mantener el parque en dimensiones relativamente pequeñas.

Se tienen entonces distintas opciones para el layout de las máquinas, las más interesantes son una disposición lineal de las mismas, o una disposición en triángulo.

En la Figura 20 se puede observar que la dirección más preponderante del viento es la OSO, coincidiendo además con las más altas intensidades medias. Para el caso de los aerogeneradores en línea entonces, se los dispuso de forma perpendicular a esta dirección para minimizar el impacto en la potencia de sus vecinos, es decir, según la dirección NNO-SSE.

Se presenta a continuación un esquema de la situación donde cada AEG se representa como una cruz:

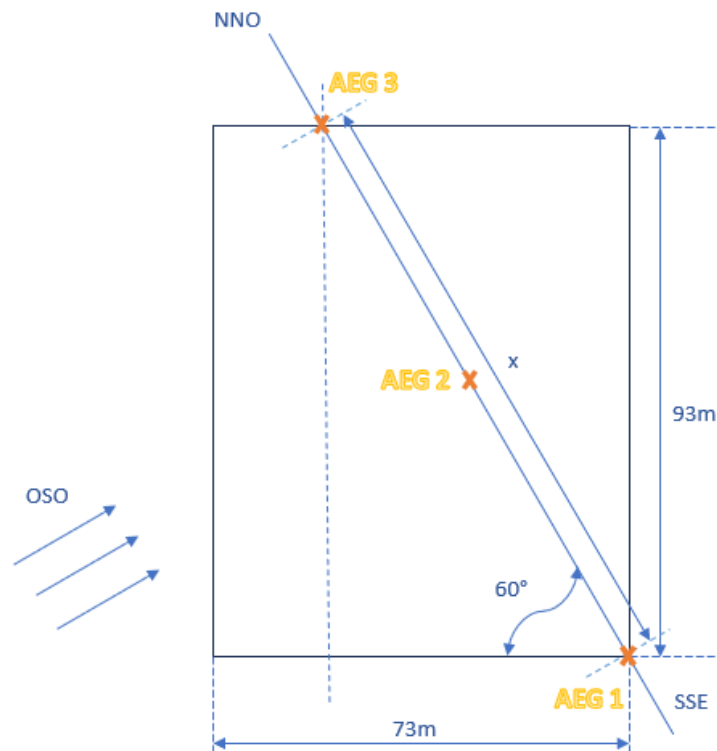


Figura 25: Esquema disposición lineal del parque.

Se conoce el ángulo respecto a la horizontal de la dirección en la que se dispusieron los AEGs, y el cateto opuesto del triángulo que se genera dentro del terreno, por lo tanto:

$$x = \frac{93m}{\text{sen } 60^\circ} = 107,39m \quad (31)$$

La distancia entre cada máquina será luego de:

$$\frac{x}{2} = 53,69m \approx 3D_{rotor} \quad (32)$$

En la práctica se toma como aceptable una distancia entre aerogeneradores de entre $3D_{rotor}$ y $5D_{rotor}$ en una línea perpendicular a la dirección preponderante del viento, por lo que la distancia lograda es buena.

Con esto y las ecuaciones expuestas previamente se calculó la generación de cada máquina. Se tuvieron en cuenta las disminuciones de potencia en las direcciones con interferencia, detalladas a continuación:

AEG	DIRECCIÓN	INTERFIERE AEG
1	NNO	2; 3
2	NNO	3
2	SSE	1
3	SSE	1; 2

Tabla 5: Interferencias entre aerogeneradores caso en línea.

En los casos de las máquinas 1 y 3, se tiene una interferencia combinada de los 2 aerogeneradores que las anteceden. Se calcularon en primera instancia las perturbaciones que recibe el AEG 2 en ambas direcciones, y estas velocidades, potencias y C_t calculados fueron el punto de partida para cada una de las máquinas de los extremos, en las direcciones que correspondía, en lugar de iniciar los cálculos con la velocidad no perturbada.

Se calculó entonces en planilla Excel la energía producida por cada turbomáquina y la total del parque, obteniendo los resultados presentados a continuación:

AEG	PRODUCCIÓN ANUAL NETA (KWH/AÑO)	DÉFICIT POR ESTELA (%)
1	127109	0,42
2	126775	0,68
3	127292	0,28
PARQUE	381177	0,46

Tabla 6: Producción parque en línea.

Para calcular el déficit por estela se utilizó el valor de producción para el aerogenerador aislado, expuesto en la Tabla 4.

El requerimiento del proyecto es de $342052 \frac{kWh}{año}$, con esta disposición el mismo queda satisfecho en un 111,44%.

Para el caso de la disposición en triangulo, se verán interferencias en 6 direcciones distintas apareadas de a pares, ya que el efecto que una máquina genere sobre la otra, lo recibirá sobre la misma dirección, pero en sentido opuesto. Para analizar en cuáles es conveniente que se generen las perturbaciones, se presenta la siguiente tabla, basada en los valores expuestos en la Figura 20:

DIRECCIÓN	SUMA F(V) (%)	VMEDIA (M/S)
N-S	9,4	3,90
NNE-SSO	20,7	5,85
ENE-OSO	36,0	5,65
E-O	12,2	5,15
ESE-ONO	9,1	5,45
SSE-NNO	10,3	4,55

Tabla 7: Frecuencia y velocidad media de direcciones apareadas.

De la tabla se dedujo que se deben evitar interferencias en las direcciones NNE; SSO; ENE y OSO dado que son las que suman mayor frecuencia de ocurrencia y presentan mayores velocidades medias. En N-S se tuvieron los mínimos de la tabla. En el resto de direcciones no se tuvieron candidatos claros ya que entre sí se superaron en frecuencia o velocidad media. Por la forma rectangular del terreno, se utilizaron las direcciones E-O. Queda definir si es conveniente usar la dirección ESE-ONO o SSE-NNO, esto dió lugar a dos triángulos distintos incluidos dentro del terreno, presentados a continuación:

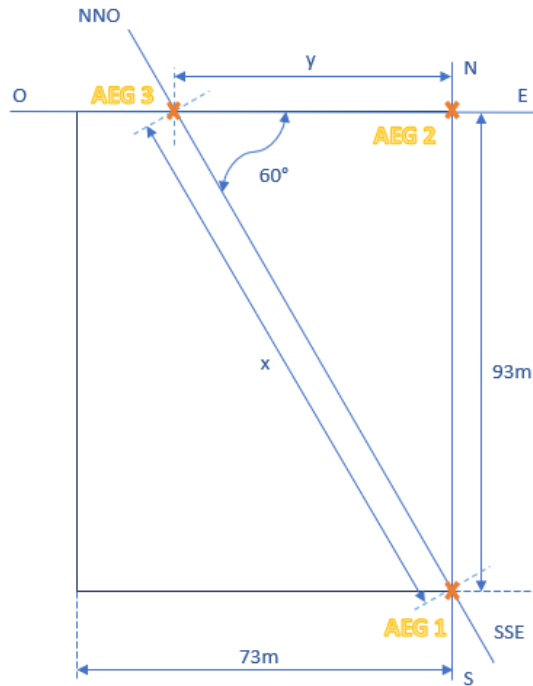


Figura 26: Triángulo con direcciones NNO-SSE.

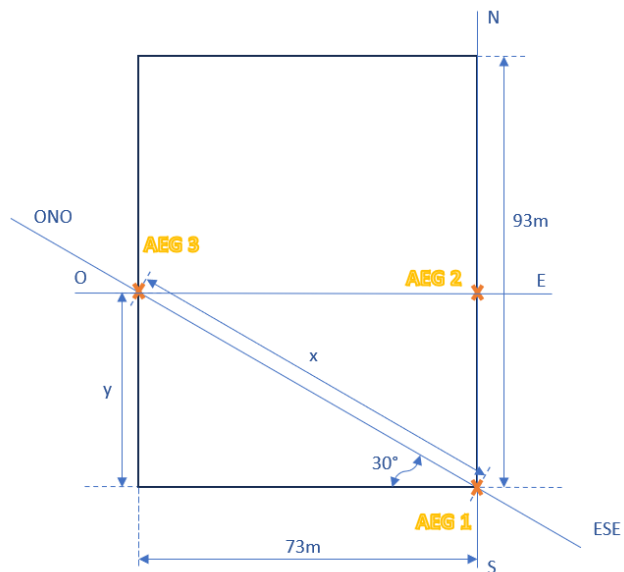


Figura 27: Triángulo con direcciones ONO-ESE.

A priori, no se detectó una disposición superadora. Se calcularon las distancias entre cada aerogenerador, y la configuración que brindó una distancia total más alta fue adoptada.

Para el caso NNO-SSE se tiene que:

$$x = \frac{93m}{\text{sen } 60^\circ} = 107,39m \quad (33)$$

$$y = \cos 60^\circ * 107,39m = 53,69m \quad (34)$$

Dando una distancia total de 245,69m.

Para el caso ONO-ESE se tiene que:

$$x = \frac{73m}{\cos 30^\circ} = 84,29m \quad (35)$$

$$y = \sin 30^\circ * 84,29m = 42,14m \quad (36)$$

Dando una distancia total de 202,43m.

Por lo tanto, se utilizó la disposición de la Figura 27.

Se presenta a continuación, como en el layout en línea, la tabla de interferencias:

AEG	DIRECCIÓN	INTERFIERE AEG
1	N	2
1	NNO	3
2	S	1
2	O	3
3	SSE	1
3	E	2

Tabla 8: Interferencias entre aerogeneradores parque en triángulo.

Se calculó entonces en planilla Excel la energía producida por cada turbomáquina y la total del parque, dando los resultados presentados a continuación:

AEG	PRODUCCIÓN ANUAL NETA (KWH/AÑO)	DÉFICIT POR ESTELA (%)
1	126653	0,78
2	126662	0,77
3	126841	0,63
PARQUE	380156	0,72

Tabla 9: Producción parque en triángulo.

El requerimiento del proyecto es de $342052 \frac{kWh}{año}$, con esta disposición el mismo queda satisfecho en un 111,14%.

Comparando la tabla 5 y la tabla 8 se observa que la disposición en línea de las máquinas entrega una mayor producción anual neta, siendo superadora.

5. COMENTARIOS SOBRE ALGUNOS IMPACTOS DE LAS FASES DEL PROYECTO

El parque eólico se proyecta en un área a 6 km de Centenario, 10 km de Plottier y 15 km de Neuquén capital. Esto presenta algunas ventajas, por ejemplo, en la Figura 17 se observa que los caminos están demarcados permitiendo un acceso más fácil a la zona y a su vez indicaría una proyección de urbanización de la zona, en cuyo caso se deberá llevar la red eléctrica para abastecer a los habitantes con el servicio de luz, facilitando la conexión del parque a la misma. Tampoco se observan cauces de agua que se puedan ver afectados por el emplazamiento del parque. Esto indicaría que los impactos en el medio físico del ambiente no son severos. Podrían generarse encauces de agua de lluvia alrededor de los cimientos de los aerogeneradores, o derrames de lubricantes durante la vida útil de las máquinas, pero estos factores son sencillos de controlar previéndolos correctamente y con los mantenimientos preventivos que se realizan a los aerogeneradores y equipos asociados.

