



Universidad de Concepción
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Departamento de Geofísica

**FACTIBILIDAD DE ABASTECER AL PACYT
BÍO-BÍO USANDO ENERGÍA EÓLICA O SOLAR**

Gregorio Buenante Navarrete

Memoria para optar al título de Geofísico

Concepción, Chile
Septiembre de 2017



**Universidad
de Concepción**



FACTIBILIDAD DE ABASTECER AL PACYT BÍO-BÍO USANDO ENERGÍA EÓLICA O SOLAR

Gregorio Buenante Navarrete

Memoria para optar al título de Geofísico

Profesor guía:

Dante Figueroa Martínez

Comisión evaluadora:

David Lara Castells

Martín Jacques Coper

A mi amigo José
Q.E.P.D.

Agradecimientos

Si pensara que he llegado hasta aquí por mis propios méritos, que he alcanzado mis objetivos gracias solo a mi esfuerzo y que nadie me dio la mano cada vez que volvía a ponerme de pie, estaría completamente equivocado. Si no agradeciera a todas aquellos que me enseñaron, que me aconsejaron, que me dieron una oportunidad, que me corrigieron aun cuando no lo pedí, que me dieron fuerzas, si no les agradeciera a ellos, francamente pienso que aunque tuviera la calificación más alta en este trabajo, no sería digno de recibir el título de geofísico. Porque no sería quien soy ahora si no fuera por ellos.

Por lo tanto, quiero comenzar agradeciendo a mis padres y mis hermanos quienes siempre me apoyaron incondicionalmente, a pesar de que a veces no di lo mejor de mí. Agradezco a los docentes por lo que aprendí en el transcurso de la carrera y por la exigencia con la que fui evaluado, porque me ayudarán mucho en mi vida laboral. Le doy las gracias a aquellos que conocí y compartieron conmigo; me hicieron pasar momentos agradables y me apoyaron, no olvidaré nunca su amistad. Una de las cosas que aprendí con ellos es que el trabajo en equipo rinde mejores frutos que el trabajo individual. Además, quiero agradecer especialmente a Consorcio Eólico y a Carlos Carteau por permitirme trabajar con los softwares que necesitaba para realizar esta tesis, y también por todo lo que aprendí relacionado a la energía eólica, puesto que además realicé mi práctica profesional con ellos, lo que fue una vivencia muy grata para mí. Y también doy gracias a Dios por darme una segunda oportunidad para salir adelante y por poder vivir esta experiencia, con altos y bajos, pero que tuvo un final feliz.

Y así como agradezco por las cosas buenas por las que pasé en esta etapa, también quiero agradecer por las malas experiencias que me tocó vivir. Cometí errores que me hicieron tropezar tanto en el aspecto académico como en lo personal, pero que me ayudaron a madurar y a rescatar el lado bueno de esas circunstancias. No parecerá muy razonable, pero también doy gracias por haber fracasado en mi carrera universitaria anterior, porque ahora me siento más feliz y agradecido por lo que tengo. A fin de cuentas, todo sirve como experiencia.

Resumen

El Parque Científico y Tecnológico del Bío-Bío (PACYT Bío-Bío) es uno de los proyectos científico-tecnológicos más importantes para el país, puesto que una vez ejecutado favorecerá el desarrollo de la actividad científica en investigación e innovación, y su ubicación estará dentro del campus de la Universidad de Concepción, específicamente al sureste de la universidad. A causa de la magnitud de este proyecto, surgió la idea de proponer al PACYT un parque eólico con el fin de que sea autosustentable energéticamente.

En el presente trabajo se estudió esta propuesta, analizando la teoría de la energía eólica y aplicando aquellos conocimientos a las mediciones de velocidad y dirección de viento, obtenidas desde una de las 2 estaciones meteorológicas ubicadas en el ya inexistente Observatorio Geodésico TIGO. Esta estación fue elegida porque está situada junto al sitio en donde se construirá el proyecto. El registro de estas mediciones abarca el período desde el año 2002 hasta el 2014. Además, se utilizó uno de los métodos MCP (medir-correlacionar-predecir) que se describen en este trabajo para extender las series de tiempo de las mediciones hasta el año presente, con el fin de lograr una evaluación del potencial eólico más certera. Las series de tiempo de la estación meteorológica de TIGO se compararon con las series de estaciones cercanas y con modelos numéricos de mesoescala. Asimismo, en este estudio se analizaron los diferentes tipos de aerogeneradores que existen, con el objetivo de conocer cuál turbina conviene utilizar. Junto con el uso de softwares típicos de la industria eólica (WAsP y WindFarmer) y sus herramientas, se consiguió estimar las características del recurso eólico para la zona donde se pretende situar el parque eólico y la energía que se aprovecharía usando aerogeneradores de alta potencia, modelando la distribución de las turbinas y describiendo la metodología para llegar a tales resultados. Por otro lado, también se calculó el recurso solar y la energía solar fotovoltaica que podría obtenerse en el proyecto a partir de datos de radiación solar sobre Concepción entregados por el software Meteororm, y se revisaron las propiedades de los paneles fotovoltaicos. Así también se estudió si efectivamente conviene hacer uso de esta energía para este proyecto. Los resultados del análisis eólico y solar muestran que el uso de estos recursos no es conveniente por las bajas intensidades de viento, y por las limitaciones espaciales que se presentan para el uso de paneles fotovoltaicos.

Para finalizar, se evaluó el impacto ambiental en algunos aspectos que ocasionaría la presencia del parque eólico que se propone, y también se estudió la viabilidad económica que tendría la instalación de los aerogeneradores, considerando sus costos y el consumo energético que poseería el PACYT, lo cual determina en primera instancia si esta propuesta puede llevarse a cabo o no.

Índice general

Agradecimientos	4
Resumen	5
Índice general	6
1. Introducción	7
1.1 Motivación del tema	7
1.2 El Parque Científico y Tecnológico	7
1.2.1 Demanda energética	8
2. Teoría y Métodos	10
2.1 Teoría de la energía eólica	10
2.1.1 La atmósfera y el viento	10
2.1.2 Datos eólicos: Medición y tratamiento	12
2.1.3 Métodos MCP (medir, correlacionar y predecir)	23
2.1.4 Propiedades de los aerogeneradores	30
2.1.5 Cálculos energéticos	36
2.2 Softwares utilizados y procedimiento	40
2.2.1 Wasp II	50
2.2.2 WindFarmer 5.3	53
2.3 La energía solar fotovoltaica	57
2.3.1 El recurso solar	57
2.3.2 Paneles fotovoltaicos	61
2.3.3 Estimación de la energía generada	68
2.4 Análisis económico	71
3. Resultados	72
3.1 Comportamiento del viento y energía eólica	72
3.2 Radiación y energía solar	84
3.3 Factibilidad económica	87
3.4 Impacto ambiental	89
3.4.1 Ruido	89
3.4.2 Sombras intermitentes	90
4. Discusión	91
5. Conclusiones	94
6. Anexos	96
7. Bibliografía	103

Introducción

1.1 Motivación del tema

No es novedad que en este último tiempo la demanda energética se ha incrementado notoriamente, de modo que se ha buscado nuevas alternativas para suplir esta necesidad en la población. Las energías renovables no convencionales han sido las protagonistas en la búsqueda de una salida para aquella situación, entre las que se destacan la energía eólica y la energía solar. Este tipo de energías, a diferencia de los combustibles fósiles, es amigable con el medio ambiente, puesto que no emite gases invernadero ni contaminantes y es, además, inagotable. Como país, Chile posee abundancia de estos recursos: usando paneles solares fotovoltaicos se generan aproximadamente 1.397 MW de potencia actualmente (2017), mientras que las turbinas eólicas producen un valor cercano a los 1.000 MW; esto sin mencionar la potencia que se genera con los otros tipos de energías, aunque a escala más pequeña. Y tales cifras continúan en aumento.

Son estos los motivos por lo que el tema elegido de esta tesis es el uso tanto de energía eólica como de energía solar fotovoltaica para suplir una demanda energética. Si bien existen otras energías alternativas que quizás poseen un potencial equivalente o mayor a las ya mencionadas, las energías eólica y solar son las más desarrolladas en nuestro país, tanto desde el punto de vista teórico como el práctico. El proyecto con el que se trabajó fue el Parque Científico y Tecnológico que comenzará a construirse en el 2018 en el campus de la Universidad de Concepción.

1.2 El Parque Científico y Tecnológico (PACYT)

El PACYT consiste en un megaproyecto en el que se construirá un parque exclusivamente dedicado a la innovación y el desarrollo, emplazado en el campus de la Universidad de Concepción, que buscará atraer a las empresas expertas en I+D+i (investigación, desarrollo e innovación). De este modo, el PACYT logrará contribuir significativamente al desarrollo económico, productivo y cultural de la región y del país. El parque se desarrollará en 91 hectáreas de los predios La Cantera y el Guindo, ubicados en los cerros de la UdeC en el sector sureste de su campus, de los cuales 24 hectáreas estarán reservadas para las empresas¹, mientras que dentro de las otras 67 hectáreas se situarán 2 lagunas artificiales, espacios de circulación y áreas verdes, principalmente. En la **Figura 1** puede apreciarse la ubicación del parque respecto al campus de la universidad. Su urbanización comenzó el primer semestre de 2017², y se espera que el parque sea inaugurado en el 2018. Además, se puede observar que hacia el sur del PACYT existe un vasto territorio sin intervenir por el proyecto en el que podrían situarse las turbinas o los paneles solares.

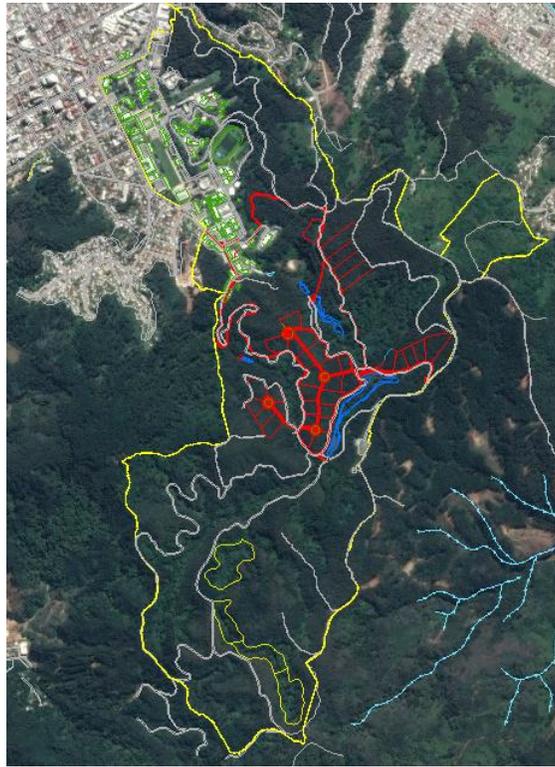


Figura 1. Ubicación del PACYT. En rojo, las áreas destinadas a la construcción de edificios y áreas verdes, en amarillo, el territorio que es propiedad de la UdeC, en gris, los caminos, y en azul, los cuerpos de aguas artificiales.

1.2.1 Demanda energética

Conocer cuál será la demanda energética que tendrá el PACYT permitirá saber cómo estará configurado el parque eólico o solar, calculando la cantidad de turbinas o paneles que se requerirían. Según la información recibida, no se tiene el conocimiento preciso de la energía que se necesitará en el parque, pero se contempla que la demanda será aproximadamente a la de 40 edificios de características similares a la Facultad de Medicina. La información recibida sobre el consumo de esa facultad se muestra en el **Anexo 1**. A partir de este contenido, los valores instantáneos de potencia para cada caso dan como resultado:

Potencia Facultad de Medicina (kW)			Potencia PACYT (kW)		
Año	14 horas / día	24 horas / día	Año	14 horas / día	24 horas / día
2014	68,3	39,8	2014	2.732,1	1.593,8
2015	64,5	37,6	2015	2.579,2	1.504,5

Tabla 1. Promedios de potencia instantánea para la Facultad de Medicina y para el PACYT.

En la **Tabla 1** se muestran los valores de potencia instantánea promediados que tiene la Facultad de Medicina y los que tendría el PACYT, para el caso en que hubiera un consumo

eléctrico de 14 horas al día (por ejemplo entre las 08:00 y las 22:00 horas) y para el caso en que hubiese un consumo las 24 horas del día, los 7 días de la semana. Lógicamente la situación en que hay consumo 14 horas al día es más realista. Ahora, lo más razonable sería promediar los valores de potencia, energía y gasto monetario del PACYT obtenidos de los años 2014 y 2015 para obtener una media, pero no se hará así. Esto porque es mejor considerar la situación en que habrá una mayor demanda de energía, para configurar el número de dispositivos adecuados en esa situación de manera que puedan abastecer al parque con esa demanda de energía. De esta forma no habría déficit de energía cuando los aerogeneradores o los paneles solares suministren de energía al parque. Por lo tanto, se asumirá que el PACYT tendrá una demanda de energía mensual equivalente al valor más alto encontrado entre los 2 años, es decir, 1.150 MWh, y así mismo una demanda de energía anual de 13.800 MWh (2014). La cantidad de potencia que requerirá será de 2.732 kW. Los costos serán estimados más adelante, ya que el valor del kWh cambia año a año.

Entonces, los objetivos de este trabajo son los siguientes:

- Objetivo general: Estimar el nivel de autosustentabilidad que puede lograr el PACYT evaluando los recursos energéticos renovables del lugar donde se emplazará.
- Objetivos específicos: Se analizará si es factible construir un parque eólico para abastecer de energía eléctrica a tal proyecto, y además se buscará comparar los resultados que se obtendrían si se usaran aerogeneradores, con los resultados que se obtendrían si se utilizaran paneles fotovoltaicos.

En el presente estudio se optó por trabajar y desarrollar un análisis más detallado en el tema de energía eólica, puesto que involucra una mayor aplicación de conceptos físicos y estadísticos que en el caso de la energía solar. Al ser un recurso que presenta mayor variabilidad tanto en su velocidad como en su dirección, se debe seleccionar cuidadosamente la localización de los lugares donde aprovechar los vientos óptimos para la generación de energía eléctrica, analizando mediciones en terreno, características del entorno, impacto sobre el medio ambiente, etc.

Por último, cabe señalar que en esta tesis se evaluarán aspectos relacionados principalmente al recurso en sí, y no se verá en detalle las características técnicas de los dispositivos, ni su funcionamiento, ya que esos conceptos están más ligados a la ingeniería que a la geofísica. Así, en materia de instrumentación sólo se revisarán aspectos generales de los dispositivos.

2. Teoría y Métodos

La única manera de conocer realísticamente cuál es el potencial eólico y solar que posee la zona en la que se emplazará el PACYT es a través de mediciones en terreno. Si bien pueden obtenerse datos de viento y de radiación del Sol por medio de modelos numéricos obtenidos a partir de mediciones satelitales, las mediciones in situ poseen una mayor credibilidad. En esta sección se describirá la parte teórica de la energía eólica y solar, y los métodos necesarios para tratar las mediciones de viento y de radiación solar, de forma de lograr resultados asociados a la energía que puede obtenerse a partir de estos dos recursos.

2.1 Teoría de la energía eólica

Para comenzar a analizar el viento, primero debe obtenerse lo más importante: datos de mediciones de intensidad o velocidad de viento y de dirección de viento. En la prospección eólica, la velocidad del viento tiene mayor importancia que cualquier otra variable medida en la atmósfera; sin embargo, para diseñar un parque eólico la dirección del viento se torna una variable sumamente importante de trabajar, ya que ésta determinará la posición de cada turbina respecto a las demás. Estas consideraciones, junto con otros factores significativos como la topografía o la estación del año que también influyen en la conducta del viento, se analizarán en los siguientes párrafos de este informe.

2.1.1 La atmósfera y el viento

En primer lugar, debe definirse dónde ocurre el viento: la atmósfera. Ésta es la capa gaseosa que envuelve a la Tierra, donde el 99 % de su masa se concentra en los primeros 30 km de altura, y está conformada por una mezcla de gases, de los cuales los que se encuentran en mayor proporción son el Nitrógeno (75,52 % de la masa de la atmósfera), el Oxígeno (23,15 %) y el Argón (1,28 %). Su temperatura varía según la altura, lo que se define como gradiente térmico (dT/dz). Desde la superficie terrestre hasta una altura de 80 a 100 km, la composición del aire es prácticamente constante; esta zona se conoce como Homósfera o Baja Atmósfera. Dentro de aquella, se define una zona que es de particular interés para la prospección eólica, la Tropósfera.

La Tropósfera es la zona inferior de la atmósfera, donde ocurren los fenómenos meteorológicos. Posee aproximadamente el 80 % de la masa atmosférica, y su temperatura disminuye con la altura a una razón de 6,5 °C / km en promedio. No obstante, el perfil de temperatura varía mucho en función del tiempo y del lugar, Su altura también varía; en los polos es de 6 a 8 km, mientras que en el Ecuador es de 16 a 18 km.

En la Tropósfera se realizan fundamentalmente los movimientos de aire que son de interés en este trabajo. A escala global se produce por las diferencias de temperatura que provoca la radiación solar sobre las distintas partes del planeta, ya que estas variaciones de temperatura originan diferencias de presión y densidad, y éstas causan el movimiento de las masas de aire. Por esto, el viento es una forma indirecta de la radiación solar. También las diferentes propiedades térmicas entre las superficies terrestres y oceánicas son las causantes de la formación de los vientos. En el estudio del viento se consideran las siguientes escalas:

Escala	Dimensiones (km)	Tiempo	Ejemplo
Planetaria	1.000 - 40.000	Semanas - años	Celda de Hadley
Macroescala / Sinóptica	100 - 5.000	Días - semanas	Ciclones de latitudes medias
Mesoescala	1 - 100	Minutos - días	Tormentas y brisas
Microescala	< 1	Segundos - minutos	Turbulencias

Tabla 2. Escalas de longitud consideradas para el estudio del viento.

La circulación del viento a gran escala, viento sinóptico, está causada por gradientes de presión en sistemas de macroescala, y su duración puede durar varios días, mientras que la circulación del viento a mesoescala es causada por gradientes de presión en sistemas de escala media (frentes, tormentas, brisas, etc.) y su duración puede durar varias horas. Para el aprovechamiento energético del viento, interesa conocer los estudios a mesoescala y microescala. La velocidad del viento es el resultado de la acción de distintas fuerzas que tienen efecto sobre la atmósfera: El gradiente de presión, la fuerza de Coriolis, la fuerza centrífuga y la fuerza de roce.

En energía eólica, la altura de interés es 100 metros debido a que la mayoría de los aerogeneradores captan la energía de los vientos a ese nivel. Por lo tanto, siempre se trabaja dentro de la capa límite, donde los efectos de rozamiento y del perfil orográfico tienen mucha importancia. La altura de la capa límite tiene un valor medio de 1 km.

En la capa límite, el viento experimenta una variación vertical en su velocidad debido al roce que tiene con la superficie terrestre (**Figura 2**), lo que ocasiona una disminución en su intensidad al acercarse al suelo. Estos efectos de rozamiento se manifiestan hasta la altura de la capa límite, donde además varía su dirección moviéndose entre las zonas de alta y baja presión. Dentro de la capa límite se encuentra la capa superficial, hasta unos 100 metros de altura, en el cual la orografía del terreno, la rugosidad y los obstáculos afectan de manera muy considerable a la velocidad y la dirección del viento. En la capa de Ekman, que es la capa subsiguiente hacia arriba (100 – 2.000 m de altura), el efecto de Coriolis es mayor sobre el viento, por lo que los efectos de rozamiento de la superficie terrestre afectan al viento de manera más débil.

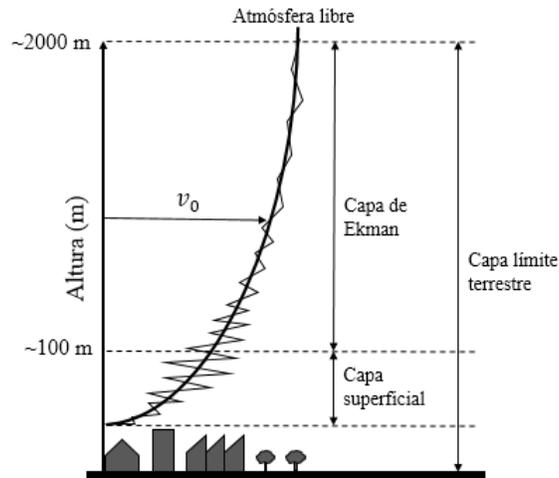


Figura 2. Perfil de velocidad de viento con la altura.

2.1.2 Datos eólicos: Medición y tratamiento

La velocidad del viento \vec{v} es una magnitud vectorial. Posee tres componentes, pero en aplicaciones de energía eólica sólo se consideran las dos componentes del plano horizontal. Esto es porque la componente vertical z es mucho menor en comparación a las otras dos. Por este motivo, los instrumentos de medición generalmente registran la velocidad y la dirección del viento solamente en el plano horizontal. Justamente estos dos valores son los que caracterizan a la magnitud vectorial \vec{v} : el módulo de la componente de la velocidad en el plano horizontal, llamada velocidad o intensidad de viento, y la dirección desde donde sopla. La velocidad se mide en metros por segundo (m/s), kilómetros por hora (km/h) o nudos (kt), mientras que la dirección de donde proviene el viento se expresa en grados sexagesimales, donde el ángulo se calcula desde la dirección norte, en sentido horario.

La velocidad y la dirección del viento pueden variar rápidamente. Por esta razón, los instrumentos de medida registran valores con una determinada frecuencia de muestreo (por ejemplo cada 1 o 2 segundos) y estos valores se promedian para intervalos de minutos (en general suelen ser 10 minutos, lo que se denomina viento meteorológico). Por otro lado, si se conoce la velocidad media del viento \bar{v} y su desviación estándar σ , puede estimarse la intensidad de turbulencia con la siguiente igualdad:

$$I_t = \frac{\sigma}{\bar{v}} \quad (1)$$

El cálculo de la turbulencia es importante para un aerogenerador, porque mientras mayor sea la turbulencia, las cargas de fatiga sobre el aerogenerador serán mayores, lo que puede ocasionar fallas y una disminución de la vida útil de la turbina. Por ello es ideal situar el aerogenerador en un lugar con baja turbulencia. Bajo este criterio, las mediciones de velocidad y dirección de viento se hacen a alturas en donde la turbulencia ocasionada por

obstáculos y/o la rugosidad del terreno sean pequeñas (**Figura 4**). La altura mínima recomendada para evitar perturbaciones del flujo de aire son 10 metros sobre el nivel del suelo³, pero lo ideal es realizar mediciones a la altura del buje del aerogenerador que se pretende instalar o a diferentes alturas sobre los 10 metros para obtener el perfil vertical del viento en el lugar (10, 30, 50, 80 m), lo que permitiría extrapolarlo a otras alturas.

Para medir la velocidad se utiliza un anemómetro, y para medir la dirección de procedencia se usa una veleta. Estos sensores se ubican en lugares despejados y a las alturas mencionadas para evitar los problemas ya nombrados. Los anemómetros más usados son los de rotación con 3 cazoletas cónicas, aunque también los anemómetros tipo hélice son muy usados. Estos últimos consisten en un anemómetro y una veleta integrados en un solo instrumento, donde miden la intensidad del viento en una sola dirección. Los anemómetros poseen un umbral de calma en el que no registran velocidades bajo un cierto valor (por ejemplo si un anemómetro tiene un umbral de calma de 0,3 m/s, sería insensible a velocidades de viento bajo ese valor).



Figura 3. De izquierda a derecha: anemómetro de cazoleta cónica, veleta y anemómetro de hélice.

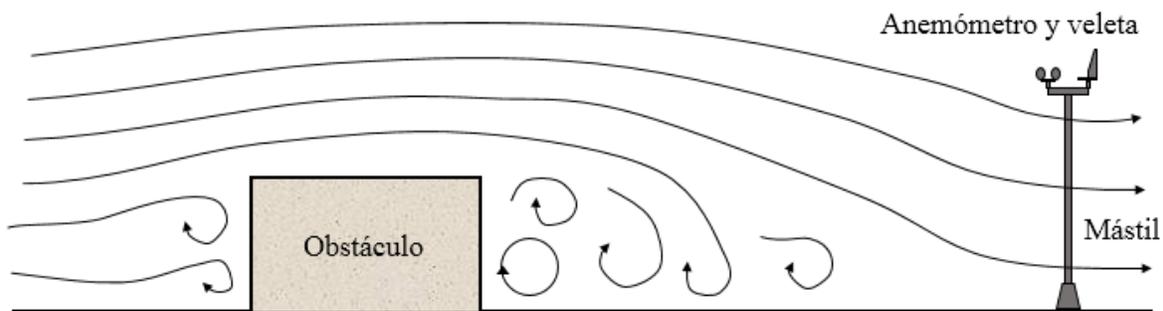


Figura 4. Influencia de un obstáculo en la circulación del viento

La veleta es un dispositivo que se orienta girando según la dirección del viento. Se sitúa junto a uno o más anemómetros en la cima del mástil. Estos sensores almacenan los datos registrados en un datalogger, el cual también se ubica en el mástil pero posicionado mucho

más abajo que los sensores. Para cálculos energéticos, el período de medición debe ser como mínimo un año, para conocer las variaciones estacionales que experimenta el viento.

Respecto a la distribución real de la intensidad del viento, la experiencia ha demostrado que ésta se ajusta bastante bien a una distribución de Weibull de dos parámetros, lo que permite calcular el potencial energético y la energía anual que puede producir un aerogenerador. La distribución de probabilidad del viento suele aproximarse a la función de densidad $p(v)$ de la probabilidad de Weibull. Esta función $p(v)$ se expresa:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2)$$

donde $p(v)$ es la función de probabilidad, v es la rapidez del viento (m/s), c es el factor de escala (m/s), y k es el factor de forma (también se les denomina parámetro de escala y parámetro de forma). El parámetro de escala c muestra qué tan aguda es la función, mientras que el parámetro de forma k determina la forma de la distribución, como se muestra en la

Figura 5:

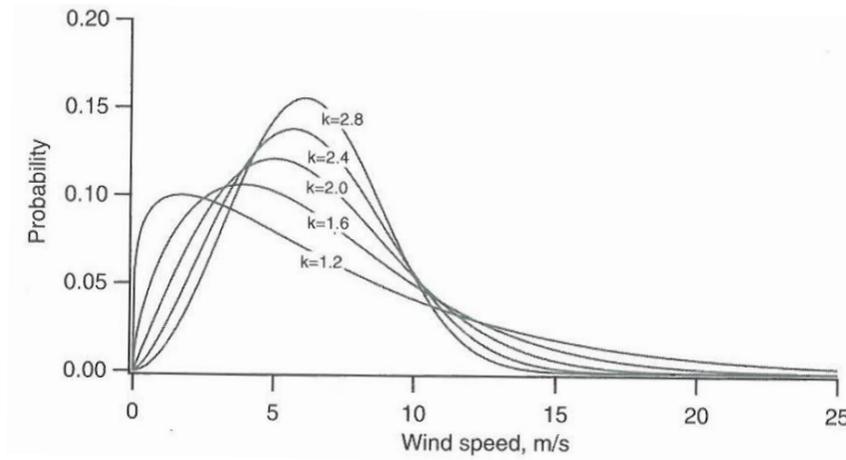


Figura 5. Densidad de probabilidad de la velocidad del viento para distintos valores de k , considerando el factor c constante.

A partir de estos parámetros, pueden calcularse estadísticos de la distribución de velocidad del viento, como por ejemplo los siguientes:

- Velocidad media \bar{v} :

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

- Varianza σ^2 :

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^2 \quad (4)$$

donde Γ es la función gamma, la que se define como:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-z} z^{x-1} dz \quad (5)$$

Como se puede ver, conocer los valores de los factores de forma y escala es de gran utilidad. Por lo tanto, si se tiene una serie de tiempo de velocidades de viento, el procedimiento para calcularlos es el siguiente:

- Calcular la frecuencia absoluta n_i** : Es el número de ocasiones en que las intensidades de viento se sitúan dentro de un determinado rango de velocidades. Se utilizan rangos de 0,5 m/s, pero si las velocidades no cuentan con decimales se usan rangos de 1 m/s.
- Calcular la frecuencia relativa f_i** : Frecuencia absoluta de cada rango de viento dividida por el número total de mediciones registradas n :

$$f_i = \frac{n_i}{n} \quad (6)$$

- Calcular la frecuencia relativa acumulada F_i** : Es la suma de frecuencias absolutas de todos los valores iguales o inferiores al valor considerado (conocida como frecuencia relativa N_i), dividido por el número total de datos:

$$F_i = \frac{N_i}{n} \quad (7)$$

- Realizar el ajuste por mínimos cuadrados**: Con F_i definida y con los valores de velocidad v , se ajustan los datos por mínimos cuadrados a la recta $y = kx + B$:

$$y = \ln[-\ln(1 - F_i)] \quad (8)$$

$$x = \ln v \quad (9)$$

- Definir los parámetros de Weibull**: El valor del factor de forma k es equivalente a la pendiente de la recta obtenida en el paso anterior, mientras que el valor del factor de escala c es igual a:

$$c = e^{-\frac{B}{k}} \quad (10)$$

Con los parámetros de Weibull obtenidos, puede calcularse la función densidad de probabilidad (ecuación 2), además de los estadísticos ya mencionados. Estos coeficientes corresponderían directamente a las mediciones de viento. Sin embargo, muchas veces las mediciones se realizan a alturas que no corresponden a la altura del buje de la turbina que se pretende instalar, por lo que es necesario extrapolar estos valores de viento a la altura que se desea saber. Esto es porque la velocidad del viento decrece a medida que la altura disminuye, a tal punto que es teóricamente nula en el punto de contacto con el suelo debido al efecto de rozamiento con la superficie, como se vio en la **Figura 2**. Así, aparece un gradiente o variación de la velocidad con la altura.

La variabilidad que presenta la superficie del terreno por los elementos que se encuentran sobre él es lo que se define como rugosidad del terreno. Éste es el que influye el gradiente de velocidad, afectando hasta alturas de cientos de metros. Por ello, los aerogeneradores siempre trabajan dentro del área de influencia de la rugosidad, por lo que es un factor a analizar para el estudio del aprovechamiento energético que se puede obtener del viento. La **Figura 6** enseña cómo la rugosidad afecta el perfil vertical del viento según las características del terreno.

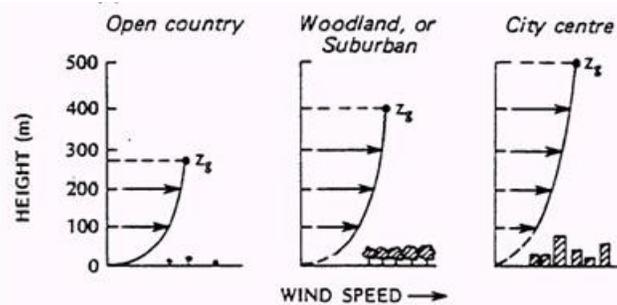


Figura 6. Perfil vertical de la velocidad del viento influenciado por distintos tipos de rugosidad⁴.

La rugosidad de un terreno se caracteriza por el parámetro z_0 , el que se define como longitud de rugosidad. La longitud de rugosidad es la altura del nivel del suelo a la que, en un modelo logarítmico, la velocidad del viento comienza a tener valores mayores a 0 m/s. El valor de este parámetro es distinto según las condiciones del terreno. La **Tabla 3** muestra los distintos valores que adquiere z_0 de acuerdo al entorno del lugar.

Saber cuál es la longitud de rugosidad apropiado para un lugar permite conocer la velocidad del viento a alturas mayores a las que se miden en terreno. Para estimar cómo varía el viento con la altura, si se tienen mediciones de velocidad promediados cada 10 minutos o 1 hora, se emplea la siguiente ecuación:

$$v' = v \frac{\ln\left(\frac{z'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (11)$$

Tipo de superficie	Longitud de rugosidad z_0 (mm)
Hielo o lodo	0,01
Océano abierto y calmo	0,2
Océano ventoso	0,5
Superficie nevada	3
Césped parejo	8
Pastizal desigual, abrupto	10
Campo sin cultivar	30
Campo cosechado, segado	50
Árboles escasos	100
Muchos árboles, setos, pocos edificios	250
Bosques	500
Suburbios de ciudades	1.500
Centro de ciudades con edificios de altura	3.000

Tabla 3. Valores de z_0 para distintos tipos de superficies.

donde v es el viento a la altura z , que ya es conocida por las mediciones, z es la altura a la que se hicieron esas mediciones, z_0 es la longitud de rugosidad estimada del terreno en metros, z' es la altura a la que se desean saber las velocidades de viento, y v' es la velocidad de viento que desea conocerse a la altura z' . Esta igualdad es conocida como la ecuación logarítmica para extrapolar la velocidad del viento a una altura diferente a la que se midió. En el caso en que se tengan datos de velocidad a largo plazo, como promedios anuales o mensuales, la igualdad que permite extrapolar el viento a diferentes alturas es:

$$\bar{v}' = \bar{v} \left(\frac{z'}{z} \right)^\alpha \quad (12)$$

en el que α es un coeficiente que depende de la longitud de rugosidad del terreno. Esta ecuación es conocida como ley potencial o ley de Hellman para la variación de la velocidad con la altura. Para valores de $z_0 \leq 0,1$ metros, el valor de α se define con la igualdad:

$$\alpha = 0,24 + 0,04 \ln(z_0) + 0,003 (\ln(z_0))^2 \quad (13)$$

En la práctica, α suele tener valores entre 0,1 y 0,3³. Así como los valores de intensidad de viento pueden extrapolarse a otras alturas, los parámetros de Weibull también pueden hacerlo si ya se conocen esos parámetros a una altura. Las expresiones que lo permiten son:

$$k' = k \left[\frac{1 - 0,088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{z'}{10} \right)} \right] \quad (14)$$

$$c' = c \left(\frac{z'}{z}\right)^\beta \quad (15)$$

Su uso se recomienda para valores menores a 100 m. El coeficiente β se define por la ecuación:

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln c}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{z}{10}\right)} \quad (16)$$

Dentro de las características del entorno, además de la rugosidad, también el relieve afecta a la velocidad del viento. Cuando se presentan elevaciones, el viento puede adquirir una mayor velocidad en la cima de estos lugares si la pendiente de la elevación es la adecuada.

