

Introducción al diseño de parques eólicos

Fernando Tilca

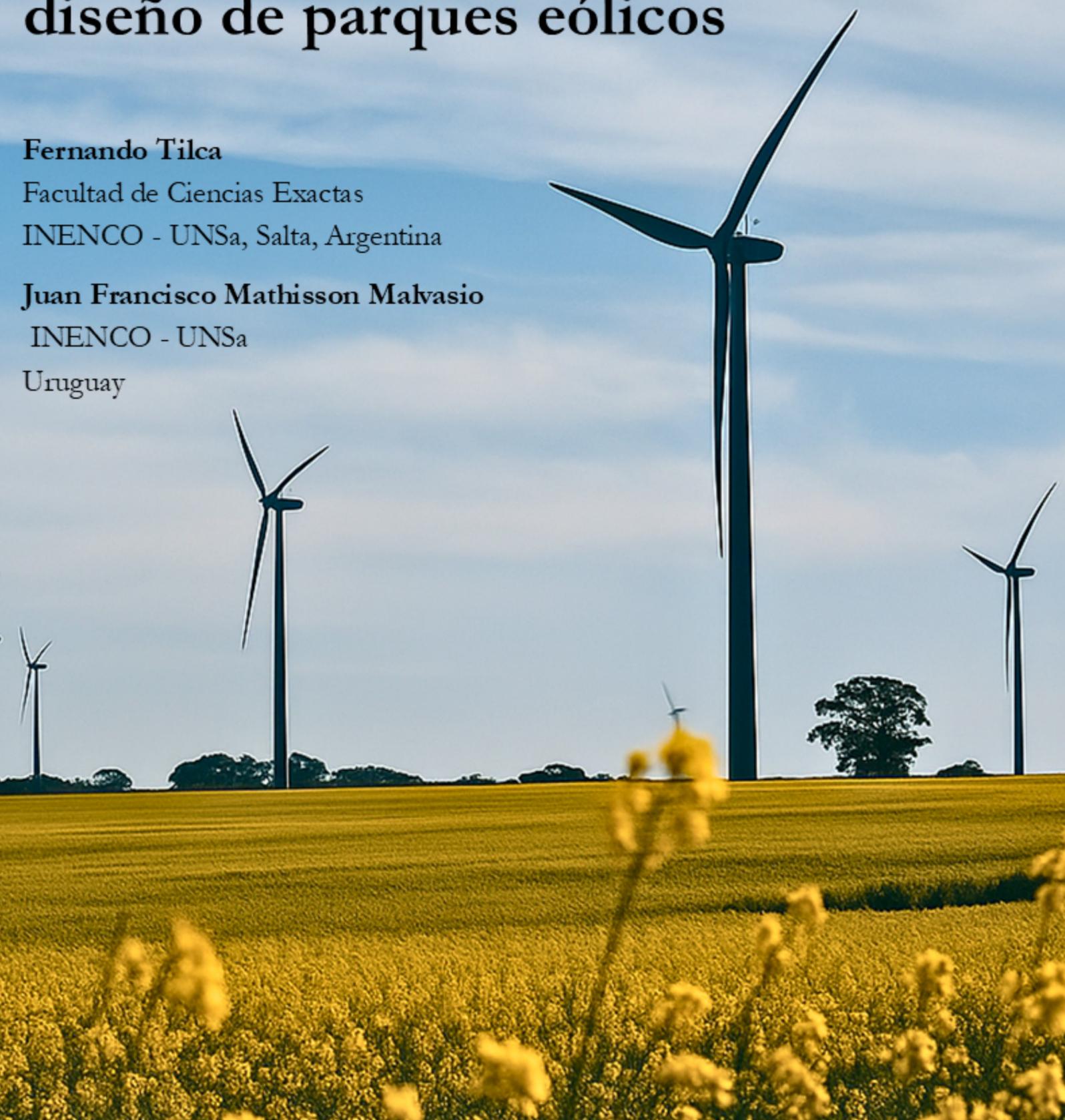
Facultad de Ciencias Exactas

INENCO - UNSa, Salta, Argentina

Juan Francisco Mathisson Malvasio

INENCO - UNSa

Uruguay



UNSa Universidad
Nacional de Salta

CONICET



I N E N C O



Fernando Tilca

es Doctor en Ciencias Área Energías Renovables, Magíster en Energías Renovables e Ing. Civil, por la Universidad Nacional de Salta, donde es Profesor Universitario. Su experiencia incluye el diseño y evaluación de parques eólicos, con más de 800 MW eólicos evaluados para CAM-MESA; investigaciones sobre pérdidas, incertidumbres y probabilidades de excedencia de la Producción Anual de Energía (PAE) de parques eólicos.

Juan Francisco Mathisson

es Ingeniero Químico por la UDELAR y Magíster en Energías Renovables por la Universidad Nacional de Salta (UNSa). Se desempeña como Docente en la Maestría en Energías Renovables de la UNSa e investigador en el INENCO (Instituto UNSa-CONICET) y colabora como asesor en proyectos eólicos de gran escala. Su experiencia abarca la modelización de parques eólicos, la evaluación de PAE y la capacitación en software de simulación eólica a nivel internacional.



inenco.unsa.edu.ar

Tilca, Fernando Florentín

Introducción al diseño de parques eólicos / Fernando Florentín Tilca ; Juan Francisco Mathisson Malvasio. - 1a ed. - Salta : Inst. de Investigación de Energía No Convencional - INENCO, 2025.

Libro digital, PDF/A

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-631-90981-1-2

1. Energía Eólica. 2. Molinos de Viento. 3. Medición de Datos. I. Mathisson Malvasio, Juan Francisco II. Título
CDD 621.45

La nota se basa en una fotografía del autor, editada con inteligencia artificial (ChatGPT, OpenAI) para fines compositivos. El resultado no representa un sitio real específico.

Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional, creado en 1981. Universidad Nacional de Salta Facultad de Ciencias Exactas - Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).



Parcialmente financiado por CONICET



Fernando Tilca, Juan Francisco Mathisson

Introducción al **diseño de parques eólicos**

ÍNDICE

Capítulo 1

Fundamentos de la energía eólica

1.1 Introducción	11
1.1.1 Clasificación de vientos globales	14
1.1.2 Principales fuerzas que actúan sobre una parcela de aire en la atmósfera	15
1.1.3 Fuerzas debido al gradiente de presión horizontal	16
1.1.4 Fuerzas debido a la variación de la presión vertical	18
1.1.5 Fuerza de Coriolis	19
1.1.6 Fuerza de fricción	20
1.1.7 Ecuación general del movimiento	20
1.1.8 Viento geostrófico	20
1.1.9 Estabilidad atmosférica	21
1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL RECURSO EÓLICO	24
1.3 POTENCIA DEL VIENTO	24
1.3.1 Potencia teórica	24
1.3.2 Ley de Betz	25
1.3.3 Producción Anual de Energía (PAE) de un aerogenerador	26
1.3.4 Densidad de potencia de un sitio	26
1.3.5 Cálculo de la densidad del aire	27
1.4 CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR	27
CITAS BIBLIOGRÁFICAS	29

Capítulo 2

Datos de viento

2.1 MEDICIÓN DEL RECURSO EÓLICO	30
2.1.1 Parámetros a medir	33
2.1.2 Montaje de los instrumentos en la torre	37
2.1.3 Orientación de soportes de anemómetros según tipo de torre	40
2.2 EXTENSIÓN DE SERIES DE DATOS DE VIENTO	42
2.3 ESTADÍSTICA DEL VIENTO	44
2.3.1 Distribución de Weibull	46
2.3.2 Distribución de Rayleigh	51
2.4 EL VIENTO EN LA SUPERFICIE	52
CITAS BIBLIOGRÁFICAS	57

Capítulo 3

Aerogeneradores

3.1 AEROGENERADORES	58
3.1.1 Clasificación según fuerza motriz	58
3.1.2 Aerogeneradores de eje vertical	63
3.1.3 Aerogeneradores de eje horizontal	64
3.1.4 Aerogeneradores con caja multiplicadora	65
3.1.5 Aerogeneradores sin caja multiplicadora	66
3.1.6 Componentes	67
3.1.7 Control de potencia, sistemas pitch, stall, active stall	70
3.1.8 Información en la placa del aerogenerador	72

	3.2 COEFICIENTE DE POTENCIA	72
	3.3 FACTOR DE CAPACIDAD	72
	3.4 OBTENCIÓN DE LA PAE CON PLANILLA DE CÁLCULO	73
	3.5 TURBULENCIA	75
	3.6 EFECTO ESTELA	77
	CITAS BIBLIOGRÁFICAS	80
Capítulo 4		
Introducción al diseño de parques eólicos	4.1 INTRODUCCIÓN	81
	4.2 MARCO LEGAL DEL PAÍS	81
	4.3 SELECCIÓN DEL SITIO	82
	4.4 TRATAMIENTO DE DATOS DE VIENTO	83
	4.5 CLASE DE AEROGENERADOR SEGÚN CLASE DE VIENTO	84
	4.5.1 Velocidad de referencia (V_{ref})	85
	4.5.2 Velocidades de ráfagas Ve_{50} y Ve_1	86
	4.6 MAPAS DIGITALIZADOS DE TOPOGRAFÍA Y RUGOSIDAD	88
	4.7 UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN EL SITIO	95
	CITAS BIBLIOGRÁFICAS	97
Capítulo 5		
Probabilidades de excedencia	5.1 PAE Y PROBABILIDADES DE EXCEDENCIA P50 A P99	98
	5.1.1 Sobre la norma que regirá este tema	99
	5.2 PÉRDIDAS TÉCNICAS	99
	5.3 PÉRDIDA TÉCNICA TOTAL	102
	5.4 CÁLCULO DE P50	102
	5.5 INCERTIDUMBRES	102
	5.5.1 Incertidumbres en las mediciones del recurso eólico	103
	5.5.2 Incertidumbres en la producción de energía	105
	5.6 INCERTIDUMBRE TOTAL	106
	5.7 PAE Y PROBABILIDADES DE EXCEDENCIA	106
	5.8 VALORES DE PÉRDIDAS E INCERTIDUMBRES	107
5.9 PÉRDIDAS TÉCNICAS: VALORES RECOMENDADOS	107	
5.10 INCERTIDUMBRES: VALORES RECOMENDADOS	108	
CITAS BIBLIOGRÁFICAS	109	
Capítulo 6		
Estimación del costo de la energía generada	6.1 INTRODUCCIÓN	110
	6.2 MÉTODO 1, ESTIMACIÓN DEL COSTO DEL MWh GENERADO	110
	6.2.1 CAPEX y OPEX	111
	6.2.2 Significado de algunas siglas	112
	6.3 MÉTODO 2, DEL CREEE	113
	6.4 PUNTOS DE INYECCIÓN	116
	CITAS BIBLIOGRÁFICAS	118
BIBLIOGRAFÍA	119	

INTRODUCCIÓN

El propósito de este libro es brindar los conocimientos necesarios para el aprovechamiento de la energía eólica para generación eléctrica, mediante el diseño de parques eólicos. Para ello es que se comienza con los fundamentos básicos de la energía eólica, la determinación de la potencia teórica del viento, y cuánto de ella es posible físicamente de aprovechar por aerogeneradores de gran porte de eje horizontal, los que son descriptos para entender su funcionamiento.

Puesto que la potencia del viento, y por consiguiente la potencia eléctrica que puede generar el generador eléctrico del aerogenerador, es proporcional al cubo de la velocidad del viento “aguas arriba” o sin perturbar, y, a la densidad del aire, se da la importancia que requiere a la instalación de los medidores de las características del viento (velocidad, dirección, temperatura del aire, presión atmosférica), y a la forma de ubicación de los mismos en la torre de medición, siguiendo las normas y recomendaciones.

La determinación de la clase de viento del sitio donde se ubicará el parque eólico es abordada, brindándose métodos para realizarla. La clase de aerogenerador adecuada para soportar las características de la velocidad del viento, se obtiene de la clase de viento del sitio, lo que incluye las ráfagas extremas de tres segundos de duración con período de retorno de 1 y de 50 años y la intensidad de turbulencia.

Especial hincapié se hace en los cálculos de las probabilidades de excedencia de producción de energía, para lo cual se brinda un método propio de los autores para la determinación de las pérdidas e incertidumbres, lo que está avalado por la experiencia en parques eólicos evaluados en su momento de proyecto y luego de unos años de funcionamiento, refrendados por la energía efectivamente generada e inyectada a la red eléctrica. Se resalta la importancia de cumplir con las normas y recomendaciones, tanto en la etapa de medición del recurso como en la de diseño del parque eólico, para disminuir las pérdidas e incertidumbres, de manera que el proyecto sea económicamente viable.

Por último, se da un par de métodos para estimar el costo de la energía eléctrica generada.

Los autores agradecen al Dr. Héctor Mattio por lo aprendido a lo largo de varios años de trabajo conjunto, a la Universidad Pública por el conocimiento brindado y a nuestros familiares por el apoyo constante.

Fernando Tilca; Juan Francisco Mathisson

CAPÍTULO 1

Fundamentos de la energía eólica

1.1 INTRODUCCIÓN

El viento es el movimiento de una masa de aire sobre la superficie del planeta, que se debe principalmente a dos causas:

- El desigual calentamiento en la superficie, proveniente de la energía del sol
- La rotación del planeta alrededor de su eje, que afecta al vector velocidad.

La radiación solar es absorbida por la superficie de la tierra, debido a esto se calienta (parte de esa radiación la refleja a la atmósfera); además, la superficie terrestre no es homogénea al estar compuesta por tierra, agua, vegetación, etc. Esto provoca que el calentamiento de la atmósfera varíe geográfica, diaria y anualmente.

El calentamiento de la superficie del planeta produce un gradiente de temperatura entre la superficie (más caliente) y el aire (más frío), produciendo así una transferencia de calor desde la superficie al aire, aumentando su temperatura. Cuando una masa de aire es calentada, disminuye su densidad, por lo tanto, asciende y la presión en ese lugar disminuye. Se producen zonas con distintas presiones, que también se conocen como gradientes de presión. La masa de aire se mueve desde la zona de mayor presión hacia la de menor, tratando de igualarlas, es decir, hasta que exista un gradiente de presión nulo. La superficie del planeta recibe continuamente calentamiento solar desigual, por lo que siempre hay viento en diversos lugares, que varían en el tiempo según el valor de las diferencias de presión.

La segunda causa es la rotación del planeta sobre su propio eje, que genera lo que se conoce como efecto Coriolis, que hace que las corrientes de aire que se desplazarían en la dirección norte-sur, en cualquiera de los hemisferios, pero hacia el Ecuador, se desvíe hacia el oeste, y las que se dirigirían hacia los polos se desvíen hacia el este. En consecuencia, la mayoría de las veces el viento se mueve no directamente hacia las zonas de baja presión, sino que, a alturas que minimicen las influencias de las irregularidades del terreno, en círculos alrededor de estas zonas de baja presión y siguiendo, en forma aproximada, líneas de igual presión.

Como se trata de una masa que tiene determinada velocidad, el viento posee energía cinética. Esta energía es la que los aerogeneradores aprovechan para obtener el movimiento de rotación de sus palas, que luego al hacer rotar el eje de un generador eléctrico, se transforma finalmente en energía eléctrica. Debido a que el viento es un fenómeno intermitente, la energía generada también lo es, siendo ésta una de las principales desventajas de esta fuente.

¹ Nota de los autores: Las citas y referencias están hechas según las normas IEEE (estándares creados por el Institute of Electrical and Electronics Engineers) y por capítulo. Las figuras o gráficos en los que no se cite la fuente, es porque son de elaboración propia.

1.1.1 Clasificación de vientos globales

En una escala global, se observa la existencia de un mecanismo por el cual, la mayor cantidad de energía recibida en las regiones ecuatoriales es transportada a los polos. La masa de aire caliente en la región ecuatorial asciende en una banda delgada de alrededor 100 km de ancho, llamada la Zona de Confluencia Intertropical (ZCIT). Esta zona se ubica más o menos paralela al ecuador alrededor de la tierra. En la parte superior de la atmósfera estas masas de aire se dividen en dos, una alejándose del ecuador hacia el norte y otra alejándose hacia el sur, figura 1.1.

Al alejarse del ecuador, el aire se enfría y se vuelve más denso. Aproximadamente a 30° de latitud norte y sur, esta masa de aire empieza a descender, causando un clima seco y sin nubes. En estas latitudes es donde se encuentran la mayoría de los grandes desiertos del mundo. A nivel de superficie terrestre, los vientos se vuelven hacia el ecuador como vientos alisios. Debido a la rotación de la tierra, su dirección se desvía hacia el oeste en los dos hemisferios, norte y sur, en esta zona llamada primera célula de Hadley. Es por esto que la dirección de los vientos alisios es NE y SE (la dirección se determina por la dirección de donde viene el viento y no hacia donde se dirige).