En la Figura 17 se observa que la zona es árida y la vegetación que existe, de proyectarse una urbanización en la zona, debería ser de todas formas removida, lo que reduciría los impactos del parque en este aspecto.

En lo respectivo a la fauna, los niveles de ruido de los aerogeneradores pueden generar que los animales se alejen del área. A su vez, la interacción de los aerogeneradores con la fauna aviar ha sido de especial interés, dado que se pueden generar mortalidades de aves como impacto ambiental.

Las aves podrían colisionar con los aerogeneradores instalados en la zona. Se ha establecido de todas formas, que este es un problema específico de sitios determinados y no algo general de los aerogeneradores, relacionado al tránsito y rutas de migración de las aves. Más allá de que esto es algo a tener en cuenta, las colisiones de aves con estas máquinas no son tan frecuentes si se las compara con otros aspectos ambientales que generan este mismo impacto. Las aves pueden colisionar con cualquier estructura hecha por el hombre, los números de aves muertas por colisiones con edificios y autos son mucho mayores a los debidos a aerogeneradores. Además, este no es el único efecto a tener en cuenta. Los gases de efecto invernadero, las lluvias ácidas y el smog generados por las plantas impulsadas por carbón tienen efectos mucho más severos en el ambiente y el ecosistema que las turbinas eólicas (Sathyajith, 2006).

Se realizaron también estudios específicos para máquinas con potencias hasta 50kW. Para este rango de potencias, no existe evidencia de que la actividad de aves en la zona

se vea afectada por la proximidad de las máquinas. Incluso no se observa un efecto en la actividad al variar la velocidad del viento que incide en las turbinas (Minderman y otros, 2012). Esto es alentador, dado que indicaría un bajo impacto asociado a la fauna aérea.

Queda analizar los impactos en el medio social. Visualmente, los aerogeneradores elegidos pueden llegar a ser máquinas imponentes, con 30 m de altura del rotor y 18 m de diámetro de rotor. Además, por las noches poseen luces parpadeantes que indican su presencia. Este impacto puede ser negativo o positivo en función del criterio de cada persona que lo analice. Pueden ser vistos como una molestia en el paisaje que no permita apreciar su belleza, o pueden ser vistos como una señal de progreso y compromiso con el medio ambiente, que generen una imagen positiva sobre quién las observa. En este impacto no se puede ser concluyente sobre su connotación, pero su existencia es una realidad.

En cuanto a nivel socioeconómico, durante su vida útil (montaje, uso y desmontaje), los aerogeneradores tendrían un impacto positivo, generando puestos de trabajo, tanto directos como indirectos, ya que activan más de una industria (montaje, mantenimiento, transporte, conexión con la red eléctrica, entre otros). Durante la construcción del parque sin embargo podrían generarse consecuencias negativas por el aumento del tránsito, ruido generado por maquinaria pesada, y mayor polvo en suspensión, pero son consecuencias presentes en todo tipo de obra civil.

Un impacto importante a tener en cuenta si se busca construir el parque en una zona que puede llegar a ser urbanizada es el ruido que genera el mismo. En sus inicios, los aerogeneradores eran máquinas muy ruidosas, lo que con el tiempo ha ido cambiando y seguirá en camino hacia turbinas más silenciosas. Existen dos tipos de ruido emitidos por los aerogeneradores: el mecánico y el aerodinámico. El ruido mecánico se relaciona a componentes como cajas de engranajes, generadores, bombas hidráulicas y otros accesorios. El ruido aerodinámico es generado por el flujo del aire a través de las palas. Cuando el aire pasa por el rotor, ocurren una serie de fenómenos que contribuyen a la generación de sonidos. A medida que crece la velocidad, estos sonidos incrementan su frecuencia volviéndose más agudos, pero a su vez se ven más enmascarados por otros ruidos también generados por el viento. Al estar planteando un parque, y no la instalación de un solo aerogenerador, se deben tener el efecto combinado de todas las máquinas. De todas formas, si la diferencia entre los dB(A) de los sonidos generados es alta, sólo prevalece el más intenso, y si son similares el aporte extra es pequeño (del orden del 6%).

La contaminación sonora a causa de los aerogeneradores no sería un problema importante. En la mayoría de los casos, los sonidos no superan los umbrales establecidos por los entes reguladores, y más allá de molestias, no se han reportado problemas de salud asociados. En estudios realizados en poblaciones de Alemania, Dinamarca y Holanda sólo un 6,4% de los residentes encontraron molestos los sonidos generados por las máquinas. Una máquina promedio a 300m de distancia no genera mayores ruidos que un refrigerador en una zona residencial (Sathyajith, 2006). Es por esto que el impacto no sería significativo.

Por último, se comenta sobre el impacto ambiental en cuanto a emisiones generadas por la utilización de energía eólica.

Al pensar en las energías limpias, la primera idea que se viene a la mente es emisiones cero. Esto es real, pero sólo en la fase de operación y generación de los dispositivos. Los mismos deben ser trasladados, contruidos y desmontados al finalizar su vida útil, los materiales que utilizan deben ser obtenidos y procesados, y todo esto tiene una huella de carbono.

Existen dos análisis separados, uno asociado a la recuperación de la energía invertida en la vida de máquina y otro asociado a la huella de carbono, ambos teniendo en cuenta toda la vida del producto, desde su construcción, pasando por la fase de operación y llegando a la disposición final.

Para el caso de la recuperación de la energía, se utilizan dos conceptos. Uno es el tiempo en el que se recupera la energía invertida (EPP), y otro es la cantidad de energía generada en la vida útil del mismo respecto a la energía invertida (EPR). Este último representa la cantidad de veces que se genera la energía que se invirtió en el proyecto. Se presentan a continuación figuras comparativas de la energía eólica respecto a otros tipos de energía en cuanto a los conceptos expuestos:

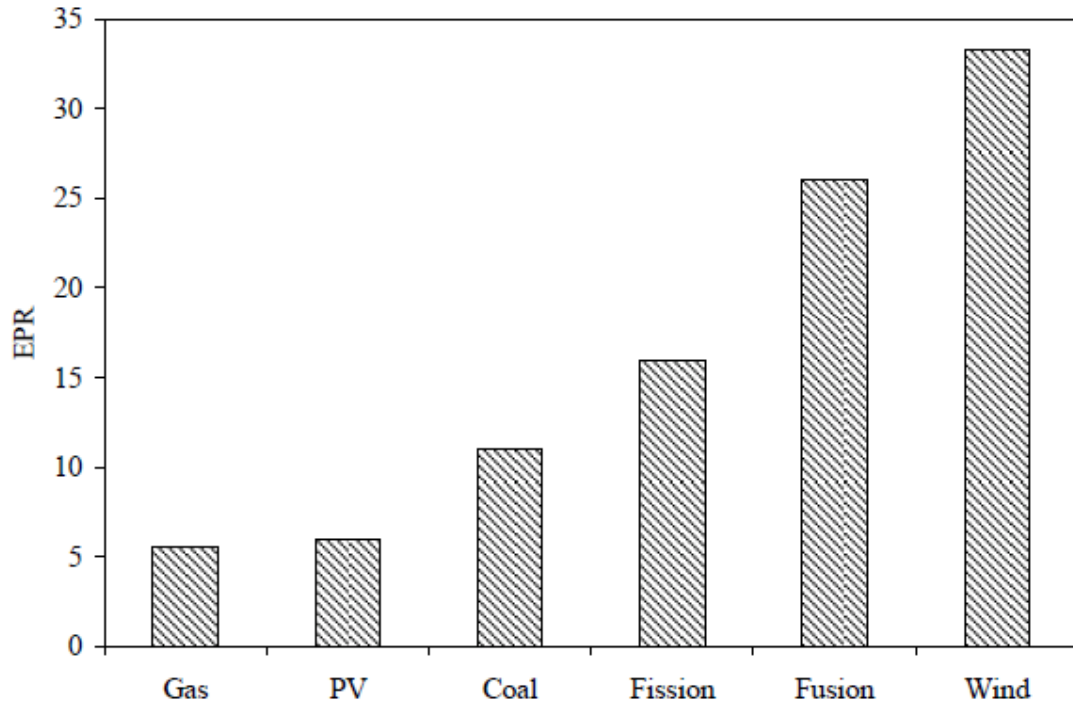


Figura 28: Tasa de recuperación de energía para distintos tipos de energía.

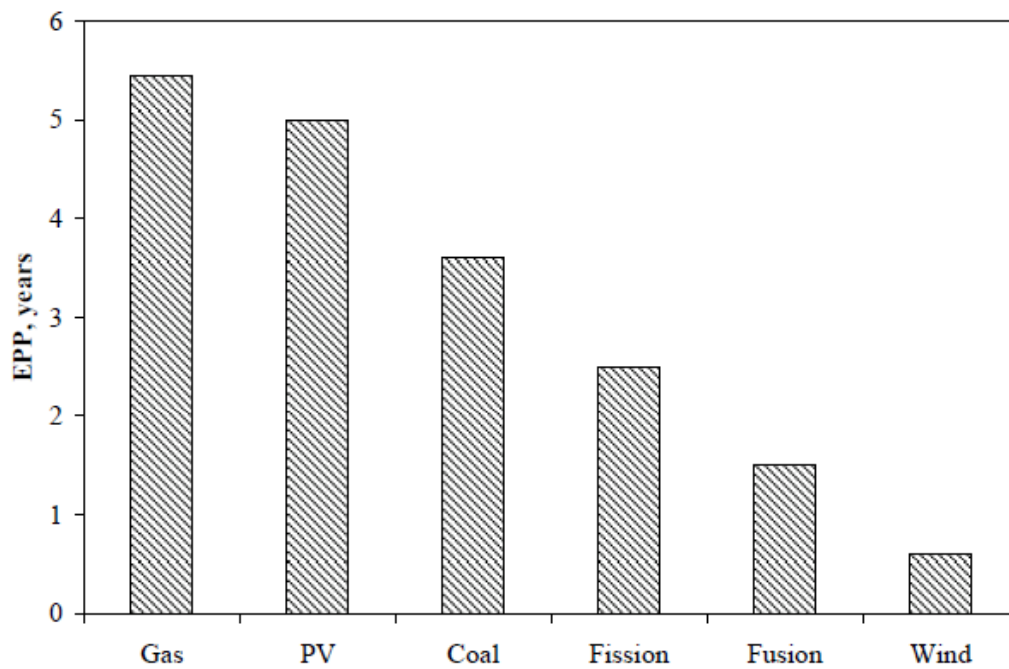


Figura 29: Período de recuperación de energía para distintos tipos de energía.

Como se observa en las figuras, la energía eólica es la que más porcentaje de energía invertida recupera en su vida útil (Figura 28) y la que más rápido la recupera (Figura 29).