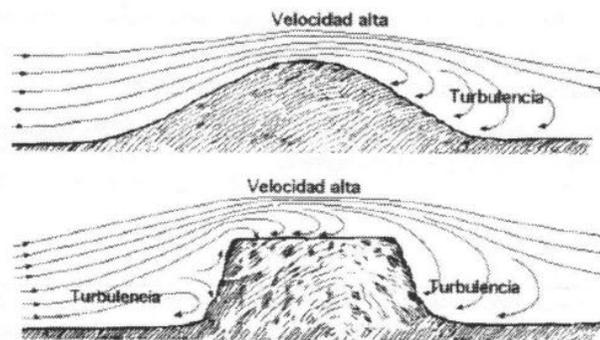


Figura 7. Influencia del relieve sobre el perfil de velocidad del viento.

Si las pendientes son suaves, de manera que las colinas sean de forma triangular o sinusoidal, se presentará un efecto acelerador mayor en la intensidad del viento sobre la cima (puede aumentar su velocidad entre un 40 y un 80 %), pero si la pendiente es muy inclinada, se presentan las turbulencias en el lugar como aparece en la **Figura 7**, lo que es perjudicial para los aerogeneradores. Además, el efecto acelerador es mayor cuando las colinas forman una barrera continua perpendicular a la dirección del viento. Sin embargo, este efecto se anula para alturas sobre la cima superiores a 2,5 veces la altura de la propia colina o para alturas mayores a la mitad del ancho de la base de la colina, medida desde la dirección del viento³. La **Figura 8** recrea esta situación.

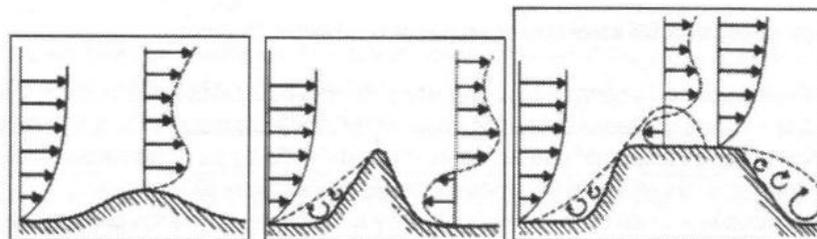


Figura 8. Influencia de la colina sobre el perfil vertical del viento en la cima y a sotavento de éste.

Para evitar al máximo la presencia de turbulencia sobre el sitio en el que se desea instalar un aerogenerador, además de considerar la topografía, se deben considerar los obstáculos. Los obstáculos no sólo ocasionan turbulencias, sino que también una disminución de la velocidad del viento. En la **Figura 9** se aprecia cómo es el efecto de un obstáculo sobre el flujo del viento visto tanto en planta como lateralmente, donde el efecto es mayor a sotavento del obstáculo que a barlovento³.

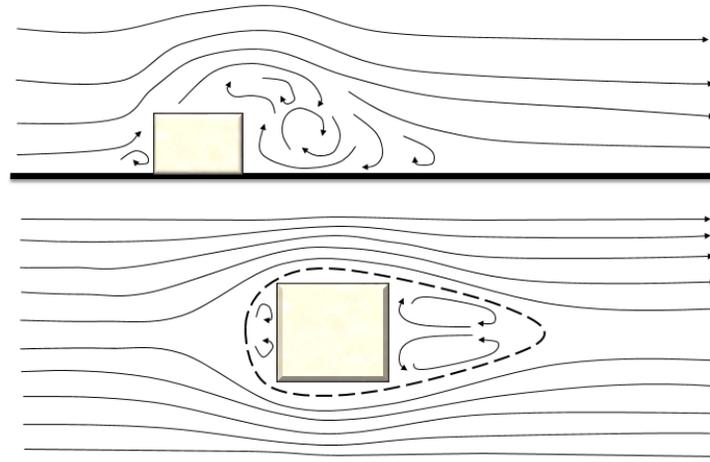


Figura 9. Efecto de un obstáculo sobre el viento visto lateralmente (arriba) y en planta. Ambos esquemas no están a escala.

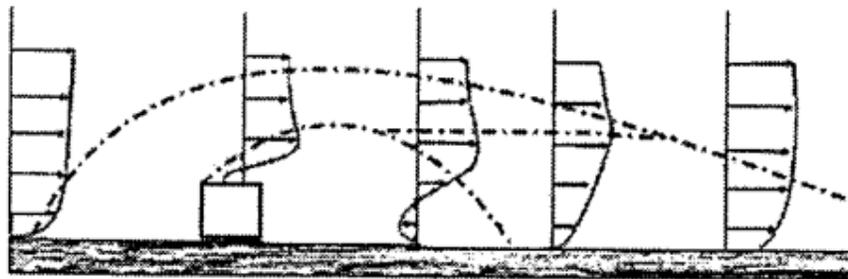


Figura 10. Efecto de un obstáculo en el perfil vertical de velocidad del viento.

Horizontalmente, la zona de turbulencia puede alcanzar a barlovento una distancia de 2 veces la altura del obstáculo y entre 10 a 30 veces aquella altura a sotavento, mientras que en la vertical puede llegar de 2 a 3 veces la altura del obstáculo, tal como se ve en la **Figura 11**.

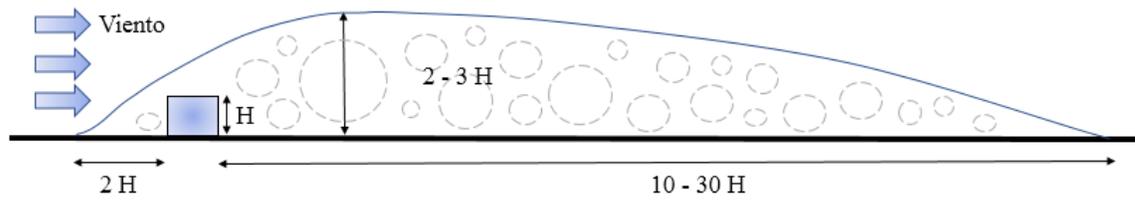


Figura 11. Zona de turbulencia creada por el obstáculo de altura H.

Estas interferencias también se presentan en un aerogenerador a sotavento, es decir, luego que el viento pasa a través de él. Este efecto se conoce como estela del aerogenerador. Cuando se diseña un parque eólico, se deben posicionar los aerogeneradores de tal forma que la estela que ocasione uno de ellos no alcance a otra turbina eólica, puesto que provocaría una disminución en la producción de energía del aerogenerador afectado, junto con las cargas de fatiga producto de las turbulencias ocasionada por el primer aerogenerador, que actuaría como obstáculo. Por esta razón, para evitar este problema, se recomienda una separación entre aerogeneradores de 3 a 5 veces el diámetro de la turbina utilizada en la dirección perpendicular a la dirección del viento, y una separación entre 7 a 10 diámetros paralela a la dirección del viento predominante, como se señala en la **Figura 12**.

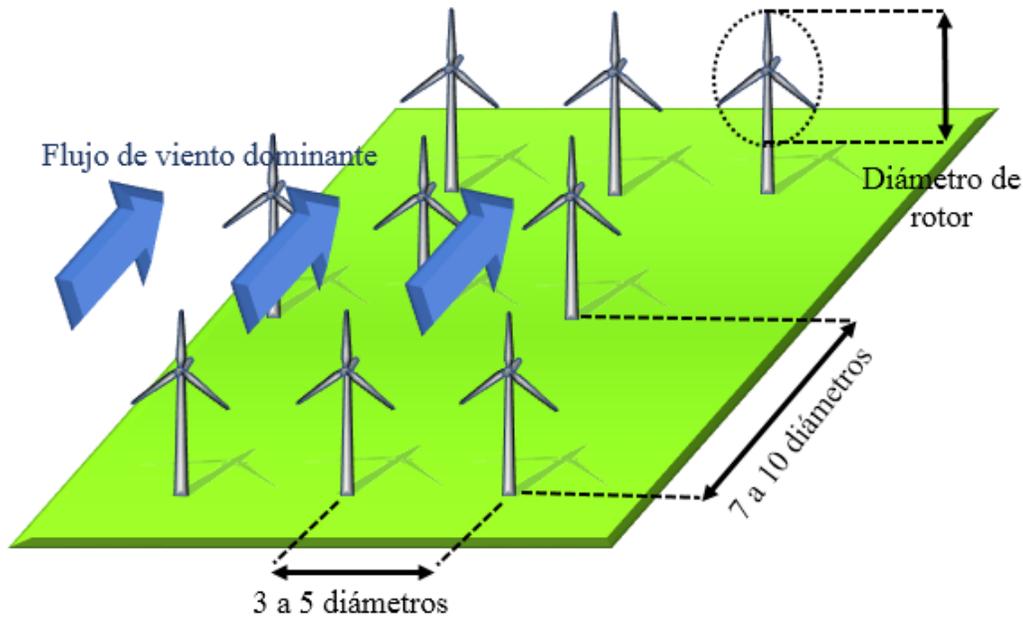


Figura 12. Distancia entre aerogeneradores en un parque eólico.

Por otro lado, se define la energía cinética que posee este recurso de la siguiente manera:

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (17)$$

en que m es la masa del flujo de aire, y v es su velocidad. El caudal másico de aire \dot{m} de densidad ρ que fluye con velocidad v a través de una superficie A en dirección perpendicular a esta área, se define como:

$$\dot{m} = \rho A v \quad (18)$$

Conceptualmente, el flujo másico es la magnitud que expresa la variación de la masa en el tiempo ($m = \dot{m}t$). Entonces, aplicando el concepto de potencia y usando la definición anterior, la potencia eólica disponible que atraviesa la superficie A es:

$$P_d = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (19)$$

donde puede notarse que la velocidad del viento está al cubo, lo que significa que la velocidad es el factor más importante para estimar P_d . La potencia eólica disponible es la potencia contenida en el viento, la cual entrega el máximo valor de potencia que se podría extraer del viento si pudiera obtenerse toda su energía cinética. Sin embargo, un número de limitaciones de distintos tipos demuestra que extraer toda esta energía es imposible. De esta manera, la densidad de potencia disponible se expresa como:

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (20)$$

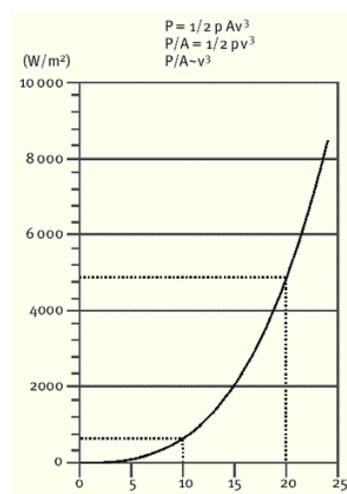


Figura 13. Densidad de potencia eólica disponible por unidad de área en función de la velocidad del viento, en condiciones estándar ($\rho = 1,225 \text{ kg m}^{-3}$, temperatura de 15°C y presión atmosférica de 1.013 mbar).

La densidad de potencia depende de la densidad del aire, y puede calcularse a partir de la temperatura que posea y de la altura sobre el nivel del mar a la que se encuentre. Sin embargo, en uno de los dos mástiles desde donde se obtuvieron datos de velocidad y dirección de viento para este trabajo, se registraron también mediciones de presión atmosférica, humedad relativa y temperatura, por lo que sería ideal estimar la densidad del aire aprovechando al máximo aquellas variables. Afortunadamente, esto es posible usando un cierto número de definiciones.

En primer lugar, se puede extrapolar la temperatura a una altura diferente a la que se midió usando la función lineal⁵:

$$T = T_b + \beta(H - H_b) \quad (21)$$

donde T es la temperatura extrapolada a otra altura, T_b corresponde a las mediciones de temperatura en grados Kelvin, el coeficiente β representa el gradiente vertical de temperatura (por estar dentro de la capa límite, su valor es $-6,5 \text{ K/Km}$), H es la altura a la que se desea extrapolar los datos de temperatura y H_b es la altura a la que se obtuvieron las mediciones, ambas en metros y sobre el nivel del mar. Luego, usando la ecuación hipsométrica, se extrapolan los datos de presión desde la altura a la que se midieron hasta la altura deseada:

$$\ln(p) = \ln(p_b) - \frac{g_n}{\beta R_0} \ln\left(\frac{T_b + \beta(H - H_b)}{T_b}\right) \quad (22)$$

donde p es la presión barométrica extrapolada a una altura diferente, p_b son las mediciones de presión en pascuales, g_n es la constante de gravedad y R_0 es la constante específica de los gases ($287,053 \text{ m}^2 \text{K}^{-1} \text{s}^{-2}$). Entonces, de la ecuación de gases ideales, la densidad del aire ρ a la altura a la que se extrapolaron las variables anteriores se estima como⁶:

$$\rho = \frac{1}{T} \left[\frac{p}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right] \quad (23)$$

siendo ϕ la humedad relativa (entre 0 y 1), R_w la constante de gas del vapor de agua ($461,5 \text{ J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$) y P_w es la presión del vapor de agua, la que se calcula utilizando la ecuación de Clausius-Clapeyron:

$$P_w = 0,0000205 e^{(0,0631846 T)} \quad (24)$$

donde la presión del vapor de agua depende únicamente de la temperatura del aire. Volviendo a la ecuación 20, con la densidad del aire ya definida se obtiene P_d . Esta variable permite estimar la densidad de energía eólica disponible, que corresponde a la energía total del viento por unidad de área perpendicular a su dirección durante un tiempo T determinado:

$$\frac{E_d}{A} = \frac{P_d}{A} T \quad (25)$$

2.1.3 Métodos MCP (medir, correlacionar y predecir)⁷

Para realizar una evaluación del potencial eólico que posee un lugar, es necesario tener como mínimo mediciones de velocidad y dirección del viento en terreno de esa área. Debido a las variaciones interanuales que experimenta el viento, el tiempo de medición adecuado debe comprender más de un año. No hay acuerdo general en cuanto al período de tiempo recomendado que debe cubrirse con tales series de datos de viento para un sitio candidato. Algunos autores sugieren 3 años⁸, algunos recomiendan 10 años⁹, y otros recomiendan que el período de medición debe ser de 20 o hasta 30 años¹⁰ para caracterizar el recurso eólico a largo plazo en un sitio. Sin embargo, frecuentemente se presentan situaciones en que se dispone de mediciones con una duración de tiempo mucho más breve en un sitio elegido, como 12 meses o menos, lo que no es suficiente para obtener conclusiones sobre la energía eólica disponible en el lugar elegido. En el caso de las mediciones que se registraron en TIGO, este no es un problema tan grave debido a que se poseen datos de velocidad y dirección de viento de 12 años aproximadamente, pero aun así es necesario que este período sea lo más extenso posible, que es lo que se puede lograr con los métodos MCP.

Para poder solucionar el inconveniente de tener mediciones durante un corto período de tiempo, diversos autores han desarrollado métodos para extender estas series de tiempo por un período más extenso. Y todos estos métodos se basan en un concepto: teniendo un sitio objetivo con un corto período de mediciones y un sitio de referencia con un largo período de datos, realizar una proyección de las condiciones de viento del sitio de referencia al sitio objetivo en el cual sólo están disponibles series de datos de viento a corto plazo. Este concepto es lo que define un método MCP. El procedimiento normalmente usado es como se muestra en la **Figura 14**, el cual comprende esencialmente dos pasos: establecer una relación entre el sitio objetivo y el sitio de referencia para el período de datos concurrente o coincidente entre aquellos lugares, y generar una serie de tiempo para el sitio objetivo que abarque el período del sitio de referencia que no posee el sitio objetivo; esto a partir de la relación generada al principio y de la serie de tiempo del sitio de referencia.

Los métodos MCP tienden a proporcionar una mayor precisión que los modelos físicos¹¹, especialmente en entornos complejos, ya que no requieren detalles topográficos del sitio, es decir, son más adecuados para sitios de topografía compleja. Y mientras más largo sea el período de mediciones del sitio objetivo, la incertidumbre será menor. Por otra parte, los métodos MCP se basan en una serie de hipótesis las cuales señalan que los datos obtenidos de las estaciones del sitio objetivo y de referencia se deben obtener de acuerdo con protocolos de medición adecuados que puedan garantizar su precisión¹², tales como:

- Los datos de la estación meteorológica no deben haberse visto afectados por factores como obstáculos o elementos de rugosidad de considerables dimensiones.
- Ni la altura ni la ubicación del mástil de viento pueden haber sido objeto de modificaciones durante el período.
- Las alturas sobre el nivel del suelo en las que se recogen los datos en los sitios de referencia y de destino deben ser similares.
- Los datos del viento deben ser registrados esencialmente con el mismo equipo.

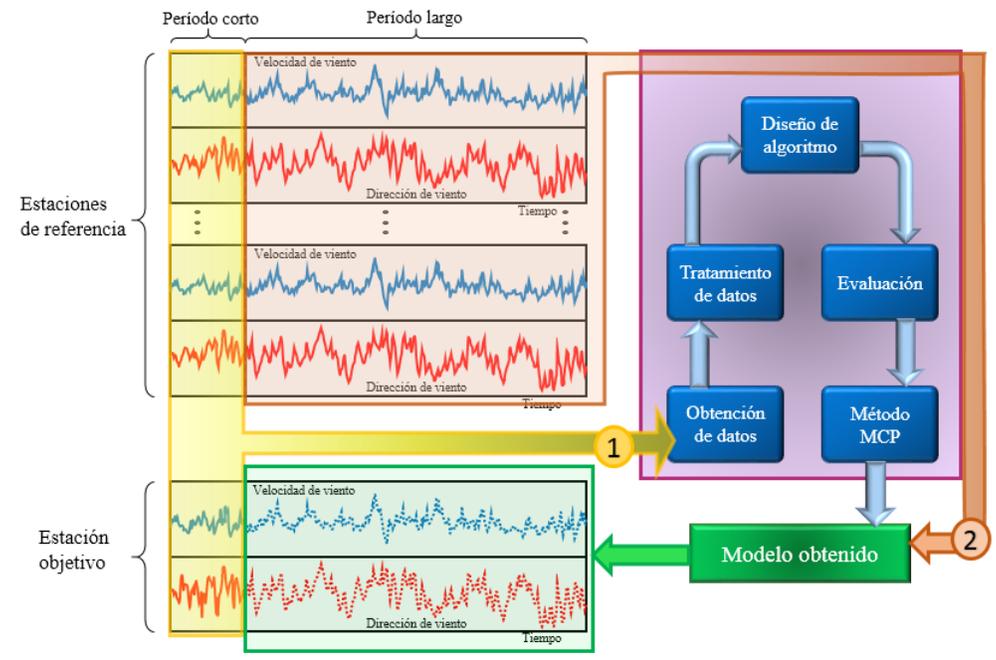


Figura 14. Procedimiento general que se lleva a cabo en un método MCP. Las líneas segmentadas representan las series generadas por este método ya que no hay mediciones de viento en el sitio objetivo para tal período.

También se recomienda que cuando ambas series se correlacionen, el coeficiente de correlación no sea inferior a 0,7¹³, En cuanto al período de datos concurrente entre las series de tiempo, la recomendación general es que este período de datos tenga al menos un año de duración.

Debido a las restricciones recién nombradas, se han analizado otras fuentes de datos. Una alternativa que parece ser ideal es el uso de datos de re-análisis, como los generados por los Centros Nacionales de Predicción Ambiental (NCEP), el Centro Nacional de Investigación Atmosférica (NCAR) en los EE.UU. y el Centro Europeo de Predicciones Meteorológicas de Mediano Plazo (ECMWF) en Europa. No obstante, según Brower¹⁴ los datos de re-análisis NCAR / NCEP no son suficientemente fiables para su uso en métodos de MCP, por lo que no deben ser utilizados para este propósito.

La mayoría de los métodos MCP no utiliza la gama completa de datos de viento de las estaciones, sino que se suelen utilizar filtros para, por ejemplo, no trabajar con valores de intensidad de viento que estén por debajo de cierto valor umbral que algunos autores proponen que sea 3 m/s (bajo ese valor no son útiles desde el punto de vista energético) o 0,1 m/s, correspondientes a las calmas. Así también, cuando se considera la dirección del viento, no se construyen las relaciones entre las estaciones utilizando la masa total de datos juntos, sino que los datos se almacenan o se agrupan en sectores definidos por la dirección del viento del sitio de referencia y se construye una relación para cada sector diferente. Aun así, se revisarán métodos MCP de ambas maneras.

Se asumirá que cuando se hable de períodos a corto plazo en ambos sitios, se referirá al período concurrente entre ellos. En consecuencia, los métodos MCP revisados usan una estación de referencia, y son los siguientes (subíndices t = objetivo, r = referencia, ST = período corto, LT = período largo):

- ❖ El método que propuso Putnam sirve para estimar la velocidad media del viento a largo plazo en el sitio objetivo, \bar{v}_t^{LT} . Esta propuesta, hecha en 1948, utiliza velocidad media del viento a corto plazo del sitio objetivo, \bar{v}_t^{ST} , y del sitio de referencia, \bar{v}_r^{ST} , y la velocidad media del sitio de referencia a largo plazo, \bar{v}_r^{LT} :

$$\bar{v}_t^{LT} = \left(\frac{\bar{v}_t^{ST}}{\bar{v}_r^{ST}} \right) \bar{v}_r^{LT} \quad (26)$$

Sin embargo, Conrad y Pollak¹⁵ afirman que los requisitos que deben cumplirse para que este método sea aplicable son que las desviaciones de la media climática deben ser casi constantes y relativamente homogéneas.

- ❖ El siguiente método también usa promedios, pero en este caso se obtiene una serie de tiempo a largo plazo para el sitio objetivo usando las medias de velocidad de viento a corto plazo de ambos sitios y la serie a largo plazo del sitio de referencia, $(v_j)_r^{LT}$:

$$(v_j)_t^{LT} = \left(\frac{\bar{v}_t^{ST}}{\bar{v}_r^{ST}} \right) (v_j)_r^{LT} \quad (27)$$

- ❖ Otro método utilizado se basa en la regresión lineal, donde se establece una relación entre los períodos de corto plazo de ambas estaciones, más los datos a largo plazo de la estación de referencia y más los residuos, ε_j , obteniendo una serie de tiempo a largo plazo para el sitio de referencia:

$$(v_j)_t^{LT} = \beta (v_j)_r^{LT} + \alpha + \varepsilon_j \quad (28)$$

Los coeficientes β y α son la pendiente y el desplazamiento de la recta que relaciona las estaciones a corto plazo, mientras que el coeficiente de los residuos ε_j es considerado ruido blanco¹⁶, y se calcula usando las series a corto plazo de las estaciones:

$$\varepsilon_j = (v_j)_t^{ST} - [\beta (v_j)_r^{ST} + \alpha] \quad (29)$$

Si al usar la ecuación 28 la intensidad prevista del viento es negativa, esta velocidad se toma como cero.

- ❖ El método de la relación de varianzas, propuesto por Rogers et al.¹⁷, también predice la intensidad del viento a largo plazo en un sitio de destino:

$$(v_j)_t^{LT} = \left[\bar{v}_t^{ST} - \frac{S_t^{ST}}{S_r^{ST}} \bar{v}_r^{ST} \right] + \left(\frac{S_t^{ST}}{S_r^{ST}} \right) (v_j)_r^{LT} \quad (30)$$

donde S_r^{ST} y S_t^{ST} son las desviaciones estándar de los sitios de referencia y objetivo a corto plazo. Según Rogers et al., este método da mejores resultados que la regresión lineal ordinaria al predecir la velocidad media del viento.

- ❖ El método no lineal planteado por King y Hurley¹⁸ utiliza la función de distribución de Weibull de tres parámetros (factor k y c , ya definidos, y el parámetro de localización γ), de tal modo que llegan a la siguiente ecuación:

$$(v_j)_t^{LT} = \beta (v_j)_r^{\delta} + \alpha \quad (31)$$

donde cada factor se define como:

$$\delta = \frac{k_r^{ST}}{k_t^{ST}}; \quad \beta = c_t^{ST} (c_r^{ST})^{-\delta}; \quad \alpha = \gamma_t^{ST}$$

$$\gamma_t^{ST} = \bar{v}_t^{ST} + \beta_t^{ST} \left(1 + \frac{1}{\alpha_t^{ST}} \right)$$

En este caso β_t^{ST} y α_t^{ST} son los coeficientes de la recta obtenidos de los datos de la estación objetivo, ya que el método afirma que el parámetro de localización para el sitio de referencia es 0 en el período concurrente¹⁹. Si los parámetros de forma son iguales, la ecuación 31 resultará una función lineal de primer orden.

Todos los métodos mencionados anteriormente asumen que la dirección del viento del sitio objetivo es equivalente a la del sitio de referencia. Existen más métodos MCP que igualmente asumen esta equivalencia en las direcciones del viento entre los sitios. No obstante, como el lugar elegido en este trabajo es el PACYT que se encuentra emplazado en un terreno complejo, difícilmente las direcciones del viento de ese sitio tendrán gran similitud con las de otro sitio donde se tengan mediciones de viento, y más aún con una correlación alta. En la sección de respuestas se darán a conocer aquellas similitudes.

Entre las diferentes metodologías aplicadas para diseñar un método MCP, destacan los métodos matriciales. Anderson et al.²⁰ establecen que los métodos matriciales deben utilizarse con preferencia a otros métodos. Esto es porque, a diferencia de los postulados anteriores, en este tipo de metodología se tiene en cuenta que la dirección del viento en los sitios objetivo y de referencia pueden ser diferentes. Desafortunadamente, la mayoría de estos métodos entregan distribuciones de frecuencia en lugar de series temporales de datos²¹. Por no ser el objetivo de esta tesis evaluar la totalidad de métodos MCP que existen, se

eligieron dos métodos para explicar: uno de ellos generará una distribución de frecuencias, y el otro entregará una serie de tiempo.

- Método matricial formulado por Woods y Watson (distribución de frecuencias)²²

En la metodología que proponen, primero se construye una matriz que llamaremos E , cuyas filas y columnas se definirán como N intervalos de dirección de viento de un ancho de 30° , donde las filas corresponderán a las direcciones de viento del sitio objetivo y las columnas corresponderán a las direcciones del sitio de referencia. Cada elemento e_{ij} de la matriz contará el número de veces en que el viento de los 2 lugares posea una dirección i del sitio objetivo y una dirección j del sitio de referencia, durante el período concurrente de ambos sitios. Luego, se descartan los elementos de esta matriz que representen un 5 % o menos del total de datos por fila (generando una matriz llamada E'), y después se calcula a qué porcentaje corresponderían los otros elementos del total de datos por fila. Esta nueva matriz será llamada Z . La **Figura 15** muestra un ejemplo de la aplicación de estos pasos. Posteriormente, se promedian las velocidades del sitio de referencia a largo plazo de acuerdo a las direcciones del viento de ese sitio que comprendan un intervalo de 30° $((\bar{v}_j)_r^{LT})$, y se calculan la pendiente y el desplazamiento de los datos que conforman las filas de la matriz E' , los cuales son β_i y α_i . Ya obtenidos estos valores, se calculan las velocidades medias a largo plazo en el sitio objetivo $(\bar{v}_i)_t^{LT}$:

$$(\bar{v}_i)_t^{LT} = \beta_i \frac{\sum_{j=1}^N Z_{ij} (\bar{v}_j)_r^{LT}}{100} + \alpha_i; \quad i = 1 \dots N \quad (32)$$

Los autores afirman que este método entrega buenos resultados, aun cuando la correlación entre ambos sitios es pobre. Vermuelen et al.²³ probaron la aplicabilidad de este método a los estudios que realizaron sobre los sitios de energía eólica en Armenia, en donde se utilizó una matriz de 16 sectores de dirección ($N = 16$) en lugar de los $N = 12$ sectores de dirección usados originalmente en el método. En vista de los resultados obtenidos, los autores concluyeron que el método de matriz MCP de Woods y Watson era aplicable a sitios en terrenos montañosos complejos con fuertes cambios de dirección del viento, aunque indican que el porcentaje elegido para eliminar los valores más bajos es arbitrario, es decir, podría ser menor al 5 %.

De este modo, con los resultados de este método puede diseñarse una rosa de los vientos con N direcciones, donde cada dirección tendrá un valor de velocidad de viento promedio. Pero a pesar de que el método funciona bien, es más necesario una serie de tiempo que una rosa de los vientos para realizar una evaluación de la energía disponible en un lugar. El método MCP que se describirá ahora, entrega una serie de tiempo tanto de velocidad como dirección a largo plazo para el sitio objetivo, pero posee un procedimiento más complejo que el método recién visto.

Table 1
Matrix E created with hourly mean data recorded during 2010 at two anemometer stations installed in the Canary Archipelago (Spain)^a (Fig. 2).

Target site sectors (ITC)	Reference site sectors (Gran Canaria airport)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	297	3							19	119	474	
2	3576	233	12	6	7	4	9	12	22	25	85	888
3	125	251	67	22	17	4	6	4	9	5	21	46
4	66	17	31	31	26	8	3	4	2	7	13	34
5	54	10	10	13	36	30	7	8	3	7	14	28
6	63	12	6	10	18	24	9	10	2	9	20	52
7	90	8	6	5	17	44	64	18	6	8	19	40
8	131	37	33	14	17	56	257	266	99	51	54	36
9	30	5	2	2	4	5	24	43	28	30	15	7
10	8						1	15	17	12	5	8
11	2						2	6	21	11	3	9
12							2	11	3	1		10

^a The 12 wind direction sectors were all taken of the same size (30°) and were measured in a clockwise direction. Sector 1 is defined by the bounds 0(N)-30° and sector 12 by the bounds 330-360(N).

Table 2
Matrix E' created from the frequencies seen in matrix E (Table 1), after rejecting the elements that comprise a fraction less than or equal to 5% of the total number of data recorded in each sector of the target site.

Target site sectors (ITC)	Reference site sectors (Gran Canaria airport)															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
1	297											119	474			
2	3576												888			
3	125	251	67										46			
4	66	17	31	31	26								13	34		
5	54	10	10	13	36	30							14	28		
6	63	12	6	10	18	24	9	10	2	9	20		20	52		
7	90	8	6	5	17	44	64	18	6	8	19		19	40		
8	131	37	33	14	17	56	257	266	99	51	54		20	52		
9	30	5	2	2	4	5	24	43	28	30	15		19	40		
10	8						1	15	17	12	5		54	8		
11	2						2	6	21	11	3		30	15		
12							2	11	3	1			15	7	12	5
													6	21	11	3
													2	11	3	1

Table 3
Matrix Z created from matrix E' (Table 2) and in which each element is expressed as a percentage of the total number of data of each target site sector.

Target site sectors (ITC)	Reference site sectors (Gran Canaria airport)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	33.4											13.4	53.3
2	80.1												19.9
3	25.6	51.3	13.7										9.4
4	30.3	7.8	14.2	14.2	11.9							6.0	15.6
5	30.9			7.4	20.6	17.1						8.0	16.0
6	33.3	6.3			9.5	12.7						10.6	27.5
7	30.8				5.8	15.1	21.9	6.2				6.5	13.7
8	15.2					6.5	29.8	30.8	11.5			6.3	
9	17.6							14.1	25.3	16.5	17.6	8.8	
10	14.0								26.3	29.8	21.1	8.8	
11									14.6	51.2	26.8	7.3	
12									11.8	64.7	17.6	5.9	

Figura 15. Matrices construidas por el método matricial de Woods y Watson.

- Método matricial formulado por Thøgersen et al. (series de tiempo)²⁴

En primer lugar, se restan las velocidades y las direcciones de los sitios de referencia y objetivo del período concurrente, obteniendo dos series de tiempo:

$$\Delta v_k = (v_k)_t^{ST} - (v_k)_r^{ST} \quad (33)$$

$$\Delta d_k = (d_k)_t^{ST} - (d_k)_r^{ST} \quad (34)$$

Los resultados de estas sustracciones se almacenan en una matriz G , donde cada uno de estos elementos de velocidad y dirección se clasifican en contenedores $g_{i,j}$, en el que las filas corresponderán a las direcciones de viento con intervalos de 30° del sitio de referencia, y las columnas pertenecerán a las velocidades de viento con intervalos de 1 m/s del sitio de referencia. De este modo, en cada contenedor se tendrán series de tiempo, por lo que la matriz se vuelve tridimensional. Luego, a cada serie generada en estos contenedores se les aplica *bootstrapping*, que es una técnica estadística de remuestreo que consiste en lo siguiente: desde la muestra original se extrae una muestra, siempre seleccionando solamente algunos

elementos de la original. De esta muestra se obtiene el estadístico deseado, que en este caso será la media, y se repite este proceso un gran número de veces hasta obtener la cantidad deseada de resultados para representar las series de tiempo del sitio objetivo a largo plazo. Con todos estos estimadores se construye la distribución de *bootstrap*, que emula una aproximación de la verdadera distribución del estadístico en la población²⁵. Cada elemento de las series de velocidad y de dirección generadas por esta técnica Δv^{LT} y Δd^{LT} , se suman con cada elemento de las series de tiempo a largo plazo del sitio de referencia:

$$(v_k)_t^{LT} = \Delta v^{LT} + (v_k)_r^{LT} \quad (35)$$

$$(d_k)_t^{LT} = \Delta d^{LT} + (d_k)_r^{LT} \quad (36)$$

Las series de tiempo $(v_k)_t^{LT}$ y $(d_k)_t^{LT}$ son las series de tiempo a largo plazo para el sitio objetivo que se buscaban desde un principio. Esta técnica es uno de los métodos MCP que se usan en el software WindPro. La **Figura 16** grafica el procedimiento de esta metodología.