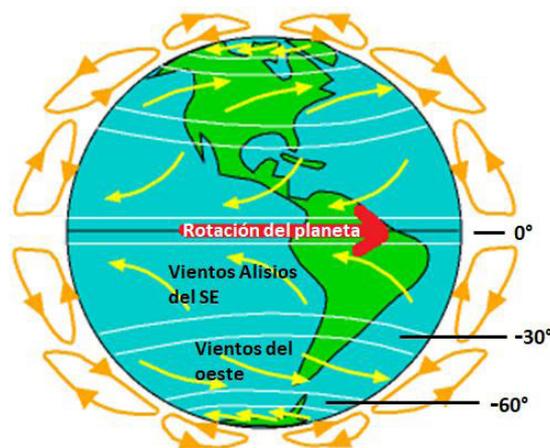


Figura 1.1: esquema de circulación atmosférica y desviaciones del viento debido a la rotación del planeta.

La ZCIT se desplaza hacia el sur del ecuador durante el verano del hemisferio sur y hacia el norte en el invierno. Es muy estable y por esto los vientos alisios son permanentes. Dentro de esta zona, se encuentran vientos de baja intensidad, interrumpidos por un alto nivel de tormentas eléctricas; puede haber largos períodos de calma de viento. Para latitudes menores que -40° y mayores que 40°, vientos del oeste son predominantes.

Las desviaciones del patrón general de circulación de aire en movimiento ocurren debido a la distribución no homogénea de masas de tierra sobre el globo. En promedio, mayor concentración de masas de tierra se encuentra en el hemisferio norte que en el sur. Dado que la masa de tierra se calienta más rápidamente por el sol que los océanos, la posición promedio de la ZCIT es 5° Norte del ecuador.

En meteorología, los movimientos de la atmósfera se agrupan en tres escalas de longitud, que se mencionan a continuación.

Vientos de escala macro o sinóptica (100 a 10000 km), se hallan en altitudes superiores a los 1000 m, no están perturbados por características de la superficie terrestre excepto por cadenas de montañas.

Vientos de escala media o mesoescala (5 a 100 km), tienen influencia en el flujo de viento entre los 100 y 1000 m de altura sobre el terreno. Influye en ellos la topografía, rugosidad y obstáculos del terreno, fluyen por encima y alrededor de montañas y colinas. Se mencionan dos ejemplos, la brisa marina y los vientos de montaña.

La brisa marina ocurre cerca de las playas, durante el día la tierra se calienta más que el agua, por tanto, transfiere calor al aire sobre la tierra, el cual se calienta y asciende; la brisa que viene del mar, que es de aire más frío, lo reemplaza. Por la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que la del agua, causando una brisa terrestre, que suele ser más débil que la brisa marina.

Los vientos de valle-montaña ocurren porque durante el día, las faldas de las montañas se calientan, el aire asciende y el viento tiende a fluir a través del valle hacia la montaña. Durante la noche, el fenómeno contrario ocurre: aire frío se mueve hacia abajo de la falda de la montaña, forzando al viento a fluir hacia el valle.

En regiones tropicales, estos vientos térmicos son muy comunes, causados por gradientes de temperatura a lo largo de la superficie terrestre. Pueden ser fuertes durante el día, especialmente en regiones desérticas.

Vientos de escala micro (hasta 5 km), son superficiales, hasta unos 100 m sobre el suelo; son los de mayor interés en energía eólica, están influenciados por las condiciones de la superficie como la rugosidad del terreno y obstáculos.

La Tierra recibe anualmente del orden de 1.5×10^{18} kWh de energía solar, de ello, aproximadamente el 2% es captada por la atmósfera y convertida en energía del movimiento del aire. En 2023, la producción mundial de energías renovables (excluida la hidráulica) fue de 3.2×10^{12} kWh.

1.1.2 Principales fuerzas sobre una parcela de aire en la atmósfera

El clima está determinado parcialmente por el flujo de energía del ecuador a los polos, principalmente transportada por el viento y por los océanos.

En la atmósfera, el transporte de calor mediante el viento, es producido básicamente por cuatro fuerzas:

- Fuerza de gravedad, F_g
- Fuerza de presión, F_p
- Fuerza de Coriolis, F_c
- Fuerza de fricción, F_f

Al considerar una parcela de volumen ΔV con masa $\rho \Delta V$ y velocidad u , la ecuación de Newton queda de la siguiente manera:

$$\frac{du}{dt} \rho \Delta V = F_g + F_p + F_c + F_f \quad (1.1)$$

1.1.3 Fuerzas debido al gradiente de presión horizontal

Las fuerzas debido a las diferencias de presión atmosférica (fuerzas Báticas) generan vientos horizontales. Se originan por las diferencias de presión en la atmósfera. La dirección es perpendicular a las isobaras (líneas de presión constante), produciendo un gradiente, llamado Gradiente de Presión. Son proporcionales a la variación de la presión y las ecuaciones para calcularlas son las (1.2):

$$\begin{aligned}\frac{F_x}{m} &= - \frac{1}{\rho} \frac{\Delta P}{\Delta x} \\ \frac{F_y}{m} &= - \frac{1}{\rho} \frac{\Delta P}{\Delta y}\end{aligned}\tag{1.2}$$

Donde:

ρ : densidad del aire.

ΔP : el cambio de presión en la distancia Δx o Δy

El signo menos se debe a que la fuerza va de altas a bajas presiones.

Para comprender de dónde surgen las expresiones (1.2), se puede considerar un elemento de masa de aire, llamado parcela, de volumen ΔV . Esa parcela experimenta una fuerza neta sí y solo sí, hay una diferencia de presiones entre las superficies en los lados opuestos.

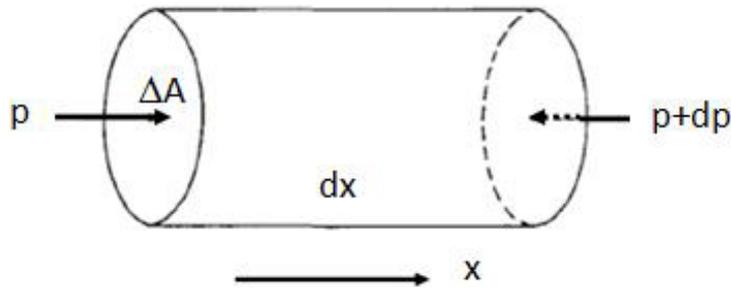


Figura 1.2: Esquema de parcela de aire sometida a una presión en la dirección x .

Esa fuerza experimentada es la Fuerza de Presión F_p .

$$F_p = - \nabla p \cdot \Delta V\tag{1.3}$$

Donde

ΔA : sección transversal; dx : longitud de la parcela de aire $\rightarrow \Delta V = \Delta A dx$

p : presión sobre el área ΔA en la posición x

$(p + dp)$: presión sobre el área ΔA en la posición $(x + dx)$

Deducción: dado que la fuerza es el producto de la presión por el área, la fuerza resultante, que se llamará F_p , es la suma de la Fuerza sobre el área en la posición x , más la fuerza sobre el área en la posición $(x+dx)$.

Ambas fuerzas son en igual dirección, pero sentidos opuestos; por lo tanto, se restan.

$$F_p = [p \cdot \Delta A]_x - [(p + dp) \cdot \Delta A]_{x+dx} \quad (1.4)$$

reordenando

$$F_p = - dp \cdot \Delta A \quad (1.5)$$

El aire de la parcela tiene una densidad ρ ; si V es el volumen y m la masa,

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Como se aprecia en el dibujo, ese volumen se puede expresar como

$$V = \Delta A \cdot dx \quad (1.6)$$

por lo tanto

$$\rho = \frac{m}{\Delta A \cdot dx}$$

→ la masa es expresada de la siguiente forma: $m = \rho \cdot \Delta A \cdot dx$

Por otro lado, la fuerza por unidad de masa, F_p'

$$F_p' = \frac{F_p}{m} = \frac{F_p}{\rho \cdot \Delta A \cdot dx}$$

como

$$F_p = - dp \cdot \Delta A$$

sustituyendo en la expresión anterior

$$F_p' = \frac{-dp \cdot \Delta A}{\rho \cdot \Delta A \cdot dx}$$

$$\rightarrow F_p' = \frac{-dp}{\rho \cdot dx}$$

De manera general, para todas las direcciones, la fuerza por unidad de masa se puede expresar como

$$F_p' = - \left(\frac{1}{\rho} \right) \cdot \nabla p \quad (1.7)$$

Para llevar la expresión a la del inicio y no expresarla por unidad de masa

$$F_p' = \frac{F_p}{m} = - \left(\frac{1}{\rho} \right) \cdot \nabla p \rightarrow F_p = - \left(\frac{m}{\rho} \right) \cdot \nabla p \rightarrow F_p = - \Delta V \cdot \nabla p \quad (1.8)$$

1.1.4 Fuerzas debido a la variación de la presión vertical

Dado el sistema de coordenadas cartesiano, con ejes x , y , z ; se asume que z representa la altura respecto al suelo, y el plano xy el suelo, se supone lo siguiente: Se considera una parcela de aire de sección rectangular, donde las caras son paralelas a los planos formados por los ejes. La parcela de aire tendrá un volumen dado por el área de la base multiplicada por su altura.

A esta parcela se la considera pequeña y sus dimensiones se expresarán como un diferencial de área multiplicado por un diferencial de altura. En este caso el área de la base, paralela al plano xy es dA , y la altura de la parcela es dz , por lo tanto, el diferencial volumen es $dV = dA \cdot dz$. La altura de la parcela está comprendida entre z y $(z + dz)$. Se define un valor de presión p en la posición z , y una presión $p+dp$, en $z+dz$.

La fuerza gravitatoria actúa sobre la columna de aire, que a su vez actúa sobre la masa de esa parcela, y, por tanto, esa fuerza es $F_g = \rho \cdot g \cdot \Delta V$. En este contexto, dV y ΔV se refieren al volumen de la parcela de aire.

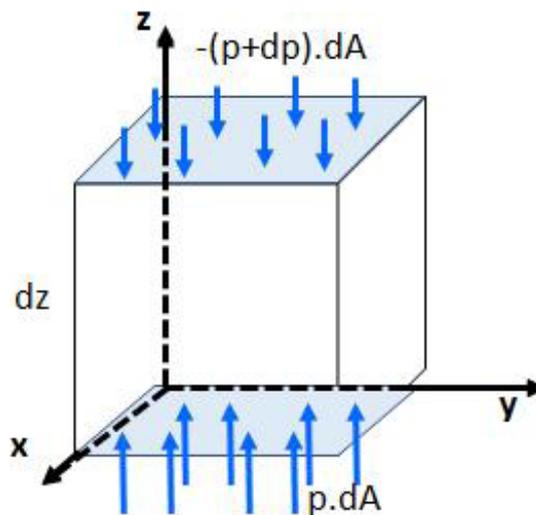


Figura 1.3: Esquema de parcela de aire sometida a una presión en la dirección z .

Se realiza el balance hidrostático (que vale para toda la atmósfera, aún si la atmósfera está en movimiento ya que los desplazamientos verticales de aire y sus derivadas son pequeños comparados con las fuerzas actuantes), se tiene:

$$p_z = p \quad p_{z+dz} = (p + dp)$$

$$p_z dA - p_{z+dz} dA = \rho g dV$$

sustituyendo

$$p dA - (p + dp) dA = \rho g dV$$

a su vez

$$dV = dA \cdot dz$$

por tanto,

$$\rho g dV = \rho \cdot g \cdot dA \cdot dz$$

nuevamente sustituyendo

$$p dA - (p + dp) dA = \rho \cdot g \cdot dA \cdot dz$$

reordenado

$$dA(p - p - dp) = (\rho \cdot g \cdot dz) dA$$

se anulan dA y p , quedando como resultado:

$$(- dp) = (\rho \cdot g \cdot dz)$$

Al expresarlo como la variación de p con z :

$$\frac{dp}{dz} = - \rho g \quad (1.9)$$

Es decir, que la fuerza debido a la diferencia de presión vertical se equilibra con la fuerza debido a la gravedad.

1.1.5 Fuerza de Coriolis

Fue descrita por primera vez en 1836, por el científico francés Gaspard-Gustave Coriolis. Es una fuerza ficticia, cuyos efectos podemos observar porque estamos en un sistema de referencia no inercial, que es la superficie del planeta en rotación, cuando la masa de aire se mueve sobre este sistema en rotación. Como consecuencia, el viento no se desplaza en línea recta de norte a sur, sino que, si seguimos el sentido del movimiento del viento, las masas de aire giran hacia la izquierda en el hemisferio sur y hacia la derecha en el hemisferio norte, como se pudo observar en la figura 1.1.

La ecuación (1.10) da la Fuerza de Coriolis, F_C , que incluye el producto vectorial entre los vectores ω (la velocidad angular de la Tierra, que es $15^\circ/\text{hora}$ ó $2\pi/86400 \text{ rad/s} = 0,0000727 \text{ s}^{-1}$) y V (velocidad de la masa “ m ” de aire):

$$\mathbf{F}_C = -2 \cdot m \cdot (\boldsymbol{\omega} \times \mathbf{V}), \quad (1.10)$$

por lo tanto, el módulo de la F_C será:

$$F_C = 2 \cdot m \cdot \omega \cdot V \cdot \text{sen}\theta, \quad (1.11)$$

siendo θ la latitud del lugar, por lo que la Fuerza de Coriolis es máxima en los polos y nula en el ecuador. Del análisis de unidades, F_C se obtiene en Newton.

En el hemisferio sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones (los centros de bajas presiones quedan a la derecha) mientras que en el hemisferio norte es al revés.

1.1.6 Fuerza de fricción

La fuerza de fricción entre la atmósfera y la superficie terrestre es un fenómeno que resulta de importancia para la generación eólica. El suelo afecta las capas más bajas de aire en movimiento, creando una capa límite terrestre. Las irregularidades en la superficie, la presencia de vegetación tanto natural como antropogénica, las líneas de árboles altos que se plantan para reducir los vientos (y así proteger las plantaciones), provocan la fricción.

Estas fuerzas de fricción también operan entre parcelas de aire y su entorno. La viscosidad molecular es relevante solo en los primeros metros cerca de la superficie terrestre. Gran parte de la fricción atmosférica se debe a remolinos de pequeña escala y procesos de mezcla. Siendo μ la viscosidad dinámica, V la velocidad del viento, ΔV la parcela de volumen, la fuerza de fricción F_f está dada por la siguiente ecuación.

$$F_f = \mu \cdot (\nabla^2 V) \cdot \Delta V$$

1.1.7 Ecuación general del movimiento

Teniendo en cuenta las cuatro fuerzas mencionadas y que actúan sobre una parcela de aire, sustituyendo en la ecuación 1.1 las otras ecuaciones, se tienen las siguientes expresiones:

$$\rho \frac{DV}{Dt} \cdot \Delta V = \rho g \Delta V - \nabla p \cdot \Delta V - 2\rho \cdot \times V \cdot \Delta V + \mu (\nabla^2 V) \cdot \Delta V \rightarrow$$

$$\rho \frac{DV}{Dt} = \rho g - \nabla p - 2\rho \cdot \times V + \mu (\nabla^2 V) \quad (1.12)$$

1.1.8 Viento geostrófico

El viento geostrófico es la velocidad horizontal del viento, que ocurre cuando las fuerzas del gradiente de presión (F_x) y la de Coriolis (F_c) se equilibran entre sí, como la secuencia que muestra la figura 1.3. En este caso, la dirección de la velocidad del viento (V) es paralela a las isobaras.

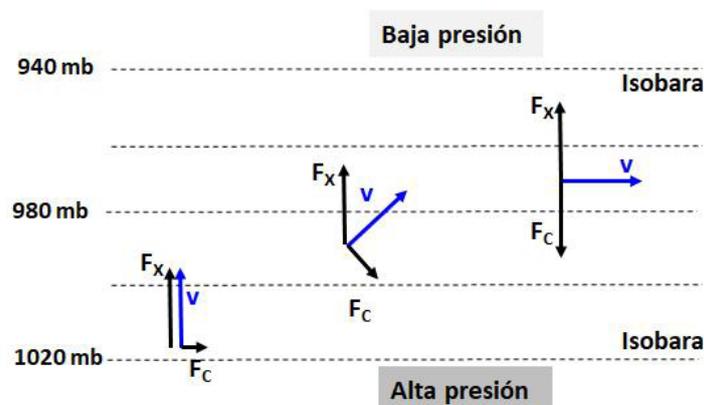


Figura 1.4: Vista en planta de la formación del viento geostrófico. F_x y F_c actúan sobre la masa de aire que se mueve, influyendo en su dirección. Esquema para el hemisferio norte.

De acuerdo con la ecuación 1.10, la fuerza de Coriolis depende de la velocidad de la partícula de aire y es directamente proporcional a ella, es decir, al aumentar la velocidad, aumenta la fuerza de Coriolis.