Se presentan a continuación las emisiones de contaminantes generadas durante toda la vida útil para los aprovechamientos de distintos tipos de energías:

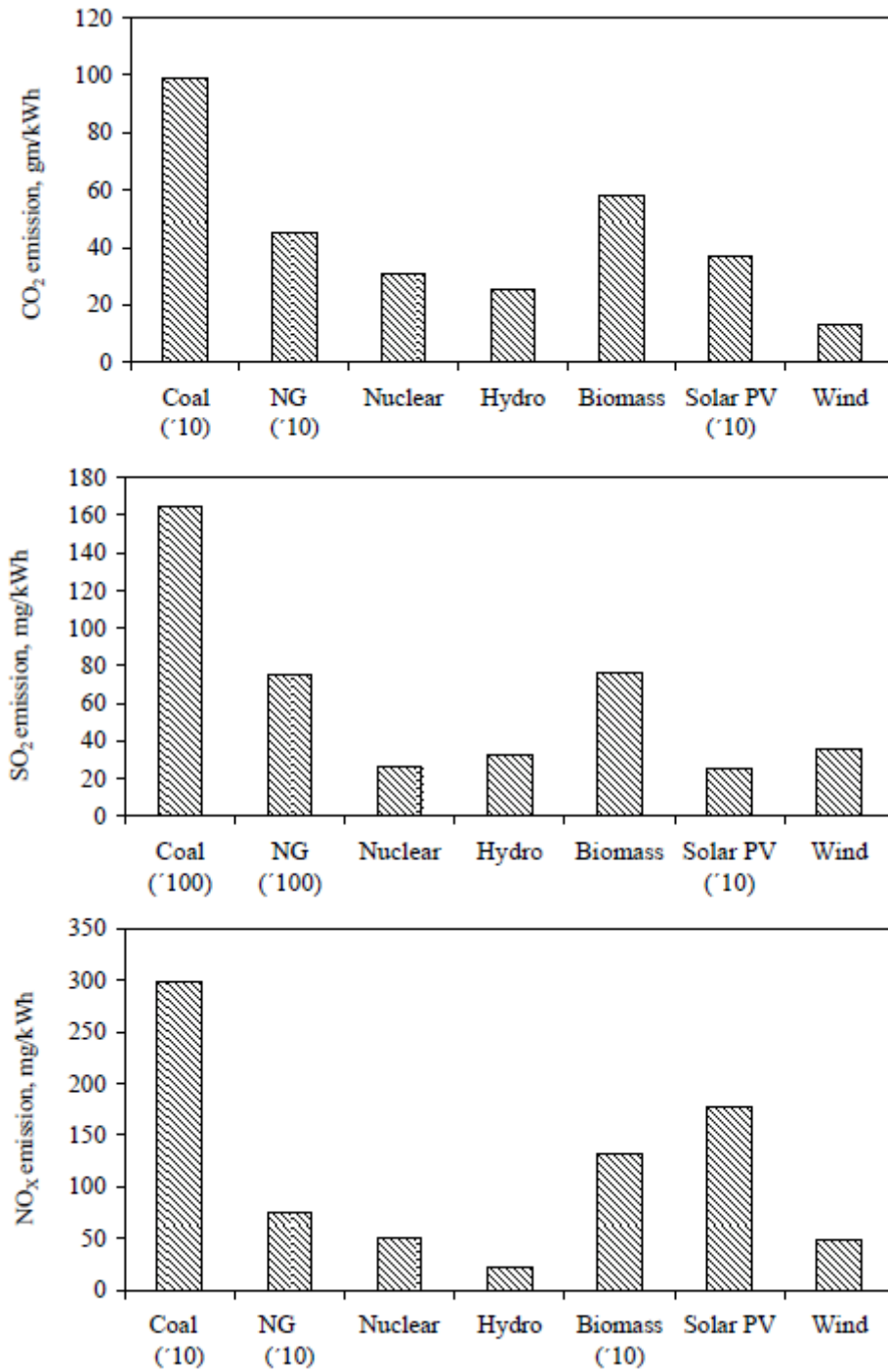


Figura 30: Emisiones contaminantes para distintos tipos de energías.

Se observa que la energía eólica está entre las más limpias en los 3 tipos de gases de contaminantes.

6. CONCLUSIONES

Dadas las características del recurso eólico en la zona, en conjunto con la disponibilidad de terrenos cercanos a la red eléctrica, la instalación de parques eólicos cercanos al ejido urbano es una solución posible para que los grandes consumidores de energía eléctrica cumplan los requerimientos de la Ley 27.191 (2015).

Esto se ve respaldado en principio por los impactos ambientales expuestos. Para ser concluyente en este sentido, debería realizarse un estudio cuantitativo que determine un valor real de los distintos impactos siguiendo técnicas de aplicación, pero al estar incluido en una zona ya previamente modificada, o destinada a desarrollos urbanos, las interacciones negativas con el medio ambiente asociadas a situar el parque en un área virgen se ven mitigados. De todas formas, la bibliografía recomienda no establecer asentamientos urbanos a menos de 100m de los aerogeneradores, lo que aumenta un poco el terreno inutilizado asociado al parque, contrario a uno de los objetivos de este trabajo de generar un proyecto compacto.

Además, la energía eólica está entre las que más rápido recuperan la energía invertida y que menos emisiones de gases contaminantes tiene durante su ciclo de vida completo (construcción, producción y disposición final) como se muestra en las figuras 29 y 30. Esto la sitúa en puestos preferenciales para la transición hacia las energías renovables.

En este trabajo se demuestra que con 3 aerogeneradores de potencia baja es suficiente para solventar el primer objetivo apuntado en materia de energías renovables para un gran consumidor de la zona como se observa en las tablas 6 y 9. Esta es tan sólo una de múltiples alternativas que puedan surgir (más aerogeneradores más pequeños, menos aerogeneradores más grandes, aprovechar vientos más intensos en zonas más lejanas, etc). Con el apoyo de los gobiernos provinciales y municipales, las posibilidades de un llevar adelante proyecto de este tipo toman importancia.

PRODUCCIÓN ANUAL NETA REQUERIDA (KWH/AÑO)	PRODUCCIÓN ANUAL NETA EN TRIÁNGULO (KWH/AÑO)	PRODUCCIÓN ANUAL NETA EN LÍNEA (KWH/AÑO)
342051	380156	381177

Tabla 10: Comparación entre requerimientos y producción de los parques.

Se observa que, en los alrededores de la ciudad de Neuquén, donde la disponibilidad del recurso eólico es mayor según el mapa que nos brinda KostenMap, no existen edificaciones ni urbanización. Esto lleva a pensar en que la designación de este tipo de

espacios para uso exclusivo de explotación eólica es una solución interesante para el cumplimiento de estas nuevas regulaciones energéticas.

Los cálculos muestran que, más allá de que las velocidades medias son bajas y según la Figura 24 se esperarían grandes pérdidas de potencia debido a los valores tomados por el coeficiente de empuje, la interferencia de una máquina con otra no afecta en grandes porcentajes los desempeños de las mismas. Esto puede deberse a que se dispusieron en las direcciones óptimas, donde la frecuencia es baja al igual que la potencia disponible en ellas. Además, la distancia alcanzada entre las máquinas para el caso de mayor potencia (caso en línea) es mayor a la distancia mínima sugerida de 3 diámetros del rotor de las mismas. Los valores porcentuales de pérdidas alcanzados para todas las máquinas y para ambos conjuntos son menores al 1% respecto al aerogenerador aislado, y considerando que el criterio práctico es que sean menores al 5%, los resultados obtenidos son muy buenos. Se presentan los mismos en la tabla 10.

Nº MÁQUINA	PÉRDIDAS CASO EN LÍNEA (%)	PÉRDIDAS CASO EN TRIÁNGULO (%)
1	0,42	0,78
2	0,68	0,77
3	0,27	0,63
PARQUE	0,46	0,72

Tabla 11: Pérdidas porcentuales por estela respecto a aerogenerador aislado.

7. REFERENCIAS

- Aeolos-H 50kW brochure (no date). <https://es.scribd.com/doc/52937080/Aeolos-H-50kW-brochure>
- BS EN 61400-2 (2006). British Standard: Wind Turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines.
- IEC 61400-1 (2019). International Standard: Wind Turbines – Part 1: Design requirements.
- Informe de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano, Estocolmo, 5 a 16 de junio de 1972; Naciones Unidas, Nueva York, 1972.
- J. Minderman, C.J. Pendlebury, J.W. Pearce-Higgins, K.J. Parj (2012). Experimental evidence for the effects of small wind turbine proximity and operation on bird and bat activity.
- Ley 27.191 (2015): Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.
- L.J. Vermeer, J.N. Sørensen, A. Crespo (2003). Wind turbine wake aerodynamics.
- M. Sathyajith (2006). Wind energy: fundamentals, resource, analysis and economics. Springer.
- Palese, C. (2020). Apuntes de la cátedra de Ingeniería del Viento. FI – UNCo.
- Software “KostenMap”, desarrollado por la Prof. Lic. Lidia Ferreyra en el proyecto de investigación código 04/I227 de UNCo. Publicación interna.
- Sutton, O.G., Micrometeorology, McGraw Hill, 1953.
- Troncoso Schenker, D. Samuel, C. Palese, J.L. Lassig (2022). Near-surface wind speed and wind turbine capacity factor in Neuquén Province, Argentina. International Journal of Research in Engineering and Science, Vol. 10 (4): 01-09.

8. ANEXO I

Cálculo de producción aerogenerador Aeolos H-50kW aislado.