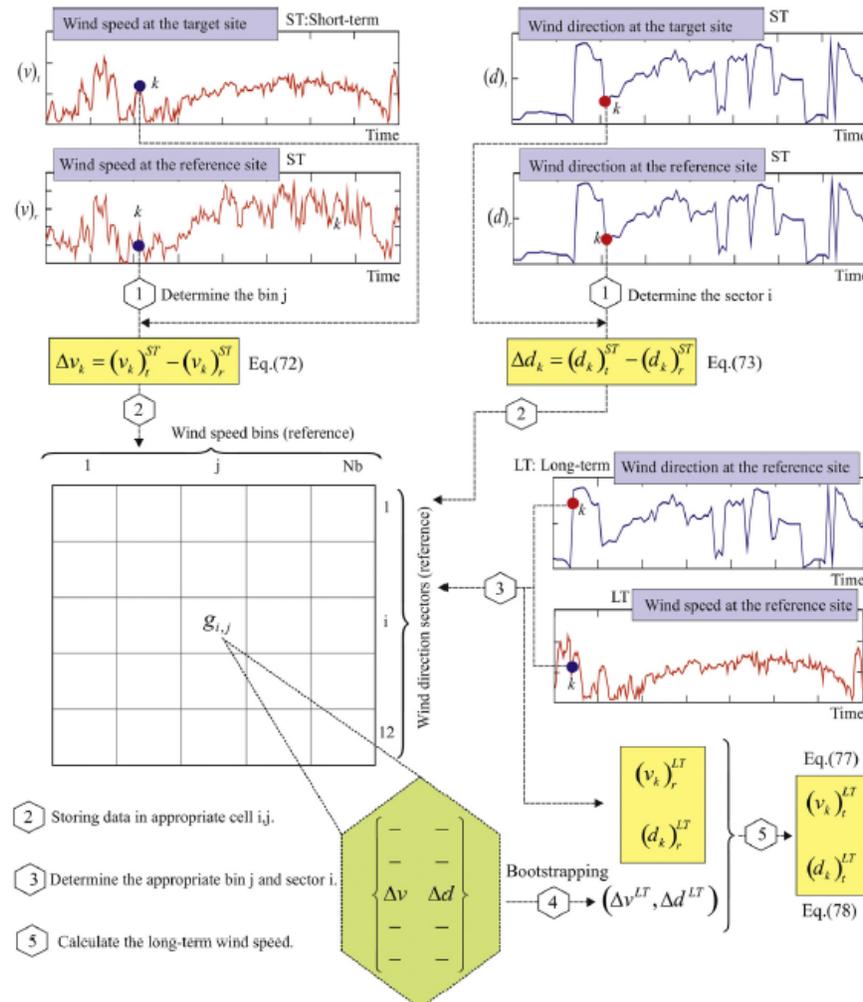


Figura 16. Procedimiento empleado en el método matricial de Thøgersen.

2.1.4 Propiedades de los aerogeneradores

Para elegir el tipo de aerogenerador más recomendable para este proyecto, primero se definirán los coeficientes y los conceptos más importantes que están relacionados al funcionamiento de los aerogeneradores, para luego hacer una comparación entre ellos clasificándolos por tipo y nombrando sus ventajas y desventajas, y graficando aquellas propiedades que son determinantes en su rendimiento.

Anteriormente se definió el coeficiente P_d como la potencia eólica disponible contenida en el viento, que en teoría significa que es la potencia disponible en el viento antes que éste llegue al rotor de la turbina. Por otra parte, cuando la turbina se acciona, su rotor entrega una potencia P que se define como potencia en el eje del rotor. El concepto que relaciona ambas potencias se conoce como coeficiente de potencia o rendimiento de conversión C_p , y se define como el cociente entre la potencia en el eje y la potencia eólica disponible:

$$C_p = \frac{P}{P_d} = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A v^3} \quad (37)$$

donde se define la potencia por unidad de área barrida por el rotor, como potencia específica:

$$\frac{P}{A} = C_p \left(\frac{P_d}{A} \right) = \frac{1}{2} C_p \rho v^3 \quad (38)$$

con v siendo la velocidad del viento a la altura del buje de la turbina. De este modo, el coeficiente C_p está asociado a la potencia aprovechable del viento, por lo que al mismo tiempo se relaciona al teorema de Betz. Este teorema afirma que existe un límite máximo para extraer la potencia que se encuentra en el viento, de modo que, con una turbina ideal, podría extraerse un máximo del 59,3 % de la energía disponible en el viento. Es decir, el valor máximo que puede tener el coeficiente de potencia C_p es 0,593, aunque en la práctica este valor puede oscilar entre 0,4 y 0,5²⁶. La demostración de este resultado se muestra en el **Anexo 2**. Además, el coeficiente C_p es función de la velocidad específica λ , que se define como el cociente entre la velocidad lineal del extremo de la pala u , y la velocidad del viento v :

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega R}{v} = \frac{2\pi n R}{60v} \quad (39)$$

donde n es la velocidad de rotación del rotor (rpm), R es el radio del rotor (m) y Ω es la velocidad de rotación del rotor (rad/s). Por otro lado, el viento ejerce una fuerza sobre el rotor llamada fuerza de empuje F_t , que se expresa de manera adimensional a través del llamado coeficiente de empuje C_t ²⁷, el cual es el cociente entre F_t y la presión dinámica del viento F_p :

$$C_t = \frac{F_t}{F_p} = \frac{F_t}{\frac{1}{2}\rho A v^2} \quad (40)$$

Teóricamente, el coeficiente de empuje en el rotor C_t está relacionado a cómo el flujo del viento se dispersa después que pasa a través del rotor, como aparece en la **Figura 17**. Este coeficiente no se relaciona directamente con el rendimiento aerodinámico, pero es útil para modelar las estelas de viento que se forman a sotavento en los aerogeneradores.

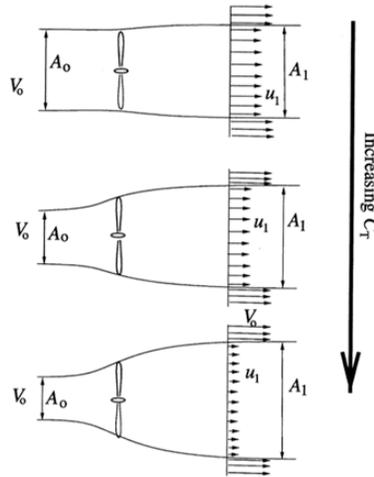


Figura 17. Variación del coeficiente de empuje de acuerdo al cambio del flujo del viento.

Tanto C_p como C_t son valores que algunos fabricantes entregan en las fichas técnicas de los aerogeneradores. Otro aspecto a destacar en los aerogeneradores es la fuerza con la que se sustentan para funcionar a base del viento cuando este flujo incide en las palas. Esta fuerza se descompone en dos cuando afecta a la pala: la fuerza de arrastre y la fuerza de sustentación. La fuerza de arrastre es paralela a la dirección del viento, mientras que la de sustentación es perpendicular a la dirección del viento.

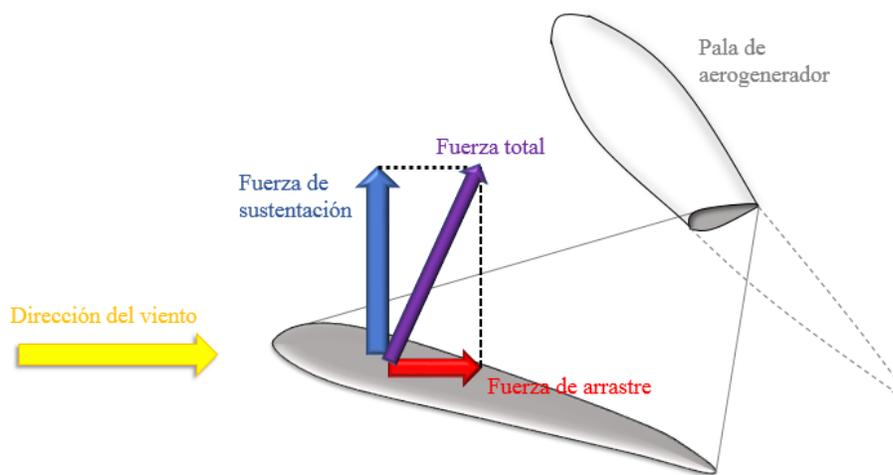


Figura 18. Fuerzas del fluido que actúan sobre un perfil aerodinámico.

En los cuerpos con perfil aerodinámico la fuerza de sustentación es más importante que la fuerza de arrastre, como en la pala de un aerogenerador o el ala de un avión, pero en los cuerpos con geometría no aerodinámica la fuerza de arrastre tiene más relevancia.

Ahora que los conceptos más importantes han sido definidos, se pueden explicar y clasificar los distintos tipos de aerogeneradores que existen. En primer lugar, los aerogeneradores de acuerdo a su principio de funcionamiento son:

- Basados en la fuerza de arrastre: Poseen una velocidad específica pequeña y se accionan con velocidades de viento bajas. Entre los aerogeneradores de este tipo se encuentran los tipo Savonius y los múltipala usados para bombeo de agua.
- Basados en la fuerza de sustentación: Tienen una velocidad específica mayor y se accionan con velocidades de viento más elevadas. Alcanzan una mayor producción de energía. Dentro de este grupo están los aerogeneradores tipo Darrieus y los de eje horizontal tipo hélice (de 1, 2, y 3 palas).

De acuerdo a la posición del eje de giro:

- De eje horizontal: El sentido del eje de rotación es paralelo a la dirección del viento. La mayoría de los aerogeneradores son de este tipo. También se conocen como HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).
- De eje vertical: El sentido del eje de rotación es perpendicular a la dirección del viento. Los más conocidos son el Savonius y el Darrieus. También se les denominan VAWT (Vertical Axis Wind Turbine).

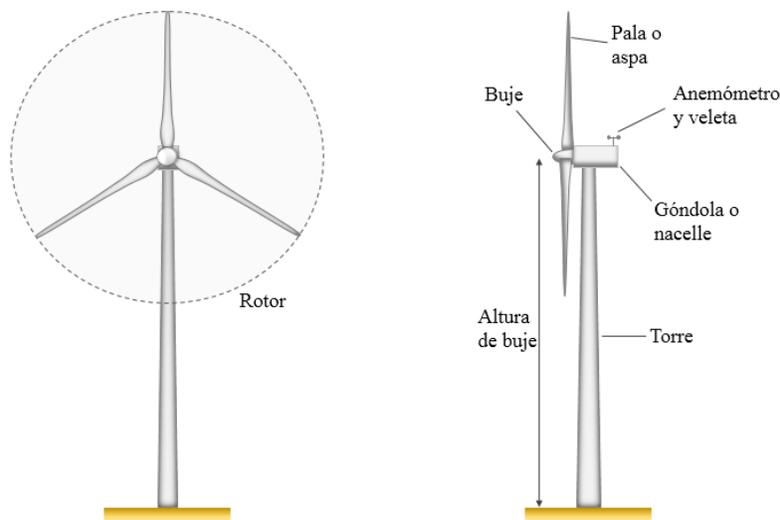


Figura 19. Partes de un aerogenerador de eje horizontal.

A su vez, los aerogeneradores de eje horizontal se clasifican en los siguientes tipos:

1) Por su número de palas:

- Rotor de 1 pala: Posee una velocidad de giro mayor y tiene un costo reducido en material comparado con los rotores de 2 o 3 palas, pero genera más ruido que esos rotores y requiere un equilibrado muy preciso puesto que necesita un contrapeso de compensación, y es más vulnerable a tener desequilibrio aerodinámico y vibraciones.
- Rotor de 2 palas: También posee un costo menor que el tripala, pero produce más ruido y posee un mayor número de vibraciones que ese rotor. Su buje es balanceante como el monopala (*teetering*), es decir, las aspas del rotor pueden inclinarse como conjunto para compensar los esfuerzos mecánicos por la variación del perfil de la velocidad de viento con la altura, para lograr que sean más uniformes los esfuerzos en todo el barrido del rotor.
- Rotor de 3 palas: Es la configuración más usada. Produce aproximadamente un 3 % más de energía que un bipala de características análogas. Además, el rotor tiene un giro más suave y uniforme, girando a menor velocidad que los monopala y bipala, lo que limita los esfuerzos sobre la estructura y disminuye el nivel de ruido y de vibraciones, junto con el efecto de la fuerza centrífuga.
- Rotor multipala: Con un mayor número de palas, arranca con velocidades de viento muy bajas, pero su giro es muy lento. Se suele usar para el bombeo de agua.

2) Por la disposición del rotor respecto al viento:

- Rotor a barlovento: El viento primero incide en el rotor, y luego en el resto del aerogenerador. En este caso, el rotor debe ser mayormente rígido y debe estar situado a una cierta distancia de la torre. También necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento. Una ventaja con respecto al siguiente caso, es que prácticamente se evita la interferencia de la torre y la góndola desde donde proviene el viento.
- Rotor a sotavento: El rotor se ubica a sotavento de la torre por lo que el viento primero incide en la góndola y la torre y luego en el rotor, formándose el efecto de sombra, lo que ocasiona pérdidas de potencia y cargas de fatiga. Presenta la ventaja de que no necesita ningún sistema de orientación para captar el flujo de viento si es que el diseño de la góndola y el rotor son adecuados. Una considerable desventaja que tiene es que se puede producir enrollamiento en el cable conductor que transporta la energía producida por el generador, situado en la góndola que gira libremente respecto a la dirección del viento incidente sobre el rotor.

3) Por el control de la potencia y la velocidad del rotor:

- Control pasivo de pérdida aerodinámica (*stall control*): El rotor con este tipo de sistema reacciona con la velocidad del viento, donde cada pala se mantiene fija rígidamente al rotor, sin torcer sobre sí mismas. El diseño de la pala es tal que provoca pérdida aerodinámica a medida que la intensidad de viento aumenta sobre el rotor. Este sistema es más sencillo y económico que el *pitch control*.
- Control activo por ángulo de paso variable (*pitch control*): El movimiento de las palas que conforman el rotor son controladas por un sistema que se guía a través de la medición del viento, de manera que según como este varíe, el sistema hará torcer sobre sí mismas las palas alrededor de su eje longitudinal para que el ángulo con el que el viento incide en la pala (ángulo de ataque) cambie. De esta manera variará la velocidad de giro y la potencia del aerogenerador, en que a velocidades inferiores a la velocidad nominal de la turbina, se extraerá la máxima potencia del viento ajustando el ángulo, y a velocidades superiores a la velocidad nominal la potencia aprovechada será constante.

Ahora se compararán los aerogeneradores de acuerdo a su rendimiento y su velocidad específica ilustrado en la **Figura 20**. Como puede verse, los aerogeneradores de eje horizontal poseen un coeficiente de potencia mayor al de los otros tipos en función de su velocidad específica, en el que destaca el rotor tripala que es el que alcanza el máximo valor en su coeficiente de potencia, logrando un valor ligeramente inferior a 0,50. Este coeficiente nunca alcanza el límite de Betz (0,59) en ningún aerogenerador, debido principalmente a las pérdidas que se producen en ellos.

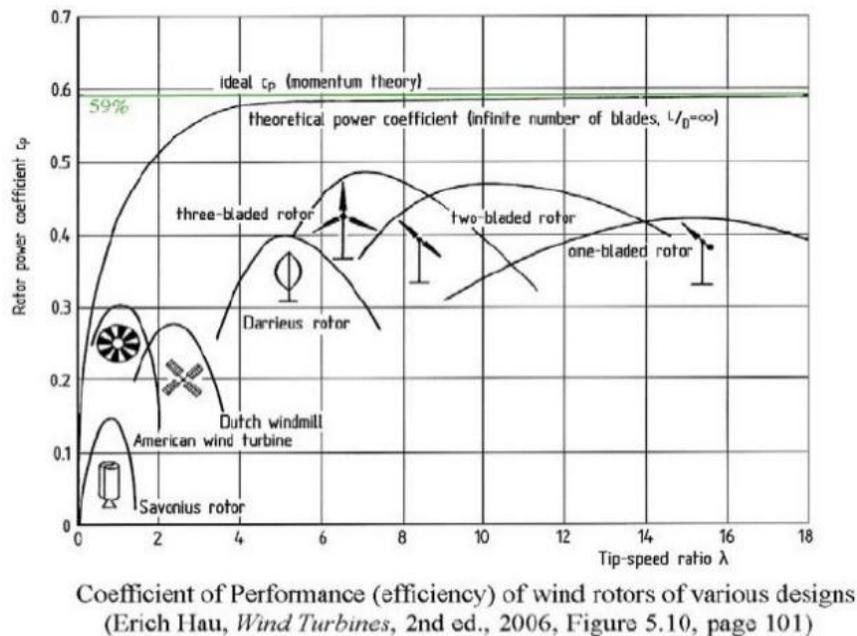


Figura 20. Variación del coeficiente de potencia frente a la velocidad específica en distintos tipos de turbinas.

Por lo tanto, a través de este análisis el aerogenerador que se elegirá debe poseer las siguientes características:

- ❖ Ser un rotor tripala.
- ❖ Su rotor debe ser a barlovento.
- ❖ Debe tener un control activo por ángulo de paso variable como sistema de regulación.
- ❖ Su altura de buje debe ser tal que el rotor evite cualquier turbulencia que generen los obstáculos cercanos, y que además consiga el viento necesario para obtener la energía demandada.

El modelo de aerogenerador elegido tendrá estas propiedades y se mostrará en la sección de resultados. En cuanto a la potencia que poseerá el aerogenerador, se deducirá a través de la demanda energética que tendrá el PACYT y la teoría que se da a conocer a continuación.

Cuando se elija el modelo de turbina, se debe tomar en cuenta los niveles de ruido que puede producir sobre el entorno una vez funcionando. Estos niveles se muestran en la **Tabla 4**.

Nivel de ruido (dB)	Ambiente típico
0	Umbral de audición
10	Susurro humano
20	Nivel de fondo de estudios en TV
30	Área suburbana residencial (noche)
40	Área urbana residencial (noche)
50	Área urbana residencial (día)
60	Conversación normal (a 1 m)
70	Aparato de radio a elevado volumen
80	Calle con mucho tráfico
90	Camión pesado (a 6 m). Voz humana (grito)
100	Sala de imprenta. Vehículo en autopista

Tabla 4. Situaciones en las que se emiten ciertas intensidades de ruido.

2.1.5 Cálculos energéticos

La energía que entrega un aerogenerador puede estimarse por medio de la curva de potencia que posea, junto con las mediciones de velocidad de viento del lugar donde se pretende colocar el aerogenerador. La curva de potencia de un aerogenerador se define como la gráfica donde se representa la potencia que se obtiene de un aerogenerador respecto a los distintos valores de velocidad de viento que recibe a la altura de buje. Se diseña usando las condiciones estándar de la atmósfera ISO, con temperatura de 15°C, presión atmosférica de 1.013 mbar y una densidad de aire de 1,225 kg/m³. Dentro de los valores más significativos en una curva de potencia, están los siguientes:

- Velocidad de arranque v_a (*cut-in wind speed*): Es la velocidad del viento a la que el rotor se acciona y entrega potencia útil. Suele tener valores entre 3 y 4 m/s en aerogeneradores tripala.
- Velocidad nominal v_n (*rated wind speed*): Es la velocidad del viento a la que el aerogenerador alcanza su potencia nominal. El valor que generalmente posee oscila entre los 11 y los 15 m/s.
- Velocidad de parada v_p (*cut-out wind speed*): Es la velocidad del viento en donde el rotor deja de girar para evitar daños en la turbina, como por ejemplo que se quemé el generador o los componentes eléctricos. En aerogeneradores grandes su valor puede estar entre los 20 y los 30 m/s.
- Velocidad de supervivencia v_s (*survival wind speed*): Es la velocidad máxima de viento a la que el aerogenerador está diseñado para soportar. Su valor está generalmente entre los 60 y los 70 m/s.

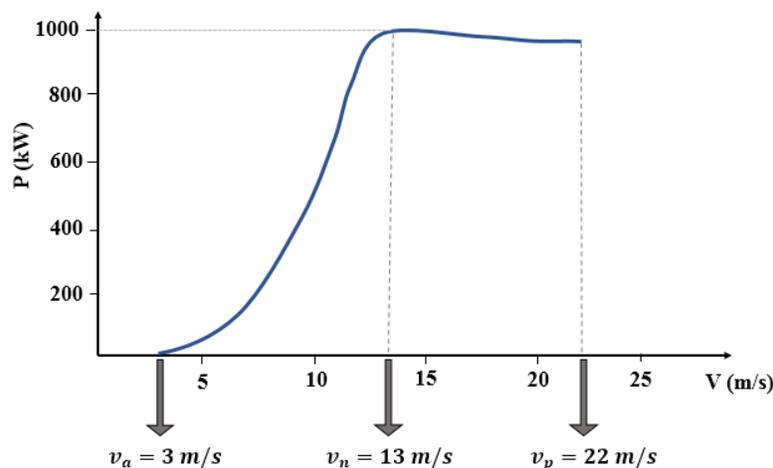


Figura 21. Curva de potencia de un aerogenerador de 1000 kW de potencia nominal. Entre la velocidad nominal y la velocidad de parada, la potencia se mantiene casi constante debido al sistema de regulación.

Según el sistema de regulación que use el aerogenerador, la curva de potencia puede aproximarse a dos formas como se aprecia en la **Figura 22**:

- Si el aerogenerador utiliza un sistema de control pasivo de pérdida aerodinámica (*stall control*), la curva de potencia tendrá una caída que llegará hasta la velocidad de parada luego de que el viento sobrepase su velocidad nominal.
- Si el aerogenerador usa un sistema de control activo por ángulo de paso variable (*pitch control*), la curva de potencia se mantendrá constante entre la velocidad nominal y la velocidad de parada.

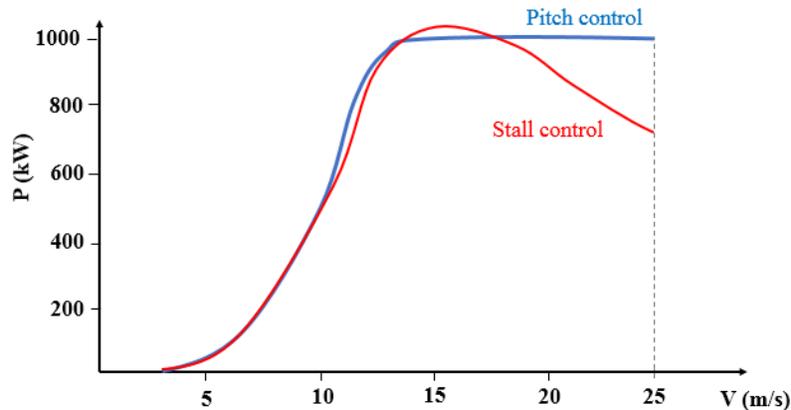


Figura 22. Formas que adoptan las curvas de potencia según su sistema de regulación.

La curva de potencia es entregada por el fabricante del aerogenerador. Si además de esta curva con sus respectivos valores, se tiene la distribución anual de la velocidad del viento a la altura de buje, entonces puede calcularse la energía que producirá el aerogenerador de la siguiente manera:

$$E = T \int_0^{\infty} p(v)P(v)dv \quad (41)$$

donde T es el período de tiempo considerado, $p(v)$ es la función densidad de probabilidad de velocidad en el tiempo T , y $P(v)$ es la potencia del aerogenerador que entrega para cada valor de velocidad de viento (curva de potencia). Sin embargo, si en lugar de conocer la función $p(v)$ se posee una tabla de frecuencias f_i y de intervalos de velocidad con anchura Δv_i y centro de intervalo v_i , la energía E que entrega el aerogenerador durante el tiempo T , y la potencia media \bar{P} que se define como la potencia que produciría el aerogenerador a lo largo del tiempo T , se expresan como:

$$E = T \sum_i f_i P_i \quad (42)$$

$$\bar{P} = \sum_i f_i P_i \quad (43)$$

donde f_i es la frecuencia que corresponde al intervalo definido por la velocidad v_i , y P_i es la potencia que produce el aerogenerador al captar la velocidad de viento v_i . De preferencia, para determinar \bar{P} la anchura de los intervalos de velocidad Δv_i debe ser de 0,5 m/s, pero si no se disponen datos con aquella precisión, el valor de Δv_i debe ser 1 m/s.

La energía que se obtiene en la ecuación 41 debe ser corregida debido a las pérdidas que hay cuando el aerogenerador opera. De este modo, los factores de corrección que se aplican en el cálculo de la energía entregada por el aerogenerador son:

- Factor de corrección de la densidad del aire k_d : Este factor se emplea porque la curva de potencia del aerogenerador fue diseñada para condiciones de densidad estándar, por lo que para adaptarse a las condiciones del lugar se utiliza:

$$k_d = \left(\frac{288}{t + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435} \right)} \quad (44)$$

en el que h es la altura sobre el nivel del mar, y t es la temperatura media anual.

- Factor de comportamiento k_c : Factor que determina las pérdidas en el rendimiento provocadas por la suciedad que se acumula en el aerogenerador, como las que ocasionan lluvias, nieve, entre otros.
- Factor de pérdidas de interconexión con la red k_p : Factor que define las pérdidas asociadas a la línea y los equipos interconectados a la red. Su valor suele aproximarse entre 0,95 y 0,97.
- Factor de disponibilidad k_a : Factor relacionado al tiempo en que el aerogenerador no opera por causa de mantenimiento o fallos. Suele poseer un valor entre 0,95 y 0,97.
- Factor por interferencias de obstáculos u otros aerogeneradores k_i : Representa las pérdidas ocasionadas por la obstrucción que interponen los obstáculos respecto al viento, o por las estelas que se generan de otros aerogeneradores y que afectan a la turbina objetivo. Estas pérdidas pueden representar un 5 %, es decir, k_i podría ser igual a 0,95.
- Factor de utilización k_u : Se aplica en aquellos casos en que la potencia o capacidad eléctrica total del parque eólico tiene un elevado grado de penetración en el sistema eléctrico, como por ejemplo cuando se presentan vientos de gran intensidad que impiden que la red pueda absorber las cantidades de energía generadas, o cuando el servicio eléctrico se ve interrumpido por alguna falla y se genera un exceso de potencia superior a la que se exporta a la red.

Considerando estos factores, la energía anual que produce un aerogenerador se estima como:

$$E_{real} = k_t E = k_t T \sum_i f_i P_i \quad (45)$$

$$\text{donde } k_t = k_d k_c k_p k_a k_i k_u \quad (46)$$

De esta última definición, se asume que la multiplicación de los factores que acompañan a k_d da como resultado 0,9²⁸.

Por último, para evaluar la probabilidad en que el aerogenerador trabaje entre 2 valores de viento, se utiliza la siguiente igualdad:

$$\int_{v_a}^{v_p} p(v) dv = F(v_p) - F(v_a) = e^{-\left(\frac{v_a}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_p}{c}\right)^k} \quad (47)$$

La ecuación 47 utiliza la propiedad de la función densidad de probabilidad $p(v)$ de Weibull, que determina la probabilidad que la velocidad del viento se sitúe entre 2 valores usando la función distribución de probabilidad acumulada $F(v)$. En otras palabras, esta ecuación indica el porcentaje de tiempo en que el aerogenerador opera entre 2 valores, que en este caso corresponden a la velocidad de arranque y la velocidad de parada. La demostración para llegar a este resultado se encuentra en el **Anexo 3**.

2.2 Softwares utilizados y procedimiento

La elaboración de los resultados que se necesitan para la evaluación del uso de energía eólica en el PACYT requiere un determinado número de softwares, entre los que se encuentran Matlab, ArcGIS, WRF, Microsoft Excel y Google Earth, mientras que para el diseño de este informe fueron usados Microsoft Word y Microsoft Power Point. No obstante, los softwares más importantes cuyas aplicaciones son estrictamente relacionadas a la energía eólica, son WasP y WindFarmer. De este modo, se explicará cómo se utilizaron estos softwares para la factibilidad de uso del recurso eólico, junto con otros softwares.

El siguiente procedimiento es el que se aplicó para las mediciones de viento realizadas en el observatorio geodésico TIGO. Los pasos empleados en el tratamiento de datos son ilustrados en el esquema de la **Figura 24**, que muestra las etapas que se ejecutaron antes de utilizar Wasp II y WindFarmer. La descripción de cada una de estas etapas graficadas es la siguiente:

- **Obtención de mediciones de viento:** Para evaluar el potencial eólico en el PACYT se buscaron mediciones de viento obtenidos en un lugar próximo al futuro parque, por lo que se usaron mediciones de TIGO (lugar adyacente al PACYT). En TIGO se registraron datos de velocidad y dirección de viento en 2 estaciones que se encontraban en aquel lugar, con períodos de medición distintos entre ambas; una de ellas registró mediciones desde el 30 de septiembre de 2009 hasta el 21 de agosto de 2013 (esta estación también midió presión atmosférica, temperatura y humedad relativa de aire en el lugar), mientras que la otra estación registró mediciones desde el 19 de febrero de 2002 hasta el 28 de septiembre de 2014. Debido a que la segunda estación cuenta con un período de medición más extenso que la primera, y que además el período de registro de la primera estación se encuentra dentro de la segunda, los datos de la primera estación fueron descartados y se trabajó con los de la segunda estación. A partir de este punto se comienza a utilizar MATLAB (R2016a). En los resultados se ilustrará la comparación del tiempo de registro entre ambas estaciones.
- **Características de los datos de viento:** Las mediciones obtenidas de TIGO correspondientes al período 2002-2014 se midieron con un anemómetro Aanderaa 2740 y una veleta Aanderaa 3590 a una altura de 5 metros sobre el nivel del suelo y registraron velocidad y dirección de viento cada un minuto. Citando lo escrito anteriormente, esta estación se define como la estación objetivo de este proyecto. Estas mediciones se promediaron para obtener medias horarias, con el fin de compararlas con las mediciones de estaciones cercanas, las cuales registraron datos cada hora, y también con fines prácticos, puesto que tener datos por minuto en un período de más de 12 años implica operar con más de 6 millones de mediciones.

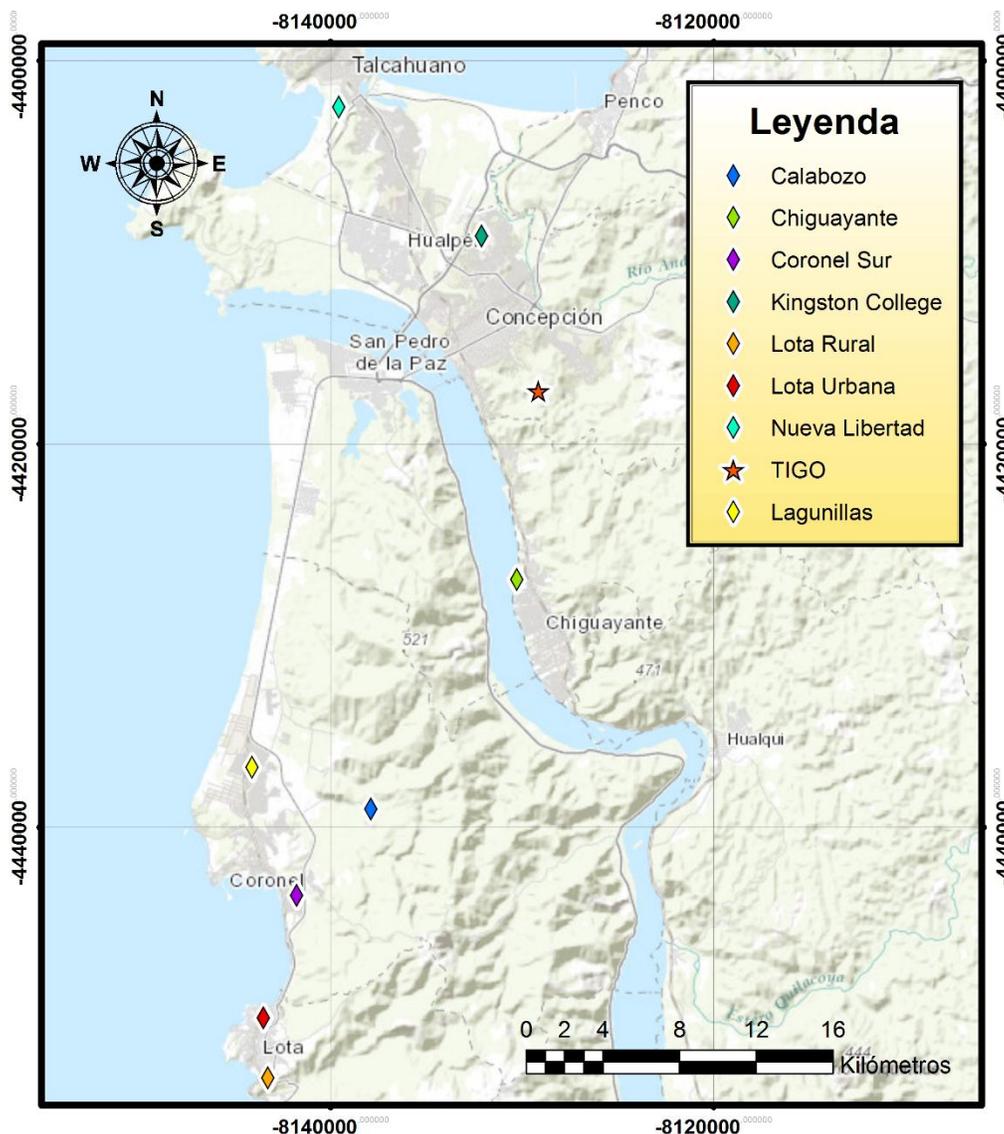


Figura 23. Ubicación de las estaciones meteorológicas cercanas utilizadas para comparar los datos de viento que registraron con los datos de viento de TIGO.