Supóngase que se genera un gradiente de presión que acelera una partícula de aire, debido a la acción de una fuerza de presión (F_x) perpendicular a las isobaras.

A medida que la partícula se acelera, debido a la acción de F_x , aumenta su velocidad V . De acuerdo a la ecuación 1.10, al aumentar V , aumenta la fuerza de Coriolis F_c .

En la ecuación 1.12, actúan las fuerzas mencionadas más la de gravedad y la de fricción.

Al considerar el movimiento horizontal y que los movimientos verticales son despreciables frente a los movimientos horizontales de las partículas de aire, se puede descartar el término de F_g .

Si se considera que se está a una altura mayor a 500 m sobre el nivel del suelo, la interacción entre la rugosidad del suelo y la atmósfera es también despreciable frente a los demás términos. Por tanto, quedan los términos de Fuerza de Coriolis y Fuerzas de Presión iguales a un valor de aceleración de la partícula.

Los términos del primer miembro de la ecuación 1.12, son despreciables frente a los valores de aceleración por fuerza de Coriolis, por tanto, se puede decir que es aproximadamente igual a cero.

Las observaciones de flujo de aire atmosférico muestran un movimiento de las partículas de aire paralelo a las isobaras. Al descartar los dos términos de F_g y F_p y teniendo en cuenta que el aire tiene una aceleración aproximadamente igual a cero y paralelo a las isobaras, se puede decir que, la partícula se acelera perpendicularmente a las isobaras aumentando su velocidad, y a medida que lo hace, aumenta la fuerza de Coriolis, perpendicular al vector V . La resultante de la suma de las fuerzas F_c y F_p , al cambiar el valor de F_c por aumentar v , cambia su ángulo con las isobaras, hasta que el valor de F_c se hace igual al valor de F_x , anulándose y, por tanto, la fuerza resultante se hace igual a cero: la partícula se mantiene a una velocidad constante paralela a las isobaras, como muestra la figura 1.4, eso es el viento geostrófico.

1.1.9 Estabilidad atmosférica

La estabilidad atmosférica indica cómo reaccionará la atmósfera ante el movimiento vertical de las masas de aire. Se trata de determinar la interacción entre una masa de aire (con sus variables termodinámicas bien definidas) y el entorno.

Una atmósfera inestable se asocia a mucha nubosidad con precipitaciones y viento, favorece al desarrollo de nubes de los géneros cúmulo (tienen bordes claramente definidos y un aspecto parecido al algodón) y cumulonimbos, éstos pueden generar fenómenos de tiempo severo tales como granizo, trombas de agua y tornados. Lo contrario a esto se asocia a una atmósfera estable, que se caracteriza por estados del cielo despejados o con presencia de nubes estratiformes.

El aire está en equilibrio hidrostático entre dos fuerzas:

- Fuerza de la gravedad, hacia la superficie terrestre
- Fuerza de empuje, vertical hacia arriba, debido al decrecimiento de la presión con la altura.

En termodinámica de la atmósfera se dice que la atmósfera es estable o inestable en función de la diferencia térmica entre una masa de aire que asciende y el entorno que lo rodea. Para su análisis, se considera un proceso adiabático, es decir que la masa de aire cambia su estado (presión, volumen, temperatura) sin que haya intercambio neto de calor con el medio. Esto realmente ocurre cuando el aire asciende o desciende en la atmósfera, ya que tiene muy baja conductividad térmica, y se producen con la suficiente rapidez como para considerar que en el proceso no hay intercambio de calor. Los esquemas de la figura 1.5 muestran lo expresado.

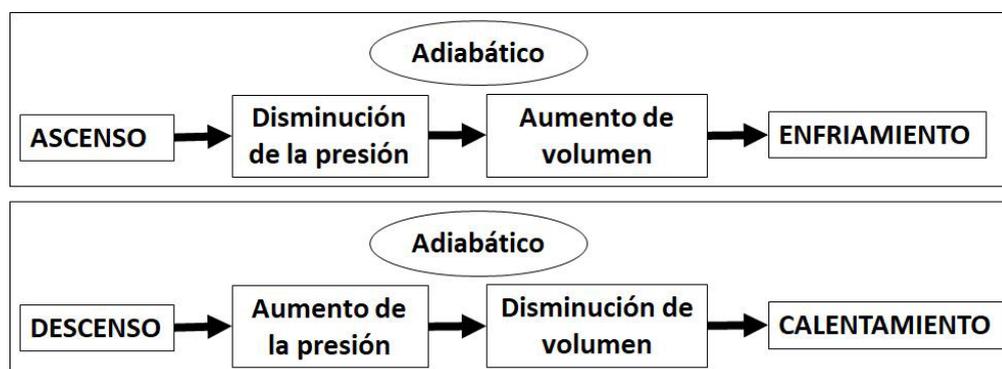


Figura 1.5: Ascenso y descenso de una masa de aire en proceso adiabático.

Para realizar el análisis que sigue, se adoptan las siguientes hipótesis:

- El aire está en equilibrio; la fuerza de gravedad y el decrecimiento de la presión en altura están dados por: $dp = -\rho \cdot g \cdot dz$.
- Los procesos son adiabáticos, algo razonable de suponer dada la baja conductividad térmica del aire, $k \approx 0.04 \text{ W/(m}^2\text{C)}$.
- Si hay compresión, el aire se calienta. Si hay expansión, se enfría.
- Ascenso de una burbuja produce disminución de presión, produciendo así un aumento de volumen o expansión, y por tanto un enfriamiento del aire.
- En procesos secos, no hay cambio de estado del vapor contenido en el aire. La temperatura disminuye 1°C cada 100 m de ascenso (γ).
- En procesos húmedos, sí hay cambio de estado del vapor contenido en el aire, en este caso el gradiente es $0,5^\circ\text{C}$ cada 100 m de ascenso (γ').
- α es la variación vertical de la temperatura de la atmósfera ($^\circ\text{C}/100\text{m}$).

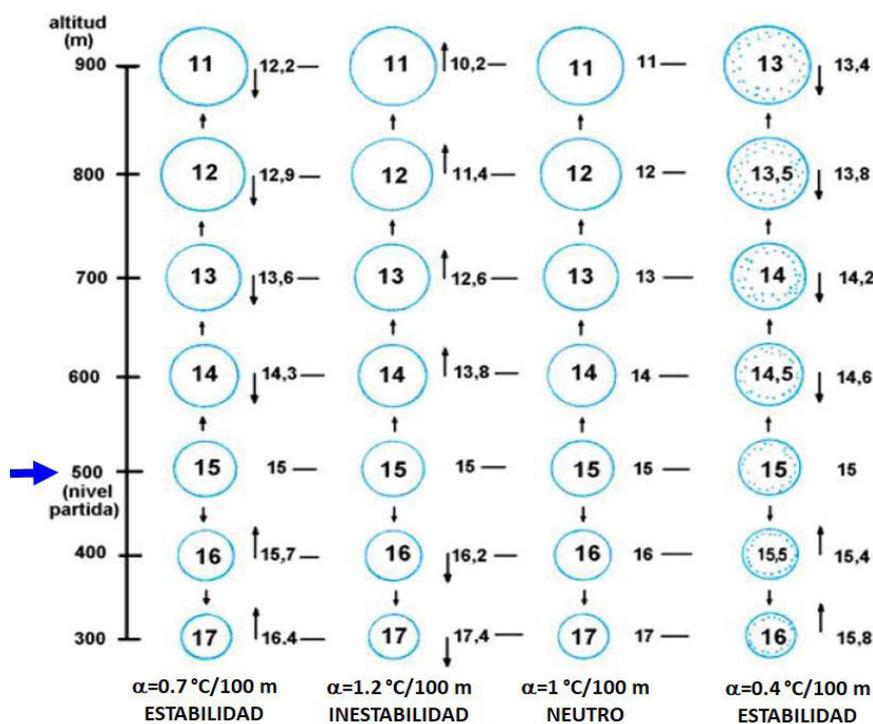


Figura 1.6: esquema para analizar estabilidad e inestabilidad de la atmósfera. Fuente: [4].

En la figura 1.6, se comienza el análisis en la primera columna, a la altura de 500 m, donde burbuja y lo que la rodea, están a 15°C. Al subir la burbuja 100 m, ésta bajará su temperatura a 14°C mientras que la atmósfera que la rodea está a 14.3°C. Como consecuencia, la densidad de la burbuja es mayor que la densidad del aire circundante, debido a que está más fría, por lo que la burbuja bajará a los 500 m, su posición inicial. Lo mismo sucede al descender 100 metros, la burbuja se calienta hasta 16°C, mientras que el entorno está a 15.7°C, más frío, por lo tanto, la burbuja es menos densa, lo que hace que ascienda nuevamente, resultando una atmósfera Estable

En análisis similar para la segunda columna, se deduce que la burbuja al llegar a los 600 m tendrá densidad menor que el aire que la rodea, por lo que seguirá subiendo. De manera análoga sucede con la burbuja al bajar, es más fría que la atmósfera circundante, por lo tanto, más densa, tiende a seguir bajando. Este fenómeno significa que es una atmósfera Inestable.

De forma similar, en la tercera columna se puede observar que, si la burbuja sube 100 m, en la nueva posición tanto la burbuja como el aire que la rodea están a la misma temperatura, entonces se quedará allí, en un equilibrio indiferente o neutro.

Se puede hacer un análisis similar para la cuarta columna, y también cuando a la burbuja se la lleva a una altitud menor de 500 m. En este caso, se está en el caso de aire saturado, por lo tanto, al subir 100 m, se produce un cambio de estado, de vapor a líquido. Ese cambio de estado, libera calor, producto de la condensación del vapor. Dado que la hipótesis de que es un proceso adiabático se mantiene, el calor cedido por la condensación se transfiere al aire de la burbuja, disminuyendo en 0.5°C y no 1°C, si fuera aire seco.

1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL RECURSO EÓLICO

El viento como fuente de energía para generación eléctrica, tiene ventajas y desventajas, que se mencionan a continuación.

Ventajas

- Es una fuente de energía renovable, limpia, disponible gratuitamente.
- En la producción de energía tiene un impacto ambiental favorable, no genera gases de efecto invernadero, ni residuos tóxicos, no necesita agua para enfriamiento, aunque no es así durante la construcción del parque.
- Está disponible en varias en regiones del país y del mundo.
- Su aprovechamiento puede ser mediante centrales eólicas conectadas a la red, o también en zonas aisladas.
- Es una fuente de empleo de mano de obra calificada y de desarrollo tecnológico.
- En menos de 1 año, genera la energía empleada en su fabricación.

Desventajas

- Es intermitente, por lo tanto, surge la necesidad de una fuente convencional en paralelo y lista para entrar en funcionamiento.
- Su intensidad es variable, entonces la energía generada también lo será.
- Los sitios con mejores vientos pueden estar alejados de centros de consumo, por lo que serán necesarias líneas de alta tensión para la transmisión de la energía.
- Los aerogeneradores pueden provocar la muerte de fauna voladora como aves y murciélagos y tener impacto visual negativo. Durante la construcción del parque puede haber desmontes, terraplenados y cementación, que impactarán en los medios físicos y biológicos.

1.3 POTENCIA DEL VIENTO

1.3.1 Potencia teórica

El viento es el movimiento de la masa de aire en la superficie del planeta, en dirección horizontal, originado por su desigual calentamiento y afectado por la rotación. Por lo tanto, tiene energía cinética, E_c :

$$E_c = \frac{1}{2}mV^2 \quad (1.13)$$

Donde:

m = masa del aire en movimiento, [kg];

ρ = densidad del aire, [kg/m³];

V: velocidad del aire, [m/s];

t: tiempo, [s];

Vol: volumen de la masa de aire, [m³]

P= Potencia [W];

A = área barrida por las palas del aerogenerador.

Como densidad del aire es: $\rho = m/\text{Vol} \rightarrow m = \rho \cdot \text{Vol} \rightarrow E_c = (1/2)\rho \cdot \text{Vol} \cdot V^2$ como
 $\text{Vol} = V \cdot A \cdot t \rightarrow$ reemplazando $E_c = (1/2)\rho \cdot A \cdot V^3 \cdot t \rightarrow$ Pasando t al otro miembro $\rightarrow P[W] = (1/2) \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (1.14)$$

La ecuación (1.6) da la potencia teórica del viento.

- La potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento, entonces la PAE (Producción Anual de Energía) de un aerogenerador (MWh/año) variará mucho con la variación de la velocidad del viento. La potencia tiene una alta sensibilidad al valor de la velocidad.
- La potencia es proporcional a la densidad del aire. Para un pre-diseño de un parque eólico, se puede considerar que habrá un 5% de disminución de la producción energética por cada 1.000 m de altura sobre nivel mar. La curva de potencia de los aerogeneradores, se entrega para diversos valores de densidad del aire, y debe utilizarse la que corresponda al sitio donde se ubicarán.

1.3.2 Ley de Betz

Fue formulada por el Físico alemán Albert Betz en 1926 [2], [3]. Plantea como hipótesis, densidad del aire constante y que la velocidad del viento al atravesar el aerogenerador es el promedio entre la velocidad aguas arriba y aguas abajo. Dice la Ley de Betz: la máxima potencia que puede extraer un aerogenerador de la disponible en el viento, es un 59.3%. En la deducción, obtuvo que la velocidad del viento después de atravesarlo, es un tercio de la que tenía aguas arriba. El Coeficiente de Betz es 0.593. Aplicado este valor a la 1.14, da un máximo teórico: Potencia útil máxima, en Vatios: $P[W] = 0.593 \cdot 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \rightarrow$

$$P[W] = 0.2965 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (1.15)$$

La figura 1.7 muestra un gráfico de potencia versus velocidad del viento, para las ecuaciones (1.14) y (1.15), en ésta considerando el coeficiente de Betz. También se indicó una curva de potencia de un aerogenerador real, que a partir de la velocidad nominal de viento, genera una potencia eléctrica constante. La curva de potencia de un aerogenerador se verá en detalle más adelante.

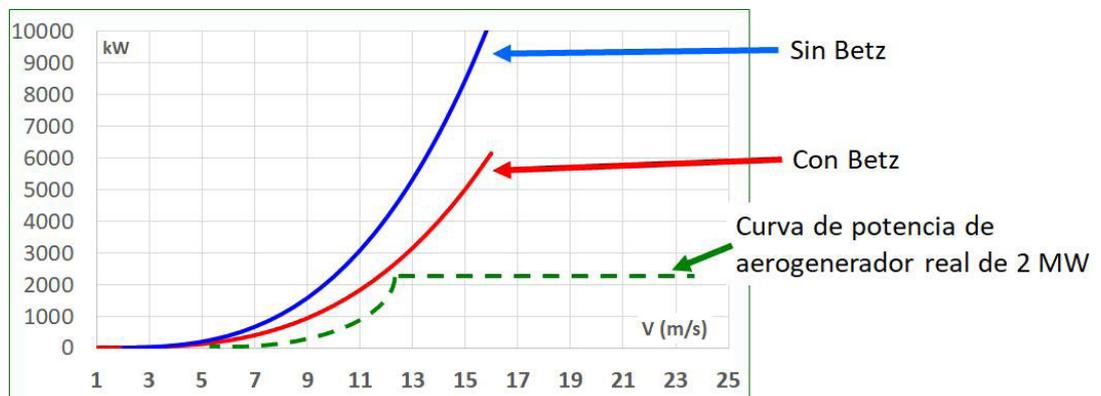


Figura 1.7: Potencia en función de velocidad de viento. Se muestra la curva azul que corresponde a la ecuación (1.14) de la potencia teórica del viento; la que corresponde a la anterior, pero considerando la Ley de Betz en la de color rojo; la curva de potencia real de un aerogenerador, color verde en guiones.

1.3.3 Concepto de Producción Anual de Energía de un aerogenerador

Por las características de la fuente (viento) y del aerogenerador, la producción de energía eléctrica a lo largo del tiempo tendrá ciertas variaciones:

- La energía generada, en un tiempo de por ejemplo un año, es la suma de la energía generada en cada hora de ese año.
- Como la velocidad del viento es variable, la generación también lo será, por momentos el aerogenerador no va a generar nada debido a velocidad baja del viento, por momentos será una fracción de lo máximo que puede generar, y por momentos va a generar a plena potencia.
- Para cada velocidad de viento, el aerogenerador tiene su correspondiente rendimiento, que no es constante.
- Cuando la velocidad del viento supere cierto valor, llamado velocidad nominal del aerogenerador, la generación eléctrica se mantendrá más o menos constante, aun cuando la velocidad del viento aumente, ya que el generador eléctrico fue diseñado para generar esa potencia como máximo.