DATOS	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSO	OSO	O	ONO	NNO
c	4,165	5,511	5,076	4,741	5,305	5,064	4,617	7,651	7,666	6,851	6,919	5,151
k	1,84	1,81	1,97	2,07	2,03	1,83	1,86	1,82	1,92	1,76	1,61	1,68
Vm	3,7	4,9	4,5	4,2	4,7	4,5	4,1	4,8	6,8	6,1	6,2	4,6
fc x direccion	6,60	5,80	10,20	5,60	5,60	4,50	2,80	14,90	26,60	5,50	3,50	5,80

Vm (m/s)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
g	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	fvj para N	fvj para NNE	fvj para ENE	fvj para E	fvj para ESE	fvj para SSE	fvj para S	fvj para SSO	fvj para OSO	fvj para O	fvj para ONO	fvj para NNO
1	0,123956882	0,078754372	0,077071065	0,079358259	0,066329465	0,089312959	0,101991602	0,043752557	0,037690444	0,057530091	0,068401701	0,100386286
2	0,184068119	0,123179888	0,134046478	0,146644633	0,122039127	0,139235583	0,158880018	0,072571527	0,067446902	0,089873688	0,095302376	0,139768989
3	0,194108764	0,143899749	0,163412234	0,181562733	0,155342134	0,159452546	0,177565492	0,092072721	0,089574893	0,108559714	0,107719818	0,150882903
4	0,168768489	0,144731693	0,164802902	0,180149576	0,162810368	0,155197413	0,165572119	0,102799934	0,103339776	0,115796828	0,110123077	0,142812312
5	0,127060188	0,131237098	0,144881135	0,151347108	0,148325633	0,134607691	0,135279698	0,105833575	0,108844119	0,113846015	0,105511436	0,12345571
6	0,084768948	0,10960168	0,113667129	0,110252921	0,120305096	0,106351641	0,099800049	0,102507887	0,107033632	0,105221217	0,096329599	0,099379399
7	0,0507765	0,083315731	0,080609590	0,075057217	0,08797657	0,074925385	0,065885466	0,094488221	0,099463789	0,092428266	0,084597324	0,075324548
8	0,027539104	0,06236558	0,052054419	0,039857678	0,058437622	0,052479483	0,040099705	0,083409651	0,087987366	0,077692922	0,071878421	0,054140747
9	0,013602722	0,040330303	0,030772793	0,020004991	0,034248885	0,033207541	0,022460993	0,070884593	0,07445353	0,062781394	0,059325762	0,037086027
10	0,006145494	0,028128749	0,016770197	0,008935669	0,01966014	0,019709412	0,011624864	0,058171182	0,060460676	0,048931044	0,047703643	0,024298522
11	0,002547893	0,017468542	0,008356049	0,003559684	0,010011155	0,011004508	0,005576259	0,046209546	0,047236502	0,036873572	0,037452115	0,015270506
12	0,000971959	0,010328946	0,003855257	0,001266044	0,004684793	0,005793325	0,002485053	0,035598105	0,035569999	0,026918906	0,028758357	0,009225792
13	0,000341902	0,0058253	0,000164543	0,000402327	0,002017037	0,002881088	0,001030891	0,02633518	0,025852998	0,019066844	0,021627967	0,005368178
14	0,00011105	0,0031182	0,000648179	0,000114395	0,000799719	0,001355395	0,00039973	0,019373942	0,018537352	0,013119789	0,003012986	50,03
15	3,34067E-05	0,000161089	0,000238706	3,29035E-05	0,000292183	0,000604252	0,000143989	0,013134477	0,008792899	0,015142839	0,001633281	50,03
16	5,30616E-06	0,000797589	0,001068E-05	6,59756E-06	9,84217E-05	0,000255453	4,86053E-05	0,00946228	0,008109918	0,005718286	0,008205934	0,000856115
17	2,40484E-06	0,00037033	2,51398E-05	1,34096E-06	3,05791E-05	0,000102527	1,53528E-05	0,006361755	0,00516477	0,003828127	0,005734307	0,000434345
18	5,77083E-07	0,000170936	7,32032E-06	2,43804E-07	8,76585E-06	3,91002E-05	4,54197E-06	0,004179151	0,003187516	0,002243897	0,003901304	0,000213477
19	1,8272E-07	7,43799E-05	1,97873E-06	3,86503E-08	2,31905E-06	1,41798E-05	1,25953E-06	0,002669935	0,001907322	0,001353589	0,000265893	0,000101724
20	2,67108E-08	3,10835E-05	4,96272E-07	5,76767E-09	5,6632E-07	4,89344E-06	3,27643E-07	0,001689313	0,001107011	0,000796289	0,001775422	4,70286E-05
21	5,1607E-09	1,24282E-05	1,15846E-07	7,50342E-10	1,27678E-07	1,60901E-06	8,00045E-08	0,001018238	0,00062343	0,00005798	0,001164681	2,11079E-05
22	9,29039E-10	4,8199E-06	2,51087E-08	8,72999E-11	2,65785E-08	5,03439E-07	1,83493E-08	0,000607857	0,000140779	0,000025711	0,000752892	9,20301E-06
23	1,55939E-10	1,79027E-06	5,05909E-09	0,97965E-12	5,10913E-09	1,50252E-07	3,9551E-09	0,000340012	0,000180857	0,000014044	0,000479772	3,8999E-06
24	2,442E-11	6,39958E-07	9,47853E-10	8,44292E-13	9,06982E-10	4,27682E-08	8,01608E-10	0,00020179	9,32346E-05	7,56326E-05	0,00030148	1,60706E-06
25	3,56995E-12	2,20253E-07	1,65172E-10	7,01727E-14	1,48701E-10	1,16158E-08	1,52842E-10	0,000112499	4,66686E-05	3,96579E-05	0,000186869	6,44274E-07

Pot (kw)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
	GWh/año en N	GWh/año en NNE	GWh/año en ENE	GWh/año en E	GWh/año en ESE	GWh/año en SSE	GWh/año en S	GWh/año en SSO	GWh/año en OSO	GWh/año en O	GWh/año en ONO	GWh/año en NNO
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,54	0,000918212	0,000680703	0,000773005	0,000858864	0,00073483	0,000754274	0,000839956	0,000435326	0,000423725	0,000513531	0,000509558
4	1,92	0,002838551	0,002434271	0,002771853	0,003029972	0,00273834	0,002610296	0,002784791	0,001729002	0,001738092	0,00194761	0,001852182
5	5,99	0,006667153	0,006886325	0,007602261	0,007941546	0,007783002	0,007063189	0,00709845	0,005553342	0,005711312	0,005973774	0,005536438
6	11,96	0,008881115	0,011482924	0,011908959	0,012151403	0,012604317	0,011142419	0,010380577	0,01073971	0,01123871	0,011023985	0,010092766
7	20,33	0,009131788	0,015343392	0,014495502	0,012680215	0,015821953	0,013934484	0,011849062	0,016989429	0,017087846	0,016625558	0,01512422
8	32,38	0,007763185	0,017580657	0,014673974	0,011235752	0,016473379	0,014793798	0,011303978	0,023512914	0,024803357	0,021901386	0,020262297
9	45,41	0,005458713	0,017268273	0,012448987	0,008026912	0,014213375	0,01332604	0,009013474	0,028445675	0,029877	0,025193897	0,023807167
10	50,03	0,002933341	0,012327784	0,007323458	0,003916171	0,008616308	0,008637902	0,005094745	0,025494265	0,026497665	0,021446656	0,020906732
11	50,03	0,001166647	0,007655817	0,003662146	0,001660077	0,004387517	0,004822866	0,002443867	0,020251925	0,020720202	0,016160315	0,016413869
12	50,03	0,000425974	0,004526793	0,001689616	0,00055486	0,00205317	0,002538999	0,001089106	0,015601325	0,015589007	0,011797555	0,012603718
13	50,03	0,000149843	0,002553012	0,00070304	0,000176325	0,000883992	0,001262674	0,000451801	0,01197248	0,011330407	0,008356288	0,009478733
14	50,03	4,86933E-05	0,003378356	0,000184073	5,09913E-05	0,000304887	0,000994107	0,000174748	0,008491526	0,007957692	0,006989741	0,001120858
15	50,03	1,46407E-05	0,000708623	0,00010374	1,2723E-05	0,000128053	0,000264821	6,31052E-05	0,006128953	0,005405611	0,003847636	0,000587892
16	50,03	4,07854E-06	0,000349554	3,51078E-05	2,89147E-06	4,31346E-05	0,000111956	0,000446043	0,003554275	0,002506112	0,003596356	0,000375203
17	50,03	1,05995E-06	0,000165239	1,01178E-05	5,8789E-07	1,34017E-05	4,49339E-05	6,72858E-06	0,002788121	0,002263527	0,001590073	0,000213134
18	50,03	2,52914E-07	7,49147E-05	3,20822E-06	1,0685E-06	3,84175E-06	1,71362E-05	1,99058E-06	0,00182395	0,00139697	0,000981417	0,001727327
19	50,03	5,6431E-08	3,25979E-05	8,67206E-07	1,73773E-08	1,01636E-06	6,21447E-06	5,52004E-07	0,001170133	0,000835912	0,000593228	0,001168362
20	50,03	1,17063E-08	1,36228E-05	2,17697E-07	2,52776E-09	2,48197E-07	2,14461E-06	1,43594E-07	0,00073116	0,000485162	0,000349221	0,000770181
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MWh/año	0,046113309	0,101459855	0,078408195	0,061598519	0,086852841	0,081930254	0,062618377	0,185594165	0,187673434	0,156555156	0,158509493	0,090195027
multiple fc x direccion	46,11330868	101,4598547	78,4081947	61,59851945	86,85284104	81,39025372	62,61837746	185,594165	187,6734337	156,5551558	158,5094926	90,1950274
MWh/año	3,03478373	5,884671572	7,997635859	3,449517089	4,863759098	3,686861417	1,753314569	27,65330508	49,92113337	8,61053357	5,54783224	5,231311589

Potencia Total Anual	127,6435793 MWh/año
Potencia Nominal Anual	438 MWh/año
Factor Penetración	29%
Requerimiento	342,05184 MWh/año
N° AEGs	2,680

Figura 31: Producción aerogenerador aislado.

9. ANEXO II

Cálculo de producción parque en línea.

DATOS	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSO	OSO	O	ONO	NNO
c	4,165	5,511	5,076	4,741	5,305	5,064	4,617	7,651	7,666	6,851	6,919	5,151
k	1,84	1,81	1,97	2,07	2,03	1,83	1,86	1,82	1,92	1,76	1,61	1,68
Vm	3,7	4,9	4,5	4,2	4,7	4,5	4,1	6,8	6,8	6,1	6,2	4,6
fc x direccion	6,60	5,80	10,20	5,60	5,60	4,50	2,80	14,90	26,60	5,50	3,50	5,80

	[m]
Diám Rotor	18
Altura hub	30
x AEG2	53,69

Déficit de velocidad del Aerogenerador N°1 para la dirección NNO, dicho déficit se debe a la turbulencia combinada producida por los AEGs N°2 y N°3