- Comparación con estaciones cercanas: Los datos de viento del sitio objetivo que desde ahora se nombrará TIGO se comparan con los de otras estaciones, con el fin de extender la serie de tiempo de los datos de TIGO usando un método MCP. Para ello se correlacionaron para saber cuál estación conviene utilizar. Las estaciones seleccionadas fueron de las siguientes localidades: Calabozo, Chiguayante, Coronel Sur, Kingston College, Lagunillas, Lota Rural, Lota Urbana y Nueva Libertad, todas pertenecientes al área del Gran Concepción. Las mediciones de velocidad y dirección de viento de estas estaciones se encuentran disponibles para descargar en el sitio del Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire (SINCA)²⁹ (a excepción de la estación de Chiguayante, cuyos datos fueron descargados del sitio Agromet)³⁰, y

fueron obtenidas a una altura de 10 metros sobre el nivel del suelo, en formato horario. Teniendo estos datos de viento, se calcula la correlación de las velocidades de viento entre TIGO y las demás estaciones en el tiempo en que las estaciones tienen un período de medición en común; esto es entre el 1 de junio de 2013 hasta el 27 de septiembre de 2014 (porque como se citó en el primer paso, TIGO registró mediciones entre febrero de 2002 y septiembre de 2014, mientras que las estaciones cercanas mencionadas comienzan entre agosto de 2009 y junio de 2013 hasta 2017). La estación que posee una mejor correlación con TIGO es Lagunillas, ubicada en Coronel, por lo que esta serie se utilizará para aplicar uno de los métodos MCP (los valores de correlación se mostrarán en la sección de resultados).

- Aplicación de método MCP: Con la estación de referencia ya seleccionada, Lagunillas, primero se deben extrapolar los datos de TIGO a la altura que poseen las mediciones de Lagunillas, esto es, de 5 a 10 metros. Por lo tanto, se debe utilizar la ecuación de extrapolación vertical logarítmica del viento (ecuación 11):

$$v' = v \frac{\ln\left(\frac{z'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

Para definir la rugosidad característica del sitio, ésta se dedujo comparando las observaciones del terreno con las descripciones de coeficiente de rugosidad de la **Tabla 3**. En la **Figura 25** se puede apreciar parte del entorno, donde el valor seleccionado fue 0,4 metros. Así, una vez extrapolada las series de tiempo de TIGO, se seleccionan los datos de ambas estaciones que se encuentran en un período en común de medición, el cual corresponde desde el 01 de junio de 2013 hasta el 28 de septiembre de 2014, y posteriormente se aplica el método MCP. El método MCP elegido es el método matricial formulado por Thøgersen et al. por las razones explicadas en las páginas 28 y 29, además que este método entrega una serie de tiempo más extensa que la original, que es lo que se busca. De este modo, usando los datos de ambas estaciones se aplican las ecuaciones 33 y 34 a los datos de dirección y velocidad de la estación objetivo y de referencia, y los resultados de aquellas restas se reubican en una matriz tridimensional como se señala en la página 30. Posteriormente, a las series dentro de la matriz se les aplica *bootstrapping*, donde el comando de MATLAB “bootstrap” toma un rol importante para realizar este procedimiento, y luego se utilizan las ecuaciones 35 y 36 donde se suman los resultados del método *bootstrap* a los valores de la estación de referencia a largo plazo (datos no ocupados en el método *bootstrap*), que dura hasta el 15 de mayo de 2017. Igualmente se aplicaron los otros métodos MCP definidos en este informe para compararlos con este método elegido.



Figura 24. Esquema resumido del procedimiento llevado a cabo con las mediciones (primera parte).



Figura 25. Entorno de TIGO, lugar de donde se obtuvieron las mediciones (Fuente: Google Earth).

- Ya obtenidas las series de velocidad y dirección de viento con el método MCP, ahora lo que se hace es reemplazar los datos de las series MCP por los datos de TIGO, pero solamente en las fechas donde en TIGO se hayan registrados mediciones. Es decir, las series generadas por el método MCP comienzan el 01 de junio de 2013 y terminan el 15 de mayo de 2017, y las series de tiempo de TIGO reemplazarán los datos de las series MCP desde el 01 de junio de 2013 hasta el 28 de septiembre de 2014, fecha donde la estación de TIGO dejó de funcionar. Esto se realiza porque la fiabilidad de las mediciones en terreno es mayor que las generadas teóricamente. Luego, a estas

series se les añade las mediciones que no fueron empleadas en el método MCP, lo que significa que las mediciones de TIGO desde el 19 de febrero de 2002 hasta el 31 de mayo de 2013 se posicionan junto a las series que se acaban de obtener. Por último, se extrapolan los valores de la serie de velocidad de viento a la altura de buje de un aerogenerador; para este caso el valor elegido es 80 metros de altura sobre la superficie. Cabe señalar que en este trabajo la dirección del viento no se extrapolará con la altura en ningún caso, por lo que se asumirá que es invariable con la altura.

- Por lo tanto, a partir del procedimiento empleado se obtienen series de velocidad y dirección del viento extrapolada a 80 metros de altura sobre el suelo, desde el 19 de febrero de 2002 hasta el 15 de mayo de 2017, por lo que las series originales ahora poseen un período más largo de más de 2 años 7 meses luego de utilizar el método MCP. Antes de proseguir con el siguiente paso, se compararon las series resultantes de velocidad de viento con modelos numéricos de mesoescala con el fin de ver si coincidían. Para ello, se utilizaron datos de re-análisis (CFSR, ERA-Int y MERRA) cuyas series de tiempo se obtienen del sitio web Vortex³¹, el cual es un servicio on-line de modelización atmosférica³². Este sitio permite obtener una serie de tiempo de velocidad de viento de manera gratuita pero solo por 6 meses de un sitio específico, y opera utilizando WRF (Weather Research and Forecasting) con una resolución espacial de 3 km y entregando datos horarios. Para que el sitio genere los resultados primero es necesario registrarse, ingresar las coordenadas de la estación que se encontraba en TIGO y comenzar la simulación. La fecha elegida fue entre el 21 de agosto de 2013 hasta el 21 de febrero de 2013 porque en esa fecha también hay datos en la estación que fue descartada en TIGO, por lo que se compararán las 2 estaciones junto con los modelos numéricos, y después de 1 día las series de tiempo pueden descargarse del sitio web. Además, también se utilizó el software WRF para trabajar con archivos FNL, los cuales son ficheros de análisis provenientes del Centro Nacional de Predicción Ambiental de Estados Unidos (NCEP) y que poseen información meteorológica cada 6 horas. Estos archivos FNL se descargaron del sitio del NCEP y al trabajarlas en WRF Domain Wizard se utilizó una resolución espacial de 1 km, abarcando toda el área sur que comprendía el PACYT. Finalmente, la serie de tiempo que entrega WRF está por defecto a una altura de 10 metros sobre el suelo, y por ello las velocidades se extrapolan a 80 metros de altura generando otra serie de tiempo para compararla con las series de los otros modelos numéricos de mesoescala. Cabe señalar que se usó el sistema operativo Linux para ejecutar este software.
- Por otro lado, la estación de TIGO que fue descartada para utilizar el método MCP registró mediciones de temperatura, presión atmosférica y humedad relativa del aire. Con aquellas mediciones se usaron las ecuaciones 21, 22, 23 y 24, consiguiendo un valor extrapolado de densidad de aire más preciso para la altura de 80 metros a partir de los 5 metros de altura de las mediciones originales. Este valor de densidad servirá para ingresarlo en los softwares de WAsP II y WindFarmer 5.3. Hasta este punto se utiliza MATLAB.
- Volviendo a las series de tiempo que se generaron luego de aplicar el método MCP de duraciones 2002-2017 a 80 metros de altura, ahora aquellas series se ingresan al

software WAsP Climate Analyst 3 que forma parte del conjunto de herramientas de WAsP II. WAsP II y toda su gama de aplicaciones son softwares que sirven para la evaluación del recurso eólico, donde cada uno de ellos cumple un rol diferente. La tarea de WAsP Climate Analyst 3 es básicamente analizar los datos de viento. Para trabajar las series en este software se realizan los siguientes pasos:

- Una vez abierto el programa, se abre un nuevo proyecto y se ingresan las coordenadas (de la estación en TIGO), que pueden ser en grados, grados y minutos, o grados, minutos y segundos. Además, se debe editar la altura a la que están medidos los datos en “Add instrument”. Como los datos fueron extrapolados a 80 metros de altura, entonces el valor correspondiente en el recuadro es 80.
- Luego, se añaden los datos de viento al programa en las opciones “Imported data” e “Import data set to site”, los cuales están contenidos en un archivo de texto con los datos de velocidad y dirección de viento en columnas y por hora (para este caso son los valores de velocidad y dirección de TIGO con los que se trabajaron anteriormente). Después de esto, el programa mostrará las primeras líneas del archivo de texto, junto con las columnas que lee como fechas, la que lee como velocidades y la columna que lee como direcciones. En esta etapa se carga la información de la matriz del archivo de texto al programa, en donde aparece un resumen del contenido de esta matriz, como la fecha inicial y final de medición, el intervalo de medición, las anomalías que se encuentran en las mediciones, entre otros. Si todo está bien, el programa pedirá que se ingrese un valor que representará la calma para la dirección del viento. El valor elegido es 0. Posteriormente se asignan estos datos generados de velocidad y dirección a la estación a 80 metros de altura que se creó al principio. De este modo, el programa trabaja sobre los datos creando las distribuciones del viento por velocidad y dirección, junto con otros resultados.
- Para ver los resultados creados, se debe elegir la opción “Create an Omwc” para que el programa muestre la distribución de los vientos por dirección junto con los parámetros de Weibull y la rosa de los vientos. Para terminar con esta parte, los resultados se exportan eligiendo la carpeta de destino y se guarda en formato .tab., el cual contiene las coordenadas de la estación, su altura, la frecuencia y la distribución de la velocidad de los vientos por cada dirección, en donde se utilizaron 12 direcciones de viento. Este archivo se usará en WAsP II.
- Ahora es el turno de utilizar WAsP Map Editor II, ArcGIS 10.1 (en español) y Google Earth, los cuales cumplirán con la función de configurar el entorno geográfico del lugar donde se pretende evaluar el potencial eólico. La **Figura 26** mostrará un resumen desde este paso hasta el último. Lo primero por hacer es descargar las imágenes satelitales de la plataforma del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS)³³, seleccionando el área que corresponde a las proximidades de donde se

situará el PACYT (calculando que abarque unos 15 km de radio en torno a este), eligiendo un intervalo de fecha que comprenda los últimos 4 o 5 años, y debe elegirse un modelo de elevación digital (en este caso se eligió Aster Global DEM). Ya generadas las imágenes, se descargan en formato .tif.

- Con las imágenes ya descargadas, ahora se deben añadir en ArcMap 10.1 (aplicación de ArcGIS). Luego, en la herramienta “Proyectar ráster” se les cambia el sistema de coordenadas que traen por defecto por WGS 1984 UTM 18 S que es la zona de trabajo del PACYT. Ya con las imágenes con coordenadas correctas, se debe crear un polígono que represente únicamente el área con que se trabajará, es decir, tendrá dimensiones menores a las que poseen las imágenes satelitales. Entonces en “Catálogo”, en un directorio específico se crea un nuevo shapefile de tipo “Polígono”; en el sistema de coordenadas se escoge el mismo sistema nombrado recientemente y se comienza la edición de este shapefile. De esta manera se escoge que la forma del polígono sea del tipo rectangular y se estima a vista el área con la que se debe trabajar. Luego de terminada la edición, se obtiene un rectángulo sobre el área interesada. Ahora usando la herramienta “Extraer por máscara” se extrae de las imágenes satelitales esta área rectangular, reduciendo el espacio de trabajo. En este caso, se tuvieron que descargar un conjunto de 4 imágenes. Por ello, para unirlos luego de haber recortado estas imágenes, se usa la herramienta “Mosaico a nuevo ráster”, con el que se conseguirá una sola imagen. Con esta nueva imagen se utiliza la herramienta “Curva de nivel” con el que se creará líneas que representarán los niveles de tierra respecto a la altura que tengan sobre el nivel del mar. Luego de usada esta herramienta, estas curvas se guardan como shapefile (formato .shp).
- Para crear las rugosidades del entorno, en Google Earth se deben construir polígonos sobre los alrededores del parque que representen las distintas rugosidades que caracterizan al entorno del PACYT. El área donde estarán estos polígonos debe tener un radio de 10 km respecto al mástil situado en TIGO, pero no pueden haberlos en la zona donde estarán los obstáculos, que se explicará más adelante. Cuando los polígonos ya están creados se guardan como archivo .kml o .kmz. Ahora este archivo kml debe añadirse a ArcMap 10.1 con la herramienta “De kml a capa” y luego se le cambia el sistema de coordenadas con la herramienta “Proyectar”. En las propiedades de la nueva capa creada, se configuran algunos parámetros de las figuras geométricas, tales como los colores o los valores numéricos en que las figuras están clasificadas. Ya cambiado los valores, la vista del mapa se cambia a “Vista de composición de mapa” porque es necesario que la página esté configurada así para exportarla como imagen. Para finalizar, se añade una malla o grilla geográfica al mapa. Esta malla es para georeferenciar este mapa con las curvas de nivel creadas en el paso previo. Con esta malla incluida, el mapa se exporta como imagen con formato .jpg.

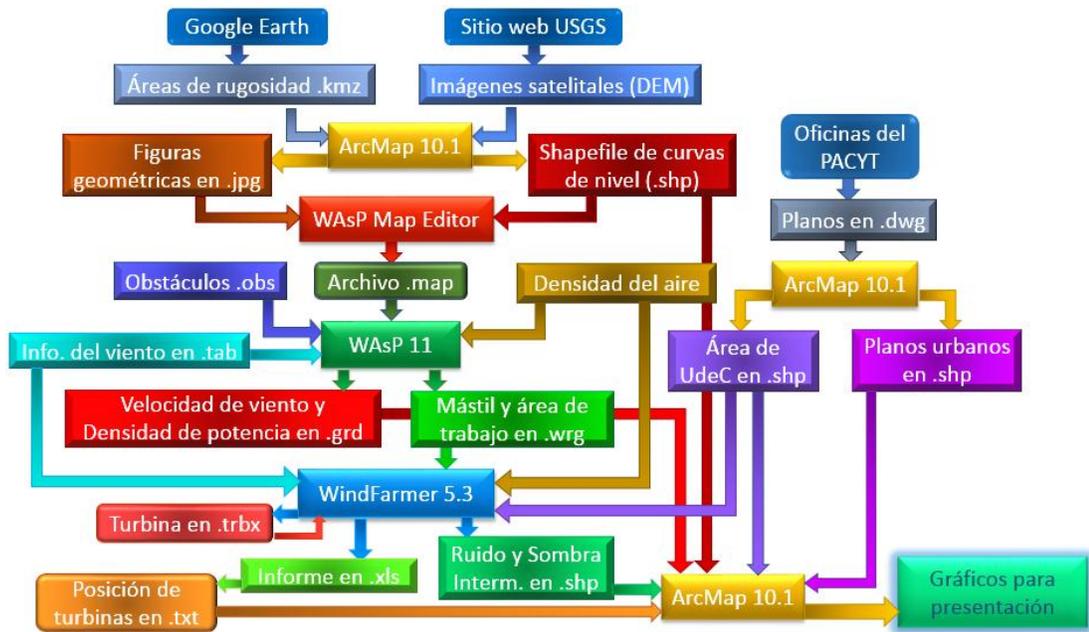


Figura 26. Esquema que muestra en resumen el procedimiento llevado a cabo (segunda parte).

En el siguiente paso, en WAsP Map Editor II debe cargarse el archivo .map que contiene las curvas de nivel y el mapa de rugosidades. Para ello, se importa usando la opción “ESRI Shapefile-maps”, por lo que se carga el shapefile. Ahora se abrirá una ventana donde deben asignarse los valores de altura a la columna correspondiente del archivo (en este caso la columna “Contour” posee esta información). Una vez hecho esto, para visualizar esta capa se debe seleccionar “Map Image” de la pestaña “Window”. Aparecerá una nueva ventana mostrando las curvas de nivel, por lo que deben incluirse las rugosidades. Así, en la opción “Load background map”, ese escoge la imagen de rugosidades que servirá para graficar estas rugosidades dentro del programa (porque esta imagen solo servirá como fondo, y a partir de ella dentro de este programa se diseñarán las rugosidades “calcándolas”). Entonces el programa preguntará si se desea cargar una calibración específica, ya que la imagen no posee calibración o escala, por lo que se descarta esta opción puesto que se hará manualmente. Ahora deben marcarse 3 puntos dentro de esta imagen. Una vez elegidos, deben asignarse las coordenadas correctas que tienen esos 3 puntos, lo que se configura en la pestaña “Set Fixpoint coordinates”, donde se colocan las coordenadas de cada punto en coordenadas UTM. Con esto realizado, los mapas de rugosidad y de curvas de nivel ahora aparecerán juntos. Entonces ya se pueden trazar figuras geométricas para ilustrar las rugosidades. De esta forma se comienza la edición de las rugosidades en “Enable digitizing”, permitiendo que puedan crearse polígonos sobre el mapa. Cada vez que se crea un polígono con el comando Ctrl + F, deben asignarse valores de rugosidad tanto como para el interior de esta figura como para su exterior (en metros). Cuando se termina la edición de polígonos, se desmarca la opción “Enable digitizing” y si no hay errores, el proyecto se guarda como un archivo de extensión .map.

- A continuación deben incluirse los obstáculos. Teóricamente, para saber si un objeto puede definirse como un elemento de rugosidad o un obstáculo, debe considerarse el siguiente criterio que utiliza WAsP II: si el punto de medición se sitúa más cerca de unas 50 alturas del objeto y más cerca de tres alturas del objeto respecto a la distancia al suelo, entonces este objeto se considera como obstáculo. No obstante, si el punto de medición se posiciona más lejos de unas 50 alturas del objeto o más lejos de tres alturas del objeto respecto al suelo, entonces en este caso el objeto se define como un elemento de rugosidad. Como consecuencia, un elemento de rugosidad no puede ser al mismo tiempo un obstáculo. Bajo este criterio, existirá una zona muy cercana a la estación de TIGO que no tendrá elementos de rugosidad, sino obstáculos. Para este trabajo, esta área es una zona de bosques, por lo que fue necesario hacer una visita a terreno en diferentes puntos para estimar un promedio de la altura de los árboles en esa zona. Usando el método de la tangente, con un teodolito se midió el ángulo de elevación entre este instrumento y la cima de los árboles, y también se midió la distancia entre el teodolito y la base de los árboles, a la misma altura. El valor promedio de la altura de los árboles dio como resultado 30 metros. Por lo tanto, los obstáculos deben estar dentro de un radio de 150 metros en torno al mástil de TIGO.
- Con la zona definida de los obstáculos, ahora deben diseñarse estos elementos. El método que ocupa WAsP II define cada obstáculo como un rectángulo cuya posición respecto al mástil es determinada por los ángulos que forman los 2 vértices de la figura más cercanos al mástil respecto al norte, como lo muestra la **Figura 27**. A este bloque se le asigna un valor de porosidad que dependerá de la densidad del elemento. La **Tabla 5** muestra los valores asignados al tipo de elemento. Para comenzar a trazar estos bloques, es recomendable utilizar Google Earth para diseñarlos, ya que además de la facilidad que entrega en las mediciones de distancia, también este programa muestra el ángulo que forma la línea que une un vértice con la estación respecto al norte. Teniendo los valores de distancia, angulares y porosidad mostrados en la figura, se tienen que ingresar estos valores en un archivo de texto como fila con el siguiente orden: Número de obstáculo, α_1 , R_1 , α_2 , R_2 , altura del obstáculo, d y porosidad, donde los ángulos están en grados y las distancias en metros. La **Figura 28** ilustra un ejemplo de la manera en que se posicionan los valores. Cuando todos estos valores han sido añadidos, el archivo de texto se guarda con extensión .obs.

Densidad del elemento	Valor de porosidad
Sólido	0
Muy denso	< 0,35
Denso	0,35 – 0,50
Tenue	> 0,50

Tabla 5. Valores de porosidad para un objeto según su densidad.

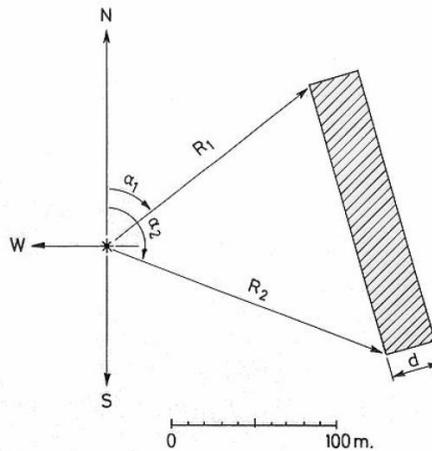


Figura 27. Esquema que grafica los valores a considerar para definir la posición del objeto.

Waspdale Airport							
1	11	134	26	120	6	30	0.0
2	26	120	43	110	6	60	0.0
3	112	500	146	74	5	16	0.4
4	200	90	248	76	4	26	0.0
5	215	154	237	144	6	46	0.0
6	278	116	352	150	6	6	0.7
7	295	150	345	196	6	6	0.7
8	305	196	341	250	6	6	0.7

Figura 28. Ejemplo de un archivo .obs con la lista de obstáculos. En la primera línea va el título (Fuente: Tutorial de WASP II).

2.2.1 WAsP 11

Ahora que ya se tienen los archivos necesarios para realizar una simulación numérica en WAsP 11, puede comenzarse a utilizar este programa. WAsP 11 es una herramienta que sirve para estimar el recurso eólico de un lugar, que en este proyecto corresponde al PACYT. Una de sus principales características es la de extrapolar el viento horizontalmente y verticalmente a partir de las mediciones de viento de una estación meteorológica. Una vez ejecutado este programa, el procedimiento para trabajar en este software es el siguiente:

- Para comenzar a trabajar, debe crearse un nuevo espacio de trabajo para añadir los datos entrantes, que por defecto su nombre será “Project 1’ WAsP project”. Por lo tanto, ahora se escoge “Insert from file” y “Vector map”. Con esto se añadirá el archivo .map que entregó WAsP Map Editor 11 en los pasos anteriores, el cual contiene las curvas de nivel del entorno y su rugosidad.
- Los siguientes datos de entrada para WAsP 11 son los obstáculos, los cuales se incluyen en el programa en la opción “Obstacle group”. Entonces se elige el archivo con extensión .obs que contiene esta información y se carga en el programa, donde debe añadirse las coordenadas de la estación de TIGO en UTM (ya que las figuras geométricas se referenciarán respecto a esta estación).
- Luego, para añadir la información del viento registrado, se carga un nuevo archivo eligiendo “Generalised wind climate”. El programa pedirá ingresar las coordenadas en UTM de la estación de TIGO (porque de ella se obtuvieron las mediciones) y después se carga el archivo .tab que fue obtenido por WAsP Climate Analyst 3, que contiene la distribución de velocidad y dirección del viento.
- Posteriormente, debe crearse la zona que contendrá la estación (archivo .tab) a partir de la cual se extrapolarán los valores de viento. En el paso anterior esta información fue cargada al programa, pero para lanzarla en la simulación es necesario incluirla en el espacio que ahora se construirá. Entonces en “Resource grid se elige la altura a la que los datos de viento se encuentran (80 metros), donde se genera el espacio llamado por defecto “Resource grid 1’ Resource grid”, y después se visualiza este espacio construido. Con esto, se abre una ventana donde debe configurarse aquel espacio, con lo cual aparecerá otra ventana donde deben editarse dos coordenadas geográficas de este espacio que representan los dos vértices opuestos de un rectángulo, junto con su resolución espacial. Como el espacio contendrá solamente la estación, entonces su resolución debe ser 1, con 1 fila, 1 columna, y se establecen para los dos puntos las mismas coordenadas. Entonces este punto representa el mástil de medición.
- Ahora falta añadir la zona en donde el viento se extrapola. De este modo, se repite el mismo paso anterior: en “Resource grid” se escoge una altura de 80 metros, y otra vez se visualiza este espacio que ahora se nombra “Resource grid 2’ Resource grid”. Como se pretende evaluar el recurso eólico a la misma altura a la que poseen los datos, la extrapolación es únicamente horizontal. Como en el paso anterior, se abrirá una

ventana donde se debe configurar el espacio y luego en la nueva ventana se ingresan las coordenadas de los dos vértices opuestos del espacio rectangular. Este espacio abarcará toda el área sur del PACYT, que es territorio perteneciente a la Universidad de Concepción. También se debe ingresar la resolución espacial de esta área, cuyo valor elegido es 20 metros. Los parámetros de cantidad de filas y columnas se ajustarán automáticamente con el ingreso de los valores anteriores.

- Por último debe añadirse el valor de densidad de aire a la altura de 80 metros. Por lo tanto, en “Edit configuration for member” se debe editar la densidad de aire que viene por defecto, escribiendo el resultado que dio en el último paso en que se usó MATLAB, que en este caso resultó $1,2104 \text{ kg/m}^3$. Antes de lanzar la simulación, se visualizará el espacio en donde aparecerán los resultados, esto significa que debe abrirse “Show ‘Resource grid 2’ in a new spatial view” como aparece en la **Figura 29**. Ahora se lanza la simulación seleccionando “Do all feasible calculations for all project member”. La simulación tomará unos minutos.

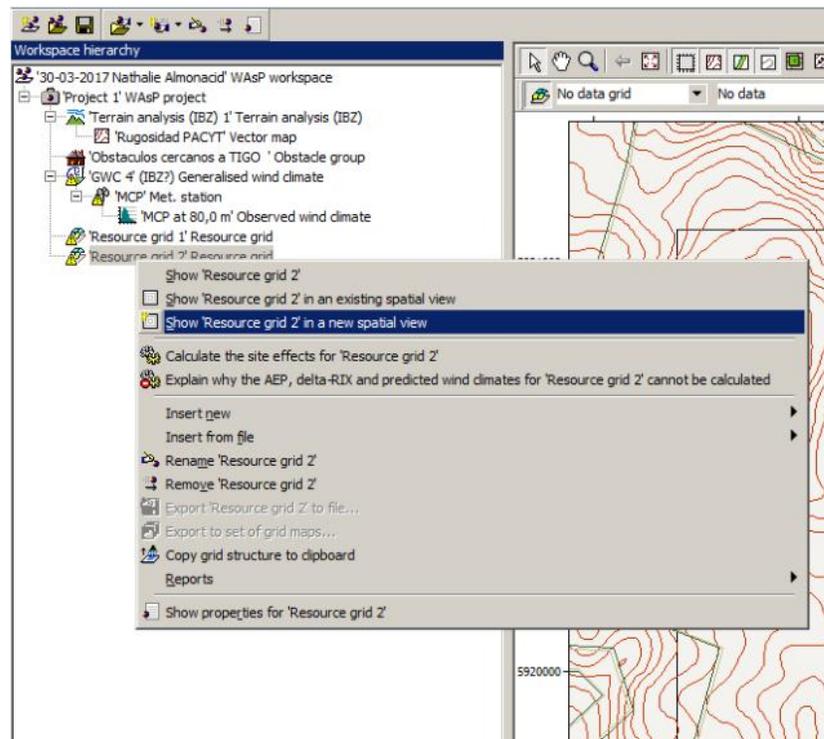


Figura 29. Paso para mostrar la zona en que se ilustrarán los resultados en el programa.

- Ya finalizada la simulación, los resultados se pueden ver configurando el recuadro que se ubica arriba del mapa, donde puede elegirse observar “Power density”, “Mean speed”, “Weibull-A”, “Weibull-K”, entre otras variables, que se mostrarán en el área perteneciente a “Resource grid 2”.

- Para finalizar, lo único que queda por hacer en este programa es exportar los resultados. Entonces sobre “Resource grid 2’ Resource grid” se selecciona “Export to set of grid maps”. Con ello se seleccionan las variables de interés, que en este caso serán la velocidad de viento y la densidad de potencia correspondientes a todos los sectores, y se exportan con formato .grd. Más adelante estos archivos se editarán en ArcMap 10.1 para configurar su presentación. También deben exportarse los espacios del mástil y de la zona de donde se realizó la extrapolación horizontal, con lo que quedarán guardados con formato .wrg para usarlos en WindFarmer 5.3.

Antes de utilizar el siguiente software, hay que crear una zona de trabajo en donde se instalarán las turbinas eólicas. Como fue ilustrado en la introducción de este informe, la Universidad de Concepción posee un territorio propio en donde estaría permitido instalar aerogeneradores. Desde las oficinas del PACYT se recibieron los planos del área urbana que tendrá el PACYT, los cuales tenían formato .dwg que es usado en AutoCAD, y dentro de ellos se encuentra esta área de interés. Entonces, para exportar esta área a WindFarmer 5.3, primero se carga en ArcMap 10.1 con la opción “Añadir datos”. Luego a estos datos se les aplica la herramienta “Proyectar” para cambiar su sistema de coordenadas y posteriormente, con la nueva capa generada, se selecciona el área que corresponde al territorio que pertenece a la universidad y luego se elige “Datos” y “Exportar datos”, para así guardar como un shapefile el área que pertenece a la universidad.

2.2.2 WindFarmer 5.3

En síntesis, la función principal del software WindFarmer 5.3 es la modelación de parques eólicos, en donde considera tanto su diseño como su optimización. Entonces, los pasos para utilizar este programa son:

- Al abrir el programa, automáticamente se abrirá un espacio de trabajo en blanco. Entonces lo primero en cargar al programa es el archivo .map que, como fue descrito anteriormente, contiene las curvas de nivel del entorno y su rugosidad. Luego de cargarse, el programa pedirá que se ajuste el sistema de coordenadas que le corresponde a esa zona.
- Luego se cargará la zona en la que se extrapoló el viento horizontalmente, correspondiente al archivo .wrg que posee esta información, y otra vez se le debe ajustar el sistema de coordenadas. El programa preguntará si se desea cargar una tabla de frecuencias, por lo que se descarta esta opción para usar una distribución de Weibull. Se abrirá una ventana para cargar el archivo .tab ya usado en WAsP II. Después de esto, WindFarmer 5.3 pedirá cargar una malla de un solo punto para representar el mástil de mediciones, por lo que el otro archivo .wrg se carga al programa. Luego aparecerá una pequeña advertencia anunciando que el valor de la turbulencia por defecto será de 10 %.
- Para configurar la densidad del aire, en “Propiedades de Proyecto” se elige “Energía” y en “Densidad del aire en la estación meteorológica” se ingresa el valor de densidad de aire que fue ingresado en WAsP II.
- Ahora se carga al programa el shapefile que posee la representación del área que pertenece a la Universidad de Concepción. Luego de esto se abrirá una ventana para optar a qué corresponde este elemento, y se elige “Límites” (porque será el límite para incluir los aerogeneradores). En la siguiente ventana se escoge que la zona contenga turbinas, que la distancia mínima entre las turbinas y este límite sea el radio del rotor del aerogenerador, y que no se consideren los agujeros poligonales si los hay. Con esto, se marcará sobre el mapa esta área.
- En el siguiente paso hay que crear uno o más tipos de turbinas, seleccionando el ícono “Taller de aerogeneradores”. Aparecerá una ventana, en donde se deben ingresar los valores que caracterizan al tipo de turbina (**Figura 30**). El modelo de aerogenerador elegido fue la turbina Senvion MM100, y la información de este modelo fue adquirida del sitio web WindTurbinesModels³⁴. Sus características se describen en el **Anexo 4**. Para crear la turbina, sobre “Nuevo” se deben añadir los datos de fábrica de la turbina elegida, tales como la potencia, el diámetro del rotor, la curva de potencia, la curva de empuje, las velocidades de arranque y desconexión, la altura de la góndola, entre otros. Cuando se termina de editar esta turbina, se exportan estos resultados y se guarda en formato .trbx, para luego cerrar esta ventana.

- Para continuar, en “Modo turbina” se eligen los puntos elegidos para situar las turbinas, que serán de un total de 7, haciendo clic sobre el mapa. Si previamente la posición de las turbinas fue elegida, sobre cada una de ellas se elige “Propiedades de turbina”, donde se editan sus coordenadas. En este caso no interesa especificar estas ubicaciones, porque después las turbinas serán reposicionadas con la herramienta “Optimizador”.
- Por defecto las turbinas corresponderán al modelo “Turbina genérica” que posee WindFarmer 5.3. Para cambiar el modelo de las turbinas, se vuelve a abrir el “Taller de aerogeneradores”. Ahora se vuelve a “Modo turbina”, se seleccionan todas las turbinas con lo que se abrirá una ventana, donde en “Tipo” se escoge “Senvion MM100”. Haciendo esto, las turbinas emplazadas en el proyecto serán de este modelo.

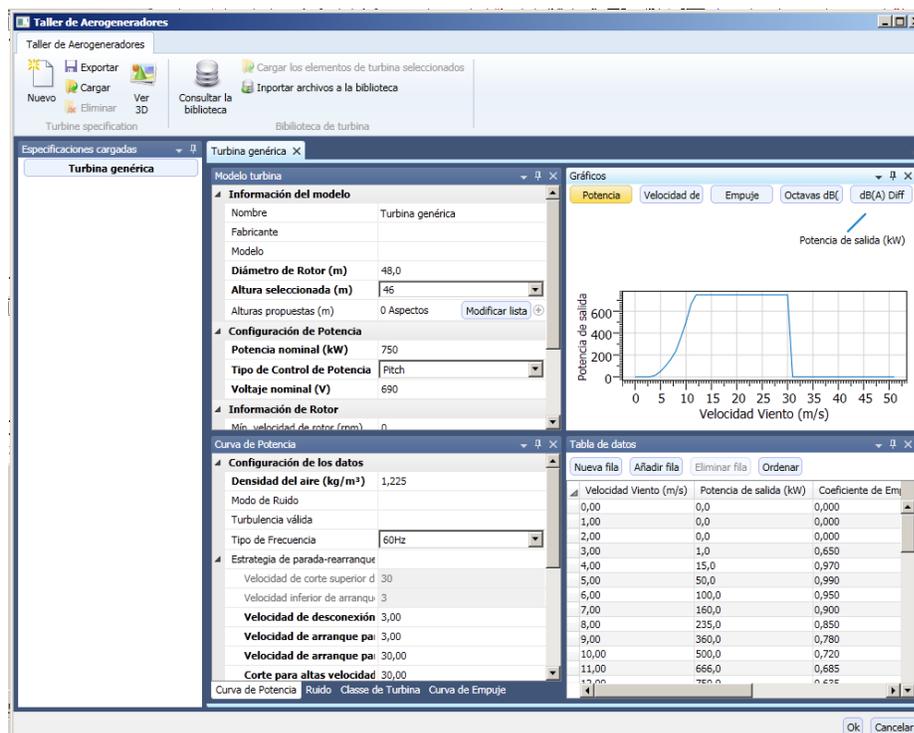


Figura 30. Taller de aerogeneradores de WindFarmer 5.3, donde se crean los modelos de aerogeneradores para usarlos dentro del software.