Si llamamos

N_{ih} : el número de horas en un año con velocidad V_i ,

η_i : rendimiento del molino para la velocidad V_i ,

la Producción Anual de Energía (PAE) de un aerogenerador será

$$PAE \left[\frac{MWh}{año} \right] = \frac{0.5 * A * [\sum N_{ih} * V_i^3]}{10^6} \quad (1.16)$$

Conceptualmente, la ecuación anterior da la PAE de un aerogenerador. Aunque en la práctica se calcula en forma ligeramente distinta, multiplicando el número de horas por año que el viento tiene cada velocidad, por la potencia generada a esa velocidad, valor que ya tiene incluido el rendimiento.

1.3.4 Densidad de potencia de un sitio

Es la potencia teórica del viento por unidad de área de un determinado sitio. Nos da una idea del potencial eólico de ese lugar; se la calcula con la velocidad media del viento (V_m) a cualquier altura sobre el suelo, aunque normalmente es a 50 m.

Como la potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento, para obtener la Densidad de Potencia (DP), no es correcto poner sólo la velocidad media (V_m) en la ecuación (1.6) que da la potencia del viento, sino que se debe multiplicar por el valor 1.91, como indica la (1.17):

$$DP[W/m^2] = \frac{1}{2} * V_m^3 * 1.91 \quad (1.17)$$

La tabla 1.1 califica la Clase de potencia del viento y la Densidad de Potencia (DP) del sitio, en función de la velocidad del viento a 50 m sobre el suelo:

Clase de potencia del viento		DP [W/m ²]	Vm [m/s]	Calificación
1	1-	0 – 100	0 – 4.38	Muy pobre
	1+	100 – 200	4.39 – 5.59	
2	2-	200 – 250	5.60 – 6.03	Pobre
	2+	250 – 300	6.04 – 6.39	
3	3-	300 – 350	6.40 – 6.71	Marginal
	3+	350 – 400	6.72 – 7.02	
4	4-	400 – 450	7.03 – 7.29	Buena
	4+	450 – 500	7.30 – 7.51	
5	5-	500 – 550	7.52 – 7.78	Muy buena
	5+	550 – 600	7.79 – 8.00	
6	6-	600 – 650	8.01 – 8.40	Excelente
	6+	650 -	8.41 -	

Tabla 1.1: Clasificación de sitios según densidad de potencia.

1.3.5 Cálculo de la densidad del aire

En las torres de medición de viento para parques eólicos, se colocan, además de anemómetros y velas para medir velocidad y dirección de viento, un medidor de presión atmosférica y al menos uno de temperatura. Entregan un dato cada diez minutos que se guardan en el datalogger. Con los datos de temperatura (T, en °K) y presión (P, en Pascal), se puede calcular la densidad del aire (ρ) con la ecuación (1.18):

$$\rho \text{ [kg/m}^3\text{]} = P / (287 * T) \quad (1.18)$$

1.4 CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR

Esta curva indica la producción de potencia eléctrica medida a la salida del generador, e incluye todas las eficiencias. Los grandes aerogeneradores generan potencia eléctrica en función de la velocidad del viento, pero con características muy marcadas por cuestiones tecnológicas. Distinguiremos tres valores de velocidades (figura 1.8):

- Velocidad de arranque: es la velocidad mínima de viento en el eje del aerogenerador, necesaria para que comience a generar potencia eléctrica. Su valor suele ser de 3 a 4 m/s.
- Velocidad nominal: a partir de esta velocidad de viento, va a generar una potencia eléctrica constante, llamada potencia nominal, porque el generador eléctrico está diseñado para esta potencia como máximo sin que se dañen sus componentes. Su valor suele ser de 11 a 14 m/s.
- Velocidad de corte: es la máxima velocidad de viento en la que el aerogenerador funcionará, porque fue diseñado con una resistencia estructural para soportar en funcionamiento normal, hasta esta velocidad. Si la velocidad del viento fuese mayor, el aerogenerador detendrá el giro de sus palas, hasta que la velocidad tenga nuevamente un valor menor.

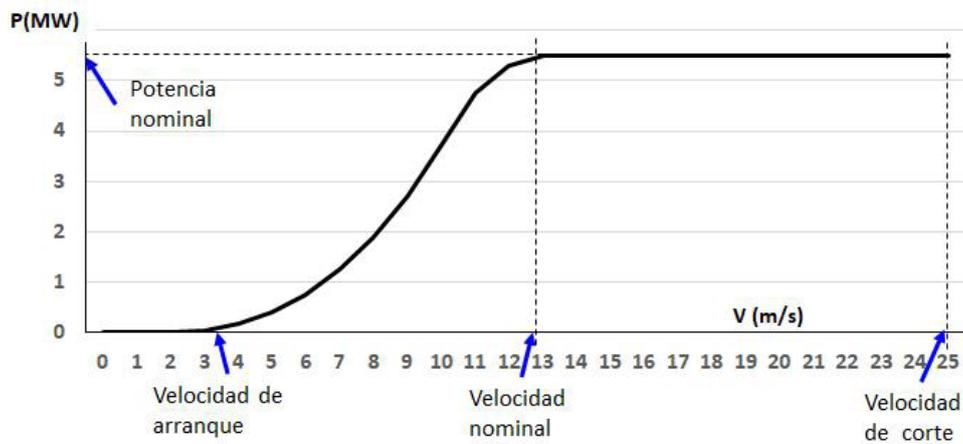


Figura 1.8: Curva de potencia de un aerogenerador de 5.5MW de potencia nominal. La velocidad de arranque es 3 m/s, la nominal es 13 m/s y la de corte es 25 m/s.

Se deduce que, cuando la velocidad del viento sea menor que la nominal, las palas presentarán su perfil para obtener el máximo aprovechamiento. Cuando la velocidad del viento sea mayor que la nominal y menor que la de corte, las palas reducirán su resistencia al viento con el fin de que la potencia eléctrica no sea mayor que la máxima para la que fue diseñado el generador, esto es, la potencia nominal. Cuando la velocidad del viento supere la de corte, las palas se colocarán “en bandera” de manera tal de detenerse, hasta que la velocidad del viento tenga un determinado valor por debajo de la de corte.

En aerogeneradores pequeños, la curva de potencia suele ser muy distinta de la anterior; se muestra una para una máquina de 700 W, en la figura 1.9.

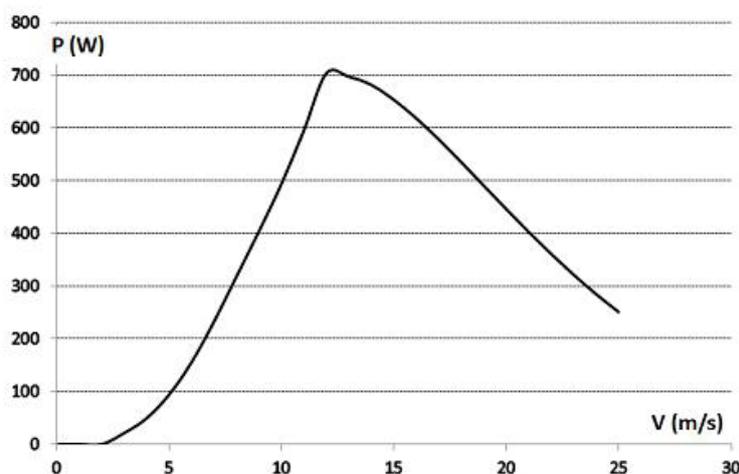


Figura 1.9: Curva de potencia de un aerogenerador pequeño, de 700 W.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. Hau, Erich Hau (auth.)-Wind Turbines_ Fundamentals, Technologies, Application, Economics-Springer-Verlag Berlin Heidelberg (2013).pdf. 2013.
- [2] A. Betz, “Wind-energie und ihre ausnutzung durch windmühlen,” Vandenhoeck Rupr., vol. 2, 1926.
- [3] A. Betz, “Windmills in the light of modern research.” 1928.
- [4] 2011. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA. Héctor Mattio, Fernando Tilca, R. Jones. ISBN: 978-987-33-1584-8. Editorial Milor. Salta.



CAPÍTULO 2

Datos de viento

2.1 MEDICIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Para generación eléctrica, los datos que interesan del viento son: velocidad, dirección de la que proviene y turbulencia; también se mide temperatura, humedad relativa y presión atmosférica.

El instrumento que mide velocidad de viento se llama anemómetro, siendo el más utilizado el de copas. Para medir la dirección desde donde viene el viento, el instrumento utilizado se llama veleta. Ambos se muestran en la figura 2.1.



Figura 2.1: Anemómetro y veleta (miden velocidad y dirección de viento). [1]; [2].

Debido a que tanto la determinación del potencial eólico de un sitio para generación de energía eléctrica, como el cálculo de la PAE y el costo de la energía generada, son muy sensibles al valor de la velocidad del viento, es necesario adoptar una buena práctica en la selección de anemómetros, en la calibración y el montaje en campo, para reducir las incertezas y sus consecuencias.

En los últimos años se están incorporando de manera significativa los anemómetros ultrasónicos a las campañas de medición. Estos instrumentos miden la velocidad en los ejes X, Y, Z; siendo Z el eje perpendicular al suelo. Por lo tanto, miden velocidad de viento horizontal, velocidad de viento vertical y dirección. Estos anemómetros se incluyen en la versión del año 2017 de la norma IEC 61400-12-1 [3]. En la siguiente figura 2.2 se puede observar un modelo de anemómetro ultrasónico.



Figura 2.2: Anemómetro ultrasónico (mide velocidad horizontal, vertical y dirección de viento). Fuente: anemómetro marca Ammonit modelo Thies 3D. [4]

El principio por el cual mide la velocidad el anemómetro ultrasónico es debido al retraso de la señal de un pulso ultrasónico entre dos sensores. Se envía un pulso desde un transductor a su par y mide el tiempo que demora en llegar el pulso. Luego, envía su par un pulso contrario y mide cuánto demora en llegar. Ese tiempo estará referido a una calibración del anemómetro en función de la velocidad del viento. Dado que se realiza en los 3 pares de sensores, se determina el valor de los vectores en las coordenadas X, Y, Z; determinando así el vector resultante y su módulo. Este vector resultante tendrá una proyección en el plano X, Y, que será el vector de viento horizontal y el valor de la velocidad su módulo. El ángulo entre el eje X (o Y) y el vector en ese plano, será la dirección de viento. La proyección en el plano vertical (X, Z) por ejemplo, será la velocidad vertical de viento y su módulo su valor. En la figura 2.3 se puede apreciar una representación esquemática del sentido de los pulsos entre transductores.

Es importante mencionar que la principal desventaja de los anemómetros ultrasónicos que necesitan energía para generar los impulsos entre los transductores.

Las valoraciones de las condiciones extremas de viento, niveles de turbulencia, efectos de estela en granjas eólicas, son de importancia porque afectarán a la vida útil de los aerogeneradores, determinarán su clase y afectarán también a la producción de energía. Son sensibles a ambos parámetros: velocidad y dirección del viento.

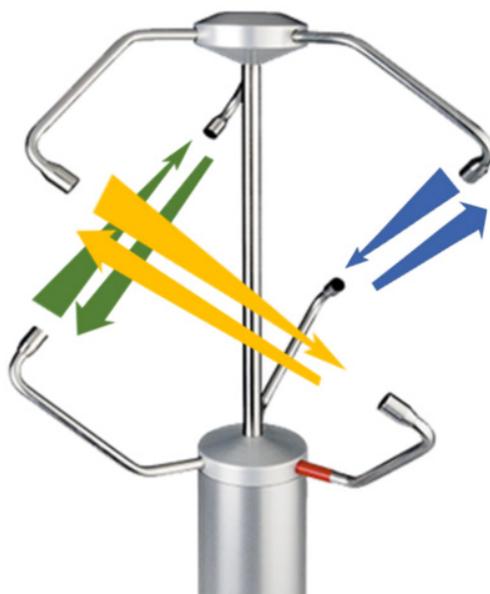


Figura 2.3: Representación esquemática de los pulsos entre los transductores en un anemómetro ultrasónico. Fuente: anemómetro marca Ammonit modelo Thies 3D. [4].

Los instrumentos se montan en torres denominadas torres de medición o anemométricas, siguiendo normas o recomendaciones, a efectos que los datos medidos sean realmente útiles. La norma internacional que rige en este tema es la IEC 61400-12-1 [3]. En Argentina, además, existen las “Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica” [5].

La variación de la velocidad media del viento debe ser analizada por estación del año, mes, u hora del día. Es importante, cuando se hace el análisis de datos, tener en claro en cuales meses la velocidad será mayor y en cuales menor, porque de ello surgirá la producción de energía. Esto puede estar relacionado con períodos de más o de menos lluvias y por lo tanto con la generación eléctrica por parte de represas hidráulicas, o en estaciones frías y por lo tanto con la mayor demanda de gas natural domiciliaria lo que significa menor disponibilidad de gas natural para centrales térmicas. Lo mismo puede suceder con la variabilidad entre el día y la noche, la cual puede darse de manera significativa. Esto último puede ser importante para proyectos híbridos eólico - solar, donde una variación significativa de la velocidad media del viento entre el día y la noche, puede complementarse con el período de radiación solar. Sin embargo, estas variaciones diurnas pueden hacer más o menos atractiva la instalación de un parque eólico, en función de la demanda.

La variación de la velocidad media anual del viento también es un factor importante para analizar en el diseño de un parque eólico. Para esto es recomendable adquirir datos de viento de 10 años a 30 años de la región que corresponde al sitio en estudio (datos de esta extensión en tiempo no son medidos, sino obtenidos de otra forma), o datos medidos por el Servicio Meteorológico Nacional de varios años (que sí son datos medidos a 10 m de altura), para saber cuánto de representativo es el año que se midió efectivamente en el sitio en estudio.

2.1.1 Parámetros a medir

Los principales parámetros que se miden son los siguientes:

- Velocidad de viento
- Dirección de viento
- Temperatura ambiente
- Presión atmosférica
- Humedad relativa

La frecuencia sugerida, tanto en las Recomendaciones [5] como en normas como la IEC 61400-12 [3], para medición de recurso eólico, es de 1 Hz para velocidad y dirección; para temperatura, presión y humedad es de 1 minuto. Para la determinación de la curva de potencia de un aerogenerador, se puede aumentar el período para la velocidad y dirección a 3 segundos.

Los datalogger actuales suelen tener la capacidad mínima de registrar una lectura de señal de instrumento con una frecuencia de 1 Hz, como es el caso del modelo SymphoniePRO #11270 de 16 canales de la marca NRG [6].

A modo simplificado, se puede resumir el registro de datos de un datalogger de la forma que se muestra en la figura 2.4.

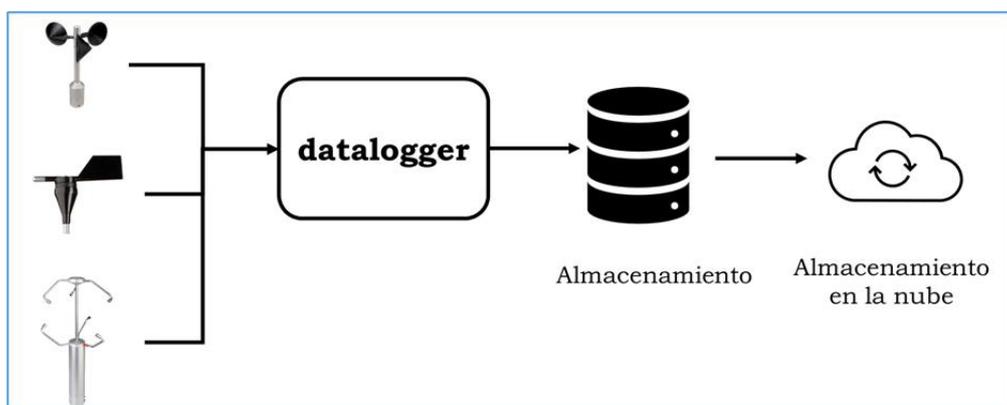


Figura 2.4: Esquemática de las señales de entrada y salida del datalogger.

Por lo tanto, los instrumentos generan señales de salida que son señales de entrada al datalogger. Cada un segundo (frecuencia de 1 Hz) el datalogger registra los datos de entrada de cada uno de los instrumentos conectados a los canales correspondientes. Cada 10 minutos, el datalogger debe registrar como mínimo, para cada canal, las siguientes variables: promedio, desviación estándar, máximo y mínimo. Esos valores se almacenan en el mismo datalogger. Esos datos son relevados por el técnico en un período en el cual minimice el riesgo de no tener registros por problemas en el datalogger o en algunos de los instrumentos. Por ejemplo, se sugiere ir a relevar al terreno cada 30 o 60 días, con el riesgo de que algún sensor o el mismo datalogger falle, la pérdida de datos sería máximo de esa cantidad de días.

A partir de la década del 2020, durante la cual muchos países han extendido su cobertura de celular, a su vez, se puede acceder a conexiones satelitales con un costo menor que décadas anteriores, entonces, se puede guardar en la nube. Esto último hace que se puedan tener día a día archivos de formato de datos (como ser CSV o TXT) que se envían a una dirección de correo, o se transfieren mediante protocolos FTP, SCADA, entre otros. Por ejemplo, el datalogger marca Ammonit modelo Meteo 40 plus, cuenta con servicios de ethernet, que incluye el satmódem (transmisión de datos mediante satélite de comunicaciones), entre otros [7].