Vm (m/s)	Pot (Kw)	Ct	P ^o added	I ambient	I wake	Rnb	R 9.5	Xo	Cl	(X+Xo)	(X+Xo)^(-2)	Área	ctte	ΔV
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,54	0,1411	0,000630179	0,12	0,122597628	47,79663368	38,89831684	2,144588748	0,964190414	55,83458875	0,00032077	254,4690049	1,674042397	-0,214612279
3,605507478	1,37560032	0,290720898	0,001256862	0,12	0,125127383	48,78475587	39,39237794	2,06394218	0,757727525	55,75394218	0,000321698	254,4690049	1,674042397	-0,331468759
4,41189727	3,59642189	0,538418934	0,002240888	0,12	0,128999567	50,297273077	40,14861539	1,948192373	0,617018766	55,63819237	0,000323038	254,4690049	1,674042397	-0,480430708
5,381895978	8,269918991	0,77760867	0,003145611	0,12	0,132459849	51,64881683	40,82440842	1,852005408	0,545864414	55,54200541	0,000324158	254,4690049	1,674042397	-0,599675341
6,381895978	15,23284853	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,4690049	1,674042397	-0,618104022
7,381895978	24,97908815	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,4690049	1,674042397	-0,618104022
8,381895978	37,38524219	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,4690049	1,674042397	-0,618104022
9,511821274	47,96988578	0,682120909	0,002789017	0,12	0,131106893	51,12035242	40,56017621	1,888839201	0,570231705	55,5788392	0,000323729	254,4690049	1,674042397	-0,554095225
10,62751537	50,03	0,427396926	0,001806687	0,12	0,127305487	49,63552318	39,81776159	1,997732865	0,666389302	55,68773287	0,000322464	254,4690049	1,674042397	-0,418022556
11,6743425	50,03	0,30529142	0,001316386	0,12	0,125365012	48,87757382	39,43878691	2,05657709	0,745475912	55,74657709	0,000321783	254,4690049	1,674042397	-0,341368827
12,72154574	50,03	0,235615991	0,001029522	0,12	0,124215628	48,42862431	39,21431216	2,092531737	0,812712414	55,78253174	0,000321369	254,4690049	1,674042397	-0,292099815
13,7747744	50,03	0,167472096	0,000742948	0,12	0,123056685	47,97594126	38,98797063	2,129644311	0,910662938	55,81964431	0,000320941	254,4690049	1,674042397	-0,237892821
14,78003871	50,03	0,118297772	0,00066107	0,12	0,122723553	47,84581979	38,9229099	2,140475352	0,94833171	55,83047535	0,000320817	254,4690049	1,674042397	-0,221126333
15,83175223	50,03	0,103000307	0,000465105	0,12	0,121922535	47,5329423	38,76647115	2,166822858	1,070842603	55,85682286	0,000320514	254,4690049	1,674042397	-0,177634042
16,87314424	50,03	0,063278008	0,000289775	0,12	0,121201382	47,25125995	38,62562998	2,190916937	1,259662537	55,88091694	0,000320238	254,4690049	1,674042397	-0,132571419
17,9067505	50,03	0,037400109	0,00017331	0,12	0,120719966	47,06321875	38,53160938	2,207201726	1,501000576	55,89720173	0,000320051	254,4690049	1,674042397	-0,096680209
18,92685105	50,03	0,024355843	0,000113729	0,12	0,120472939	46,966673	38,483365	2,215620954	1,731692439	55,90562095	0,000319955	254,4690049	1,674042397	-0,074736396
19,9382934	50,03	0,018057898	8,4697E-05	0,12	0,120352387	46,9196423	38,45982115	2,21974529	1,913298569	55,90974529	0,000319908	254,4690049	1,674042397	-0,062452412
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

V (m/s)	Pot (kW)	Ct	f(v) para NNO	Energía GWh/año en NNO
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
2,785387721	-	-	-	-
3,274038719	0,9182	0,208814967	0,150228181	0,001208315
3,931466563	2,2733	0,39084546	0,143809634	0,002863842
4,782220638	5,3807	0,629736116	0,128274258	0,006046149
5,763791957	10,9290	0,792881198	0,105208682	0,010072504
6,763791957	18,9549	0,8176	0,080824253	0,013420456
7,763791957	29,7169	0,8176	0,058796784	0,015306006
8,957726049	42,7794	0,74855744	0,037718745	0,014134995
10,20949282	49,2581	0,522835604	0,022119862	0,009544747
11,33297367	50,0300	0,34510985	0,012967057	0,005682979
12,42944593	50,0300	0,255050785	0,007344576	0,003218854
13,53688158	50,0300	0,182863762	0,003954266	0,001733008
14,55891238	50,0300	0,152515516	0,002148751	0,000941718
15,65411819	50,0300	0,110651033	0,001074448	0,000470891
16,74057282	50,0300	0,068334742	0,000519549	0,000227699
17,81009484	50,0300	0,039820587	0,000244894	0,000107328
18,85211466	50,0300	0,025311538	0,000113728	4,98427E-05
19,87584099	50,0300	0,018446771	5,18402E-05	2,27197E-05
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección NNO por el aerogenerador N°1: 0,00469683 Gwh/año / 4,69683398 Mwh/año

Energía total anual generada en la dirección NNO: 0,004696834 Gwh/año / 4,696833981 Mwh/año

Potencia total anual del aerogenerador N°1, con déficit de veloc causado por el N°2 y N°3

P libre: 122,4122677 / P Total: 0,127109102 Gwh/año / 127,1091017 Mwh/año

P Total AEG imperturbado: 127,643579 Mwh/año

El porcentaje de la pérdida de potencia total anual del aerogenerador N°1 es: 0,418727 %

Figura 32: Producción AEG 1 en línea.

DATOS	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	
c	4,165	5,511	5,076	4,741	5,305	5,064	4,617	7,651	7,666	6,851	6,919	5,151	
N	1,84	1,81	1,97	2,07	2,01	1,83	1,86	1,82	1,92	1,76	1,61	1,68	
Vm	3,7	4,9	4,5	4,2	4,7	4,5	4,1	6,8	6,8	6,1	6,2	4,6	
fc x direccion	6,60	5,80	10,20	5,60	5,60	4,50	2,80	14,90	26,60	5,50	3,60	5,80	

	[m]
Diám rotor	18
Altura hub	30
x AEG1	53,69
x AEG3	53,69

Déficit de velocidad del Aerogenerador N°2 para la dirección SSE, dicho déficit se debe a la turbulencia producida por el aerogenerador N°1														
Vm (m/s)	Pot (kw)	Ct	F added	I ambient	I wake	Rnb	R 9.5	Xo	Cl	(X-Xo)	(X-Xo) ²	Area	ctte	ΔV
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,54	0,1411	0,000630179	0,12	0,122597628	47,79663368	38,89831684	2,144588748	0,964190414	55,83458875	0,00032077	254,47	1,674042397	-0,209946794
4	1,92	0,3882	0,001650865	0,12	0,126692007	49,39589785	39,69794892	2,016089531	0,688102766	55,70608953	0,00032291	254,47	1,674042397	-0,385916508
5	5,99	0,7529	0,003053883	0,12	0,132113145	51,51339439	40,75669719	1,861351892	0,551771649	55,55135189	0,000324049	254,47	1,674042397	-0,575317888
6	11,96	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,47	1,674042397	-0,604669778
7	20,53	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,47	1,674042397	-0,604669778
8	32,18	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,47	1,674042397	-0,604669778
9	45,81	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,47	1,674042397	-0,604669778
10	50,03	0,5529	0,002396799	0,12	0,129216093	50,38180607	40,19090303	1,94197959	0,61184238	55,63197959	0,00032311	254,47	1,674042397	-0,477156145
11	50,03	0,3529	0,001509299	0,12	0,12613207	49,17718645	39,34869323	2,033042028	0,71032092	55,72304206	0,00032205	254,47	1,674042397	-0,384187136
12	50,03	0,2823	0,001222352	0,12	0,124989408	48,73086295	39,36543148	2,068234815	0,765188066	55,75823482	0,000321649	254,47	1,674042397	-0,318577991
13	50,03	0,2176	0,000954380	0,12	0,123912793	48,31033689	39,15516844	2,102145092	0,834549659	55,79214509	0,000321258	254,47	1,674042397	-0,272400907
14	50,03	0,1529	0,000680777	0,12	0,122803815	47,87717033	38,93858516	2,137859053	0,938719816	55,82785905	0,000320847	254,47	1,674042397	-0,230129389
15	50,03	0,147	0,000655507	0,12	0,122780884	47,83699548	38,91848274	2,141215005	0,951114281	55,83121505	0,000320808	254,47	1,674042397	-0,21517952
16	50,03	0,0941	0,000426132	0,12	0,121762605	47,47007342	38,7352671	2,172135422	1,10359216	55,86213542	0,000320453	254,47	1,674042397	-0,164930312
17	50,03	0,0588	0,000269765	0,12	0,121118804	47,21900485	38,60950242	2,193698819	1,29086068	55,88369882	0,000320206	254,47	1,674042397	-0,12409803
18	50,03	0,0352	0,000163308	0,12	0,12067853	47,04703372	38,52351686	2,208610968	1,53164315	55,89861097	0,000320035	254,47	1,674042397	-0,091198321
19	50,03	0,0235	0,000109795	0,12	0,12045661	46,96035199	38,48017599	2,216178991	1,752464356	55,90617899	0,000319949	254,47	1,674042397	-0,071158753
20	50,03	0,0177	0,000083041	0,12	0,120345508	46,91695527	38,45847763	2,219980953	1,926108401	55,90998995	0,000319905	254,47	1,674042397	-0,060165155
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección SSE por el aerogenerador N°2: **0,00331632 Gwh/año**
3,31631981 Mwh/año

0,073695996 Gwh/año
73,69599574 Mwh/año

multiple fc x direc **0,00331632 Gwh/año**
Energía total anual generada en la dirección SSE 3,31631981 Mwh/año

Déficit de velocidad del Aerogenerador N°2 para la dirección NNO, dicho déficit se debe a la turbulencia producida por el aerogenerador N°3														
Vm (m/s)	Pot (kw)	Ct	F added	I ambient	I wake	Rnb	R 9.5	Xo	Cl	(X-Xo)	(X-Xo) ²	Area	ctte	ΔV
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,54	0,1411	0,000630179	0,12	0,122597628	47,79663368	38,89831684	2,144588748	0,964190414	55,83458875	0,00032077	254,47	1,674042397	-0,214612279
4	1,92	0,3882	0,001650865	0,12	0,126692007	49,39589785	39,69794892	2,016089531	0,688102766	55,70608953	0,00032251	254,47	1,674042397	-0,394492522
5	5,99	0,7529	0,003053883	0,12	0,132113145	51,51339439	40,75669719	1,861351892	0,551771649	55,55135189	0,000324049	254,47	1,674042397	-0,588102773
6	11,96	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,47	1,674042397	-0,618104022
7	20,53	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,47	1,674042397	-0,618104022
8	32,18	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,47	1,674042397	-0,618104022
9	45,81	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,47	1,674042397	-0,618104022
10	50,03	0,5529	0,002396799	0,12	0,129216093	50,38180607	40,19090303	1,94197959	0,61184238	55,63197959	0,00032311	254,47	1,674042397	-0,488178726
11	50,03	0,3529	0,001509299	0,12	0,12613207	49,17718645	39,34869323	2,033042028	0,71032092	55,72304206	0,00032205	254,47	1,674042397	-0,372484628
12	50,03	0,2823	0,001222352	0,12	0,124989408	48,73086295	39,36543148	2,068234815	0,765188066	55,75823482	0,000321649	254,47	1,674042397	-0,325657502
13	50,03	0,2176	0,000954380	0,12	0,123912793	48,31033689	39,15516844	2,102145092	0,834549659	55,79214509	0,000321258	254,47	1,674042397	-0,27845426
14	50,03	0,1529	0,000680777	0,12	0,122803815	47,87717033	38,93858516	2,137859053	0,938719816	55,82785905	0,000320847	254,47	1,674042397	-0,22525597
15	50,03	0,147	0,000655507	0,12	0,122780884	47,83699548	38,91848274	2,141215005	0,951114281	55,83121505	0,000320808	254,47	1,674042397	-0,219991387
16	50,03	0,0941	0,000426132	0,12	0,121762605	47,47007342	38,7352671	2,172135422	1,10359216	55,86213542	0,000320453	254,47	1,674042397	-0,168247773
17	50,03	0,0588	0,000269765	0,12	0,121118804	47,21900485	38,60950242	2,193698819	1,29086068	55,88369882	0,000320206	254,47	1,674042397	-0,126855764
18	50,03	0,0352	0,000163308	0,12	0,12067853	47,04703372	38,52351686	2,208610968	1,53164315	55,89861097	0,000320035	254,47	1,674042397	-0,093224995
19	50,03	0,0235	0,000109795	0,12	0,12045661	46,96035199	38,48017599	2,216178991	1,752464356	55,90617899	0,000319949	254,47	1,674042397	-0,073148948
20	50,03	0,0177	0,000083041	0,12	0,120345508	46,91695527	38,45847763	2,219980953	1,926108401	55,90998995	0,000319905	254,47	1,674042397	-0,061706603
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección NNO por el aerogenerador N°2: **0,00473397 Gwh/año**
4,73396884 Mwh/año

0,081620152 Gwh/año
81,62015248 Mwh/año

multiple fc x direc **0,00473397 Gwh/año**
Energía total anual generada en la dirección NNO 4,73396884 Mwh/año

Potencia total anual del aerogenerador N°2, con déficit de veloc causado por el N°1 y N°3

P libre	118,7254063	P Total	0,126775695 Gwh/año
P afectada	8,050288652		126,775695 Mwh/año
P Total AEG imperturbado			127,643579 Mwh/año

El porcentaje de la pérdida de potencia total anual del aerogenerador N°2 es: **0,679928 %**

Figura 33: Producción AEG 2 en línea.