- WindFarmer 5.3 establece por defecto que cada turbina debe estar distanciada del resto de las turbinas por un área mínima de separación equivalente a un cierto número de veces su radio. Si el área de separación de una turbina se intercepta con la de otra turbina, se debe disminuir el número de veces de radio ingresando en la opción “Distancia mínima entre turbinas” donde se rebaja este valor. Para este trabajo se disminuyó a 2 (con 3 había intercepción).

- Para saber cuáles son las posiciones más óptimas de los aerogeneradores para el aprovechamiento del recurso eólico, se activa el optimizador y se espera unos minutos para que WindFarmer 5.3 reposicione las turbinas para obtener los resultados más óptimos en el aprovechamiento de energía eólica del parque. Como el optimizador no se detiene, ya que siempre busca el mejor resultado ejecutando un número indefinido de iteraciones, el optimizador debe detenerse manualmente cuando la ubicación de los aerogeneradores se mantiene de forma constante. Así, ahora se tiene a las turbinas en posiciones distintas a las que se eligieron originalmente.
- En la siguiente etapa se generará un informe que contendrá un resumen de las características del parque y la eficiencia energética que se obtendrá de este, junto con la posición de cada turbina más otras variables. Para conseguirlo se ingresa a la opción “Comprobar la validez de la implantación actual y calcular la producción energética”. Luego de terminarse de ejecutar esta herramienta, se abrirá una ventana eligiendo las opciones que permiten generar el informe, y luego debe guardarse en formato Excel (.xls). El contenido de este informe generado se mostrará en los resultados.
- Para terminar en este programa, se visualizará el ruido y la sombra intermitente que generan los aerogeneradores. Entonces debe activarse el ícono “Ruido” lo que graficará las líneas de ruido que se producen. Luego se activa igualmente el ícono “Sombra Intermitente” para graficar las sombras que producirán los aerogeneradores. Ahora se ingresa un valor de distancia para saber cada cuantos metros deben calcularse estas sombras, donde el valor elegido fue 10 metros. Ya graficadas estas sombras, se procederá a exportar estos resultados. De esta forma el ruido y las sombras de los aerogeneradores quedan listos para trabajarlos como shapefiles en ArcMap 10.1. Con esto finaliza el uso de WindFarmer 5.3.

Todos los resultados relacionados a la evaluación del recurso eólico y su aprovechamiento están listos, y solo falta configurar su presentación. Entonces se vuelve a abrir ArcMap 10.1, y se cargan los siguientes archivos:

- Posición de las turbinas, cuyas coordenadas son editadas en un archivo de texto desde el informe en formato Excel entregado por WindFarmer 5.3.
- Topografía del entorno, adquirida del ráster proveniente del archivo DEM que se utilizó inicialmente en ArcMap 10.1 (donde se crearon las curvas de nivel).
- Planos urbanos del PACYT que se recibieron de las oficinas del proyecto del mismo nombre, donde también se incluye el shapefile del área que pertenece a la universidad usado en WindFarmer 5.3.

- Mapas de velocidad de viento y densidad de potencia en formato .grd que se generaron en WAsP II.
- Archivos shapefile que poseen información del ruido y las sombras intermitentes que producen las turbinas, que son los elementos que entregó WindFarmer 5.3 (en el último paso).

ArcMap 10.1 puede cargar estos archivos sin ningún problema, salvo con el archivo de texto que posee las posiciones de las turbinas, que en tal caso se debe usar la herramienta de ArcMap 10.1 “Crear capa de eventos XY”. Luego a todas estas capas se les aplica la herramienta “Proyectar” para corregir su sistema de coordenadas, y posteriormente las capas se van activando y desactivando según el resultado que se desee mostrar. Luego se cambia la presentación a “Vista de composición de mapa”, y se añaden algunos elementos tales como un marco de referencia geográfica y otros como un título, una leyenda de los elementos usados, un texto, una flecha del norte, etc. Para terminar todo este proceso, se genera la imagen escogiendo “Exportar Mapa”, y se selecciona el formato de la imagen de salida, que para este caso serán imágenes con formato .jpg.

2.3 La energía solar fotovoltaica

El propósito de esta sección es el de calcular la factibilidad de uso de la energía solar fotovoltaica con el fin de comparar los resultados con los que se obtienen usando energía eólica, y así deducir cuál de los dos recursos conviene utilizar más para abastecer de energía al PACYT. Al igual que en el análisis de la energía eólica, este estudio también se centrará en el recurso en sí más que en los aspectos técnicos del sistema fotovoltaico.

2.3.1 El recurso solar

Las ventajas que ofrece el uso de la energía solar son similares a las que posee la energía eólica: proviene de una fuente energética inagotable la cual no contamina, no tiene emisiones y es gratuita. Para aprovecharla, existen dos métodos: a través de la conversión indirecta, en donde la producción y transferencia de calor participan (usada en la energía solar térmica) y la conversión directa, que es la que se emplea en los paneles solares utilizando celdas fotovoltaicas, las que convierten una fracción de la radiación solar en energía eléctrica. Por esto último, es necesario conocer la radiación total capturada por un panel solar, que es lo que se explicará ahora.

Entonces, lo primero será definir lo que es la hora solar o tiempo solar verdadero. El día solar se define como el tiempo que transcurre entre dos pasos sucesivos del Sol por el meridiano del punto considerado sobre la Tierra. Este período se divide en 24 intervalos de tiempo iguales, los que se conocen como horas solares. La hora solar sirve para conocer la posición del Sol en un instante determinado respecto al meridiano que pasa por el lugar elegido. Pero como la velocidad de traslación de la Tierra no es constante (movimiento de traslación elíptico), entonces la duración de la hora solar tampoco lo es, y su valor dependerá del día del año, además del meridiano. Para poder saber el valor de la hora solar en un instante determinado, aparte de conocer el día del año y el meridiano ya mencionados, es necesario tener en cuenta la hora oficial del territorio del punto elegido, y la diferencia horaria con respecto al meridiano de Greenwich la cual depende del huso horario en la que se sitúe el punto objetivo. De esta manera, como el tiempo se mide según la hora oficial y la posición del Sol depende de la hora solar, la ecuación que relaciona la hora oficial con la hora solar es:

$$HS = HL + E - \frac{(l_{std} - Long)}{15} + \frac{ET}{60} \quad (48)$$

donde HL es la hora local oficial del lugar, E es la corrección horaria oficial (es 1 en invierno y 2 en verano), l_{std} es la longitud del huso horario donde se sitúa el punto elegido, $Long$ corresponde a la longitud del punto elegido medido en horas (se dividen por 15 para pasar los grados a horas), y ET es la ecuación del tiempo, la que se determina en minutos como:

$$ET = 9.78(\text{sen}(2B)) - 7.53(\text{cos}(B)) - 1.5(\text{sen}(B)) \quad (49)$$

$$B = \frac{360(n - 81)}{364} \quad (50)$$

con n como el día correlativo del año, y ET se divide por 60 para pasar los minutos a horas. Una vez que se tiene definida la hora solar, puede calcularse el ángulo horario, el cual indica el desplazamiento angular del Sol sobre el plano de la trayectoria solar:

$$\varpi = 15(HS - 12) \quad (51)$$

en el que nuevamente el factor 15 es para pasar la hora a grados, ya que una hora solar equivale a 15° ($360^\circ/24$ horas). Además, a partir del día correlativo del año se estima el ángulo de declinación, que es la posición angular del Sol a mediodía con respecto al Ecuador:

$$\delta = 23.45 \operatorname{sen} \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (52)$$

La ecuación 52 es conocida como la ecuación de Cooper. En la **Figura 31** se pueden ver los distintos valores que toma este ángulo. Entonces, ya conociendo el ángulo horario y de declinación, se puede evaluar el ángulo de altitud solar, que se expresa como:

$$\operatorname{sen}(\alpha) = \operatorname{sen}(\phi) \operatorname{sen}(\delta) + \cos(\phi) \cos(\varpi) \cos(\delta) \quad (53)$$

El ángulo de altitud solar es el ángulo que forma la recta que une el punto de interés con el Sol, y su proyección sobre el plano horizontal (**Figura 32**). El ángulo ϕ representa la latitud del lugar elegido.

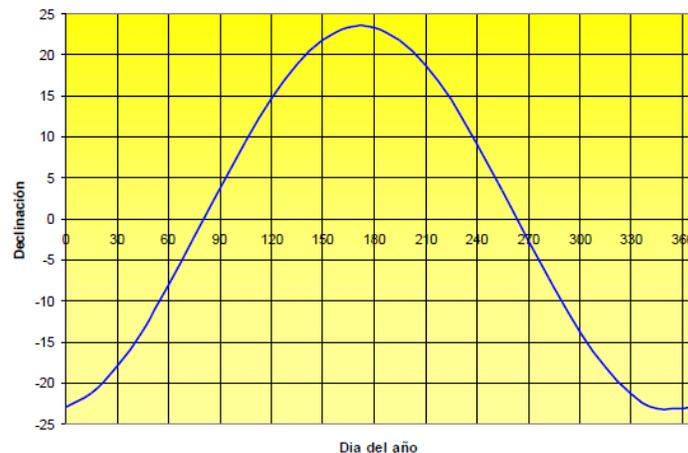


Figura 31. Valores que toma el ángulo de declinación respecto al día del año.

Por otro lado, para saber cuál es la radiación total que captura un panel solar, se debe considerar la existencia de una superficie inclinada respecto al ángulo horizontal que representará al panel, ya que para aprovechar la radiación solar es necesario que el panel

tenga una inclinación. El ángulo que forma la normal de esta superficie con la recta que une el Sol con el origen de la normal, se conoce como ángulo de incidencia (**Figura 33**). De este modo, si esta superficie posee una inclinación, la ecuación que define el ángulo de incidencia es:

$$\begin{aligned} \cos(\theta_z) = & \text{sen}(\delta)\text{sen}(\phi)\cos(\beta) - \text{sen}(\delta)\cos(\phi)\text{sen}(\beta)\cos(\gamma_p) \\ & + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\beta)\cos(\varpi) \\ & + \cos(\delta)\text{sen}(\phi)\text{sen}(\beta)\cos(\gamma_p)\cos(\varpi) \\ & + \cos(\delta)\text{sen}(\beta)\text{sen}(\gamma_p)\text{sen}(\varpi) \end{aligned} \quad (54)$$

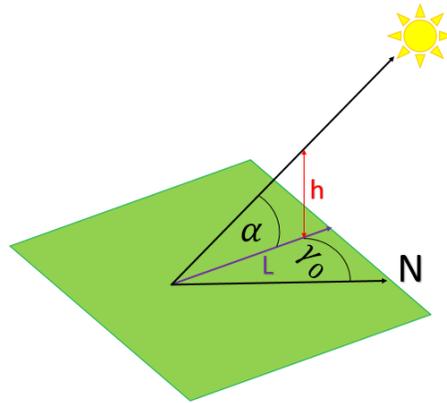


Figura 32. Ángulo de altitud solar α , junto al ángulo de azimut γ_0 .

Donde β es el ángulo de inclinación de la superficie, mientras que el ángulo γ_p es el ángulo de azimut horizontal que forma la normal de la superficie inclinada respecto al sur (**Figura 34**). Para una superficie que no posee inclinación, $\beta = 0$, por lo que la definición de ángulo de incidencia para una superficie horizontal queda:

$$\cos(\theta_0) = \text{sen}(\delta)\text{sen}(\phi) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\varpi) = \text{sen}(\alpha) \quad (55)$$

La división entre estos dos términos, es decir, la relación entre la radiación directa incidente sobre una superficie inclinada y la radiación sobre aquella superficie si estuviera horizontal, es:

$$R_b = \frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\theta_0)} \quad (56)$$

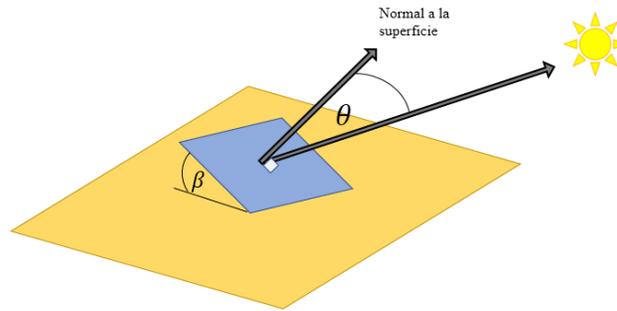


Figura 33. Ángulo de incidencia θ y ángulo de inclinación β .

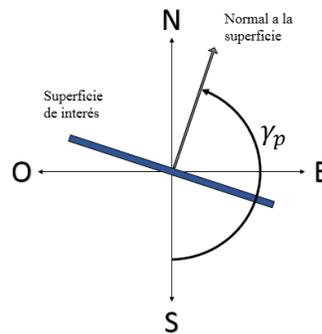


Figura 34. Vista en planta del ángulo de azimut horizontal γ_p .

La relación definida en la ecuación 56 sirve para obtener la radiación total que llegaría a la superficie inclinada. Pero además de esta relación, también se requiere conocer los valores de radiación directa y difusa junto con el valor de reflectancia, los que se definen como:

- Radiación directa I_b : Radiación que llega en la dirección del Sol.
- Radiación difusa I_d : Radiación que llega desde todas las direcciones procedentes de la esfera celeste visible desde la superficie, producto de la dispersión de parte de la radiación del Sol en la atmósfera cuando la atraviesa.
- Reflectancia ρ : Radiación reflejada por la superficie terrestre que llega a la superficie de interés. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo.

Con estos valores ya obtenidos, es posible estimar la radiación total incidente en la superficie objetivo a través de la ecuación 57, usando el modelo de cielo isotrópico:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \rho (I_b + I_d) \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (57)$$

Siendo I_T la radiación total que se busca. El valor de ρ dependerá del tipo de superficie en donde se sitúe la superficie de interés, pero generalmente se le asigna un valor de 0,2³⁵. La **Tabla 6** muestra los valores que puede tener este coeficiente.

Tipo de superficie de la tierra	Reflectancia
Nieve fresca	0,87
Arena seca	0,18
Arena húmeda	0,09
Bosque de coníferas	0,05
Concreto nuevo	0,33
Hormigón viejo	0,23

Tabla 6. Valores de reflectancia en diferentes superficies.

2.3.2 Paneles fotovoltaicos

Teniendo el valor de radiación total obtenido, ahora se requiere conocer el panel solar fotovoltaico junto con sus propiedades. Un panel fotovoltaico es un conjunto de celdas o células fotovoltaicas interconectadas, las cuales están hechas de un material semiconductor, generalmente silicio. Estas celdas son las que convierten la energía solar en energía eléctrica en forma de corriente continua. Existen diversos tipos de paneles, entre los que más destacan son:

- Paneles de silicio monocristalinos: Se forman a partir de un solo cristal de silicio, por lo que su configuración es más pura, y por ende son más eficientes que los paneles policristalinos y amorfos. A simple vista se caracterizan por los “rombos blancos” que hay entre las celdas; éstas aparecen porque las esquinas de cada celda se redondean debido a que los cristales de silicio son cilíndricos. Son las más costosas de producir.
- Paneles de silicio policristalinos: Son formados a partir de un bloque de silicio fundido, donde cada celda es cuadrada calzando ajustadamente con las demás celdas, es decir, casi no hay espacio libre entre ellas. Su densidad de energía eléctrica (energía por unidad de área) es algo inferior a los paneles monocristalinos. Poseen recubrimientos anti reflectantes que ocultan la estructura de los cristales. Son más baratos de producir que los monocristalinos.
- Paneles de silicio amorfo: Se construyen rociando o imprimiendo una capa muy delgada de silicio fundido sobre una base, por lo que pueden adaptar cualquier forma, aunque suelen ser largas y delgadas. Tienen aproximadamente la mitad de la densidad de energía eléctrica que poseen los paneles cristalinos. Son los menos costosos de producir.

Como puede verse, el elemento básico de cada celda es la lámina de silicio. Además de este elemento, la celda se conforma de otros componentes. Cada una de ellos junto con la lámina de silicio, se muestran en la **Figura 36**³⁶, los cuales son:

- Contacto metálico superior: Está formado por una lámina metálica fina cuya función es establecer el contacto eléctrico con el exterior. Su forma es de peine debido a que debe permitir el paso máximo de luz posible, puesto que está en la cara expuesta a la radiación solar.
- Recubrimiento antirreflectante: Se ubica junto al contacto metálico superior, y sirve para minimizar la fracción de luz reflejada de manera de mejorar la eficiencia de la celda.
- Silicio tipo N y tipo P: Semiconductores hechos de silicio que en conjunto generan una corriente eléctrica usando como fuente la radiación solar, gracias al campo eléctrico que se forma entre ambos tipos de silicio.
- Contacto metálico inferior: Lámina metálica situada en la cara donde no llega la radiación solar directa, y se encarga de establecer el contacto eléctrico con el exterior.



Figura 35. Tipos de paneles fotovoltaicos. De izquierda a derecha: Panel monocristalino, policristalino y amorfo.

El conjunto de celdas fotovoltaicas forma el panel fotovoltaico, el cual se configura para proteger a las celdas ya que éstas son extremadamente delgadas y frágiles. De esta manera, las celdas son recubiertas por un material plástico transparente (encapsulado), para evitar que el silicio se oxide y para protegerlo del aire y la humedad. A su vez, el encapsulado está protegido por una cubierta de vidrio en la cara iluminada y una lámina metálica en la cara sombreada. Todo el conjunto se instala dentro de un marco metálico para proporcionar la rigidez necesaria, como se aprecia en la **Figura 37**.

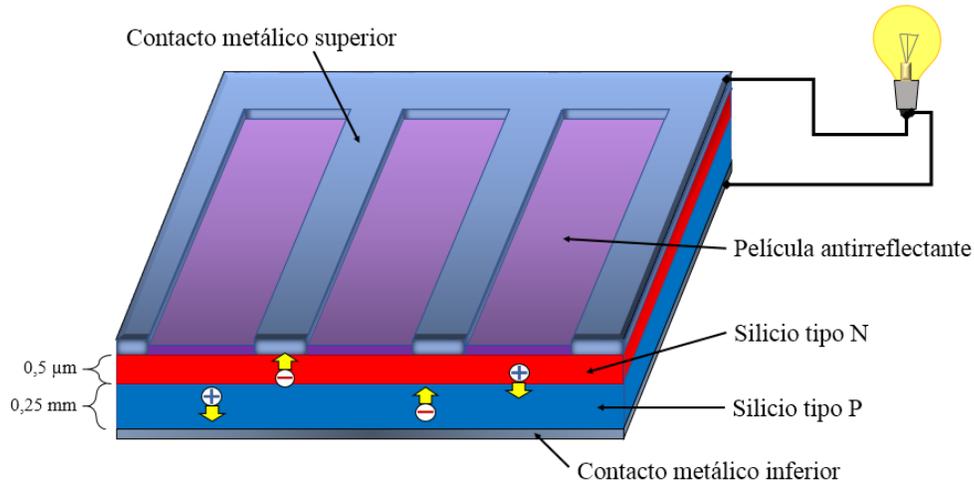


Figura 36. Configuración de una celda o célula fotovoltaica.

Para estimar cuál panel fotovoltaico conviene utilizar de acuerdo a la situación demandada, los fabricantes dan a conocer en los catálogos de cada panel las características que posee cada uno. A pesar de que no siempre aparecen todas las que se nombrarán, ya que algunas de ellas son redundantes, las características que se muestran en los catálogos de los paneles son los siguientes:

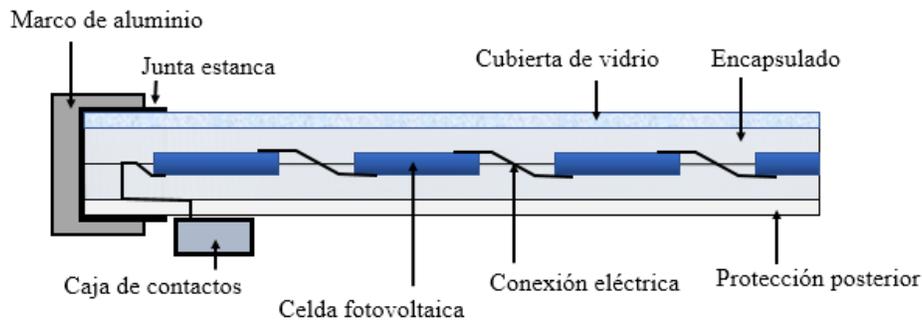


Figura 37. Corte transversal de un panel fotovoltaico con sus respectivos componentes.

- Potencia máxima P_{max} : Como su nombre lo indica, es la potencia máxima que puede generar el panel fotovoltaico, bajo condiciones estándar. Viene dada por el producto entre el voltaje V_{mp} y la corriente I_{mp} . En la gráfica mostrada en la **Figura 38** este valor se sitúa cerca del codo de la curva.
- Voltaje en el punto de potencia máxima V_{mp} : Es la tensión o voltaje máximo a la que trabaja el panel en el punto de potencia máxima, bajo condiciones estándar. Siempre es menor al voltaje de circuito abierto.

- Corriente en el punto de potencia máxima I_{mp} : Es la intensidad de la corriente que entrega el panel en el punto de potencia máxima, bajo condiciones estándar. Siempre es menor a la intensidad de cortocircuito.
- Voltaje o tensión de circuito abierto $V_{OC, stc}$: Es el punto de corte de la curva característica I - V de la **Figura 38** con el eje horizontal obtenida en condiciones estándar. Conceptualmente es el voltaje que suministra el panel cuando el circuito está abierto o desconectado, lo que significa que no hay paso de corriente ($I = 0$) y por lo tanto se considera que la resistencia exterior es infinita. En ausencia de corriente, este voltaje alcanza su máximo valor.
- Corriente o intensidad de cortocircuito $I_{SC, stc}$: Es el punto de corte de la curva característica I - V con el eje vertical obtenida en condiciones estándar. Este término se refiere a la corriente que circula en un circuito cuando el extremo positivo de éste se une al extremo negativo, lo que provoca cortocircuito anulando el valor de resistencia y de voltaje. Por ende, el valor de la intensidad de cortocircuito alcanza su valor máximo en esta situación.
- Factor de forma en condiciones estándar FF_{stc} : Es la relación entre la potencia máxima que puede entregar el panel y la que podría generar si pudiera suministrar la intensidad de cortocircuito al voltaje de circuito abierto:

$$FF_{stc} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{V_{OC, stc} I_{SC, stc}} \quad (58)$$

Si no se especifica en el catálogo, se puede calcular por medio de esta ecuación.

- Rendimiento máximo medido en condiciones estándar: Representa la relación entre la potencia generada y la potencia de la radiación incidente. Si no viene especificado en el catálogo, puede calcularse mediante la igualdad:

$$\eta_m = \frac{V_{mp} I_{mp}}{1000 S} = \frac{P_{max}}{1000 S} \quad (59)$$

Donde S representa la superficie del panel, y el valor 1000 es la radiación solar en condiciones estándar, en Watts por metro cuadrado.

- Temperatura de Operación Nominal de la Celda (T_{ONC}): Es la temperatura a la que operan las celdas cuando se someten a condiciones de operación para la medición de módulos fotovoltaicos. Estos son: Irradiancia de 800 W/m², velocidad de viento de 1 m/s, temperatura ambiente de 20°C y distribución espectral de AM 1.5. No se deben confundir con las condiciones estándar, las cuales son de uso universal.

- Características físicas: Es la información del panel que es útil para su instalación, como por ejemplo sus dimensiones, peso, puntos de anclaje, materiales, etc.

El fabricante define prácticamente la totalidad de estas características bajo las condiciones estándar (STC) con el fin de que los paneles puedan compararse entre sí, y son: Irradiancia de 1000 W/m^2 , temperatura del panel de 25°C , y distribución espectral de AM 1.5³⁷. Por otra parte, la curva I-V es aquella que caracteriza la relación entre la corriente y el voltaje que experimenta un panel fotovoltaico cuando se expone a la luz solar, de modo que al ocurrir esto, se establece una diferencia de potencial entre los extremos de su circuito y circula una corriente determinada. Los valores de corriente y voltaje variarán si la resistencia del circuito cambia. Esta curva se muestra en la **Figura 38**.

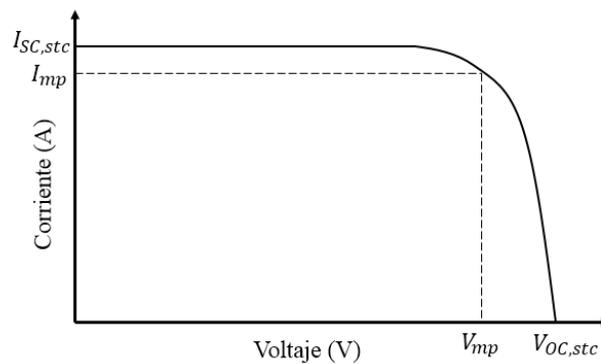


Figura 38. Curva característica I-V que representa todos los valores de corriente y voltaje a los que opera un panel fotovoltaico. La corriente se mide en amperes (A) y el voltaje en volts (V).

Si la intensidad de la radiación incidente en el panel fotovoltaico varía, su curva I-V también cambiará, como se muestra en la **Figura 39**.

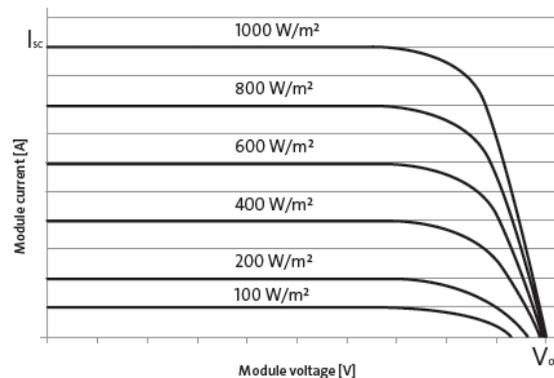


Figura 39. Influencia de la variación de la radiación solar sobre la curva I-V de un panel fotovoltaico, la cual adapta diferentes formas según esta variación.

Toda esta información suele venir en el catálogo de un panel fotovoltaico. Varias de las características definidas sirven para estimar la energía eléctrica que puede aprovecharse de un panel usando también la radiación incidente.

Otro aspecto a evaluar en los paneles fotovoltaicos es el espacio necesario para utilizarlos. Para ello, hay que considerar las características del lugar donde se pretenden instalarlos. En esta situación el lugar seleccionado es el PACYT, donde existen árboles que en altura bordean los 30 metros y que rodean todo el recinto donde se emplazará el proyecto. Por lo tanto, los paneles no pueden situarse en el suelo por la influencia que tendrían las sombras de los árboles y de los edificios sobre ellos, lo que implicaría una disminución de las horas que el panel recibiría luz solar, así que el lugar más recomendable para ubicarlos son las cubiertas de los mismos edificios que conformarán el PACYT.

El sistema en que los paneles forman parte integral de la construcción, ya sea en cubiertas, paredes, voladizos, etc., se denomina como instalación integrada BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*). La aplicación de este tipo de integración que interesa para este caso es el uso de las cubiertas de los edificios, ya sea que los paneles estén totalmente integrados al techo de las construcciones, o bien que estén superpuestos. Las ventajas de usar las cubiertas son: poseen una superficie considerable, les llega muy poca sombra al estar situadas a gran altura donde se benefician de buena radiación, la superficie de las cubiertas generalmente no es utilizable por los ocupantes, etc. Según la inclinación que poseen, las cubiertas pueden ser:

- Cubiertas inclinadas: Pueden ser a 1 ó 2 aguas, donde el panel puede estar anclado a la cubierta o integrado a ella. En el caso en que estén instalados sobre la cubierta, si ésta posee el ángulo óptimo para el aprovechamiento de la energía solar hacia el norte, los paneles pueden anclarse directamente sobre el acabado de la superficie de la cubierta. Así, se evitaría el problema de la producción de sombra por parte de un panel sobre otro. Si la cubierta no posee el ángulo ideal, los paneles pueden disponerse en filas con una inclinación mayor a la de la cubierta para captar de mejor forma la radiación solar, pero se crearían sombras entre paneles, por lo que habría que espaciarlas más (ver **Figura 40**). Esto no ocurre para los paneles integrados a las cubiertas, puesto que los paneles no sobresalen del edificio en este caso, como se ve en la **Figura 41**.

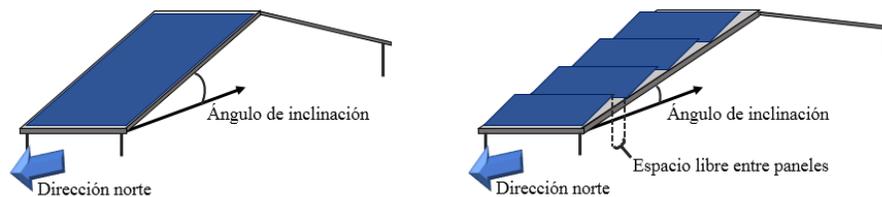


Figura 40. Cubierta con inclinación óptima (izquierda) y con inclinación insuficiente (derecha). En este último caso, el espacio libre es para evitar que la sombra del panel delantero no llegue al panel posterior.

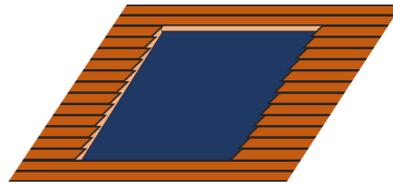


Figura 41. Panel integrado a la cubierta en su totalidad.

- Cubierta horizontal: Como su nombre lo indica, en esta situación la cubierta posee un ángulo de inclinación igual a 0. Por esto, para que los paneles puedan poseer la inclinación adecuada para el aprovechamiento de la radiación solar, éstos se instalan sobre una estructura metálica que va anclada a la superficie de la terraza. Ya que la forma de la estructura es independiente de la inclinación y la forma de la cubierta, la estructura puede diseñarse de manera que los paneles tengan el ángulo óptimo. La manera en que se distribuyen los paneles en este caso se ilustra en la **Figura 42**.

A partir de las descripciones y los esquemas, se puede afirmar que el espacio que otorgan las cubiertas es aprovechado de mejor manera para la instalación de paneles, cuando la cubierta posee la inclinación óptima para que los paneles aprovechen la energía solar, de modo que ningún panel produzca sombra sobre otro. Al no generarse sombra, no es necesario que haya espacio entre los paneles, por lo que se aprovecha la totalidad de la superficie de la cubierta. Con esto, se afirma que ésta es la mejor solución para situar los paneles fotovoltaicos, de modo que se considerará para evaluar la factibilidad de usar la energía solar en el PACYT.

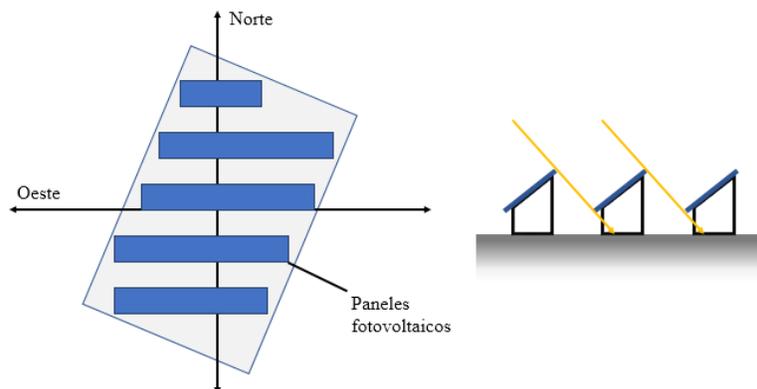


Figura 42. A la izquierda, vista en planta de la distribución de los paneles en una superficie horizontal, donde se busca utilizar al máximo la superficie disponible. A la derecha, se muestra cómo se origina la formación de sombras, lo que es el motivo por el que existen espacios entre paneles.