Si bien los datalogger también tienen la capacidad de almacenar registros en intervalos diferentes a 10 min, para simplificar, en este libro se refiere siempre a 10 minutos. Esto último es debido a que es un requisito aceptado y estandarizado a nivel internacional.

Con una frecuencia de 1 Hz, en 10 minutos se tienen 600 datos provenientes de cada sensor de frecuencia de 1 Hz. Cuando el técnico instala los sensores y los conecta a cada canal del datalogger, debe especificar para cada canal los valores de escala (offset) y de pendiente (slope) que indican los certificados de calibración de los sensores.

Si bien en más adelante este capítulo se refiere a la parte estadística de los datos, es a los datos registrados en el datalogger, no a los leídos durante los 10 minutos. Por tanto, los registros que se almacenan para cada señal recibida para 10 minutos y 1 Hz, se expresan en la tabla 2.1.

Tipo	Ecuación	Número ecuación
Promedio	$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^{600} x_i}{600}$	(2.1)
Desviación estándar	$std = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{600} (x_i - \bar{x})^2}{599}}$	(2.2)
Máximo	Valor máximo leído en el conjunto de los 600 datos	
Mínimo	Valor mínimo leído en el conjunto de los 600 datos	

Tabla 2.1: datos registrados en el datalogger para un intervalo de 10 minutos y una frecuencia de lectura de 1 Hz.

En la tabla 2.1 “x” corresponde a la señal de cada instrumento y el subíndice “i” corresponde a los datos del intervalo. La aplicación de estas ecuaciones es a las señales de viento y dirección. Inclusive, se puede aplicar, por un tema de simplificación de la operativa, a aquellas de menor requerimiento de frecuencia de lectura, como ser la temperatura, y no genera ningún perjuicio.

De manera opcional, algunos datalogger cuentan con la opción de registrar también el valor de ráfaga para las señales de velocidad de viento; la cual se establece como: la máxima velocidad que se registra de manera sostenida como mínimo de 3 segundos en un intervalo de 600 segundos [8], [3].

Otras señales que algunas torres de medición pueden registrar son velocidad vertical de viento en m/s, radiación solar en W/m² (total, directa y/o indirecta), precipitación en mm/h y voltaje de la batería en Volt.

Una vez registrados los valores y guardados, los 600 datos se descartan y se inicia nuevamente el ciclo.

La cantidad de sensores a instalar en una torre impactará en la representatividad de las medidas. Las buenas prácticas y una mayor cantidad de sensores disminuirán las incertidumbres asociadas a las medidas. Para las medidas de velocidad de viento, que están relacionadas directamente con la energía y la dirección del viento, no sólo es necesario asegurar la calidad de los sensores, sino también cantidad y disposición a lo largo de la torre.

Con respecto a velocidad de viento, al menos se necesitan dos medidas de velocidad a diferentes alturas, para hallar el perfil de viento (“windshear”), fenómeno que se desarrolla en el apartado 2.4 de este capítulo.

La tabla 2.2 muestra la distribución de anemómetros en la torre de medición, que recomendamos, en concordancia con normas y las Recomendaciones.

Altura	Cantidad recomendada	Observaciones
Eje	2	2 anemómetros, disminuyen riesgo de pérdida de datos.
Eje -1/3 radio de rotor	2	2 anemómetros, para disminuir incertidumbre por sombreado de torre.
10 m	2	Si se realizará extensión de datos con registros del servicio meteorológico
50 m	2	Si se realizará extensión de datos con datos de reanálisis MERRA o similar.

Tabla 2.2: Distribución recomendada de anemómetros en torre de medición.

A las veletas se recomienda instalar a 2 m debajo del anemómetro, y con el mismo azimut; los termómetros, a 4 m y otro a altura cercana a la del eje del aerogenerador; el higrómetro y el barómetro a 4 m.

A lo anterior se debe agregar: Datalogger con su gabinete, pack de panel FV para alimentación de instrumental.

Todo el instrumental debe ser protegido de las descargas atmosférica, por tanto, se debe montar un pararrayos en la cima de la torre, de manera que ofrezca protección. Tener en cuenta que el paraguas de protección tiene un ángulo de 60°. Para la conducción a tierra, conectar el pararrayos a un cable conductor de cobre, de sección adecuada. En tierra la descarga se hará mediante una jabalina (barra de cobre de al menos 0.75 m de largo y 10 mm de diámetro) enterrada en el suelo, o una malla de tierra.

Para la determinación de la producción anual de energía (PAE) de un aerogenerador, debe ser medida la velocidad de viento a la altura del eje. Cuando la curva de potencia un aerogenerador es caracterizada de acuerdo a la norma IEC 61400-12-1, la potencia es una función de la velocidad de viento a la altura del eje. En esa misma norma, para aerogeneradores de grandes diámetros, mayores a 120 metros, también permite utilizar la velocidad equivalente del rotor (REWS). La velocidad REWS, estratifica por sectores circulares la superficie del rotor de acuerdo con la altura y para cada área asigna una velocidad. Las velocidades son ponderadas de acuerdo con su peso en la energía del viento. Para determinar esa velocidad se necesita al menos las medidas a tres alturas, incluyendo la altura del eje.

$$v_{eq} = \left(\sum_{i=1}^{n_h} v_i^3 \frac{A_i}{A} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.3)$$

Donde:

n_h es el número de alturas disponibles

v_i es la velocidad del viento medida a la altura i

A es el área del rotor

A_i es el área del segmento i correspondiente a la velocidad v_i

Para más detalles, vea la sección 9.1.3.2 de la IEC 61400-12-1 versión 2017.

Si se determinará velocidad de viento equivalente de rotor, debe colocarse otro anemómetro en el rango indicado como $\Delta h3$ en la figura 2.5.

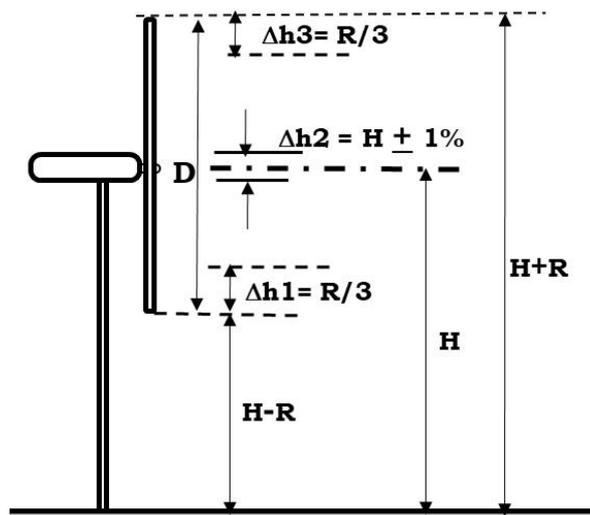


Figura 2.5: Alturas de ubicación de anemómetros. Fuente: [5].

El valor de la velocidad media en intervalo de 10 minutos es utilizado para el cálculo de la PAE del aerogenerador.

Las variaciones a corto plazo de la velocidad del viento en un intervalo de 3 segundos se utilizan para calcular ráfagas pico y turbulencia. La turbulencia es usada para estimar el desgaste de las turbinas eólicas, especialmente en las palas.

Una ráfaga es un evento discreto dentro de la turbulencia. La ráfaga tiene 4 atributos, que definen su estructura: amplitud, duración, variación máxima de la ráfaga y lapso de tiempo. La estructura de la ráfaga influye en la conducta del aerogenerador, sus valores determinan la supervivencia de un elemento (como la pala) o de toda la estructura. Con la amplitud de la ráfaga se puede estimar la fuerza estructural que deberá soportar. Las cargas extremas son analizadas determinando la respuesta de un elemento, para la ráfaga más grande que es probable que ocurran en un período de recurrencia que se toma de 50 años.

La turbulencia y las ráfagas se verán con mayor detalle más adelante.

2.1.2 Montaje de los instrumentos en la torre

En la torre de medición, los instrumentos se montan sobre un brazo, y/o en la cima de la torre. La torre deberá estar señalizada para evitar accidentes, según las normas locales. La figura 2.6 muestra un esquema de la torre anemométrica, con 1 y 2 anemómetros, veleta y los brazos que los sostienen.

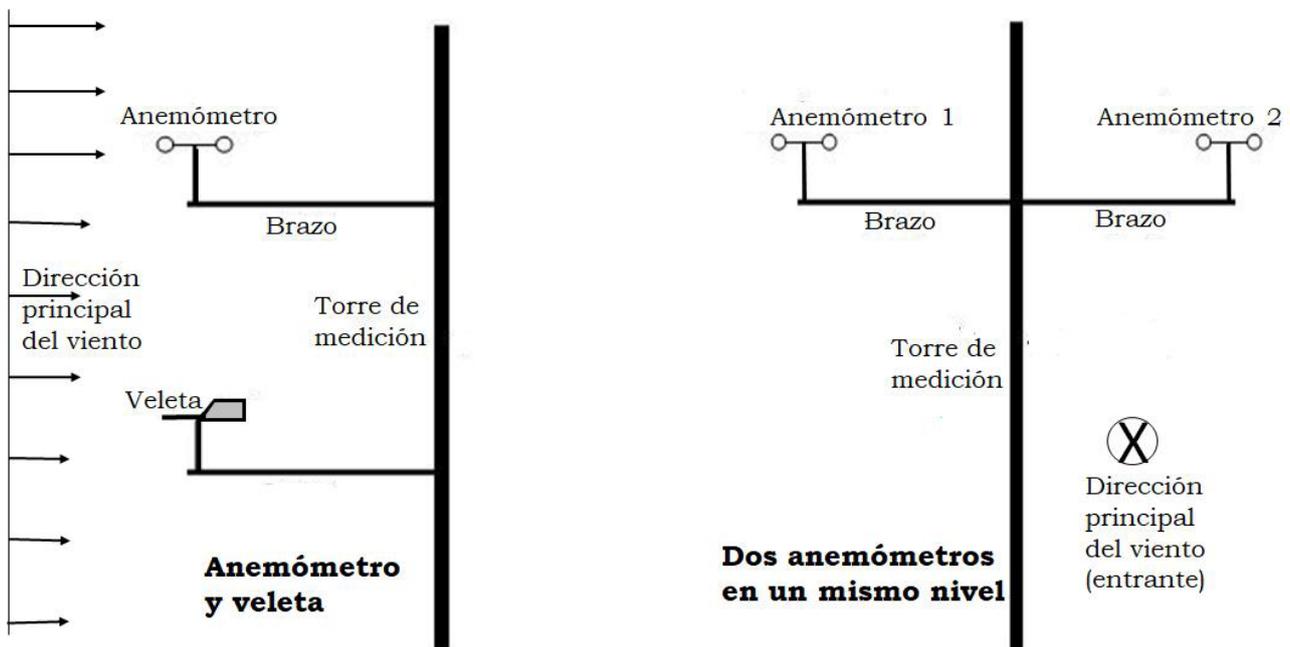


Figura 2.6: esquema de uno y dos anemómetros en torre de medición. [7].

Las figuras 2.7 y 2.8 muestran los esquemas de la torre anemométrica con: uno y dos anemómetros en la cima de la torre y la distancia mínima en la que no deben colocarse otros instrumentos [5].

Requisitos que deben cumplir anemómetros en torre de medición

En la etapa de diseño de una campaña de medición, se debe tener en cuenta una serie de requisitos, que están especificados en la norma UNE-EN-61400-12-1-2018. Solo algunos de ellos se mencionarán. Para tener un conocimiento completo de dichos requisitos, remitimos a los lectores a dicha norma [3] y/o a las Recomendaciones [5].

- Antes del montaje en la torre, el anemómetro debe estar calibrado; es posible que se requiera también una calibración posterior, cuando finalice la campaña de medición. Se debe comprobar que el instrumento mantiene su calibración durante la medición, lo que se logra utilizando uno de control, que podrá ser de copas (llamado también de cazoletas) o sónico.
- El sistema de adquisición de datos debe tener una frecuencia de muestreo de al menos 1 Hz.
- El anemómetro debe estar libre de influencia de los alambres tensores, y del pararrayos en el caso de los ubicados en la cima de la torre.
- Se deben evitar innecesarias protuberancias causadas por cables, alambres, abrazaderas, etc.

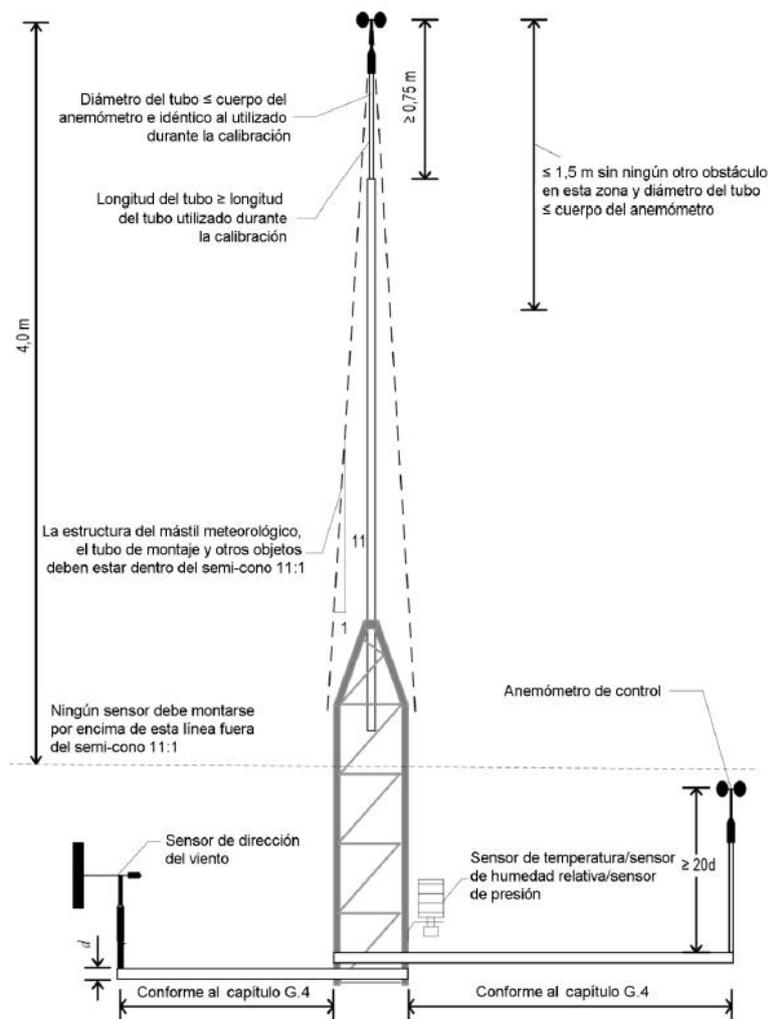


Figura 2.7: esquema de un anemómetro en la cima de torre de medición.

Fuente: norma IEC 61400-12-1 2018 [5].

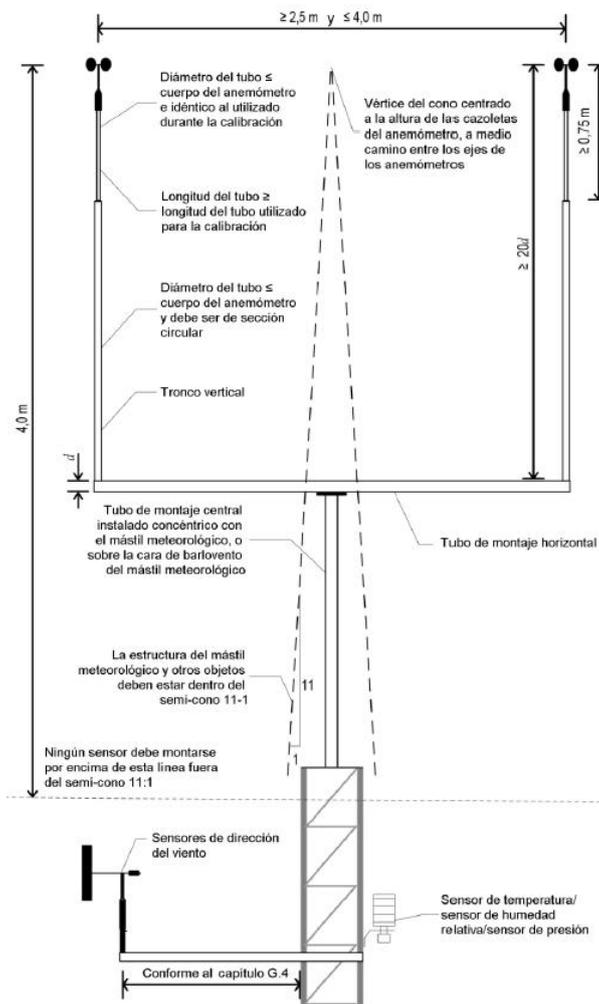


Figura 2.8: esquema de dos anemómetros en la cima de torre de medición de la norma se explica más adelante. Fuente, norma IEC 61400-12-1 2018, [5].