DATOS	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSO	OSO	O	ONO	NNO
c	4,165	5,511	5,076	4,741	5,305	5,064	4,617	7,651	7,666	6,851	6,919	5,151
k	1,84	1,81	1,97	2,07	2,03	1,83	1,86	1,82	1,92	1,76	1,61	1,68
Vm	3,7	4,9	4,5	4,2	4,7	4,5	4,1	6,8	6,8	6,1	6,2	4,6
fc x direccion	6,60	5,80	10,20	5,60	5,60	4,50	2,80	14,90	26,60	5,50	3,50	5,80

[m]	
Diám Rotor	18
Altura hub	30
x AEG2	53,69

Déficit de velocidad del Aerogenerador N°3 para la dirección SSE, dicho déficit se debe a la turbulencia combinada producida por los AEGs N°1 y N°2														
Vm (m/s)	Pot (Kw)	Ct	F added	I ambient	I wake	Rnb	R 9,5	Xo	C1	(X*Xo)	(X*Xo)^(1-2)	Área	ctte	ΔV
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,54	0,1411	0,000630179	0,12	0,122597628	47,79663368	38,89831684	2,144588748	0,964190414	55,83458875	0,000320777	254,4690049	1,674042397	-0,209946794
3,614083402	1,387435095	0,292840009	0,001265534	0,12	0,12516203	48,79828896	39,39914448	2,062866131	0,755895356	55,75286613	0,000321711	254,4690049	1,674042397	-0,325683209
4,424682112	3,648456197	0,543081566	0,002258908	0,12	0,129069391	50,32450421	40,16225211	1,946185996	0,615247881	55,636186	0,000323062	254,4690049	1,674042397	-0,472435718
5,395333022	8,350138143	0,778478047	0,003148832	0,12	0,132472005	51,6535653	40,82678265	1,851678824	0,545661138	55,54167882	0,000324162	254,4690049	1,674042397	-0,587034656
7,395333022	15,348004	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,4690049	1,674042397	-0,604666978
7,395333022	25,13562971	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,4690049	1,674042397	-0,604666978
7,395333022	37,56838909	0,8176	0,003293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,53681526	55,52713912	0,000324332	254,4690049	1,674042397	-0,604666978
9,522433855	48,01467087	0,679311759	0,002778439	0,12	0,131066543	51,10459185	40,55229592	1,889952728	0,571016648	55,57995273	0,000323716	254,4690049	1,674042397	-0,540701969
10,63561286	50,03	0,425777427	0,001800276	0,12	0,127280306	49,62568766	39,81284833	1,998481901	0,667233131	55,6884819	0,000322455	254,4690049	1,674042397	-0,408001019
11,68142201	50,03	0,304791606	0,001314348	0,12	0,125356884	48,87439883	39,43719942	2,056828442	0,745883179	55,74682844	0,00032178	254,4690049	1,674042397	-0,333618618
12,72759909	50,03	0,235224339	0,001027893	0,12	0,124209071	48,42606294	39,21303147	2,092739278	0,813163224	55,78273928	0,000321366	254,4690049	1,674042397	-0,285464024
13,77967061	50,03	0,167155311	0,0007416	0,12	0,123051208	47,97380191	38,98690095	2,129821791	0,911237857	55,81982179	0,000320939	254,4690049	1,674042397	-0,23245652
14,78482048	50,03	0,148269559	0,00066095	0,12	0,12272306	47,84562737	38,92281369	2,140491423	0,948391855	55,83049142	0,000320817	254,4690049	1,674042397	-0,216294504
15,83540979	50,03	0,102806822	0,000464259	0,12	0,121919068	47,53158797	38,76579399	2,166937849	1,071513966	55,85693785	0,000320513	254,4690049	1,674042397	-0,173576263
16,87590197	50,03	0,06318066	0,000289341	0,12	0,121119959	47,25055993	38,62527996	2,190977261	1,260309163	55,88097726	0,000320237	254,4690049	1,674042397	-0,129569591
17,90880168	50,03	0,03735228	0,000173093	0,12	0,120719066	47,06286727	38,53143363	2,207232318	1,501640965	55,89723232	0,000320051	254,4690049	1,674042397	-0,094505842
18,92844125	50,03	0,024337237	0,000113644	0,12	0,120472584	46,96659141	38,48329571	2,215633077	1,732133607	55,90563308	0,000319955	254,4690049	1,674042397	-0,073078166
19,93963485	50,03	0,018050118	8,4661E-05	0,12	0,120352237	46,9195839	38,45979195	2,219750411	1,913573435	55,90975041	0,000319908	254,4690049	1,674042397	-0,061078952
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

V (m/s)	Pot (kW)	Ct	f(v) para NNO	Energía GWh/año en NNO
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
2,790053206	-	-	-	-
3,288400194	0,9380	0,212363688	0,160414932	0,001318099
3,952246395	2,3307	0,397234986	0,155842804	0,003181806
4,808298367	5,5066	0,636113897	0,139403344	0,006724554
5,790666045	11,1166	0,793944247	0,112515996	0,010956992
6,790666045	19,2174	0,8176	0,083322703	0,014026895
7,790666045	30,0507	0,8176	0,057270225	0,015076056
8,981731886	43,0033	0,745652517	0,035059092	0,01262197
10,22761184	49,2913	0,518702523	0,017352329	0,0074926
11,34780339	50,0300	0,343386719	0,00886155	0,003883688
12,44213507	50,0300	0,254206739	0,00428355	0,00187732
13,54721409	50,0300	0,182195248	0,001920108	0,000841512
14,56852598	50,0300	0,152333515	0,000861935	0,000377754
15,566183353	50,0300	0,110318085	0,000343795	0,000150673
16,74633238	50,0300	0,068115196	0,000129875	5,69194E-05
17,81429584	50,0300	0,039715465	4,69448E-05	2,05742E-05
18,85536308	50,0300	0,025270033	1,64711E-05	7,21868E-06
19,87855589	50,0300	0,018429878	5,583E-06	2,44682E-06
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección SSE por el aerogenerador N°3 0,00333527 GWh/año 3,33527277 MWh/año

0,074117173 GWh/año 74,11717274 MWh/año

multiplic fc x direc
Energía total anual generada en la dirección SSE 0,003335273 GWh/año 3,335272773 MWh/año

Potencia total anual del aerogenerador N°3, con déficit de veloc causado por el N°1 y N°2

P libre	123,9567179	P Total	0,127291991 GWh/año
P afectada	3,335272773		127,2919907 MWh/año

P Total AEG imperturbado 127,643579 MWh/año

El porcentaje de la pérdida de potencia total anual del aerogenerador N°3 es: 0,275446 %

La energía generada por los 3 aerogeneradores dispuestos de forma lineal es: 381,1768 MW/año
Este valor cumple el requisito del proyecto de: 342,0518 MW en un: 111,4383 %

P total libre	382,930738 MW/año
Pérdida total	0,45803381 %

Figura 34: Producción AEG 3 en línea y producción parque en línea.

10. ANEXO III

Cálculo de producción parque en triángulo

DATOS	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330		[m]
N	NNE	ESE	E	ESE	SSE	S	SSO	OSO	O	ONO	NNO		Díam Rotor	18
c	4.165	5.111	5.076	4.741	5.305	5.064	4.617	3.653	3.686	4.854	6.919	3.151	Altura Hub	30
k	1.84	1.81	1.97	2.07	2.03	1.83	1.86	1.82	1.92	1.76	1.61	1.68	× AEG1	93
Vm	3,7	4,0	4,5	4,2	4,7	4,5	4,1	6,8	6,8	6,1	6,2	4,6	× AEG3	107,39
fc x dirección	6,40	5,40	10,20	5,60	5,60	4,50	2,80	14,90	26,40	5,50	3,50	5,80		