2.3.3 Estimación de la energía generada

El objetivo principal de esta sección es el de determinar la energía que entrega el panel fotovoltaico usando la radiación total calculada en la primera parte, las características que posee el panel, y las mediciones de temperatura del lugar de interés. También se estimarán los valores de operación del panel. Por lo tanto, las características del panel que se requieren para estos cálculos son:

- Potencia máxima P_{max}
- Corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar $I_{SC, stc}$
- Temperatura de operación nominal del panel T_{ONC}
- Tensión o voltaje de circuito abierto del panel en condiciones estándar $V_{OC, stc}$
- Factor de forma en condiciones estándar FF_{stc}

Como ya se mencionó, estos valores se obtienen del catálogo o ficha técnica del panel fotovoltaico. Para estimar la energía que se genera a partir de la radiación total I_T y la temperatura ambiente T_a , considerando solamente 1 panel, se utilizan las siguientes igualdades que definen los valores de operación del panel³⁸:

- Corriente de cortocircuito del panel:

$$I_{SC} [A] = I_T \left[\frac{W}{m^2} \right] \frac{I_{SC, stc} [A]}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]} \quad (60)$$

- Temperatura del panel:

$$T_c [^{\circ}C] = T_a [^{\circ}C] + \left(\frac{T_{ONC} [^{\circ}C] - 20}{800 \left[\frac{W}{m^2} \right]} \right) I_T \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (61)$$

- Voltaje del circuito abierto del panel:

$$V_{OC} [V] = V_{OC, stc} [V] - 0.0044(T_c [^{\circ}C] - 25) \quad (62)$$

- Voltaje de panel normalizado:

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}[V]}{V_t[V]} \quad (63)$$

con V_t como el voltaje térmico, que es el voltaje que se genera por el calentamiento de un semiconductor del panel:

$$V_t[V] = 0.025 \left(\frac{T_c[^\circ C] + 273}{300} \right) \quad (64)$$

- Factor de forma para una celda ideal sin considerar la resistencia serie:

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{(v_{oc} + 1)} \quad (65)$$

- Resistencia normalizada:

$$r_s = 1 - \frac{FF_{stc}}{FF_0} \quad (66)$$

- Tensión y corriente del panel en el punto de máxima potencia:

$$V_{MAX}[V] = V_{oc}[V] \left(1 - \frac{b}{v_{oc}} \ln a - r_s(1 - a^{-b}) \right) \quad (67)$$

$$I_{MAX}[A] = I_{sc}[A](1 - a^{-b}) \quad (68)$$

donde:

$$a = v_{oc} + 1 - 2v_{oc}r_s \quad (69)$$

$$b = \frac{a}{1 + a} \quad (70)$$

- Máxima potencia del panel:

$$P_{MAX}[W] = V_{MAX}[V]I_{MAX}[A] \quad (71)$$

Si se considera un inversor con un 96% de eficiencia Ef , y pérdidas Pe que corresponden al 14% de la potencia generada, se tiene una potencia de salida:

$$P[W] = Ef P_{MAX}[W] (1 - Pe) \quad (72)$$

- Energía generada:

$$E[Wh] = \sum_{t=1}^T P[W]t[h] \quad (73)$$

con t como el tiempo en horas.

Mediante este procedimiento se tendrá la energía que puede entregar un panel, que en este caso se obtendrá en base a los datos de radiación solar de Concepción entregados por el software Meteonorm, que pertenecen a un año, y en base a las mediciones de temperatura obtenidas. No obstante, siempre es recomendable comparar estos datos de radiación solar con los resultados obtenidos de modelos numéricos, ya que podría haber algún error en la obtención de los datos. Además, una vez calculado el número de paneles necesarios para abastecer de energía al PACYT, se debe evaluar si efectivamente existe el espacio necesario para instalarlos, lo que se mostrará en los resultados.

Para comparar los resultados que se obtienen con esta metodología, se descargó un informe del potencial solar que se obtendría si se usara un panel solar de 300 kW desde el sitio web Explorador Solar del Ministerio de Energía³⁹ situado en Concepción, considerándose pérdidas y el ángulo de inclinación del panel (37°). Los resultados de este informe corresponden a un promedio de 11 años.

2.4 Análisis económico

Este análisis tendrá solamente el objetivo de evaluar ciertos indicadores económicos. Esto, porque analizar la factibilidad económica en todos los aspectos no es uno de los objetivos principales de esta tesis. De esta forma, el único propósito será deducir si es viable abastecer al PACYT de energía eólica desde el punto de vista financiero con aquellos indicadores. Estos son los siguientes:

- ❖ Valor Actual Neto (VAN): Es un indicador de riqueza, ya que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. En términos sencillos, indica cuánto más rico se es a causa del proyecto. Si el VAN es positivo, significa que el proyecto es rentable, y entre varios proyectos el más rentable será el que posea el VAN más alto. Se obtiene de la siguiente forma:

$$VAN = \left[\sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \right] - I_0 \quad (74)$$

donde F_t son las ganancias durante el período t , i es la tasa de interés y I_0 es la inversión inicial.

- ❖ Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la rentabilidad de un proyecto, siendo la tasa de interés que hace al VAN igual a 0. Conceptualmente puede entenderse como la tasa de interés máxima a la que es posible endeudarse para financiar el proyecto, sin que genere pérdidas. Puede estimarse despejando esta igualdad:

$$VAN = \left[\sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} \right] - I_0 = 0 \quad (75)$$

- ❖ Payback: Es el periodo de recuperación del capital. Permite obtener el plazo en el que se recupera la inversión inicial a través de los flujos netos de caja (ingresos menos gastos) obtenidos con el proyecto.

3. Resultados

3.1 Comportamiento del viento y energía eólica

Los resultados serán mostrados de acuerdo al orden ilustrado en los mapas conceptuales de las **Figuras 24 y 26**, y son los siguientes:

- Comparación entre los registros de las dos estaciones meteorológicas ubicadas en TIGO (que ahora se nombrarán Estación 1 y Estación 2):

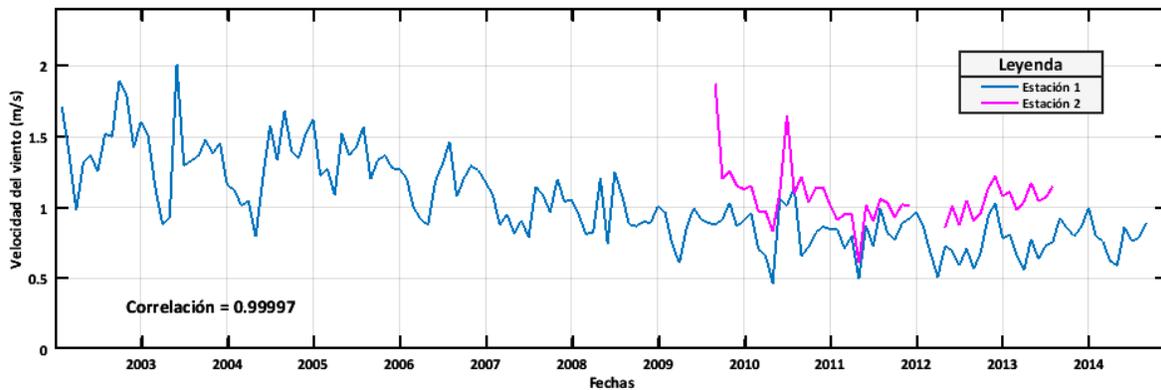


Figura 43. Promedios mensuales de las velocidades de viento de las 2 estaciones situadas en TIGO durante el período completo de medición (2002-2014).

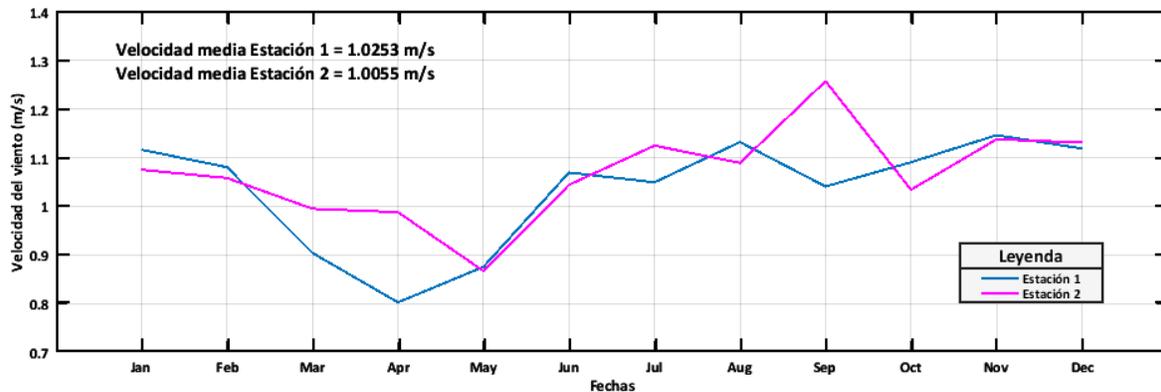


Figura 44. Medias mensuales de las velocidades de viento de las dos estaciones situadas en TIGO.

En la **Figura 43** puede apreciarse la enorme diferencia en el tiempo en que registraron las mediciones, mientras que en la **Figura 44** se observa que las velocidades medias totales son casi iguales, pese a que los promedios mensuales no son tan parecidos.

Años	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2002	0,0	24,6	97,7	100,0	100,0	97,8	90,2	81,3	96,0	85,3	94,3	100,0
2003	100,0	99,7	100,0	100,0	100,0	94,6	100,0	98,4	98,1	100,0	99,7	100,0
2004	100,0	100,4	99,5	100,0	100,0	100,0	99,2	99,1	99,4	100,0	100,0	100,0
2005	99,5	100,0	99,9	100,0	96,4	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0
2006	94,9	100,0	99,7	93,6	97,4	98,6	99,7	100,0	99,4	97,7	100,0	99,7
2007	90,3	100,0	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	96,9	100,0
2008	100,0	103,6	95,4	98,1	100,0	97,4	100,0	100,0	96,4	98,7	100,0	100,0
2009	100,0	100,0	100,0	100,0	99,6	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,9
2010	100,0	97,9	68,8	88,5	100,0	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0
2011	100,0	100,0	100,0	100,0	90,1	99,9	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2012	100,0	103,6	100,0	100,0	100,0	93,1	99,2	100,0	99,9	99,9	100,0	96,8
2013	100,0	99,7	100,0	100,0	98,8	100,0	100,0	94,0	90,7	99,7	98,5	100,0
2014	90,9	100,0	100,0	100,0	100,0	99,2	100,0	100,0	90,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 7. Disponibilidad de los datos de viento de la Estación 1 en porcentajes mensuales.

Años	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	84,1	84,4	100,0
2010	57,4	92,0	43,1	68,8	90,7	46,8	1,7	0,7	30,7	100,0	100,0	100,0
2011	100,0	65,5	100,0	89,3	10,1	57,9	73,3	100,0	99,4	100,0	99,4	82,1
2012	0,0	0,0	10,6	0,0	81,3	97,8	100,0	73,9	99,9	99,9	100,0	97,4
2013	97,2	89,9	100,0	100,0	97,2	100,0	100,0	55,5	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 8. Disponibilidad de los datos de viento de la Estación 2 en porcentajes mensuales.

En estas imágenes se dio mayor énfasis en el tiempo de medición de las dos estaciones, puesto que ese aspecto fue el que determinó trabajar finalmente con las mediciones de viento de la Estación 1.

- Comparación de las mediciones de la estación seleccionada de TIGO con las de estaciones meteorológicas cercanas:

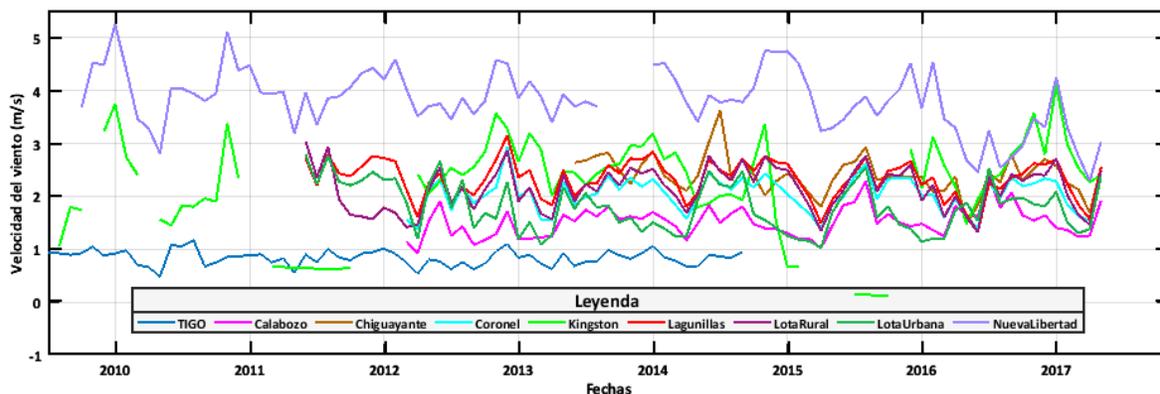


Figura 45. Promedios mensuales de las mediciones de TIGO y las estaciones cercanas. Para apreciar mejor la comparación, la información mostrada en esta gráfica ilustra solamente el período donde las estaciones meteorológicas cercanas comienzan a hacer mediciones, omitiéndose el período entre 2002 y mediados de 2009, época donde solo la estación de TIGO registró mediciones de viento.

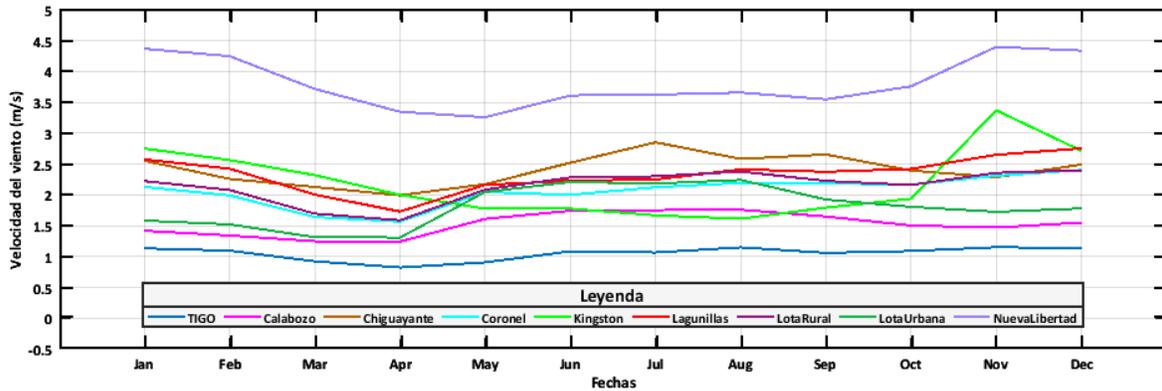


Figura 46. Promedios de velocidad de viento de la estación de TIGO y las estaciones cercanas para cada mes.

Estaciones	Coordenadas en UTM (m)	Distancia a TIGO (km)	Promedio de velocidad (m/s)	Período de medición	Correlación
Calabozo	668725 E 5903495 S	18,77	1,51	21/03/2012 – 15/05/2017	0,51
Chiguayante	675005 E 5912922 S	7,91	2,4	01/06/2013 – 15/05/2017	0,6
Coronel Sur	665556 E 5899980 S	23,3	2,04	21/03/2012 – 15/05/2017	0,57
Kingston College	673817 E 5927247 S	6,87	2,26	11/08/2009 – 15/05/2017	0,38
Lagunillas	663786 E 5905329 S	19,73	2,32	01/06/2011 – 15/05/2017	0,61
Lota Rural	664203 E 5892415S	30,74	2,14	01/06/2011 – 15/05/2017	0,6
Lota Urbana	664072 E 5894913S	28,5	1,79	01/06/2011 – 15/05/2017	0,49
Nueva Libertad	667962 E 5932742 S	14,48	3,81	22/10/2009 – 13/05/2017	0,56

Tabla 9. Información de cada estación respecto a su ubicación y sus mediciones.

La información que determina cuál estación elegir para aplicar el método MCP es la correlación con la estación objetivo, donde el valor más alto lo posee la estación Lagunillas con una correlación de 0,61. Cabe destacar que los datos de viento de las estaciones fueron descargadas el 16 de mayo de 2017, motivo por el cual casi todas las estaciones tienen su período de medición hasta el 15 de mayo.

En la **Figura 46** se aprecia que, a pesar de situarse a mayor altura que las demás estaciones meteorológicas, las intensidades de viento más bajas se registraron en la estación de TIGO.

- Comparación entre las mediciones de TIGO y las series generadas por los métodos MCP.

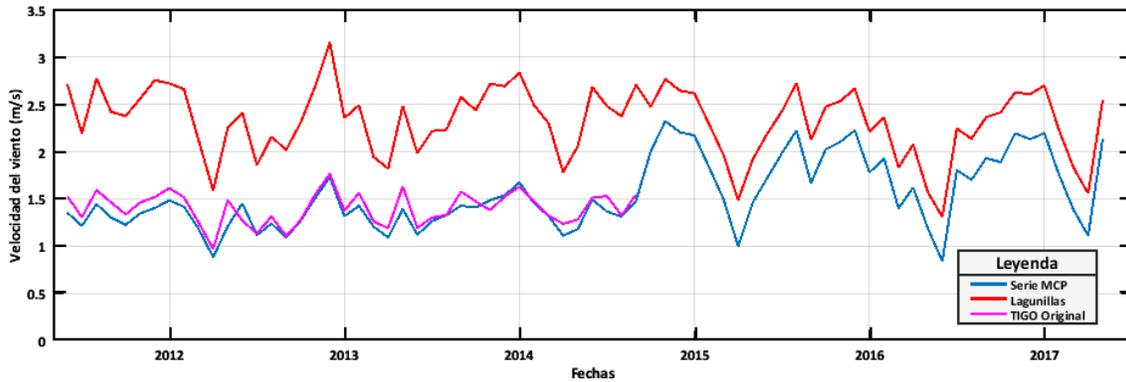


Figura 47. Series de tiempo entre junio de 2011 hasta mayo de 2017. La serie MCP graficada corresponde a la que se empleó finalmente para extrapolar los vientos de TIGO hasta mayo de 2017 (método de Thøgersen).

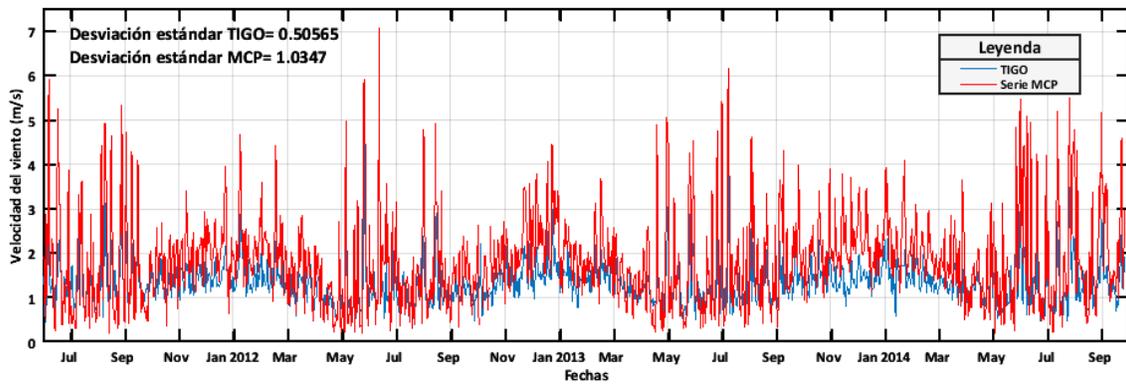


Figura 48. Promedios diarios de las mediciones de TIGO y de la serie MCP elegida durante el periodo concurrente de medición entre los datos de viento de TIGO y los de Lagunillas.

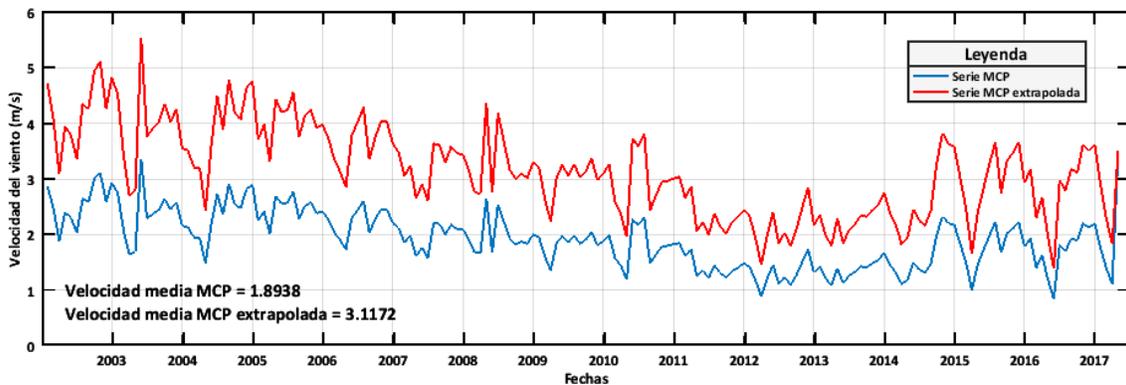


Figura 49. Serie MCP generada a 10 metros de altura y extrapolada a 80 metros de altura. Se unió la serie de TIGO entre febrero de 2002 y junio de 2011 a la serie que generó el método MCP.

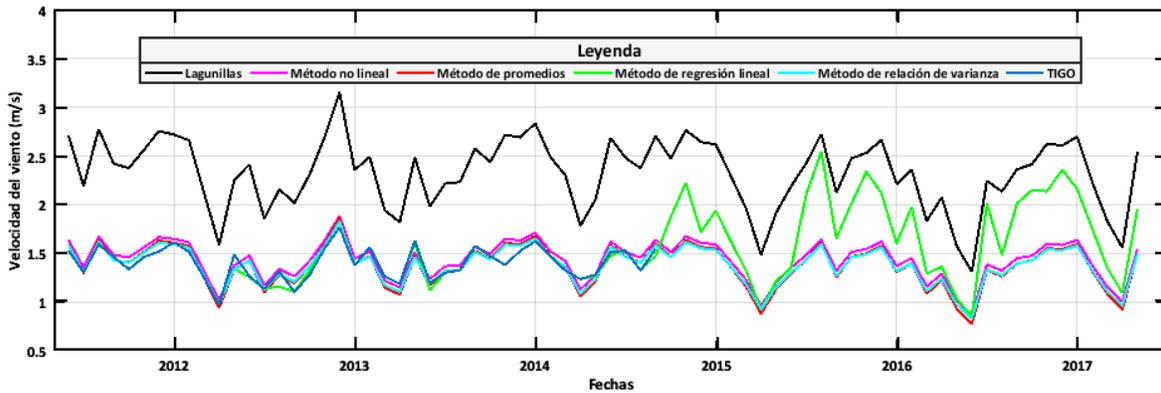


Figura 50. Series de tiempo de TIGO y Lagunillas junto a las series que se generaron usando los otros métodos MCP (ecuaciones 27, 28, 29, 30 y 31).

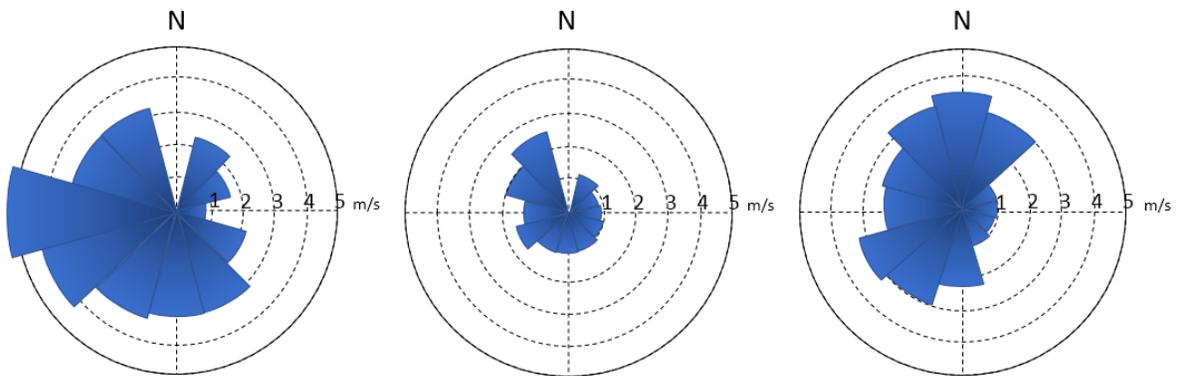


Figura 51. Rosas de los vientos que corresponden al método MCP de Woods y Watson (izquierda), las mediciones de TIGO durante el período concurrente (centro) y las mediciones de Lagunillas (derecha). Estas rosas no muestran las frecuencias de los vientos, sino las velocidades medias por dirección.

En la **Figura 48** se observa que la variabilidad de la serie MCP es mayor que la de TIGO debido a la influencia de las velocidades de Lagunillas para generar esta serie. Por otro lado, en la **Figura 50** puede observarse que todos los métodos MCP aplicados, a excepción del método de regresión lineal, siguen exactamente la variación de la estación de referencia (Lagunillas). Como se escribió previamente, estos métodos asumen que las direcciones del viento en la estación de referencia son iguales a las direcciones del viento en la estación objetivo (TIGO), por lo que son descartados, ya que en la **Figura 52** se aprecia la diferencia. Las rosas de la **Figura 51** se graficaron de esta manera porque el método MCP de Woods y Watson solo entrega las velocidades medias por dirección, así que las otras rosas se ilustraron de la misma manera para compararlas entre ellas

La correlación de la serie de tiempo generada por el método MCP de Thøgersen con la serie de tiempo de la estación de TIGO fue de 0,87, mientras que la correlación de esta serie generada por el método MCP con la estación Lagunillas fue de 0,59.

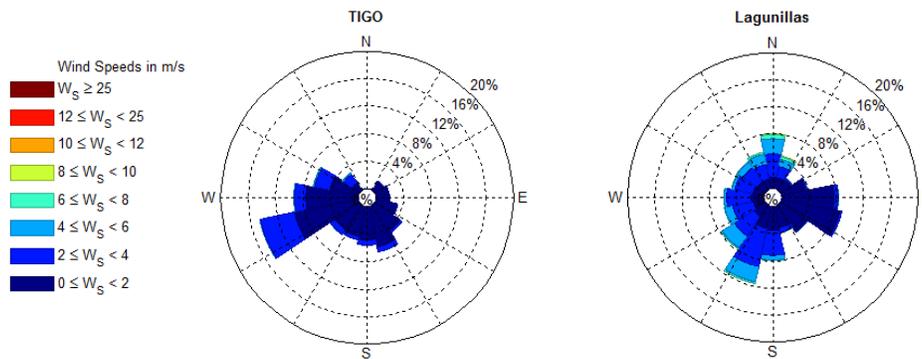


Figura 52. Rosas de los vientos⁴⁰ generadas por las mediciones de viento de TIGO y por las mediciones de la estación Lagunillas, ambas a 10 metros de altura.

- Comparación entre los datos de viento de la estación de TIGO y los datos de viento de los modelos numéricos de mesoescala a 80 metros de altura sobre el suelo.

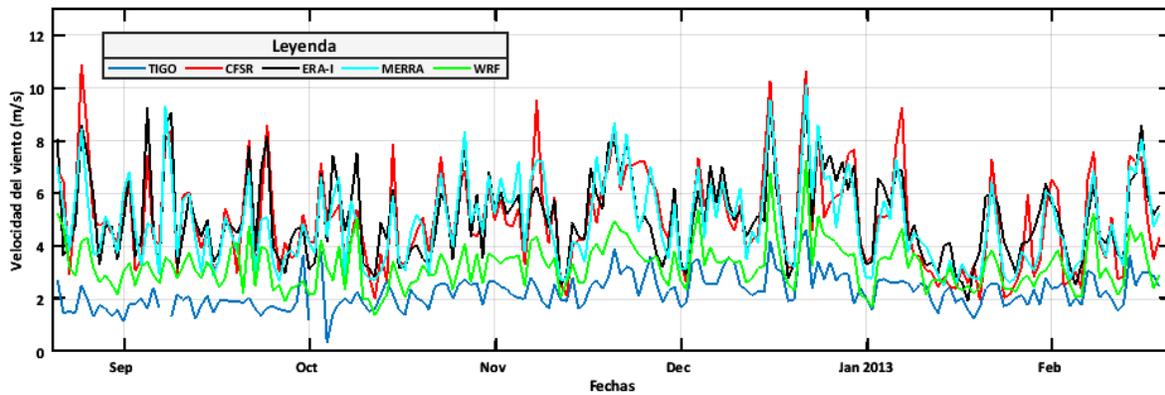


Figura 53. Promedios diarios de los datos de la estación de TIGO y los datos de los modelos de mesoescala.

Modelo numérico de mesoescala	Velocidad media de viento	Correlación con datos de TIGO
CFSR	5,03	0,14
ERA-Interim	5,10	0,19
MERRA	4,93	0,21
WRF	3,27	0,40

Tabla 10. Comparación de los promedios de velocidad de viento y de los valores de correlación con la estación de TIGO de los modelos numéricos de mesoescala.

En la **Figura 53** se aprecia que los datos entregados por WRF con 1 km de resolución espacial se asemejan más a las mediciones en terreno que los datos de los modelos numéricos, obtenidos con una resolución de 3 km. Así también los datos de viento de WRF poseen la correlación más alta con las mediciones de TIGO de los modelos numéricos (**Tabla 10**).

- Características de las mediciones de viento de la estación de TIGO con el método MCP aplicado sobre esta serie y con velocidades de viento extrapolados a 80 metros de altura.

Estación meteorológica TIGO	
Coordenadas UTM (m)	676067 E 5920747 S
Velocidad media (m/s)	3,1
Velocidad máxima (m/s)	24,19
Dirección predominante	Oeste suroeste
Parámetro c (m/s)	3,3
Parámetro k	1,28
Período de registros	19/02/2002 – 15/05/2017
Porcentaje de tiempo con rapidez menor a 3 m/s	57,25 %
Porcentaje de tiempo con rapidez mayor a 20 m/s	0,004 %
Densidad de potencia media (W/m^2)	65
Altura de base del mástil (m)	152

Tabla 11. Resumen de las características principales del recurso eólico de la estación meteorológica de TIGO extrapolado a 80 metros de altura.

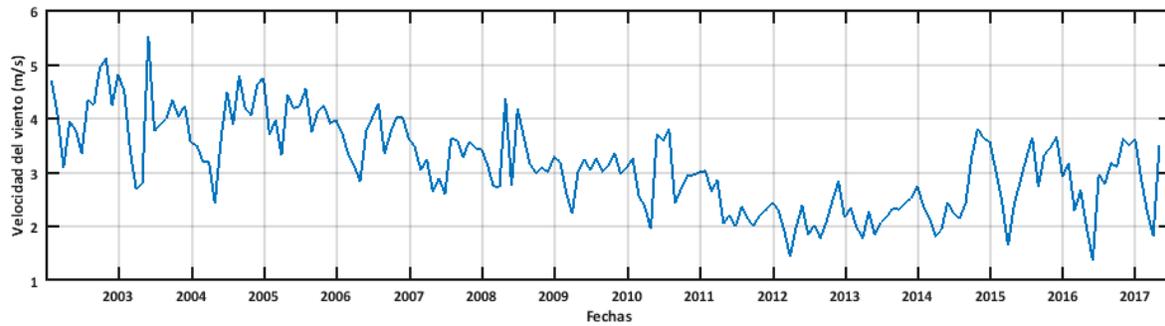


Figura 54. Período completo de la serie expresado en medias mensuales. Desde finales del año 2014 se observa una mayor variación de la serie por la aplicación del método MCP.

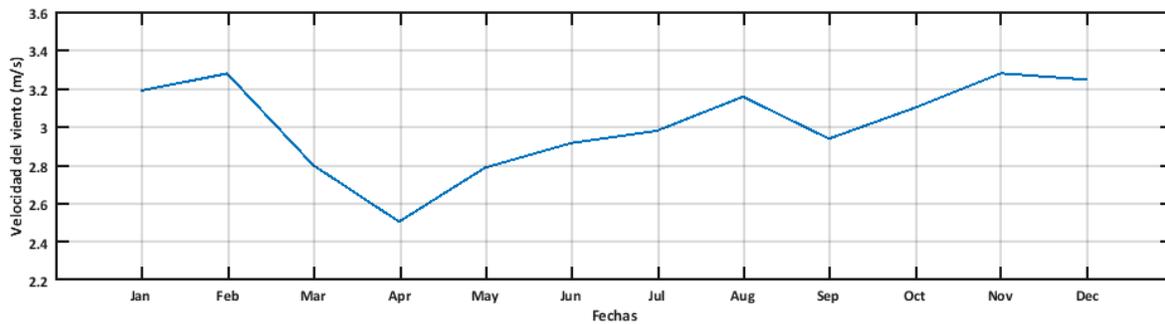


Figura 55. Promedios mensuales de la serie de tiempo.

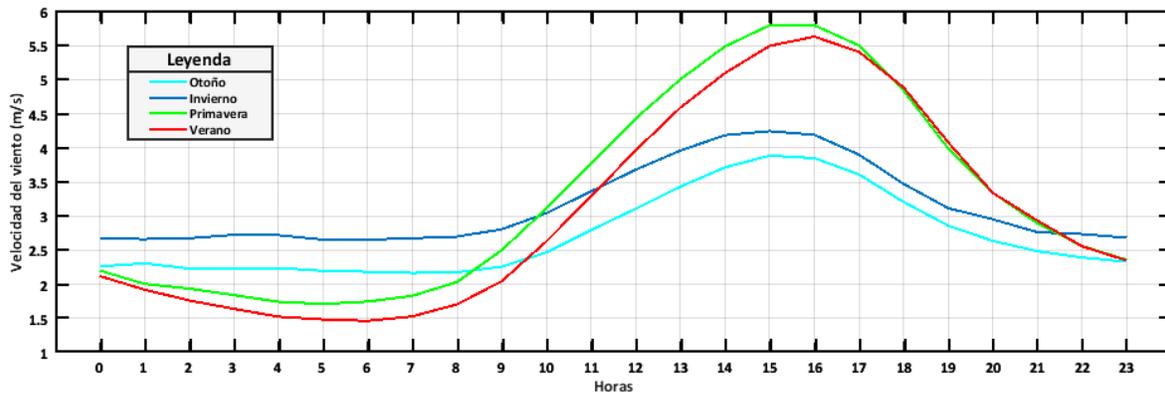


Figura 56. Promedios horarios por estación del año.