- Es deseable que el brazo sostén sea de sección circular, antes que rectangular o en ángulo.
- Elementos como abrazaderas deben ser compactas, y en lo posible, simétricas.
- El cable que conduce la señal eléctrica del rotor, de ser posible debe ir por dentro del brazo y por dentro de la torre; si esto no fuese posible, debe envolverse alrededor bien sujetado.
- El rotor del anemómetro debe estar separado verticalmente del brazo sostén, por lo menos 15 veces el espesor del brazo.
- Cuando en una altura se mida velocidad con un solo anemómetro, los datos del viento que viene desde la torre anemométrica, estarán influidos por la sombra de la torre. En el tratamiento de datos, éstos deben ser reemplazados por datos sintetizados con un programa adecuado para ello.

- El anemómetro que menor distorsión tendrá por presencia de la torre, es el que se monta en la cima de la torre. Se debe procurar la horizontalidad del plano del rotor, de manera que el ángulo de inclinación sea menor que dos grados. Deben respetarse las distancias mostradas en la figura anterior.
- Los medidores deben ser de calidad reconocida internacionalmente y calibrados.

2.1.3 Orientación de soportes de anemómetros según tipo de torre

La instalación de los sensores en la torre de medición se debe realizar de manera de minimizar la distorsión del flujo de aire incidente. La orientación del brazo soporte del anemómetro depende del tipo de torre, se colocará de manera tal de minimizar la distorsión de flujo por presencia de la torre.

Torre de sección circular (tubular)

- Si se instalará un anemómetro, el soporte debe estar orientado a unos 45° respecto de la dirección principal del viento, que es la dirección con menor distorsión. Distancia mínima (Rd) eje del anemómetro a eje de la torre: 4 diámetros de torre.
- Si se instalará un anemómetro en la dirección principal del viento hacia aguas arriba, la distancia mínima eje del anemómetro a eje de la torre 6.1 diámetros de torre, en este caso el déficit en la medición será del 1%. Si se quiere bajar al 0.5%, esa distancia debe ser de 8.2 diámetros de torre.
- Si se instalarán dos anemómetros, el soporte de cada uno debe estar orientado a 90° respecto de la dirección principal del viento. Distancia mínima eje de anemómetro a eje de torre: 7.2 diámetros de torre, en este caso las mediciones pueden sobreestimar un 1% la velocidad real; como lo indica la figura 2.9.

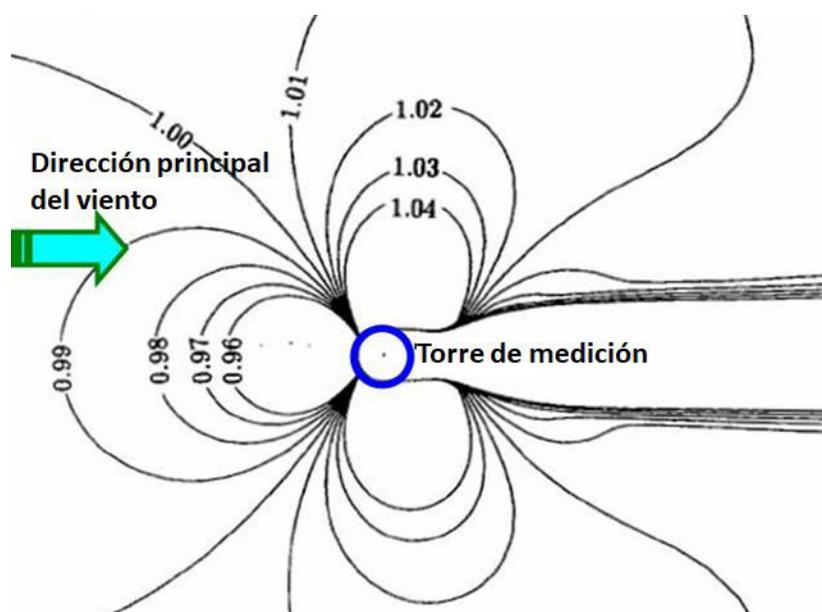


Figura 2.9: Perturbación de la velocidad del viento por torre de sección circular. Vista en planta. Fuente: [9].

Torre de sección triangular (reticulada)

- Si se instalará un anemómetro, el soporte debe estar orientado a 90° respecto de la dirección principal del viento, que es la dirección con menor distorsión, figura 2.10. Distancia mínima eje del anemómetro a eje de la torre: 3,7 veces L, siendo L la magnitud del lado de la sección de la torre.
- Si se instalarán dos anemómetros, en este caso, como la dirección con menor perturbación es la perpendicular a la dirección principal del viento, es lo mismo que cuando se coloca sólo un anemómetro: distancia mínima eje de anemómetro a eje de torre: 3,7 veces L. Es decir que para este tipo de torre es muy recomendable colocar dos anemómetros por nivel.
- Son de sección triangular, la norma IRAM la clasifica como C 45-12 SCH 40; otras características: tienen un peso de 3,39 kg por metro; deben ser galvanizadas en caliente y con un espesor no menor a 70 micrones; se pintan con los colores reglamentarios (rojo y blanco) y se montan de forma intercalada. Los tramos de torre pueden ser de seis metros y las uniones entre cada tramo a través de bridas soldadas y bulones de 12,7 mm de diámetro, aseguradas con doble tuerca. Deben tener balizas, pararrayos y puesta a tierra según normativas, y, para su montaje, contar con la autorización de ANAC (Administración Nacional de Aviación Civil).

Para las torres reticuladas se define un coeficiente de empuje CT , que depende de la solidez de la torre y de la resistencia aerodinámica de los miembros individuales que componen la estructura reticulada. La distorsión de flujo es una función del coeficiente CT y puede considerarse como la fuerza de resistencia por unidad de longitud de la torre.

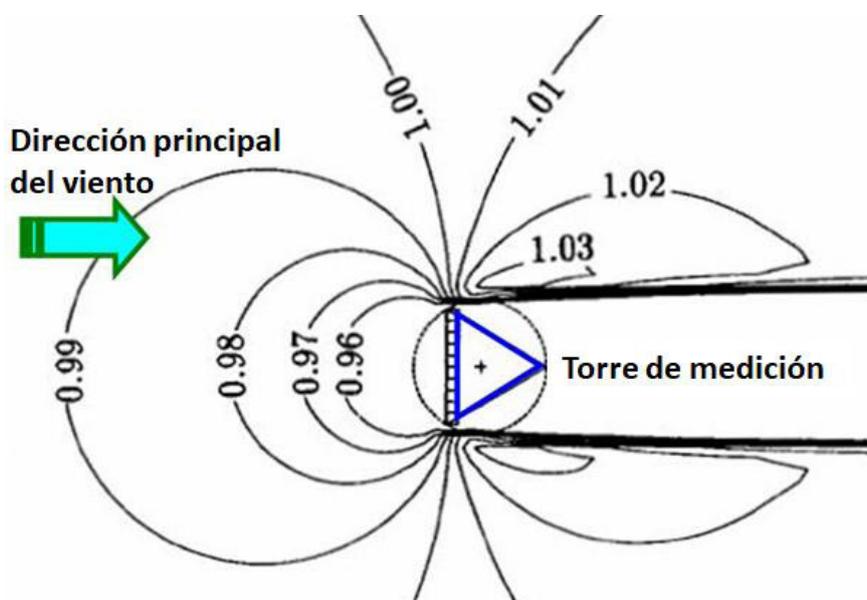


Figura 2.10: Perturbación de la velocidad del viento por torre reticulada de sección triangular, para $CT=0.5$. Vista en planta. Fuente: [9].

Puede que exista una subestimación importante de la velocidad de viento, cuando la dirección del viento coincide con la dirección de la posición de los anemómetros. La colocación de dos anemómetros por altura permite sustituir los datos con interferencia de la torre por datos no interferidos.

2.2 EXTENSIÓN DE SERIES DE DATOS DE VIENTO

2.2.1 Descripción del uso del método MCP

Contar con datos medidos de viento, de varios años, del lugar previsto para la futura central eólica, es una condición necesaria para el desarrollo del proyecto. Es muy probable que no se cuente con estos datos, pero sí suele haber datos medidos por estaciones meteorológicas más o menos cercanas, de varios años de duración, o lo que también es usual, comprar a empresas que venden hasta 30 años de datos, que llamamos Datos de Referencia, con los que hacer una correlación con los datos propios medidos. Se mide en el sitio durante algunos meses (al menos seis), y luego se extienden estos datos al período de tiempo de los datos de referencia mediante el método MCP (Medición – Correlación – Predicción).

En la medición de datos de viento, se obtiene velocidad y dirección del viento; luego se divide la rosa de los vientos en varios sectores de dirección, por ejemplo, 12 sectores de 30° cada uno, de manera que cuando se los lleva a un gráfico puede obtenerse algo como lo que se muestra en la figura 2.11.

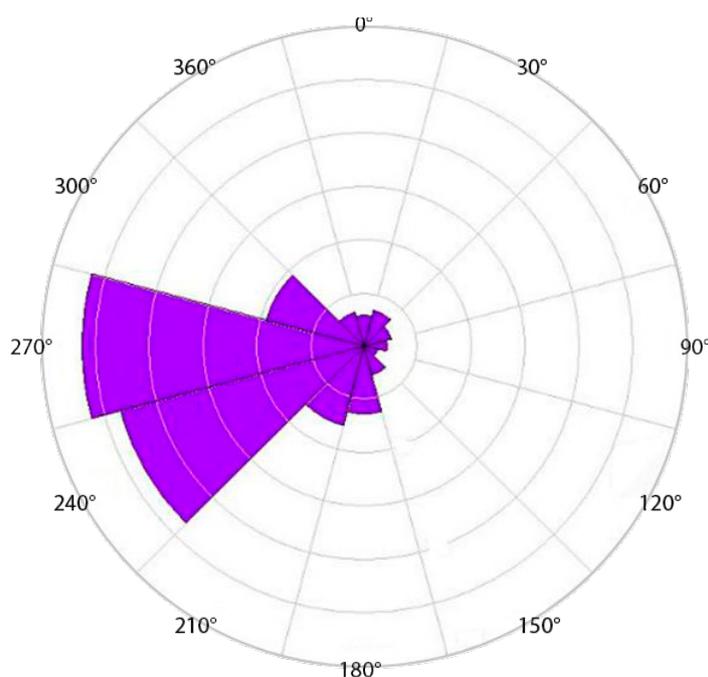


Figura 2.11: Rosa de los vientos, con 12 sectores de dirección. Obtenido del uso del programa Windographer.

2.2.2 Extensión de la serie de datos

Se explicará a continuación, una de las formas de realizar la extensión de series de datos de viento, en este caso utilizando cuadrados mínimos. Para este ejemplo, supondremos tener 6 meses de datos medidos en el sitio (U_i) y un conjunto de datos de referencia de 10 años (V_i). Mediante el método MCP se extenderán la serie de 6 meses medidos, a 10 años.

La correlación se hace con los datos de cada sector de dirección, que son concurrentes en dirección y tiempo en el sitio y en la estación de referencia. Es decir, como se indica en la tabla 2.3, si el 01/01/2022, a las 00:10 en el sitio, el viento vino del sector 1, y en la misma fecha y hora en la referencia también ésa fue la dirección del viento, estos datos se llevan a un gráfico U vs V, y se hace esto con todos los datos que cumplan con esta condición. Por ejemplo, si el 01/01/22 a las 01:30 en el sitio el viento vino del sector 1, pero en la estación de referencia vino desde otro sector distinto, estos datos no se correlacionarán, es decir no se llevarán al gráfico. Se hace esto con todos los 6 meses de datos medidos, para cada sector de dirección. Se tendrá, para el sector 1 de dirección, n pares de datos (U1,V1), ... (Un,Vn) que estarán en el gráfico. Luego se obtiene la ecuación de la recta que mejor los ajusta:

$$U = m \cdot V + c \tag{2.1}$$

Cuando tenemos la ecuación, conocemos la pendiente m y la ordenada al origen c. Se aplica esta ecuación a los otros 9.5 años de datos que sí tenemos en la estación de referencia, pero no en el sitio, para obtener precisamente estos, vea tabla 2.3.

d:m:a	h:m	Ui 6 meses	Vi 6 meses	m	d:m:a	h:m	Vi 10 años	Ui 10 años = m*Vi +c
01:01:22	00:10	8.51	7.90	m c	01:01:12	02:10	7.0	...
01:01:22	00:20	8.04	7.60		01:01:12	02:20	7.2	...
01:01:22	03:40	8.38	7.70		01:01:12	03:10	6.8	...
...

Tabla 2.3: Para un sector de dirección, datos de 6 meses del sitio y su extensión a los 10 años de la referencia, mediante el método MCP.

El esquema de la figura 2.12 muestra la extensión de serie de datos realizada.

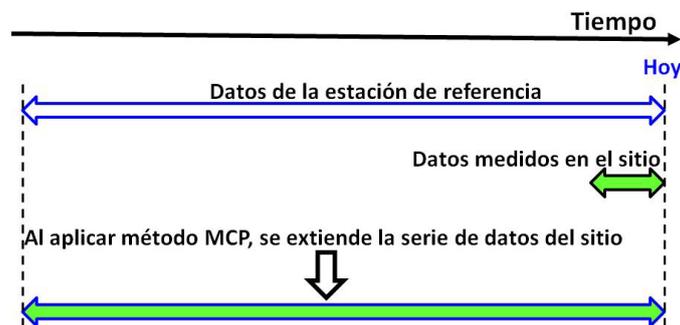


Figura 2.12: Esquema de la extensión de series de datos en el tiempo.

Luego, se utilizarán programas para realizar un tratamiento de datos (como Windographer) y otros para hacer mapa de vientos del sitio y diseñar el parque eólico (como WAsP, Meteodyn, Winpro, Windfarmer, Windsim, etc).

2.3 ESTADÍSTICA DEL VIENTO

El viento es un fenómeno aleatorio, entonces su tratamiento se hace en forma estadística. Si V es la velocidad del viento, y n la cantidad de valores medidos, la velocidad media V_m es:

$$V_m = (1/n)\sum V_i \quad (2.2)$$

Se define la desviación estándar (σ):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (V_i - V_m)^2}{n-1}} \quad (2.3)$$

σ da información de la dispersión de las medidas; así, valores grandes de sigma corresponderán a curvas chatas y con amplia dispersión, mientras que valores pequeños indican curvas angostas y altas, figura 2.13. La figura 2.14 muestra que el 68.3% de las mediciones están dentro del intervalo (valor medio $\pm \sigma$), mientras que el 95.5% de las mediciones están dentro del intervalo (valor medio $\pm 2\sigma$), etc. En este caso, la unidad de σ es m/s.

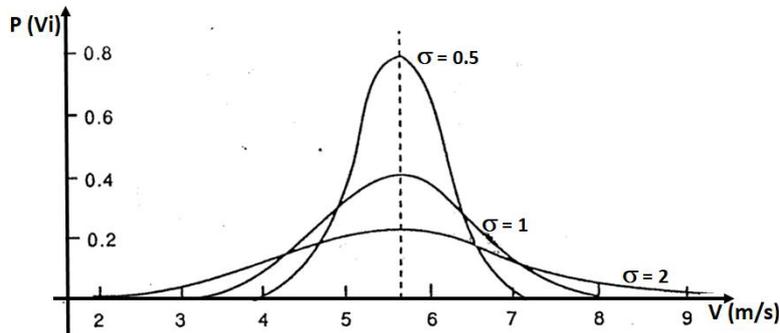


Figura 2.13: Forma de la curva normal según valores de desviación estándar. [9].

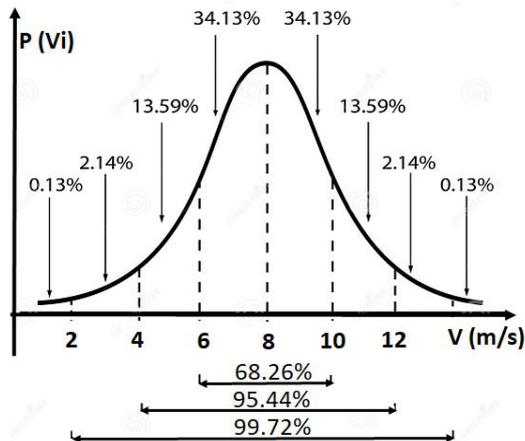


Figura 2.14: % de valores dentro del intervalo ($V_m + n$). [9].