Deficit de velocidad del Aerogenerador N°1 para la dirección N, dicho deficit se debe a la turbulencia producida por el aerogenerador N°2	Vm (m/s)	Pot (kw)	Ct	f' added	I ambient	I wake	Rsb	R,S,S	Xo	Ct	(X/Ro)	(X/Ro)^(-2)	Area	ctte	AV
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	0,54	0,3411	0,000630179	0,12	0,122597628	47,29663358	38,89813584	2,44858748	0,802847316	0,51458875	0,00112067	254,47	1,674042397	-0,140088386	
3	1,82	0,8882	0,001650865	0,12	0,126692007	48,39488795	39,69794892	2,016089531	0,72958881	0,00110766	254,47	1,674042397	-0,381346117		
4	5,99	0,2529	0,001053983	0,12	0,121131445	51,51339439	40,25669719	1,861351892	0,459400771	0,00111127	254,47	1,674042397	-0,381346117		
5	11,46	0,8176	0,001293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,448087116	0,00111184	254,47	1,674042397	-0,402833394		
6	25,33	0,8176	0,001293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,448087116	0,00111184	254,47	1,674042397	-0,402833394		
7	37,18	0,8176	0,001293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,448087116	0,00111184	254,47	1,674042397	-0,402833394		
8	45,81	0,8176	0,001293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,448087116	0,00111184	254,47	1,674042397	-0,402833394		
9	50,03	0,5029	0,002296799	0,12	0,129216093	50,38180607	40,19090303	1,94197959	0,509246604	0,00110939	254,47	1,674042397	-0,31813968		
10	50,03	0,2629	0,001509299	0,12	0,12613207	49,17718945	39,58899233	2,013042058	0,591491339	0,00110726	254,47	1,674042397	-0,344005182		
11	50,03	0,2629	0,001509299	0,12	0,12613207	49,17718945	39,58899233	2,013042058	0,591491339	0,00110726	254,47	1,674042397	-0,344005182		
12	50,03	0,147	0,000605507	0,12	0,122700864	47,83069548	38,1848474	2,14121595	0,781907884	0,00110475	254,47	1,674042397	-0,343977466		
13	50,03	0,2176	0,000944880	0,12	0,123912791	48,31033889	39,15516844	1,92414592	0,649400018	0,00110565	254,47	1,674042397	-0,31372099		
14	50,03	0,3239	0,000808777	0,12	0,122803815	47,87717013	38,89813584	2,117895953	0,78188881	0,00110365	254,47	1,674042397	-0,347011255		
15	50,03	0,147	0,000605507	0,12	0,122700864	47,83069548	38,1848474	2,14121595	0,781907884	0,00110475	254,47	1,674042397	-0,343977466		
16	50,03	0,0841	0,000426132	0,12	0,121762605	47,47047342	38,73523671	2,172135422	0,818522231	0,00110409	254,47	1,674042397	-0,308838148		
17	50,03	0,0888	0,000269765	0,12	0,121118804	47,21900485	38,60950242	2,193698819	1,074884146	0,00110353	254,47	1,674042397	-0,289285221		
18	50,03	0,0882	0,000613068	0,12	0,12067881	47,84703312	38,33136166	2,208820668	1,279361716	0,00110318	254,47	1,674042397	-0,260807484		
19	50,03	0,0235	0,000109795	0,12	0,12045661	46,96035199	38,48017599	2,16178991	1,459213205	0,00110301	254,47	1,674042397	-0,04764866		
20	50,03	0,0377	0,000083041	0,12	0,120345508	46,91695527	38,41847763	2,219989953	1,603802467	0,00110292	254,47	1,674042397	-0,040393987		
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección N por el aerogenerador N°1													
0,002347479 Gwh/año													
2,54412361 Mwh/año													
Energía total anual generada en la dirección N													
0,002347479 Gwh/año													
2,54412361 Mwh/año													

Deficit de velocidad del Aerogenerador N°1 para la dirección NNO, dicho deficit se debe a la turbulencia producida por el aerogenerador N°3	Vm (m/s)	Pot (kw)	Ct	f' added	I ambient	I wake	Rsb	R,S,S	Xo	Ct	(X/Ro)	(X/Ro)^(-2)	Area	ctte	AV
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	0,54	0,3411	0,000630179	0,12	0,122597628	47,29663358	38,89813584	2,44858748	0,755254685	109,5345887	0,334846	0,00112067	254,47	1,674042397	-0,164756052
3	1,82	0,8882	0,001650865	0,12	0,126692007	48,39488795	39,69794892	2,016089531	0,546130575	109,4606095	0,354436	0,00110766	254,47	1,674042397	-0,302620499
4	5,99	0,2529	0,001053983	0,12	0,121131445	51,51339439	40,25669719	1,861351892	0,437927854	109,2513519	0,376126	0,00111127	254,47	1,674042397	-0,450730749
5	11,46	0,8176	0,001293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,426057320	109,271391	0,381818	0,00111184	254,47	1,674042397	-0,473656512
6	25,33	0,8176	0,001293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,426057320	109,271391	0,381818	0,00111184	254,47	1,674042397	-0,473656512
7	37,18	0,8176	0,001293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,426057320	109,271391	0,381818	0,00111184	254,47	1,674042397	-0,473656512
8	45,81	0,8176	0,001293301	0,12	0,133016167	51,86611476	40,93305738	1,837139118	0,426057320	109,271391	0,381818	0,00111184	254,47	1,674042397	-0,473656512
9	50,03	0,5029	0,002296799	0,12	0,129216093	50,38180607	40,19090303	1,94197959	0,485399664	109,3319796	0,365768	0,00110939	254,47	1,674042397	-0,374322889
10	50,03	0,2629	0,001509299	0,12	0,12613207	49,17718945	39,58899233	2,013042058	0,567374624	109,4210421	0,351858	0,00110726	254,47	1,674042397	-0,285796398
11	50,03	0,2629	0,001509299	0,12	0,12613207	49,17718945	39,58899233	2,013042058	0,567374624	109,4210421	0,351858	0,00110726	254,47	1,674042397	-0,285796398
12	50,03	0,147	0,000605507	0,12	0,122700864	47,83069548	38,1848474	2,14121595	0,748754751	109,3321515	0,339368	0,00110475	254,47	1,674042397	-0,348893106
13	50,03	0,2176	0,000944880	0,12	0,123912791	48,31033889	39,15516844	1,92414592	0,662381942	109,4921451	0,341313	0,00110565	254,47	1,674042397	-0,213713873
14	50,03	0,3239	0,000808777	0,12	0,122803815	47,87717013	38,89813584	2,117895953	0,745039282	109,5278921	0,336876	0,00110365	254,47	1,674042397	-0,172890996
15	50,03	0,147	0,000605507	0,12	0,122700864	47,83069548	38,1848474	2,14121595	0,748754751	109,3321515	0,339368	0,00110475	254,47	1,674042397	-0,348893106
16	50,03	0,0841	0,000426132	0,12	0,121762605	47,47047342	38,73523671	2,172135422	0,875894489	109,5621354	0,330656	0,00110409	254,47	1,674042397	-0,129131229
17	50,03	0,0888	0,000269765	0,12	0,121118804	47,21900485	38,60950242	2,193698819	1,024524998	109,5836988	0,327376	0,00110353	254,47	1,674042397	-0,097414091
18	50,03	0,0882	0,000613068	0,12	0,12067881	47,84703312	38,33136166	2,208820668	1,215628230	109,598611	0,325113	0,00110318	254,47	1,674042397	-0,071594818
19	50,03	0,0235	0,000109795	0,12	0,12045661	46,96035199	38,48017599	2,16178991	1,390888706	109,606179	0,323966	0,00110301	254,47	1,674042397	-0,056179351
20	50,03	0,0377	0,000083041	0,12	0,120345508	46,91695527	38,41847763	2,219989953	1,528705798	109,609981	0,323388	0,00110292	254,47	1,674042397	-0,047392532
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección NNO por el aerogenerador N°1															
0,00474022 Gwh/año															
4,74022288 Mwh/año															
Energía total anual generada en la dirección NNO															
0,00474022 Gwh/año															
4,74022288 Mwh/año															

Potencia total anual del aerogenerador N°1, con deficit de veloc causado por el N°2 y N°3				
P libre		P Total		
119,3487994	7,28435649	0,126653146	Gwh/año	
126,6314549		126,6314549	Mwh/año	
P Total AEG imperturbado		127,645379 Mwh/año		
El porcentaje de la pérdida de potencia total anual del aerogenerador N°1 es: 0,775937 %				

Figura 35: Producción AEG 1 en triángulo.

DATOS	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
c	4,165	5,511	5,076	4,741	5,305	5,064	4,617	7,651	7,666	6,851	6,919	5,151
N	NNE		ENE	E	ESE	SSE	S	SSO	OSO	O	ONO	NNO
Vm	1,84	1,81	1,97	2,07	2,01	1,81	1,86	1,82	1,92	1,76	1,61	1,68
P	1,7	4,9	4,5	4,2	4,7	4,5	4,1	6,8	6,6	6,1	6,2	4,6
fc x direction	6,60	5,80	10,20	5,60	5,60	4,50	2,80	14,90	26,60	5,50	3,50	5,80

[m]	18
Altura hub	30
k AEG1	93
k AEG3	53,69

Vm (m/s)	Pot (kw)	Ct	f'added	I ambient	I wake	I rob	R.9.5	Xo	Cl	(Kx0)	(Kx0)(N-2)	Area	cte	dV
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0.54	0.1411	0.000620179	0.12	0.122597628	47.7966398	38.8981684	2.44888788	0.802847319	95.14488975	0.000110407	254.47	1.674042397	-0.15322986
4	1.92	0.3882	0.001650865	0.12	0.126692207	49.39589781	38.8981684	2.016099531	0.827900851	95.00012766	0.000120764	254.47	1.674042397	-0.253162464
5	5.99	0.7529	0.003053883	0.12	0.132113145	51.51339439	40.75669719	1.861351892	0.69940773	94.86131892	0.000111127	254.47	1.674042397	-0.424789051
6	11.96	0.8176	0.002939301	0.12	0.13016167	51.86611476	40.93305738	1.837139118	0.446987116	94.83713912	0.000111184	254.47	1.674042397	-0.446403314
7	20.53	0.8176	0.002939301	0.12	0.13016167	51.86611476	40.93305738	1.837139118	0.446987116	94.83713912	0.000111184	254.47	1.674042397	-0.446403314
8	32.18	0.8176	0.002939301	0.12	0.13016167	51.86611476	40.93305738	1.837139118	0.446987116	94.83713912	0.000111184	254.47	1.674042397	-0.446403314
9	45.81	0.8176	0.002939301	0.12	0.13016167	51.86611476	40.93305738	1.837139118	0.446987116	94.83713912	0.000111184	254.47	1.674042397	-0.446403314
10	50.03	0.5529	0.002296799	0.12	0.128216093	50.38189607	40.19090303	1.94197959	0.50924604	94.84197959	0.000110939	254.47	1.674042397	-0.35275478
11	50.03	0.8329	0.001509299	0.12	0.12813207	49.17718645	39.58899323	2.033042058	0.91949139	95.03304206	0.00010728	254.47	1.674042397	-0.249276456
12	50.03	0.2823	0.001223252	0.12	0.124989408	48.73086295	39.36543148	2.046314815	0.63745089	95.06821482	0.000109644	254.47	1.674042397	-0.354661932
13	50.03	0.2176	0.000954380	0.12	0.123912793	48.3103689	39.15516844	2.102145092	0.604900308	95.10214509	0.000105665	254.47	1.674042397	-0.20136884
14	50.03	0.1529	0.000680777	0.12	0.122803815	47.87717033	38.93858516	2.137859053	0.781618851	95.13785905	0.000110482	254.47	1.674042397	-0.162904363
15	50.03	0.147	0.000655507	0.12	0.122700884	47.83896548	38.91848274	2.143121005	0.791939288	95.143121005	0.000110475	254.47	1.674042397	-0.159979353
16	50.03	0.0941	0.000426132	0.12	0.121762695	47.47047342	38.73232071	2.17213542	0.818922231	95.17213542	0.000109493	254.47	1.674042397	-0.321712007
17	50.03	0.0588	0.000269765	0.12	0.121118804	47.13900485	38.60950242	2.193688819	1.07485116	95.19368882	0.000110533	254.47	1.674042397	-0.091729299
18	50.03	0.0352	0.000163308	0.12	0.12067853	47.04703372	38.52351686	2.208610968	1.27345179	95.20861097	0.000110318	254.47	1.674042397	-0.067452583
19	50.03	0.0235	0.000109795	0.12	0.12045661	46.96031199	38.48017599	2.216178991	1.45915201	95.21617899	0.000110301	254.47	1.674042397	-0.052228635
20	50.03	0.0217	0.000093041	0.12	0.120345508	46.91695257	38.45847763	2.219980953	1.603802467	95.21998095	0.000110292	254.47	1.674042397	-0.044650094
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección S por el aerogenerador N°2 **0,00153275 Gwh/año**
1.53275882 Mwh/año