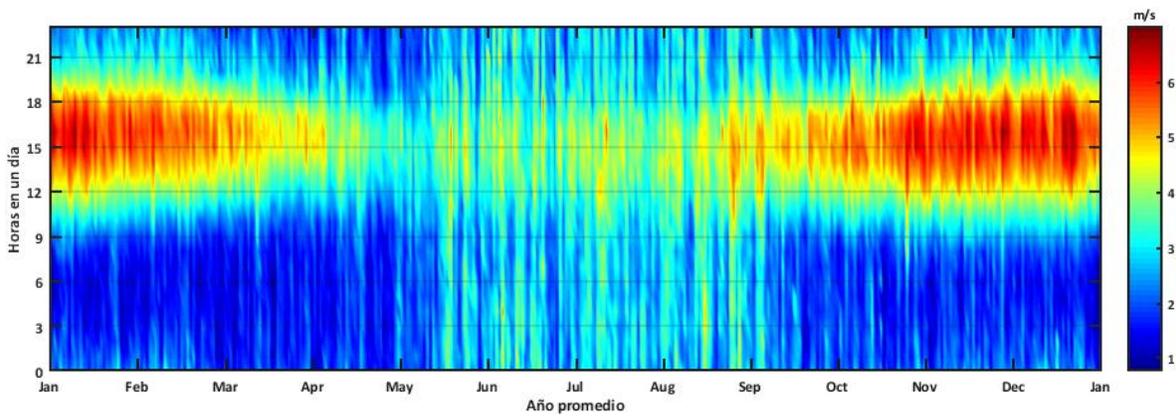


Figura 57. Promedios horarios de velocidad del viento durante un año promediado.

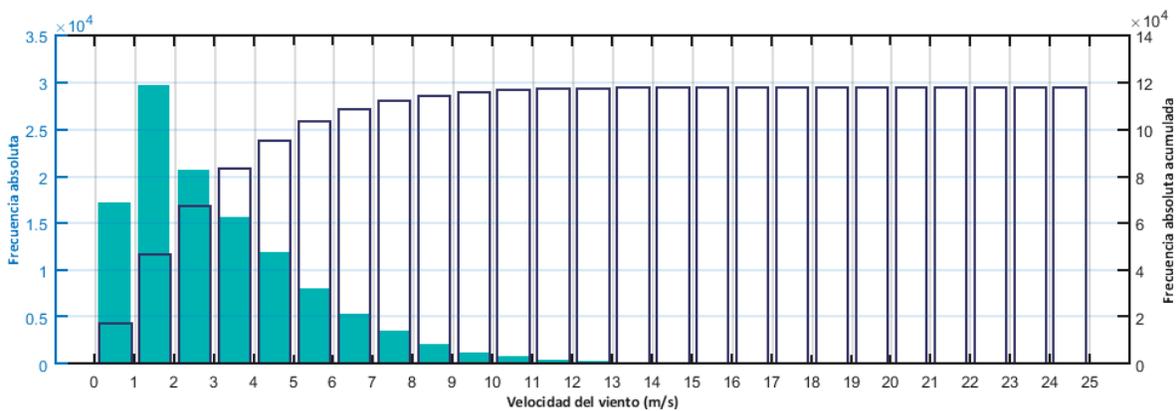


Figura 58. Frecuencias absolutas y frecuencias absolutas acumuladas en horas, con intervalos de 1 m/s.

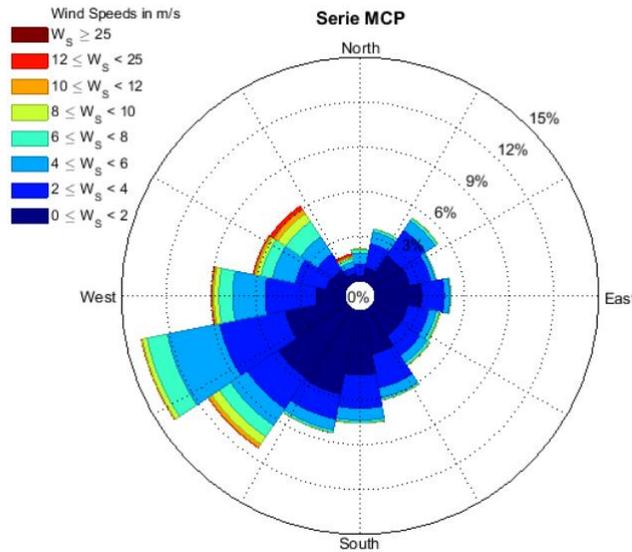


Figura 59. Rosa de los vientos de la serie generada.

Dirección	Frecuencia relativa (%)	Velocidad media (m/s)	Desviación estándar	Densidad de potencia (W/m^2)
N (348,75°-11,25°)	2,1	4,01	1,90	68
NNE (11,25°-33,75°)	3,6	3,26	1,78	39
NE (33,75°-56,25°)	5,3	2,62	1,69	28
ENE (56,25°-78,75°)	4,2	2,09	1,33	17
E (78,75°-101,25°)	5,1	1,93	1,33	15
ESE (101,25°-123,75°)	4,5	2,46	1,71	36
SE (123,75°-146,25°)	4,6	2,49	1,68	32
SSE (146,25°-168,75°)	6,1	2,40	1,59	23
S (168,75°-191,25°)	7,5	2,16	1,62	21
SSO (191,25°-213,75°)	8,4	1,79	1,56	18
SO (213,75°-236,25°)	11,3	3,00	2,75	78
OSO (236,25°-258,75°)	13,9	3,60	2,12	60
O (258,75°-281,25°)	9,0	3,82	2,61	83
ONO (281,25°-303,75°)	6,3	4,19	2,74	110
NO (303,75°-326,25°)	6,2	5,60	3,56	233
NNO (326,25°-348,75°)	1,9	5,02	2,69	273
Promedio total		3,1	2,04	65

Tabla 12. Distribución de velocidades por dirección. Los vientos con el promedio más alto de velocidad provienen de la dirección noroeste.

En la Figura 56 y en la Figura 57 se puede notar que tanto los valores mínimos de intensidad de viento como los máximos, ocurren en los períodos vernal y estival. En la Figura 59 se aprecia que los vientos provienen principalmente del suroeste, mientras que desde la dirección norte casi no se presentan vientos, como también lo señala la Tabla 12. No obstante, los vientos más intensos precisamente vienen de las direcciones norte y noroeste.

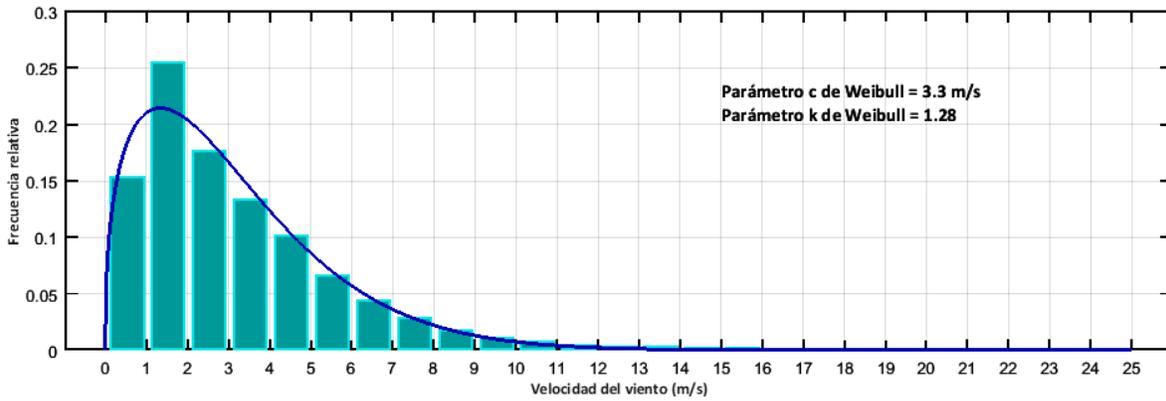


Figura 60. Histograma de distribución de frecuencia relativa de los datos y función de Weibull ajustada.

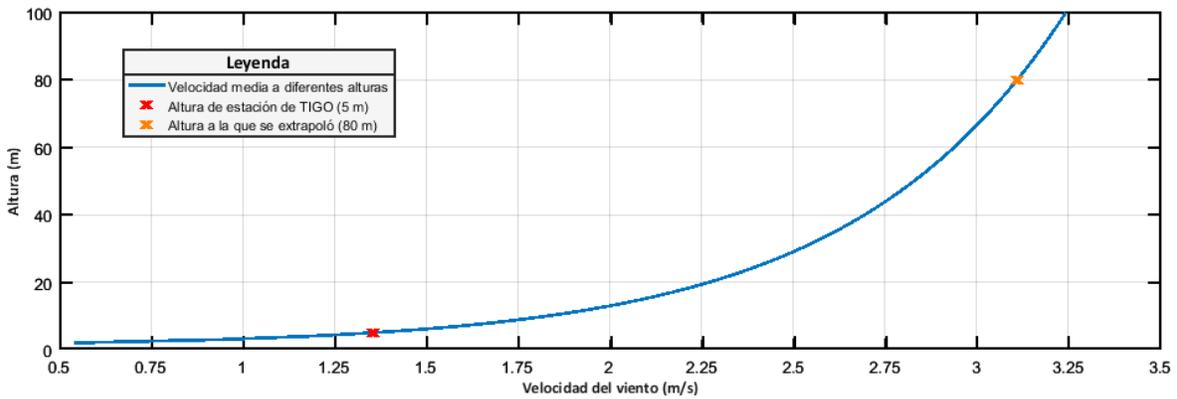


Figura 61. Perfil vertical de la velocidad del viento entre 0 y 100 metros de altura sobre el suelo.

Altura (m)	Velocidad media del viento (m/s)
100	3,24
80	3,10
60	2,94
40	2,69
20	2,27
10	1,83

Tabla 13. Valores de velocidad media del viento para alturas determinadas sobre el nivel del suelo.

El histograma graficado en la **Figura 60** da a conocer que los vientos con mayor frecuencia en el lugar son del intervalo de velocidad entre 1 y 2 m/s. Para realizar el perfil vertical de la velocidad de viento mostrado en la **Figura 61**, la extrapolación se llevó a cabo usando una rugosidad de 0,4 m usando la ecuación logarítmica (ecuación 11).

- El recurso eólico sobre la zona y la energía aprovechada.

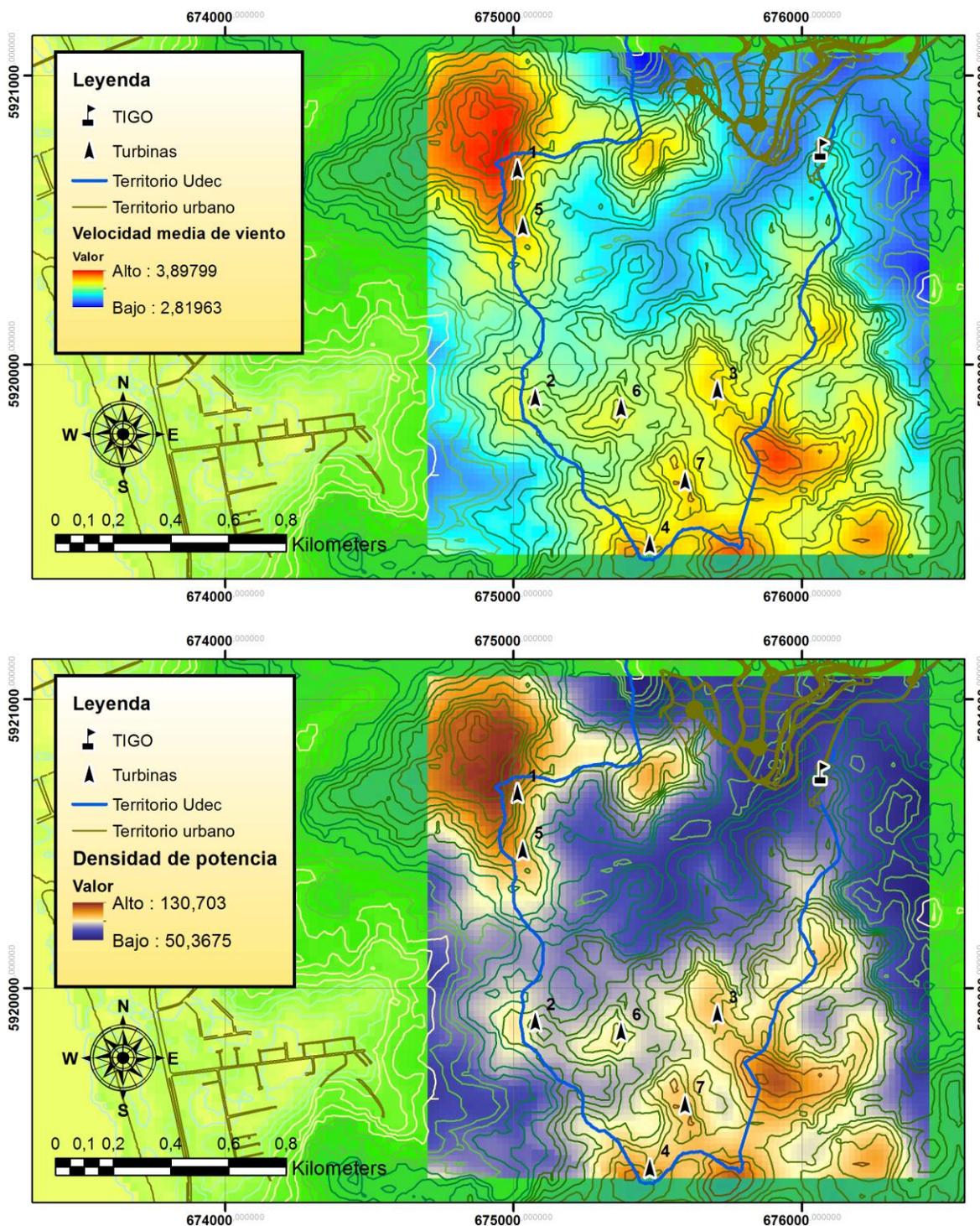


Figura 62. Velocidad media de viento en m/s (arriba) y densidad de potencia media sobre el área sur al PACYT en W/m^2 (abajo), junto con la distribución de aerogeneradores entregada por WindFarmer. El área urbana visible al norte corresponde al PACYT.

Resumen de la energía obtenida por el parque eólico	
Número de aerogeneradores	7
Modelo de aerogeneradores	Senvion MM100
Producción energética ideal	15,39 GWh/año
Pérdidas por efecto estela	8,7 %
Otras pérdidas	0 %
Producción energética anual neta	14,06 GWh/año
Variabilidad anual de la velocidad del viento	6 %

Tabla 14. Aspectos principales de la energía capturada.

Turbina	1	2	3	4	5	6	7
Coordenada Este (m)	675013	675075	675707	675472	675032	675372	675594
Coordenada Norte (m)	5920676	5919885	5919911	5919377	5920479	5919850	5919597
Altura de base (m)	231	170	230	226	202	204	230
Turbina más cercana (m)	5	6	7	7	1	2	4
Distancia a la turbina más próxima (m)	197,9	299,1	333,7	251,6	197,9	299,1	251,6
Velocidad media del viento sin estelas (m/s)	3,75	3,39	3,59	3,63	3,61	3,49	3,60
Velocidad media del viento (m/s)	3,63	3,32	3,37	3,52	3,50	3,27	3,34
Energía ideal (MWh/año)	2437	1954	2201	2251	2267	2072	2209
Pérdidas por efecto estela (%)	4,6	3,3	13,7	6,7	6,0	12,0	14,4
Energía neta (MWh/año)	2324	1889	1898	2100	2131	1822	1890

Tabla 15. Características de las turbinas relacionadas a sus emplazamientos. La altura de base de cada aerogenerador es respecto al nivel del mar.

Los resultados que se ven en la **Tabla 14** y la **Tabla 15** fueron entregados por WindFarmer. La producción energética anual neta da un valor muy cercano a la demanda anual estimada que tendrá el PACYT (13,8 GWh/año). Es decir, con este parque eólico se podría abastecer energéticamente al PACYT. Sin embargo, el análisis económico es el que decide si es viable llevar a cabo este proyecto.

La distribución de aerogeneradores que se muestra en la **Figura 62** fue modelada por el optimizador de WindFarmer, que muestra la mejor distribución para aprovechar el recurso eólico.

3.2 Radiación y energía solar

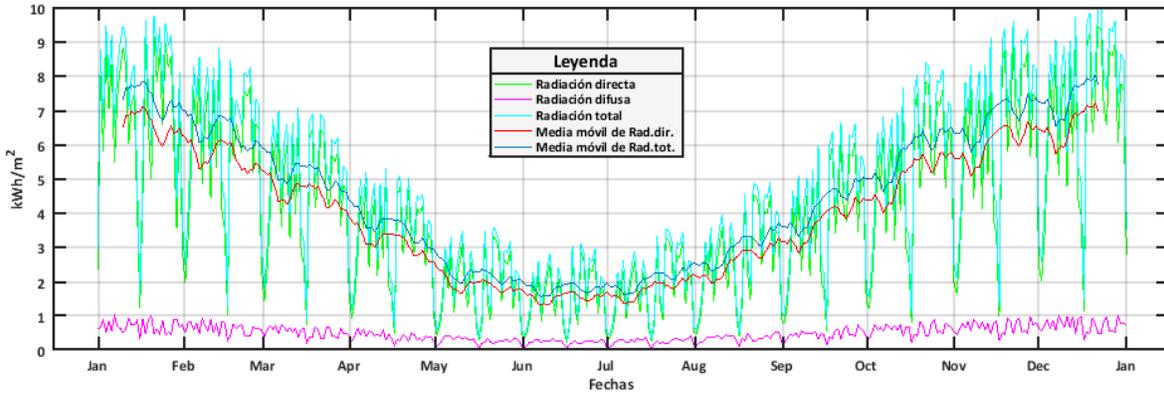


Figura 63. Radiaciones durante el año modelado por Meeonorm sobre Concepción.

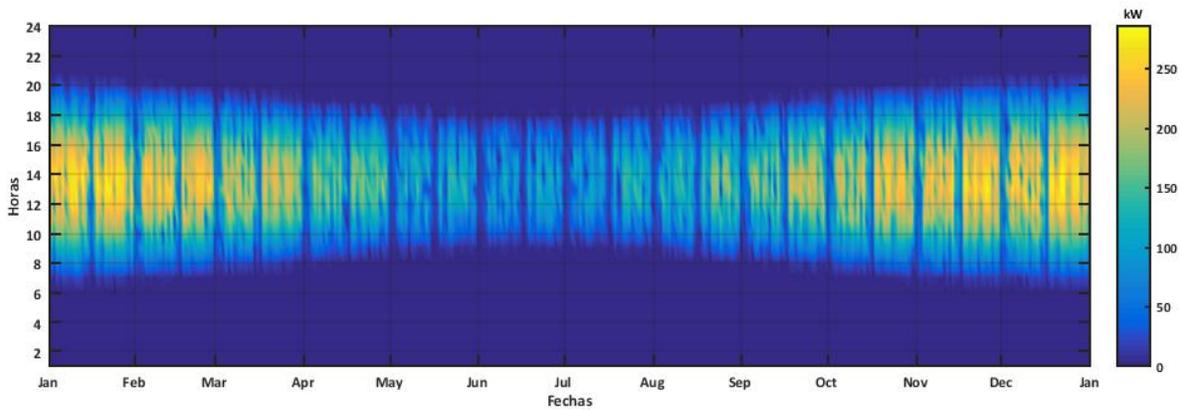


Figura 64. Potencia que entrega el panel en el año considerando pérdidas.

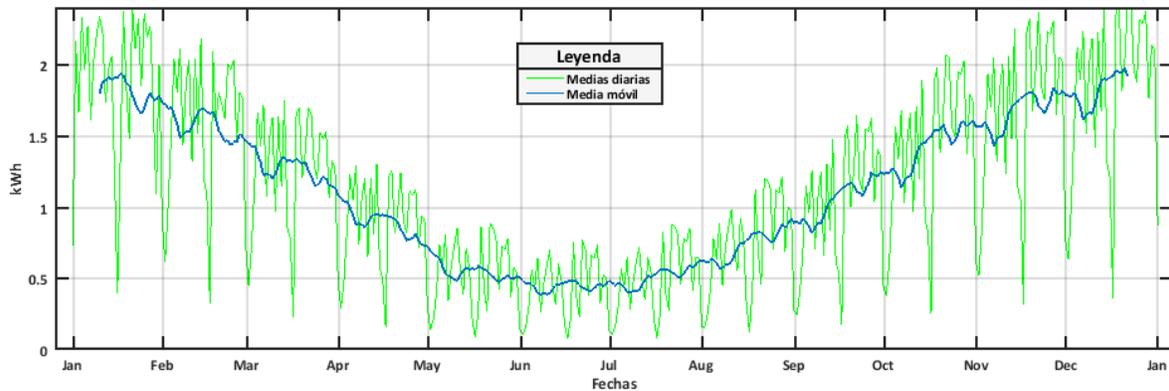


Figura 65. Energía obtenida durante el año tomando en cuenta la variabilidad diaria.

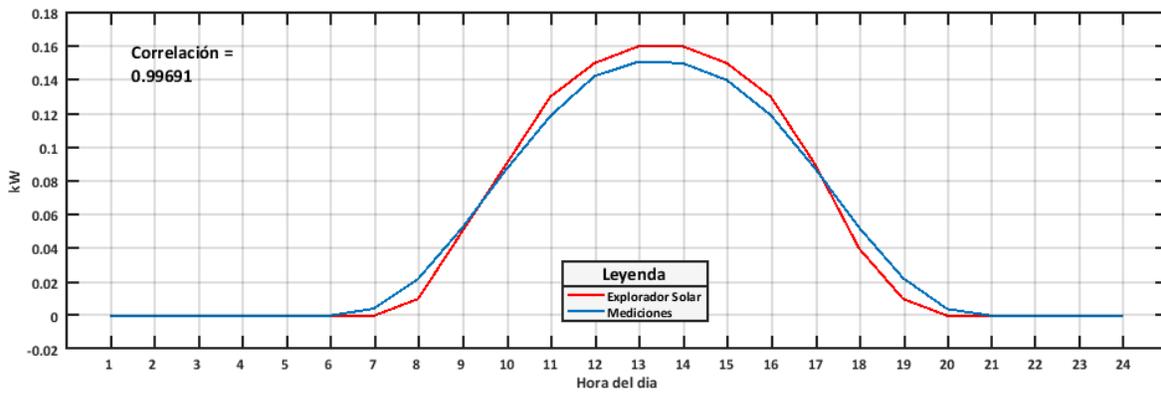


Figura 66. Promedio de potencia que se genera por hora, comparado con el promedio que entrega el informe generado en el Explorador Solar.

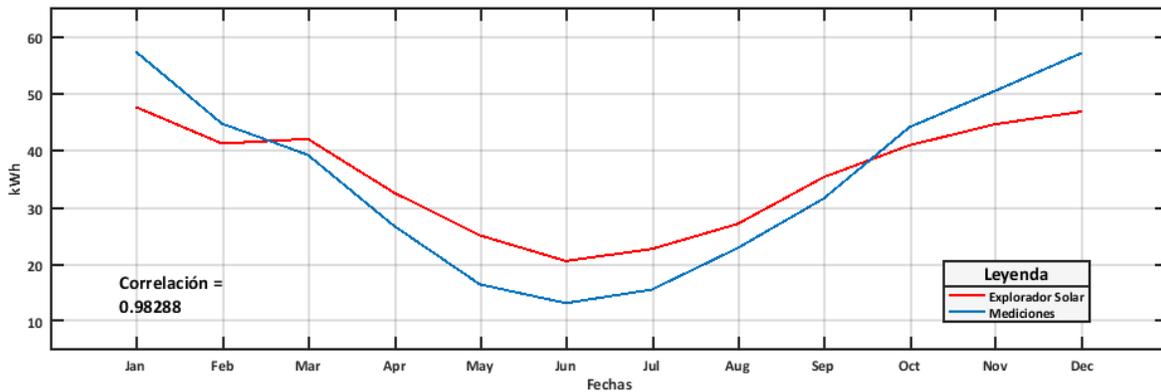


Figura 67. Promedios de energía mensual de las mediciones y de la información generada por el Explorador Solar.

El tipo de panel solar fotovoltaico usado para generar estos resultados fue el modelo Komaes Solar KM300 Mono de 300 kW, cuya información técnica se encuentra en el **Anexo 5**. Respecto a la energía anual producida por un solo panel, usando los datos entregados por Meeonorm se obtuvo un total de 422,1 kWh, mientras que con la información generada en el Explorador Solar el valor fue de 427,4 kWh (usando un panel solar de 300 kW para ambos casos).

Por otra parte, para saber el número de paneles solares necesarios para poder suplir la demanda eléctrica que tendrá el PACYT, se debe dividir la potencia total requerida por el parque por la potencia media generada por 1 panel solar, cuya información se obtuvo de los datos de Meeonorm y aplicando las igualdades, desde la ecuación 48 hasta la 73.

Resumen de la energía obtenida por paneles solares fotovoltaicos	
Modelo del panel fotovoltaico	Komaes Solar KM300 Mono
Potencia máxima	300 W
Ángulo de inclinación	37° hacia el norte
Área del panel	2,43 m ²
Potencia total requerida en el PACYT	2732000 W
Potencia media entregada por 1 panel	82,6 W
Número de paneles solares necesarios	33172
Área total que ocuparían los paneles	80608 m ²
Número de edificios del PACYT	40
Área de cada edificio (techo)	1800 m ²
Área disponible para los paneles	72000 m ²

Tabla 16. Resultados del uso de energía solar fotovoltaica para el PACYT.

El área total que ocuparían los paneles fotovoltaicos mostrada en la **Tabla 16** se obtiene multiplicando el número de paneles que se usarían por el área de cada panel. Así también el área disponible para instalarlos se obtiene del producto entre el número de edificios del PACYT y el área de cada uno de ellos, por lo que sería el área completa de las cubiertas de los edificios (si es que toda esta área pudiera ser aprovechable, lo que es poco probable). De esta manera, lo que determina si finalmente se puede suplir la demanda energética que tendría el PACYT utilizando paneles solares fotovoltaicos es el espacio físico disponible, ya que como se ve en la **Tabla 16** la superficie disponible para instalarlos es menor a la que ocuparían todos los paneles. En otras palabras, es insuficiente, salvo que los paneles sean también instalados en el suelo.

3.3 Factibilidad económica

Para realizar el análisis económico de este proyecto, se utilizaron variables que se han calculado de acuerdo a las fuentes citadas. En la siguiente tabla se muestran estas variables.

Valor actual del kWh	\$ 112,36 ⁴¹
Demanda energética anual del PACYT	13800000 kWh
Precio aproximado de 1 turbina de 2 MW	US\$ 3,5 millones ⁴²
Número de turbinas	7
Porcentaje que representa el precio de las turbinas del proyecto total	71 % ⁴³
Costo inicial del proyecto	\$ 22.430.000.000
Costos de operación y mantención	US\$ 0,015 por kWh ⁴⁴
Costos de operación y mantención total	\$ 134.600.000 al año

Tabla 17. Resumen de los costos del proyecto.

Considerando una tasa de aumento del costo de la energía que es en torno al 7 % para 20 años de proyección, los resultados del análisis económico son los siguientes:

Año	Precio kWh	Ganancia (kWh/año)	Inversión	Costos de O&M	Flujo de caja	VAN acumulado
2017			-\$ 22.430	0	-\$ 22.430	-\$ 22.430
2018	\$ 120	\$ 1.661	0	-\$ 134,6	\$ 1.526,4	-\$ 21.045
2019	\$ 130	\$ 1.799	0	-\$ 134,6	\$ 1.664,4	-\$ 19.607
2020	\$ 140	\$ 1.937	0	-\$ 134,6	\$ 1.802,4	-\$ 18.124
2021	\$ 148	\$ 2.047	0	-\$ 134,6	\$ 1.912,8	-\$ 16.626
2022	\$ 156	\$ 2.157	0	-\$ 134,6	\$ 2.023,2	-\$ 15.116
2023	\$ 165	\$ 2.282	0	-\$ 134,6	\$ 2.147,4	-\$ 13.590
2024	\$ 174	\$ 2.406	0	-\$ 134,6	\$ 2.271,6	-\$ 12.052
2025	\$ 183	\$ 2.530	0	-\$ 134,6	\$ 2.395,8	-\$ 10.508
2026	\$ 193	\$ 2.668	0	-\$ 134,6	\$ 2.533,8	-\$ 8.952
2027	\$ 201	\$ 2.778	0	-\$ 134,6	\$ 2.644,2	-\$ 7.406
2028	\$ 210	\$ 2.903	0	-\$ 134,6	\$ 2.768,4	-\$ 5.865
2029	\$ 221	\$ 3.054	0	-\$ 134,6	\$ 2.920,2	-\$ 4.316
2030	\$ 229	\$ 3.165	0	-\$ 134,6	\$ 3.030,6	-\$ 2.785
2031	\$ 240	\$ 3.317	0	-\$ 134,6	\$ 3.182,4	-\$ 1.255
2032	\$ 250	\$ 3.455	0	-\$ 134,6	\$ 3.320,4	\$ 266
2033	\$ 259	\$ 3.579	0	-\$ 134,6	\$ 3.444,6	\$ 1.769
2034	\$ 269	\$ 3.717	0	-\$ 134,6	\$ 3.582,6	\$ 3.258
2035	\$ 277	\$ 3.827	0	-\$ 134,6	\$ 3.693,0	\$ 4.719
2036	\$ 286	\$ 3.951	0	-\$ 134,6	\$ 3.817,2	\$ 6.158
2037	\$ 297	\$ 4.103	0	-\$ 134,6	\$ 3.969,0	\$ 7.583

Tabla 18. Proyección de los flujos de dinero para 20 años. Nótese que el precio del kWh está en pesos chilenos, mientras que el resto de los indicadores se encuentran en millones de pesos chilenos. Se eligió esa cantidad de años porque generalmente ese es el período de vida útil de un aerogenerador⁴⁵.

Inversión	\$ 22.430
Tasa de interés	5 %
VAN (20 años)	\$ 7.583
TIR (VAN = 0)	12,11 %
Payback	14,8

Tabla 19. Resumen de la factibilidad económica del proyecto. La inversión y el VAN están en millones de pesos.

Como se puede ver en la **Tabla 19**, el dinero invertido se recuperaría casi al cumplirse 15 años luego de ejecutado el parque eólico, y si la vida útil de los aerogeneradores es 20 años, el dinero que se ganaría al finalizar este período sería prácticamente un tercio de lo invertido al inicio.

3.4 Impacto ambiental

En un proyecto de este tipo, uno de los puntos más importantes a evaluar es cómo afectaría al medio ambiente el emplazamiento del parque eólico. Los aspectos que se analizaron son el ruido y las sombras intermitentes que generarían las turbinas eólicas.

3.4.1 Ruido

El ruido que ocasionarían los aerogeneradores en conjunto sobre el entorno fue estimado por WindFarmer, y se muestra en la **Figura 68**.

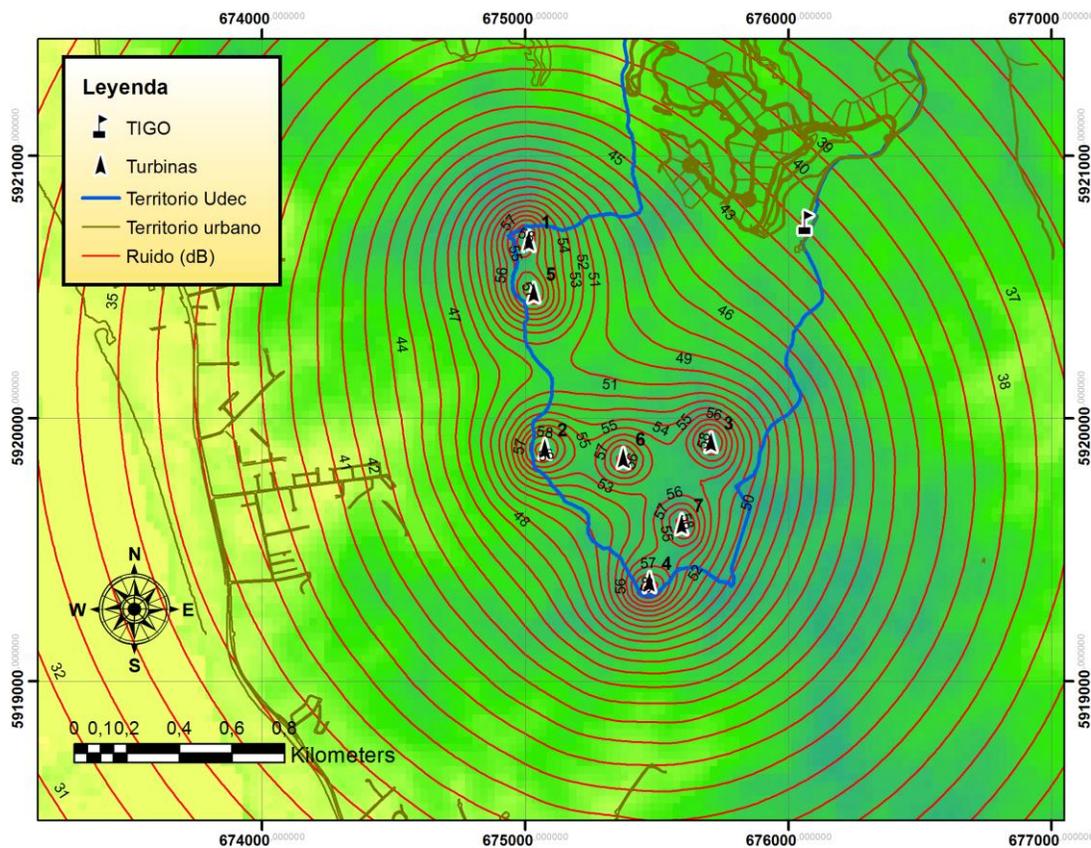


Figura 68. Ruido que emitiría el parque eólico en dB sobre el entorno. Se puede ver que, tanto para el PACYT como para las viviendas ubicadas al oeste, la mayor intensidad recibida de ruido sería entre 43 y 44 dB, la que sería captada por las edificaciones más cercanas al parque de estos 2 lugares. Hacia el norte y el sur esta intensidad descende entre 42 y 41 dB para las viviendas más próximas al parque eólico.