Si consideramos a los datos de velocidad como valores discretos (no como una función continua), podemos tener:

- Bin de 1 m/s, entonces por ejemplo en el bin de 4 estarán todos los datos con valores entre 3.55 y 4.55 m/s, como se ve en la tabla 2.4a
- Bin de 0.5 m/s, entonces en el bin de 26 estarán todos los datos con valores entre 25.75 y 26.25 m/s, como se ve en la tabla 2.4b.

V (m/s)	m (hs)
0.25	60
1	58
2	95
3	150
4	200
5	300
.....
.....
25	5
26	3
27	0
28	0
29	0

a)

V (m/s)	m (hs)
0.125	30
0.5	28
1	48
1.5	75
2	100
2.5	150
.....
.....
25	3
25.5	2
26	2
26.5	1
27	0
27.5	0
28	0

b)

Tablas 2.4a y 2.4b: Datos de velocidad, bin de 1 y 0.5 m/s respectivamente.

Cuando se tienen los datos de esta forma, se puede calcular la velocidad media V_m del viento con:

$$V_m = \left(\frac{1}{n}\right) \sum m_i * V_i \quad (2.4)$$

En una cantidad n de datos medidos, se define probabilidad P de tener una velocidad discreta V_i :

$$P(v_i) = m_i/n \quad (2.5)$$

La suma de todas las probabilidades debe ser igual a uno.

Se define función de distribución acumulativa $F(V_i)$ a la probabilidad de que una velocidad sea menor o igual que una V_i dada:

$$F(V_i) = \sum_{j=1}^i P(V_j) \quad (2.6)$$

La probabilidad de que la velocidad esté entre dos valores V_a y V_b , mediante:

$$P(V_a \leq V \leq V_b) = \sum_{i=a}^b P(V_i) \quad (2.7)$$

Si en lugar de una tabla con valores discretos, trabajamos con una función matemática continua:

- La probabilidad $P(v_i)$ se convierte en una función de densidad de probabilidad $f(v)$, continua; en la figura 2.15a se ve esta función para una distribución normal;
- La función de distribución acumulativa $F(v)$, figura 2.15b, cambia la sumatoria por una integral:

$$F(V) = \int_0^V f(v) dv \quad (2.8)$$

En este caso la velocidad media V_m y la varianza, se calculan con:

$$V_m = \int_0^{\infty} V \cdot f(v) \cdot dv \quad \sigma^2 = \int_0^{\infty} (V - V_m)^2 f(v) \cdot dv \quad (2.9)$$

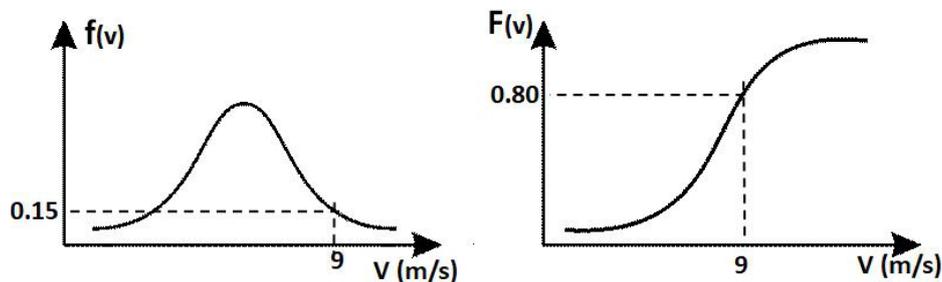


Figura 2.15a y 2.15b: Funciones densidad de probabilidad $f(v)$ y de distribución acumulativa $F(v)$. A modo de ejemplo cualitativo, el 15% de las horas del año la velocidad del viento será de 9 m/s (en realidad entre 8,5 y 9,5) y el 80% del tiempo la velocidad será menor o igual que 8,5 m/s. Corresponden a una distribución normal, cabe la aclaración que el viento tiene otro tipo de distribución, por lo que su tratamiento se hace con la función de distribución de Weibull o de Rayleigh. [9].

2.3.1 Distribución de Weibull

Para el tratamiento estadístico de datos de viento, la distribución de mayor precisión es la de Weibull [8], cuya probabilidad (o densidad de probabilidad, para $\text{bin} = 1 \text{ m/s}$), y la probabilidad acumulativa, son, respectivamente:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp - \left[\left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.10)$$

$$F(v) = 1 - \exp - \left[\left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.11)$$

Donde:

c: parámetro de escala, en (m/s).

k: parámetro de forma, adimensional.

V: velocidad del viento, en (m/s).

A valores mayores de k, la curva será más angosta y el pico, que indica la velocidad más frecuente, se desplaza hacia valores de velocidad mayores, figura 2.16.

Los parámetros de Weibull se pueden calcular mediante las (2.12) y (2.13), en donde Γ es la función gama; la desviación estándar σ mediante la (2.14):

$$c = V_{med} / \Gamma(1+1/k) \quad (2.12)$$

$$k = (\sigma / V_{med})^{-1.086} \quad (2.13)$$

$$\sigma = c[\Gamma(1+2/k) - \Gamma^2(1+1/k)]^{1/2} \quad (2.14)$$

La probabilidad de obtener una determinada velocidad de viento V_a , se puede calcular mediante la ecuación siguiente (ΔV es el bin de velocidad):

$$f(V_a) = \frac{k}{c} \left(\frac{V_a}{c} \right)^{k-1} \exp - [(V_a/c)^k] \cdot V \quad (2.15)$$

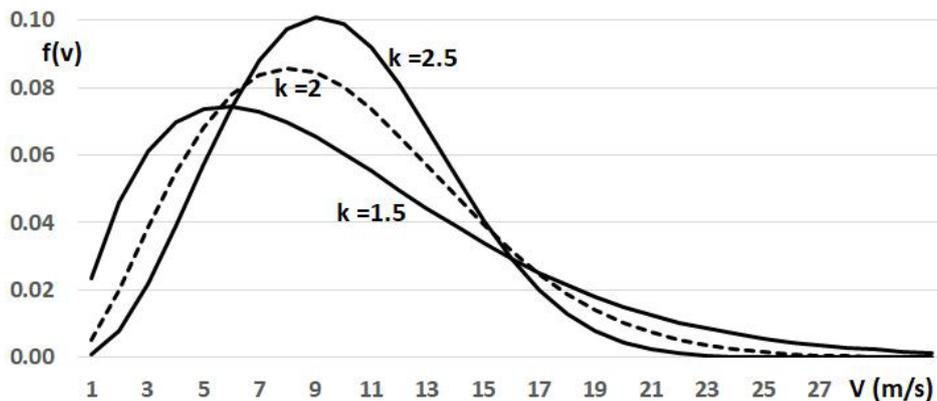


Figura 2.16: Distribución de Weibull según tres valores del parámetro k , para un mismo c . [9].

El producto del resultado de esta ecuación por las 8760 horas del año, da la cantidad de horas que el viento tendrá velocidad V_a en el año. Se observa que, con esto último, se puede generar una tabla de distribución de velocidades de viento, conociendo k y c , como se indica a continuación en la figura 2.17.

V (m/s)	m (hs)		V (m/s)	m (hs)
0.25			0.25	60
1			1	58
2			2	95
3			3	150
4			4	200
5		→	5	300
.....		
.....		
25			25	5
26			26	3
27			27	0
28			28	0
29			29	0

Figura 2.17: Obtención de la cantidad de horas por año de cada velocidad de viento, aplicando la ecuación 2.15. El bin en este caso (ΔV) es de 1 m/s.

Dada la tabla de la izquierda de la figura 2.17, aplicando la ecuación (2.15) se obtiene la columna de las horas por año en cada velocidad de viento, como se ve en la tabla de la derecha de la misma figura.

La probabilidad acumulativa es:

$$F(Va) = P(V \leq Va) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{Va}{c}\right)^k\right] \quad (2.16)$$

El producto del resultado de esta ecuación por las 8760 horas del año, dará la cantidad de horas que el viento tiene velocidad menor o igual que “Va”. Por ejemplo, si se quiere saber la cantidad de horas por año con velocidad menor o igual a 12 m/s, se debe reemplazar “Va” por 12.5, y así.

El complemento de lo anterior:

$$1 - F(Va) = P(V \geq Va) = \exp\left[-\left(\frac{Va}{c}\right)^k\right] \quad (2.17)$$

El producto del resultado de esta ecuación por las 8760 horas del año, dará la cantidad de horas que el viento tiene velocidad mayor o igual que “Va”. Si se trata de 12 m/s, se debe reemplazar “Va” por 11.5, y así.

La probabilidad de que la velocidad del viento esté entre dos valores V1 y V2:

$$P(V1 \leq V \leq V2) = \exp\left[-\left(\frac{V1}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{V2}{c}\right)^k\right] \quad (2.18)$$

En forma similar a lo que se dijo antes, si se quiere saber la cantidad de horas del año en que el aerogenerador estará en funcionamiento, esto es, en que la velocidad del viento estará comprendida entre la velocidad de arranque (4 m/s) y la de corte (25 m/s), se reemplazará V1 por 3.5, y V2 por 25.5 y a este resultado se lo multiplica por las 8760 horas del año.

Los parámetros k y c de Weibull

La distribución de Weibull queda totalmente determinada conociendo los parámetros c (factor de escala) y k (factor de forma). Estos dos parámetros son ajustables, lo que le da a esta distribución gran versatilidad y capacidad de adaptarse a las diferentes formas de los datos de viento del lugar. Tiene por tanto una mayor flexibilidad frente a otras distribuciones.

El factor de escala (c) se expresa en m/s, se relaciona de forma directa con la velocidad media: $c \approx 1.1 \cdot V_m$

El factor de forma (k) es adimensional, modifica la simetría de la distribución; da una idea de la dispersión de valores:

k cercano a 1 \rightarrow distribuciones muy asimétricas, peor aprovechamiento.

k elevado ($k > 2-3$) \rightarrow distribuciones simétricas, similares a la distribución normal de Gauss.

A mayores valores de k , la curva se hace más angosta, el pico (que indica la velocidad más frecuente) se ubicará cerca de la velocidad promedio y se desplaza hacia valores de velocidad mayores, figura 2.18.

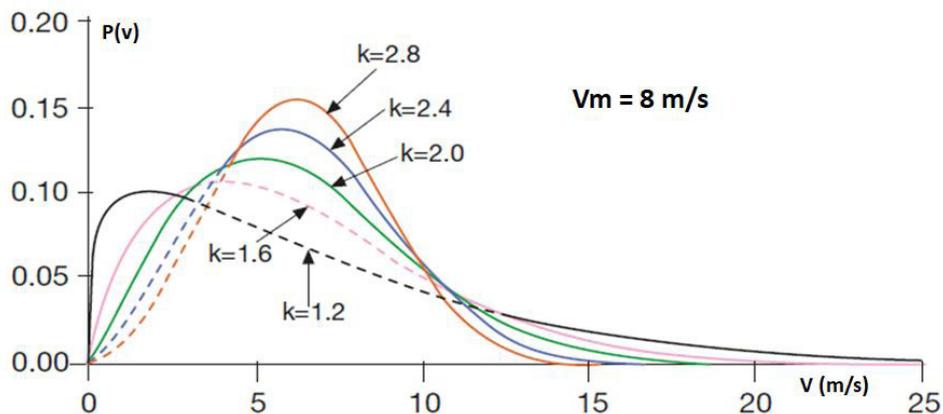


Figura 2.18: Distribución de Weibull para distintos valores del parámetro k . Gráfico obtenido del programa Windographer.

A mayor valor de k , menor dispersión en torno al valor medio, por ejemplo, en vientos alisios. En función de la morfología del terreno y del régimen de vientos del lugar, k toma valores distintos. La tabla 2.5 indica valores típicos para distintas morfologías del terreno.

Factor k	Tipo de terreno	Régimen de vientos
1.2 a 1.7	Montañoso	Muy variable
1.8 a 2.5	Llanuras. Pocas colinas	Variable
2.5 a 3.0	Campo abierto	Algo regular
3.1 a 3.5	Zonas costeras	Regular
3.5 a 4.0	Mar, islas	Muy regular

Tabla 2.5: Factor de forma k para tipos de terrenos.

La tabla 2.6 indica valores del factor de forma k para algunas localidades de provincias argentinas, a unos 80 m sobre el suelo.

La Rioja, Sur	Santiago d. E, Ojo de Agua	Buenos Aires	Chubut SE Garayalde	Chubut Rawson	Santa Cruz E Puerto Deseado
2.2	2.3	2.7	2.4	3.6	2.8

Tabla 2.6: Factor de forma k de Weibull para algunos sitios de provincias argentinas.

Para un valor constante de k , si se hace variar la velocidad media del viento, a medida que ésta aumenta, el máximo de las curvas se desplaza hacia los valores de velocidades mayores y disminuye la probabilidad del valor pico, como se ve en la figura 2.19.

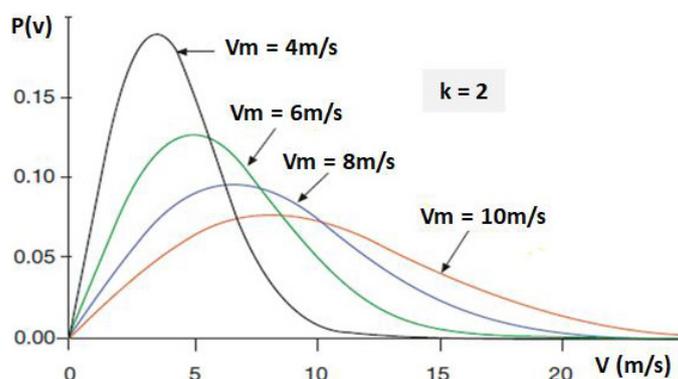


Figura 2.19: Distribución de Weibull para varios valores de V_m , valor constante $k=2$. Gráfico obtenido del programa Windographer.

Determinación de los factores k y c

Los factores k y c pueden determinarse mediante el método de los cuadrados mínimos, con una planilla de cálculo. A partir de la (2.11) se obtiene:

$$\ln[-\ln(1-F(v))] = k \cdot \ln v - k \cdot \ln c \quad (2.19)$$

$$y = a \cdot x + b \quad (2.20)$$

Donde: $y = \ln[-\ln(1-F(v))]$, $a = k$, $x = \ln v$, $b = -k \ln c \rightarrow c = e^{-b/k}$

Entonces, para determinar los parámetros k y c se debe completar la tabla 2.7, en la que la primera y tercera columnas son datos.

Se debe graficar $V_i = f(x_i)$; se obtienen la pendiente y la ordenada al origen, y luego los parámetros k y c .

V_i (m/s)	$x_i = \ln V_i$	m_i	$p(V_i) = m_i/n$	$F(V) = \sum p(V_i)$	y_i
0.25					
1					
...					
25					

Tabla 2.7: Determinación de los parámetros k y c de Weibull.

Determinación de la Producción Anual de Energía (PAE)

La PAE se puede calcular integrando, entre 0 y la velocidad de corte V_c , el producto de la Potencia generada por el aerogenerador $P(v)$ y la distribución de velocidades $f(v)$ de Weibull, como se indica en la (2.21), en la que 8760 son las horas del año:

$$PAE = 8760 \int_0^{V_c} P(v) f(v) dv \quad (2.21)$$

En la mayoría de los sitios los valores de k están comprendidos entre 1.3 y 4.3; cuando no se dispone de muchos datos se acepta la simplificación de hacer $k=2$ con lo que la distribución resultante es la de Rayleigh, que veremos a continuación.

2.3.2 Distribución de Rayleigh

La expresión de la probabilidad (o densidad de probabilidad) es [8]:

$$f(V) = \frac{1}{2} \left(\frac{V}{V_m} \right)^2 \exp \left[- \left(\frac{V}{V_m} \right)^2 \right] \quad (2.22)$$

Donde:

V : velocidad del viento, en (m/s).

V_m : velocidad media del viento, en (m/s).

La probabilidad de obtener una determinada velocidad de viento V_a es:

$$F(V_a) = \frac{1}{2} \left(\frac{V_a}{V_m} \right)^2 \exp \left[- \left(\frac{V_a}{V_m} \right)^2 \right] V \quad (2.23)$$

Donde ΔV es el bin de velocidad, en (m/s). El producto del resultado de esta ecuación por las 8760 horas del año, dará la cantidad de horas que el viento tendrá velocidad V_a en el año. Como una consecuencia, se puede notar que, sólo conociendo la velocidad media del lugar (V_m), se puede generar una tabla de distribución de velocidades de viento, en modo similar a lo explicado en la figura 2.17.