0,054741386 Gwh/año
54,74138648 Mwh/año

multiple fc x direc
Energía total anual generada en la dirección S **0,001532759 Gwh/año**
1.532758822 Mwh/año

Vm (m/s)	Pot (kw)	Ct	f'added	I ambient	I wake	I rob	R.9.5	Xo	Cl	(Kx0)	(Kx0)(N-2)	Area	cte	dV
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0.54	0.1411	0.000620179	0.12	0.122597628	47.79663268	38.898121684	2.44888788	0.964100414	95.83458875	0.000220777	254.4690049	1.674042397	-0.284594543
4	1.92	0.3882	0.001650865	0.12	0.126692207	49.39589785	39.69794892	2.016099531	0.6880102766	95.70660953	0.000322251	254.4690049	1.674042397	-0.523131388
5	5.99	0.7529	0.003053883	0.12	0.132113145	51.51339439	40.75669719	1.861351892	0.551771649	95.55135189	0.000324049	254.4690049	1.674042397	-0.779875359
6	11.96	0.8176	0.002939301	0.12	0.13016167	51.86611476	40.93305738	1.837139118	0.33681526	95.52713912	0.000324332	254.4690049	1.674042397	-0.819659681
7	20.53	0.8176	0.002939301	0.12	0.13016167	51.86611476	40.93305738	1.837139118	0.33681526	95.52713912	0.000324332	254.4690049	1.674042397	-0.819659681
8	32.18	0.8176	0.002939301	0.12	0.13016167	51.86611476	40.93305738	1.837139118	0.33681526	95.52713912	0.000324332	254.4690049	1.674042397	-0.819659681
9	45.81	0.8176	0.002939301	0.12	0.13016167	51.86611476	40.93305738	1.837139118	0.33681526	95.52713912	0.000324332	254.4690049	1.674042397	-0.819659681
10	50.03	0.5529	0.002296799	0.12	0.129216093	50.38189607	40.19090303	1.94197959	0.611584238	95.61397959	0.000323111	254.4690049	1.674042397	-0.647367441
11	50.03	0.8329	0.001509299	0.12	0.12813207	49.17718645	39.58899323	2.033042058	0.910210902	95.72042058	0.000323055	254.4690049	1.674042397	-0.491947007
12	50.03	0.2823	0.001223252	0.12	0.124989408	48.73086295	39.36543148	2.046314815	0.76518066	95.75821482	0.000321649	254.4690049	1.674042397	-0.431850166
13	50.03	0.2176	0.000954380	0.12	0.123912793	48.3103689	39.15516844	2.102145092	0.834549659	95.79214509	0.000321258	254.4690049	1.674042397	-0.369254562
14	50.03	0.1529	0.000680777	0.12	0.122803815	47.87717033	38.93858516	2.137859053	0.938719816	95.82785905	0.000320847	254.4690049	1.674042397	-0.298668727
15	50.03	0.147	0.000655507	0.12	0.122700884	47.83896548	38.91848274	2.143121005	0.935114781	95.83215051	0.000320808	254.4690049	1.674042397	-0.291867794
16	50.03	0.0941	0.000426132	0.12	0.121762695	47.47047342	38.73232071	2.17213542	1.0359216	95.86213542	0.000320493	254.4690049	1.674042397	-0.223111177
17	50.03	0.0588	0.000269765	0.12	0.121118804	47.21900485	38.60950242	2.193688819	1.2906608	95.88369882	0.00032026	254.4690049	1.674042397	-0.168221774
18	50.03	0.0352	0.000163308	0.12	0.12067853	47.04703372	38.52351686	2.208610968	1.53164315	95.89881097	0.000320026	254.4690049	1.674042397	-0.12362439
19	50.03	0.0235	0.000109795	0.12	0.12045661	46.96031199	38.48017599	2.216178991	1.752464356	95.90178991	0.000319849	254.4690049	1.674042397	-0.097001865
20	50.03	0.0217	0.000093041	0.12	0.120345508	46.91695257	38.45847763	2.219980953	1.926108401	95.9098905	0.000319905	254.4690049	1.674042397	-0.081828321
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección O por el aerogenerador N°2 **0,0078494 Gwh/año**
7,84939696 Mwh/año

0,142716308 Gwh/año
142,7163083 Mwh/año

multiple fc x direc
Energía total anual generada en la dirección O **0,007849397 Gwh/año**
7,849396956 Mwh/año

Potencia total anual del aerogenerador N°2, con déficit de veloc causado por el N°1 y N°3

P libre	117,2797312	P Total	0,126661887 Gwh/año
P afectada	9,382155778		126,661887 Mwh/año

P Total AEG imperturbado **127,66379 Mwh/año**

El porcentaje de la pérdida de potencia total anual del aerogenerador N°2 es: **0,769089 %**

Figura 36: Producción AEG 2 en triángulo.

DATOS	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
c	4.165	5,511	5,076	4.741	5,064	4,617	7,651	7,666	6,851	6,919	5,151	
k	1,84	1,81	1,97	2,07	2,03	1,83	1,86	1,82	1,92	1,76	1,61	1,68
Vm	3,7	4,5	4,5	4,2	4,7	4,5	4,1	6,8	6,8	6,1	6,2	4,6
Ex a dirección	6,62	5,80	10,30	3,40	5,80	4,50	2,80	14,90	20,60	5,50	3,20	5,80

	[m]
Diám Rotor	18
Altura hub	30
v AEG1	53,69
v AEG1	107,39

Déficit de velocidad del Aerogenerador N3 para la dirección E, dicho déficit se debe a la turbulencia producida por el aerogenerador N2

Vm (m/s)	Pot (kw)	Ct	P added	Lambert	I wake	Inb	R 5,5	Xo	C1	(Xx0)	(Xx0)(%^-2)	Area	cte	dV
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,54	0,441	0,000810179	0,12	0,122197628	47,79663368	38,89831684	2,144838748	0,964190414	55,83458875	0,00023271	254,47	1,674042397	-0,195903941
4	1,92	0,3882	0,001650865	0,12	0,116692007	49,35958785	39,69794852	2,016689531	0,688102766	55,7068953	0,000212511	254,47	1,674042397	-0,160188824
5	5,99	0,7929	0,003938883	0,12	0,111131145	51,1339349	40,75607719	1,86151892	0,551771459	55,5713189	0,00020469	254,47	1,674042397	-0,131091362
6	11,96	0,8176	0,002939301	0,12	0,130301617	51,8661476	40,9305729	1,837139118	0,53841326	55,52719912	0,000214332	254,47	1,674042397	-0,564539446
7	20,53	0,8176	0,002939301	0,12	0,118016167	51,8661476	40,9305729	1,837139118	0,53841326	55,52719912	0,000214332	254,47	1,674042397	-0,564539446
8	32,18	0,8176	0,002939301	0,12	0,130301617	51,8661476	40,9305729	1,837139118	0,53841326	55,52719912	0,000214332	254,47	1,674042397	-0,564539446
9	45,81	0,8176	0,002939301	0,12	0,130301617	51,8661476	40,9305729	1,837139118	0,53841326	55,52719912	0,000214332	254,47	1,674042397	-0,564539446
10	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
11	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
12	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
13	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
14	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
15	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
16	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
17	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
18	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
19	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
20	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,129116093	50,88180607	40,19000361	1,84197993	0,611844318	55,83197993	0,00021311	254,47	1,674042397	-0,445728022
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección E por el aerogenerador N3 **0,00902413 Gwh/año**
3,02412029 Mwh/año

0,04400225 Gwh/año
54,0022521 Mwh/año

Energía total anual generada en la dirección E **0,00902413 Gwh/año**
3,02412029 Mwh/año

Déficit de velocidad del Aerogenerador N3 para la dirección SSE, dicho déficit se debe a la turbulencia producida por el aerogenerador N1

Vm (m/s)	Pot (kw)	Ct	P added	Lambert	I wake	Inb	R 5,5	Xo	C1	(Xx0)	(Xx0)(%^-2)	Area	cte	dV
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,54	0,441	0,000810179	0,12	0,122197628	47,79663368	38,89831684	2,144838748	0,765224865	109,5345887	0,33484101	254,4600049	1,674042397	-0,163174398
4	1,92	0,3882	0,001650865	0,12	0,126692007	49,35958785	39,69794852	2,016689531	0,546130575	109,4060885	0,35443205	254,4600049	1,674042397	-0,296041793
5	5,99	0,7929	0,003938883	0,12	0,132111145	51,5339349	40,75607719	1,86151892	0,437927854	109,2511519	0,37812125	254,4600049	1,674042397	-0,440932255
6	11,96	0,8176	0,002939301	0,12	0,130301617	51,8661476	40,9305729	1,837139118	0,428057239	109,2271391	0,38183101	254,4600049	1,674042397	-0,463539611
7	20,53	0,8176	0,002939301	0,12	0,130301617	51,8661476	40,9305729	1,837139118	0,428057239	109,2271391	0,38183101	254,4600049	1,674042397	-0,463539611
8	32,18	0,8176	0,002939301	0,12	0,130301617	51,8661476	40,9305729	1,837139118	0,428057239	109,2271391	0,38183101	254,4600049	1,674042397	-0,463539611
9	45,81	0,8176	0,002939301	0,12	0,130301617	51,8661476	40,9305729	1,837139118	0,428057239	109,2271391	0,38183101	254,4600049	1,674042397	-0,463539611
10	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
11	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
12	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
13	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
14	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
15	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
16	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
17	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
18	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
19	50,03	0,9329	0,00286799	0,12	0,126332027	49,17738645	39,58859323	2,033042058	0,563764574	109,4230421	0,35185401	254,4600049	1,674042397	-0,299554085
20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Energía total anual generada en la dirección SSE **0,00330967 Gwh/año**
3,0967254 Mwh/año

0,07354827 Gwh/año
73,548276 Mwh/año

Energía total anual generada en la dirección SSE **0,00330967 Gwh/año**
3,0967254 Mwh/año

Potencia total anual del aerogenerador N3, con déficit de veloc causada por el N#1 y N2

P libre	126,5072608	P total	0,133861 Gwh/año
P afectada	6,38378836		126,9409977 Mwh/año
		P Total AEG Imperturbado	227,643579 Mwh/año

El porcentaje de la pérdida de potencia total anual del aerogenerador N3 es: **0,628766 %**

La energía generada por los 3 aerogeneradores dispuestos de forma triangular es: **380,156 mwh**

Este valor cumple el requisito del proyecto de: **342,0518 MW** en un: **111,1399 %**

La disposición lineal es superior a una diferencia porcentual de: **0,26779 %**

P total libre	382,930726 MWh/año
Pérdida total	0,2459226 %

Figura 37: Producción AEG 3 en triángulo y producción parque en triángulo.