Para tener una idea del ruido que se captaría en las zonas urbanas más cerca del parque eólico, mostrada en la **Figura 68**, se debe observar la **Tabla 4⁴⁶**. Para los residentes más cercanos al parque eólico, el ruido que percibirían de los aerogeneradores sería equivalente al que se emite en un área urbana residencial de noche.

3.4.2 Sombras intermitentes

La sombra intermitente o parpadeante, o también llamada Shadow Flicker, es la sombra que proyectan las aspas de un aerogenerador, la cual es intermitente debido al giro con el que se mueven. Es bastante molesto para aquellas personas que viven en una residencia que es afectada por esta sombra. Por ello, se han realizado planes reguladores que tratan sobre las características y los límites a considerar que tendría el Shadow Flicker.

Planes reguladores como The Victorian Guidelines (Australia, 2003) o como German Court Ruling (Alemania, 2003), y reportes como Public Attitudes Towards Wind Farms in Scotland (Reino Unido, 2000) especifican un límite de 30 horas al año para las sombras intermitentes sobre residencias, ya que más de 30 horas al año de sombras genera reclamos por parte de los residentes. Así, se considerará perjudicial si en las zonas urbanas cercanas al parque eólico del PACYT se reciben más de 30 horas al año de sombras intermitentes.

En la **Figura 69** se puede observar cómo las sombras intermitentes se distribuirían en el parque eólico. Se puede notar que hay áreas en el PACYT donde se recibirían entre 10 y 40 horas al año de estas sombras. Lo mismo ocurre al oeste (específicamente de la turbina 2).

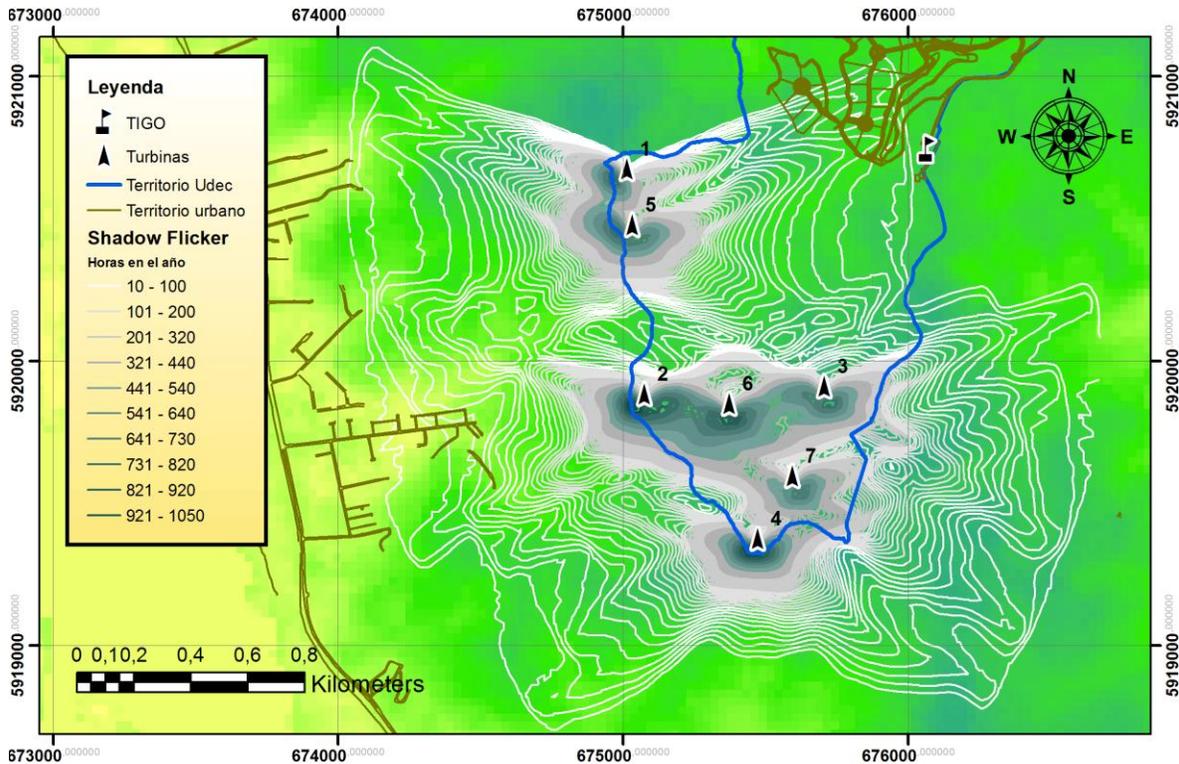


Figura 69. Áreas en que las sombras intermitentes afectarían al entorno. Los límites de sombras se marcan cada 10 horas.

4. Discusión

Los aspectos en que podría mejorarse el estudio son los siguientes:

- Gracias a los métodos MCP, pudo extenderse la serie de tiempo de las mediciones de viento de TIGO por un período de aproximadamente dos años y medio. Sin embargo, en un próximo trabajo sería provechoso analizar más métodos MCP para estudiar cuál método podría ser más apropiado de acuerdo a las mediciones de viento y al entorno desde donde se obtengan.
- En un trabajo posterior sería útil considerar el efecto estela que producen los aerogeneradores, ya que ayudaría a saber algunas características que podrían servir para configurar manualmente un parque eólico. Por ejemplo, podría conocerse la máxima longitud que puede alcanzar la estela, así como la velocidad de viento que hay tras la estela, o cómo la estela se comporta para cada dirección y para los distintos valores de intensidad. Así también, en un próximo trabajo sería favorable estimar el impacto visual de un parque eólico.
- Hay imprecisiones en los cálculos de energía solar, lo que se debe a que por una parte solo logró conocerse que los datos obtenidos pertenecían a un año entre 1981 y 2000, debido a que fueron generados por la versión 6.1 del software Meteonorm, lanzada el año 2009 y que trabaja con valores de radiación entre esos años⁴⁷. Por otro lado, no se tiene el conocimiento preciso sobre el área disponible en el PACYT para instalar los paneles solares fotovoltaicos, debido a que no se poseen los planos arquitectónicos del proyecto. Si se tuvieran, podría conocerse el área específica de los tejados de los edificios, su inclinación, y posiblemente cuánta área habría disponible para situar los paneles solares, y también si podría haber algún lugar apto sobre el suelo donde las sombras de los árboles y de los edificios no interfieran.
- La comparación en la **Figura 53** demostró que las series de tiempo de los modelos de 3 km de resolución espacial se diferencian más de las mediciones en terreno que la serie entregada por WRF de 1 km de resolución, pero aun así los datos de WRF poseen una diferencia significativa con las mediciones en TIGO. Esta disparidad puede significar dos cosas: que los modelos de mesoescala no trabajan bien los vientos dentro de la capa superficial (hasta 100 m de altura) y sobre todo tratándose de una topografía compleja, o existió algún fallo instrumental que provocó que no se registraran correctamente las mediciones de viento de la estación en TIGO.
- En la **Figura 54** se puede ver que las velocidades tienden a disminuir con el paso de los años. Esto puede tener tres justificaciones: la velocidad del viento efectivamente ha disminuido gradualmente con los años en aquel lugar (hecho que no ocurre en las estaciones de referencia, excepto en Nueva Libertad), ha habido algún desperfecto instrumental en la medición de la intensidad del viento que ha aumentado con el tiempo, o el crecimiento de los árboles en esa época ha causado que la velocidad del

viento se haya atenuado, puesto que aunque se desconozca la edad de los árboles, el eucalipto tiene una tasa de crecimiento de un metro por año⁴⁸. Si se observa la **Figura 43**, se puede notar que la otra estación que también estaba situada en TIGO registró intensidades un poco más altas, algo similares a las intensidades de viento de los primeros años de la estación con la que se trabajó (2002 a 2005). Por lo tanto, sumado a lo escrito en el punto anterior relacionado a los modelos numéricos, la segunda justificación tiene más posibilidades de ser cierta.

- El precio de un modelo específico de aerogenerador no puede conocerse con exactitud, debido a los grandes movimientos de dinero que se presentan en las compras de aerogeneradores, la compañía que vende la turbina exigirá firmar un contrato de confidencialidad al comprador sobre aquel negocio. Además, el vendedor pedirá las mediciones de viento del lugar donde se instalará la turbina, ya que deseará asegurarse que ciertamente la turbina funcionará.
- La estimación de la cantidad de árboles que se talarían para situar el parque eólico no es muy precisa, ya que en la visita a terreno no se pudo acceder a todos los lugares donde estarían instalados los aerogeneradores. Según las observaciones en terreno, en aquella área se sitúa un árbol de 30 metros de altura cada $12 m^2$ aproximadamente. Para despejar la superficie al instalar una turbina, solamente se talan todos los árboles que se encuentren dentro del área de barrido del rotor, y como se ve en el **Anexo 4** el área de barrido del modelo Senvion MM100 es de $7854 m^2$, por lo que el área total es de $54978 m^2$ (porque el parque estaría conformado por 7 turbinas). Por lo tanto, la cantidad aproximada de árboles que tendrían que talarse sería 4582. Sin embargo, aunque es un número considerable, casi la totalidad de estos árboles son eucaliptos, especie no endémica, por lo que la tala de estos árboles no sería tan perjudicial como lo sería si se tratase de alguna especie nativa.
- En la **Figura 54** se puede notar la diferencia evidente en la serie de tiempo que el método MCP entregó entre el segmento de los años 2014 a 2017 y el resto de la serie. Esto puede deberse a que el lugar posee intensidades de viento ciertamente mayores a las que fueron registradas, o puede haber ocurrido porque el método MCP no operó lo suficientemente bien, influenciando fuertemente las intensidades de la serie de tiempo de TIGO con las de la serie de Lagunillas. Por falta de referencias, no puede saberse con certeza la verdadera razón de esta diferencia.
- La rosa de los vientos de las mediciones de TIGO que aparece en la **Figura 52** muestra que existe ausencia de vientos que provengan de la dirección norte. En las rosas de los vientos de las estaciones de referencia esto no ocurre (salvo en Kingston College). Si las mediciones de viento de TIGO experimentaron una alta correlación con las mediciones ubicadas en Coronel y Lota, y estas estaciones meteorológicas sí registraron vientos provenientes del norte, entonces es probable que cuando se midieron los datos de viento en TIGO algún obstáculo cercano posicionado en la dirección norte de la estación haya impedido que se registraran vientos desde esta dirección. Hay que recordar que en aquel lugar hay abundancia de árboles, aunque alejados de donde estaba la estación (casi a 40 metros), sumado a la presencia de cerros.

- En la **Figura 64** se ve que cada 15 días aproximadamente no se genera energía por parte del panel solar porque no llega radiación solar durante el día, según las radiaciones solares entregadas por Meteonorm. Como este fenómeno ocurre de manera constante durante todo el año, entonces puede asumirse que Meteonorm trabajó con algún fallo cuando generó estas radiaciones solares, ya que es improbable que realmente esta ausencia de radiación solar haya ocurrido.
- A pesar que los métodos MCP de Woods y Watson y de Thøgersen consideran la diferencia de las direcciones de viento de los sitios objetivo y de referencia, las rosas de viento que solo muestran intensidades de viento por dirección de ambos métodos son diferentes. Esto puede ser originado porque, si bien ambos métodos MCP son matriciales, el método de Woods y Watson no utiliza las intensidades de viento del sitio objetivo sino solo sus direcciones, mientras que el método de Thøgersen sí las emplea en su desarrollo, por lo que se podría decir que este método es mejor que el anterior. No obstante, debido a los buenos resultados ya descritos que entrega el método matricial de Woods y Watson (en Armenia), entonces no sería conveniente ignorar la utilización de este método MCP.
- Como este estudio se centra solamente en la factibilidad de suplir energéticamente al PACYT con energía eólica o solar, un siguiente paso contemplado en este trabajo para la instalación de un parque eólico debería incluir un estudio del suelo para conocer su comportamiento ante la instalación de cada aerogenerador, junto con aspectos técnicos relacionados a la conectividad eléctrica del parque.
- Este trabajo no incluye la determinación del impacto ambiental que tendría el parque eólico sobre la fauna presente en ese territorio, tanto en los animales terrestres que habitan ahí, como en los trayectos aéreos que tienen las aves sobre ese entorno. Este último punto es el más relevante debido a que, según la literatura, en esta situación las aves son las especies que más mueren por colisionar con las turbinas durante su vuelo. A pesar de eso, el número de aves muertas que ocasionan los aerogeneradores está muy por debajo comparado con la cantidad de víctimas que causan otras actividades humanas⁴⁹. Por ejemplo, en Estados Unidos los números de muertes son los siguientes:

Causas relacionadas con el hombre	Número de aves muertas (millones cada año)
Depredación por gatos	1000
Caídas desde edificios	100
Cazadores	100
Atropello por vehículos	60-80
Torres de comunicación	10-40
Uso de pesticidas	67
Líneas de alta y baja tensión	0,01-174
Aerogeneradores	0,15

Tabla 20. Principales causas de muerte al año de aves en Estados Unidos⁵⁰.

5. Conclusiones

Abastecer al PACYT de energía exclusivamente a través de un parque eólico no es del todo viable desde el punto de vista económico, ya que el VAN se vuelve positivo recién a largo plazo. Además, como se escribió en la **Tabla 19**, si la vida útil de los aerogeneradores es 20 años, solamente se ganaría un tercio de lo inicialmente invertido cuando expire el funcionamiento de las turbinas. Esto ocurre porque la intensidad de los vientos en el lugar es baja, lo que conlleva a elevar el número de aerogeneradores para suplir la demanda que tendrá el PACYT, y ocasiona un gran aumento de gastos en la inversión inicial. Sin embargo, es probable que se haya presentado algún fallo en las mediciones de viento que causó que se registraran velocidades de viento inferiores a las reales, debido a que en los modelos numéricos de mesoescala y en las mediciones de la otra estación situada en TIGO las intensidades de viento son mayores, y también en las estaciones meteorológicas cercanas, aun estando a alturas menores sobre el nivel del mar. También se suma que las velocidades decrecen con los años (**Figura 43**). Si las intensidades de viento son ciertamente mayores, entonces para abastecer la demanda energética del PACYT se necesitarían menos aerogeneradores ocasionando una disminución en el gasto inicial, y posiblemente sería más rentable usar energía eólica para el PACYT. La única forma de confirmar esta teoría sería instalando una nueva estación meteorológica dentro de aquella área, que pueda registrar mediciones de viento a una mayor altura donde la intervención de los obstáculos (árboles) sea mucho menor, y usando por lo menos 3 anemómetros situados a distintas alturas para crear un perfil vertical de viento más exacto.

En el tema de impacto ambiental, la presencia del parque eólico sería desfavorable para los residentes más próximos a este parque por la situación mostrada en la **Figura 69**, donde habrían edificaciones que recibirían hasta 40 horas al año de sombras intermitentes. A esto se suma el posible impacto negativo que tendría el ruido con intensidades de hasta 44 dB sobre las áreas urbanas más próximas durante la noche. A pesar de que esa intensidad de ruido se considera moderada, en el horario nocturno hay más silencio en las zonas urbanas. Sin embargo, estrictamente, la zona del PACYT no puede considerarse urbana.

Por otro lado, en la **Tabla 9** se demostró que las correlaciones más altas entre las mediciones de viento de la estación de TIGO y de las estaciones meteorológicas cercanas se dieron con las mediciones de las estaciones más lejanas ubicadas al suroeste, e incluso los datos de la estación más cercana (Kingston College) mostraron la correlación más baja con los datos de viento de TIGO. De esto se puede concluir que si una estación relativamente lejana está situada en la misma dirección del viento predominante que llega a la estación objetivo, las mediciones de la estación objetivo tendrán una mayor correlación con los de aquella estación que con los de otra que se encuentre más cerca, pero que esté emplazada en una dirección desde donde los vientos llegan con menos frecuencia a la estación objetivo. En otras palabras, la dirección del viento predominante es más determinante en la correlación de las mediciones de viento de dos estaciones, que la proximidad espacial que puedan tener ambas.

Por último, puede afirmarse que el uso de energía solar para abastecer al PACYT no es conveniente, puesto que las limitaciones espaciales impiden situar la totalidad de los paneles fotovoltaicos necesarios para suplir la demanda. Como ya se señaló, a pesar que la información sobre esta área es poco precisa, aunque se tuvieran los planos arquitectónicos del PACYT, es poco probable que la totalidad de los techos estén disponibles para colocar los paneles y que exista algún lugar apto en la superficie que se encuentre libre de sombras. Respecto a este último punto, también debería conocerse las áreas verdes protegidas que tendrá el parque. No obstante, podría ser una buena alternativa tener un sistema que combine el uso de energía eólica y energía solar, pero mientras no se sepa con precisión cuánta superficie hay disponible para los paneles solares fotovoltaicos, y mientras no se tenga plena certeza sobre las verdaderas intensidades de los vientos en el lugar, esa evaluación sería imprecisa.

6. Anexos

Anexo 1

Consumo energético de la Facultad de Medicina de los años 2014 y 2015

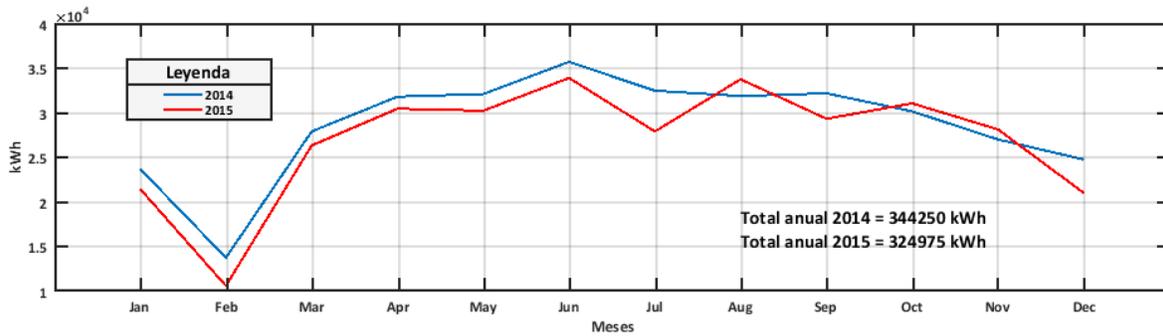


Figura 70. Consumo eléctrico de la Facultad de Medicina correspondientes a los años 2014 y 2015.

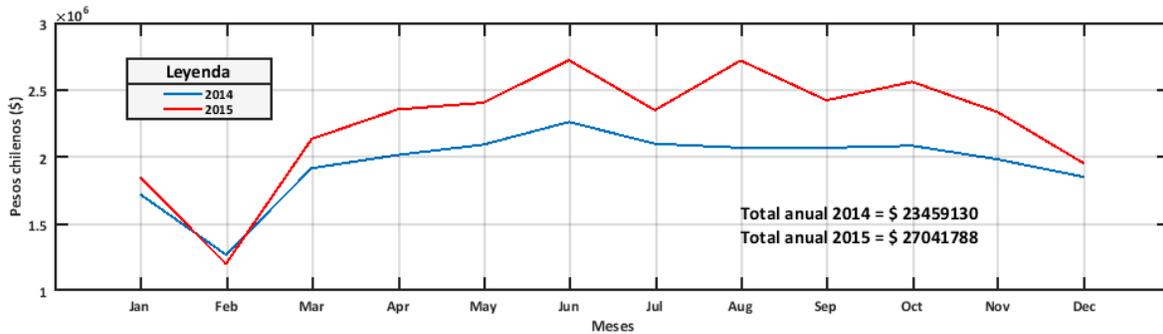


Figura 71. Facturas sin IVA de la Facultad de Medicina correspondientes a los años 2014 y 2015.

Consumo eléctrico de la Facultad de Medicina					
Período 2014	Energía (kWh)	Facturas sin IVA	Período 2015	Energía (kWh)	Facturas sin IVA
Media mensual	28.688	\$ 1.954.928	Media mensual	27.081	\$ 2.253.482
Energía anual	344.250	\$ 23.459.130	Energía anual	324.975	\$ 27.041.788
Consumo eléctrico del PACYT (40 Facultades de Medicinas)					
Media mensual	1.147.500	\$ 78.197.100	Media mensual	1.083.250	\$ 90.139.293
Energía anual	13.770.000	\$ 938.365.200	Energía anual	12.999.000	\$ 1.081.671.520

Tabla 21. Promedios mensuales y valores anuales de energía y gasto monetario de la Facultad de Medicina y del PACYT, que se obtienen de la información de la **Figura 70** y **Figura 71**.

Anexo 2

Demostración del teorema de Betz

Considérese un flujo de aire que pasa a través del área A de un rotor, como se muestra en la **Figura 72**. La fuerza F que ejerce el fluido sobre el rotor se define como la masa del fluido por su velocidad, o en este caso como el caudal másico del aire por su variación de movimiento:

$$F = \dot{m}(v_1 - v_2) \quad (76)$$

Reemplazando el valor de la ecuación 18:

$$F = \rho A v (v_1 - v_2) \quad (77)$$

con ρ como la densidad del aire, y v como la velocidad del viento en el plano del rotor, es decir:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (78)$$

Por lo tanto, la fuerza F queda definida como:

$$F = \frac{1}{2} \rho A (v_1^2 - v_2^2) \quad (79)$$

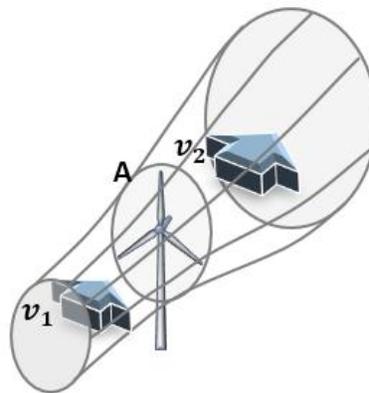


Figura 72. Flujo de aire que circula hacia el área que barre el rotor, con una velocidad inicial v_1 y con una velocidad final v_2 .

Por otra parte, la potencia es igual al producto de la fuerza por la velocidad ($P = Fv$). A partir de esta definición, la potencia eólica aprovechada P_a es la potencia eólica extraída o captada del viento por el rotor de la turbina, y es equivalente a:

$$P_a = \frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) \quad (80)$$

donde se ha reemplazado el valor de F y v . Ahora, la potencia eólica disponible del viento fue dada a conocer en la ecuación 19, y para este caso se estima como:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (81)$$

Por lo tanto, ya es posible calcular el coeficiente de potencia C_p que conceptualmente es la fracción de la energía cinética del viento que puede ser convertida en energía cinética de rotación en el rotor del aerogenerador, y como fue expresado en la ecuación 37, queda como el cociente entre la potencia eólica extraída y la potencia eólica disponible:

$$C_p = \frac{P_a}{P_d} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right) \quad (82)$$

Ahora, para efectos prácticos, se usó la siguiente igualdad:

$$b = \frac{v_2}{v_1} \quad (83)$$

Entonces, para encontrar el valor máximo del coeficiente de potencia se debe cumplir que la derivada del coeficiente de potencia sea 0. Es decir, derivando este coeficiente con respecto a la velocidad (b), se tiene:

$$0 = (1 - b^2) - 2b(1 + b) \quad (84)$$

La solución válida de esta ecuación es:

$$b = \frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3} \quad (85)$$

Reemplazando este valor en la ecuación 82:

$$C_{p \max} = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (86)$$

En consecuencia, la máxima energía que puede extraerse del viento con una turbina ideal es igual al 59,3 % de su energía cinética.

Anexo 3

Demostración de la probabilidad de viento a partir de la función de Weibull

Teniéndose la función de probabilidad de Weibull (ecuación 2), la posibilidad que la velocidad del viento sea menor o igual a un determinado valor V es determinada por la distribución acumulada F , la que se define como:

$$p(v) = \frac{dF}{dv} \quad (87)$$

es decir:

$$F(v \leq V) = \int_0^V p(v) dv = \int_0^V \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv \quad (88)$$

Para resolver esta integral, se utilizó el método de sustitución con las siguientes variables alternativas:

$$u = -\left(\frac{v}{c}\right)^k \quad du = -\frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} dv \quad (89)$$

De este modo, la integral toma la forma:

$$\int_0^V p(v) dv = - \int_0^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} e^u du = -e^u \Big|_0^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (90)$$

Volviendo a trabajar con las variables iniciales:

$$-e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \Big|_0^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (91)$$

Por otro lado, la distribución acumulada complementaria F' permite estimar la frecuencia acumulada de las velocidades de viento que son mayores o iguales a cierto valor V :

$$F'(v \geq V) = 1 - F(v \leq V) = e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (92)$$

Luego, la probabilidad que la velocidad v se sitúe entre los valores v_1 y v_2 es:

$$P(v_1 \leq v \leq v_2) = \int_{v_1}^{v_2} p(v) dv = F(v_2) - F(v_1) = F'(v_1) - F'(v_2) \quad (93)$$

Reemplazando el valor de la ecuación 92, se tiene:

$$P(v_1 \leq v \leq v_2) = e^{-\left(\frac{v_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_2}{c}\right)^k} \quad (94)$$

Si se deseara conocer la probabilidad de que un aerogenerador opere entre dos valores de viento, se utiliza esta igualdad en el que v_1 correspondería a la velocidad de arranque y v_2 sería la velocidad de parada, con c y k como los coeficientes de Weibull estimados a partir de las mediciones de viento registradas.

Anexo 4

Información técnica del modelo de aerogenerador Senvion MM100

Potencia	
Potencia nominal	2.000 kW
Velocidad de arranque	3,0 m/s
Velocidad nominal	11,0 m/s
Velocidad de parada	22,0 m/s
Limitación de potencia	Pitch
Rotor	
Diámetro	100,0 m
Área de barrido	7.854,0 m ²
Número de palas	3
Velocidad máxima del rotor	13,9 rpm
Material	Plástico reforzado con fibra de vidrio
Generador	
Tipo	De inducción doblemente alimentado
Velocidad máxima	1.800,0 rpm
Voltaje	690 V
Frecuencia de red	50 Hz
Torre	
Altura de buje	76,5/80/100 m
Tipo	Tubo de acero
Forma	Cónica
Peso	
Pala única	8,5 t
Buje	17,5 t
Rotor	43,0 t
Góndola	72,5 t

Tabla 22. Características más relevantes del aerogenerador Senvion MM100.

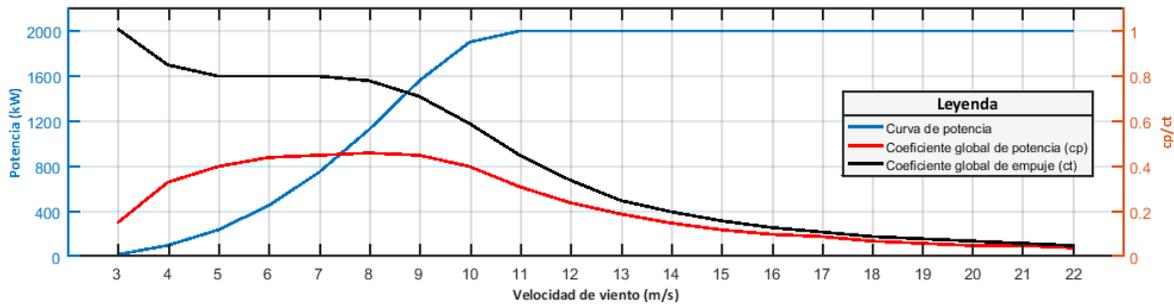


Figura 73. Curvas de potencia, de coeficiente de potencia y de coeficiente de empuje del aerogenerador Senvion MM100.

Anexo 5

Información técnica del modelo de panel solar fotovoltaico Komaes Solar KM300 Mono⁵¹

Máxima potencia	300 W
Voltaje en el punto de potencia máxima	37,15 V
Corriente en el punto de potencia máxima	8,08 A
Voltaje de circuito abierto	44,5 V
Corriente de cortocircuito	8,72 A
Máximo voltaje del sistema	1000 V
Eficiencia de celda	17,3 %
Eficiencia de panel	15,5 %
Celdas por panel	72
Tipo de celda	Silicio monocristalino
Tamaño de celda	156 × 156 mm
Temperatura de Operación Nominal de Celda	47 ± 2 °C
Temperatura de funcionamiento	-40 ~ + 85
Tamaño de panel	1954 × 990 × 50
Peso	23,5 kg
Vidrio templado	3,2 mm, alta transmisión

Tabla 23. Principales características del módulo solar Komaes Solar KM300 Mono.

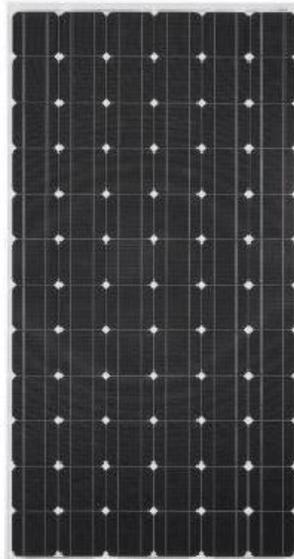


Figura 74. Imagen del modelo del panel solar Komaes Solar KM300 Mono.

7. Bibliografía

1. [Los detalles del que será el primer Parque Científico y Tecnológico de Chile](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
2. [Directorio del Parque Científico Tecnológico se constituyó oficialmente](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
3. Miguel Villarrubias. Ingeniería de la Energía Eólica, 2013.
4. [Ecology in Architecture Design](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
5. Standard Atmosphere, International Standard ISO 2533, 1975.
6. International Standard IEC 61400-12-1. Power performance measurements of electricity producing wind turbines, 2005.
7. José A. Carta, Sergio Velázquez, Pedro Cabrera. A review of measure-correlate-predict(MCP) methods used to estimate long term wind characteristics at a target site, 2013.
8. [J.V.Ramsdell, S.Houston, H.L.Wegley. Measurement strategies for estimating long-term average wind speeds](#), 1980.
9. [Landberg L, Myllerup L, Rathmann O, Petersen E L, Jørgensen B H, Niels B J. Wind Resource Estimation—An Overview](#), 2003.
10. [C. G. Justus, K. Mani, and A. S. Mikhail. Interannual and Month-to-Month Variations of Wind Speed](#), 1979.
11. [J. F. Dale Addison, Andrew Hunter, Jeremy Bass, Matt Rebbeck. A neural network version of the measure correlate predict algorithm for estimating wind energy yield](#), 2000.
12. Gerdes, G., Strack, M. Long-term correlation of wind measurement data, 1999.
13. Jeremy Bass. MCP: Pitfalls & Common Mistakes, 2009.
14. Brower, M.C. The use of NCEP/NCAR reanalysis data in MCP, 2006.
15. V. Conrad, L. W. Pollak. Methods in Climatology, 1962.
16. Thøgersen, M. L., Nielsen, P., Sørensen, T. and Svenningsen, L. U. An introduction to the MCP Facilities in WindPro, 2010.
17. [Anthony L. Rogers, John W. Rogers, James F. Manwell. Comparison of the performance of four measure–correlate–predict algorithms](#), 2005.

18. King, C., Hurley, B. [The SpeedSort, DynaSort and Scatter wind correlation methods](#), 2005.
19. McKenzie J.H., Clive P.J.M., Chindurza I., Bulté H. [Considering the correlation in measure-correlate-predict techniques](#), 2008.
20. Anderson M. [A Review of MCP Techniques](#), 2004.
21. T. Lambert, A. Grue. [The matrix time series method for MCP](#), 2012.
22. J. C. Woods, S. J. Watson. [A new matrix method of predicting long-term wind roses with MCP](#), 1997.
23. Vermeulen, P. E. J., Abrahamian, A., Maryanyan, A., Boon, J. H. d. [Application of Matrix MCP Analysis in Mountainous Armenia](#), 2001.
24. Thøgersen, M.L., Motta, M., Sørensen, T., Neilsen, P. [Measure-Correlate-Predict Methods: Case Studies and Software Implementation](#), 2007.
25. Manuel Molina. [Una tarea imposible. La técnica de bootstrapping](#), 2015.
26. [Varinia.es ¿Cuál es el límite de potencia de los aerogeneradores?](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
27. Talayero Ana P., Telmo E. [Energía Eólica](#), 2011.
28. Diego Montaña. [Diseño de un aerogenerador de eje horizontal para el aprovechamiento de la energía eólica en el edificio multifamiliar número uno, de la Ciudadela Julio Ordoñez, de la Ciudad de Loja](#), 2013.
29. [Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire](#), Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile (accedido el 14 de septiembre de 2017).
30. [Agromet - Red Agrometeorológica de INIA](#), Ministerio de Agricultura, Gobierno de Chile (accedido el 14 de septiembre de 2017).
31. [Vortex Interface](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
32. [Renovables.cr, Aliados Comerciales](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
33. [Earthexplorer, USGS](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
34. [Senvion MM100, wind-turbine-models.com](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
35. Petros Axaopoulos. [Radiación solar sobre superficies inclinadas](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).

36. Lluís Jutglar. Generación de energía solar fotovoltaica, 2012.
37. [Placas solares. ¿Cómo funciona una placa solar?](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
38. J. D. Aguilar, P. J. Perez, J. De La Casa, C. Rus. Cálculo de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red: Aplicación docente, 2006.
39. [Explorador Solar](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
40. [Daniel Pereira. Rosa de los vientos para MATLAB](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
41. [Precio actual del kWh](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
42. [New Wind Turbines Taller Than The Empire State Building](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
43. [2015 Cost of Wind Energy Review](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
44. [IEA-ETSAP and IRENA. Wind Power, Technology Brief](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
45. [Que 20 años no es nada... para un aerogenerador](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
46. [Valoración de un ruido de forma global \(dBA\) y espectral \(dB\)](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
47. [Difference map Meteonorm version](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
48. [El eucalipto, el árbol que crece 1 metro por año](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).
49. R. Saidur, N.A. Rahim, M.R. Islam, K.H. Solangi. Environmental impact of wind energy, 2011.
50. Rebecca O. Environmental benefits of wind energy, 2009.
51. [Panel solar fotovoltaico Komaes Solar KM300 Mono](#) (accedido el 14 de septiembre de 2017).