La probabilidad acumulativa $F(V_a)$ es:

$$F(V_a) = P(V \leq V_a) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V_a}{V_m} \right)^2 \right] \quad (2.24)$$

El producto del resultado de esta ecuación por las 8760 horas del año, dará la cantidad de horas que el viento tiene velocidad menor o igual que “Va”. En consecuencia, el complemento de lo anterior dará la probabilidad de que el viento tenga velocidad mayor que Va:

$$P(V \geq V_a) = \exp\left[-\left(\frac{V_a}{V_m}\right)^2\right] \quad (2.25)$$

Se puede calcular también la probabilidad de que la velocidad del viento esté entre dos valores V1 y V2, por ejemplo, si nos interesa saber cuántas horas por año el aerogenerador estará generando, V1 será la velocidad de arranque y V2 la velocidad de corte:

$$P(V_1 \leq V \leq V_2) = \exp\left[-\left(\frac{V_1}{V_m}\right)^2\right] - \exp\left[-\left(\frac{V_2}{V_m}\right)^2\right] \quad (2.26)$$

2.4 EL VIENTO EN LA SUPERFICIE

La fricción entre el aire y el terreno frena al viento cerca del suelo, originando un perfil de velocidad de viento en función de la altura, conocido también en la jerga eólica como “wind shear”. La variación de la velocidad con la altura depende en gran medida de la naturaleza del terreno (rugosidad) y de los obstáculos (edificios, árboles, rocas, etc.).

¿Qué influye en la velocidad del viento y en su perfil? Se considerará la influencia de:

- Resguardos y obstáculos: edificaciones y árboles.
- Topografía: colinas, precipicios, sierras.
- Rugosidad del terreno: vegetación, edificaciones.

2.4.1 Obstáculos

Los obstáculos son construcciones o barreras de árboles. Los obstáculos locales, dentro de un radio de 500 a 1000 m (según la altura del molino), se consideran como tales. Más allá de esta distancia, se incluyen en la rugosidad. Hoy en día, tanto los aerogeneradores como las torres de medición, tienen alturas de magnitud suficiente como para que obstáculos como construcciones de hasta dos plantas no influyen en manera apreciable. En cambio, en pequeños aerogeneradores sí se deben tener en cuenta, instalándolos alejados de obstáculos, porque en estos casos, no sólo que perturbarían las medidas de anemómetros instalados a alturas de hasta dos veces la del obstáculo, sino que también provocan turbulencias que afectan la vida útil del molino. En las cercanías del obstáculo, el flujo de viento perturbado es hasta dos veces la altura del mismo.

2.4.2 Efectos de la topografía sobre la velocidad del viento

Respecto de la topografía, se definen dos tipos de terreno:

Terreno Simple, es plano, sin notables variaciones de elevación del terreno. El viento es influenciado principalmente por la rugosidad del terreno (edificaciones, arboledas).

Terreno Complejo, tiene considerables variaciones orográficas y pendientes pronunciadas. El viento es influenciado principalmente por la topografía (montañas, sierras, cañones, valles).

La figura 2.20 muestra una de las condiciones para que un terreno clasifique como simple.

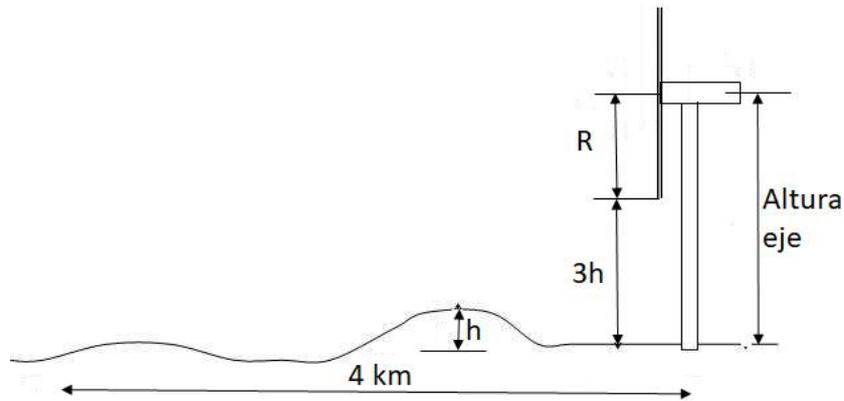


Figura 2.20: Una de las condiciones que debe cumplir un terreno simple. [9].

Terreno con rasgos de pequeña escala

Sierras: son montañas con altura menor que 600 m, sin terreno plano en su cima, o es muy pequeño. La relación de longitud/altura debe ser por lo menos 10. En este caso la forma de la sierra acelera el flujo sobre su cima, según indica la figura 2.21. Se deben evitar las zonas de turbulencia, figura 2.22.

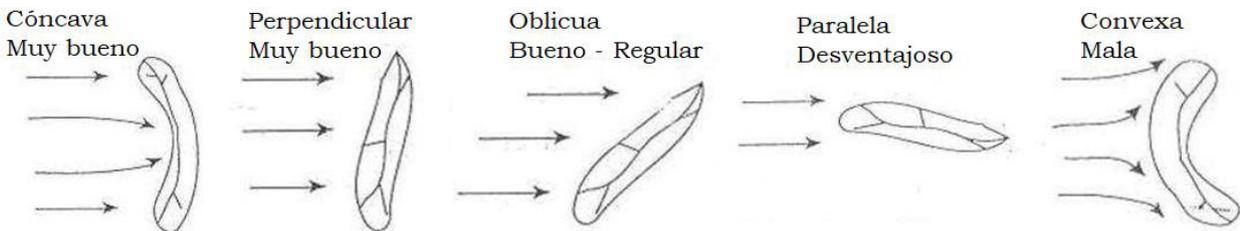


Figura 2.21: Efectos de sierras en velocidad del viento en su cima. Vista en planta. [9]

Acantilados: En su parte superior el viento aumenta la velocidad respecto a su valor aguas arriba sin perturbar. Pero la turbulencia que provoca el acantilado hace que haya una zona en donde no es aconsejable la ubicación de aerogeneradores.

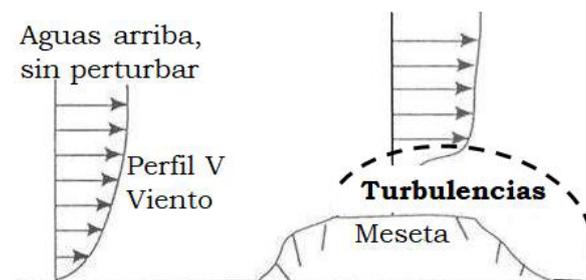


Figura 2.22: Zona de turbulencias por accidente topográfico. [9].

La figura 2.23 muestra la variación de la velocidad del viento obtenidas con mediciones realizadas en la colina de Askervein, a 10 m sobre el suelo (puntos) y diversos modelos orográficos (cuadrados y líneas llena y punteada). Se observa que en la cima la velocidad del viento aumenta en un 80%.

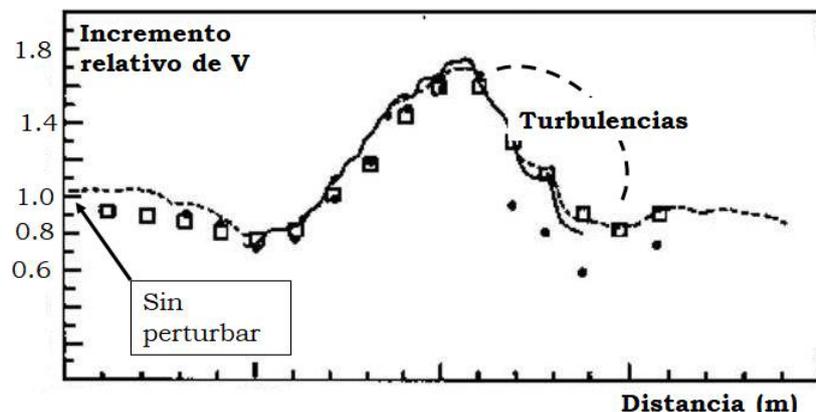


Figura 2.23: Variación de la velocidad por la presencia de una colina. [9].

En la cima de accidentes topográficos si éstos son abruptos, como así también a sotavento de los mismos, se presentan zonas con turbulencias en las que no es aconsejable la ubicación de aerogeneradores. La gran mayoría de los informes existentes sobre comportamiento del viento en zonas montañosas, cañones y valles, son cualitativos; por lo tanto, para determinar con precisión el viento en estas zonas, se debe medir.

En líneas generales, para la ubicación de los aerogeneradores in situ, se sigue que: en las planicies, la consideración principal es el espacio entre aerogeneradores; en las mesetas, la mayor velocidad de viento está en el borde que enfrenta la dirección predominante, entonces, es probable que sólo haya una fila; en terrenos ondulados, si otras cuestiones no lo imposibilitan, se colocarán en las cimas; en los terrenos complejos (montañas y acantilados), se requiere de un estudio muy cuidadoso.

2.4.3 Rugosidad del terreno y su efecto en la velocidad del viento

Son irregularidades en la superficie del suelo (vegetación, áreas edificadas) que producen la disminución de velocidad del viento.

En la figura 2.24, se muestran dos perfiles en altura de la velocidad del viento, para suelos con dos rugosidades distintas: a y b. Por la forma de los perfiles, es evidente que la rugosidad a es mayor que la rugosidad b. A una altura h sobre el suelo, el viento tendrá una velocidad V_1 en un caso y V_2 en el otro, siendo $V_1 < V_2$ debido a las rugosidades.

A la altura de las palas de aerogeneradores puede haber una importante variación de velocidad de viento, puesto que la longitud de cada pala es del orden de 50 m.

A gran altura sobre el suelo (más de 1000 m), el efecto de la rugosidad es despreciable y la velocidad del viento está sujeta solo a las condiciones meteorológicas.

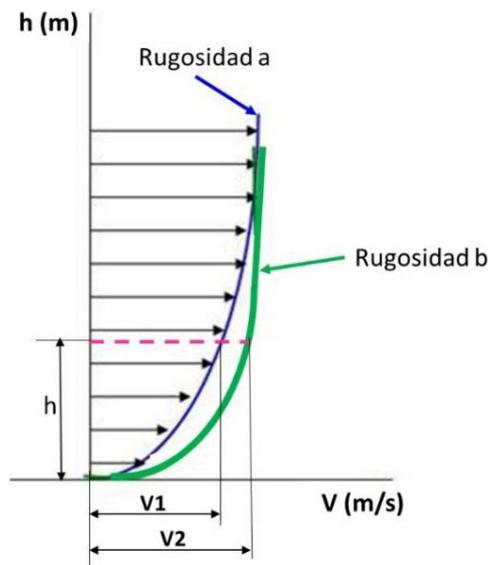


Figura 2.24: Perfiles de velocidad de viento en suelos con rugosidades distintas.

Para caracterizar la rugosidad se consideran tres parámetros: clase de rugosidad, longitud de rugosidad (Z_0) y exponente de rugosidad (α). Los tres describen de alguna manera el tipo de suelo y en función de ello, adoptan sus valores, como se muestra en la tabla 2.8.

α	Clase de rugosidad	Z_0	Tipo de paisaje
0.09	0	0.0002	Superficie de agua
0.12	0.5	0.0024	Terreno completamente abierto con superficie lisa (pistas de aeropuerto, césped cortado)
0.15	1	0.03	Área agrícola abierta sin cercado con edificios muy dispersos. Colinas suaves redondeadas
	1.5	0.055	Área agrícola, algunas casas y árboles de 8 m de alto, distancia 1250 m entre sí.
0.20	2	0.1	Área agrícola, algunas casas y árboles de 8 m de alto, distancia 500 m entre sí.
	2.5	0.2	Área agrícola, muchas casas, árboles de resguardo de 8 m de alto, a 250 m entre sí.
0.3	3	0.4	Ciudades pequeñas, bosques, terreno accidentado y muy desigual.
	3.5	0.8	Ciudades con edificios altos
	4	1.6	Ciudades muy grandes con edificios muy altos.

Tabla 2.8: Exponente y longitud de rugosidad según tipo de suelo o paisaje.

2.4.4 Ecuaciones para cálculo de velocidad de viento en altura

Ecuación exponencial

$$V_2 = V_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (2.27)$$

Donde:

V2: velocidad de viento a la altura h2.

V1: velocidad de viento a la altura h1.

α : exponente de rugosidad.

Si se conoce el valor de la velocidad del viento a dos alturas distintas, se despeja α y se calcula, eliminando de este modo la subjetividad que podría ocurrir al utilizar las tablas anteriores. De hecho, la velocidad se mide a varias alturas. Por su simplicidad, probablemente esta ecuación sea la más utilizada.

Ecuación logarítmica

En ésta interviene, además, la longitud de rugosidad Z_0 , en m.

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{h_2}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{Z_0}\right)} \quad (2.28)$$

En terrenos complejos, montañosos, es probable que no se cumplan estas dos últimas ecuaciones.

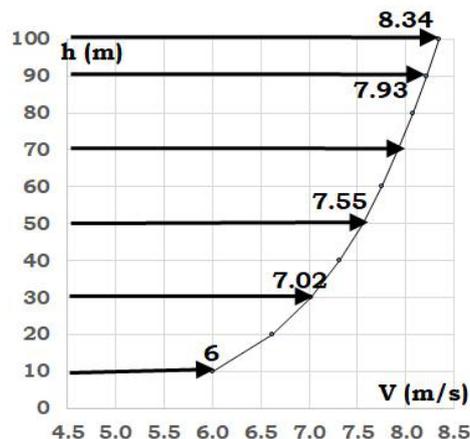


Figura 2.25: Velocidad de viento en altura, según ecuación 1.37, $\alpha = 0.143$.

La figura 2.25 muestra la variación de valores de velocidad de viento en altura, calculados con la ecuación (2.27), para un $\alpha = 1/7 = 0.143$, partiendo de una altura h_1 de 10 m con una velocidad $V_1 = 6.00$ m/s.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ammonit. jun/2024. <https://www.ammonit.com/en/products/wind-sensors/anemometers/product-details/anemometer-thies-first-class-advanced-x/>
- [2] NRG 200M Wind Vane. 2/jun/2024. <https://www.nrgsystems.com/products/met-sensors/detail/nrg-200m-wind-direction-vane/>
- [3] IEC 61400-12-1: Aerogeneradores. Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad, 2018.
- [4] Ammonit-ultrasonico. 2/jun/2024. <https://www.ammonit.com/en/products/wind-sensors/ultrasonic-anemometers/product-details/ultrasonic-anemometer-thies-3d-heating-in-arms-and/#details>
- [5] H. F. Mattio and F. Tilca, Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores. 2009. Min. de Planificación Federal. Buenos Aires. 32pp. <http://www.inenco.unsa.edu.ar/energia-eolica/>
- [6] NRG-datalogger. 2/jun/2024. <https://www.nrgsystems.com/products/data-loggers/detail/symphoniepro-data-logger/>
- [7] Ammonit-datalogger, jun/2024. <https://www.ammonit.com/en/products/data-loggers/meteo-40-plus/product-details/meteo-40s/#specifications>
- [8] IEC 61400-1. Wind Energy Generation Systems. 2019
- [9] 2011. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA. Héctor Mattio, Fernando Tilca, R. Jones. ISBN: 978-987-33-1584-8. Editorial Milor. Salta.

CAPÍTULO 3

Aerogeneradores

3.1 AEROGENERADORES

Un aerogenerador, turbina eólica o molino es una máquina simple: el movimiento del aire es convertido por las palas en un torque en el eje; el par de torsión se convierte en energía eléctrica en un generador, y fluye a la red. Es decir, transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica (sin usar combustible). El viento hace girar las palas y éstas mueven al generador eléctrico. Se muestra en la figura 3.1 una clasificación de aerogeneradores; los de eje horizontal son los de mayor uso en el mundo.



Figura 3.1: Una clasificación de aerogeneradores. Los de eje horizontal son, por lejos, los de mayor uso en el mundo.

3.1.1 Clasificación según fuerza motriz

Según cuál de las fuerzas generadas por el viento se use como fuerza motriz, los aerogeneradores pueden ser de sustentación (también llamada fuerza de elevación) o de resistencia (también llamada fuerza de arrastre).

Fuerza motriz de resistencia

En los de este tipo, la fuerza que hace girar al rotor proviene del choque de las moléculas del aire con las palas, llamada fuerza de Resistencia (D). El viento empuja las palas forzando al rotor a girar sobre su eje; como consecuencia, la velocidad de las palas no puede superar la velocidad del viento. Ejemplos de dispositivos de resistencia al viento son el anemómetro de copas, el molino Savonius y una versión modificada y mejorada conocida como Rotor Helicoidal (figura 3.2), como también los veleros que navegan con viento de popa.

Comercialmente no es común la existencia de aerogeneradores de arrastre que se utilicen para generar energía eléctrica, por su baja eficiencia. Sin embargo, sí los hay para bombeo de agua, como el pequeño molino multipala, probablemente el de mayor uso en el mundo en cuanto a cantidad. Se estima que en la llanura pampeana, en Argentina, existen alrededor de 400.000 molinos multipala en existencia, siendo esta zona la de mayor concentración de estos ejemplares en el mundo[1]. Estos molinos, suelen ubicarse arriba mismo del pozo de agua del que hacen el bombeo. El rotor Savonius, por su bajo costo y facilidad de construcción, también suele utilizarse con este fin.

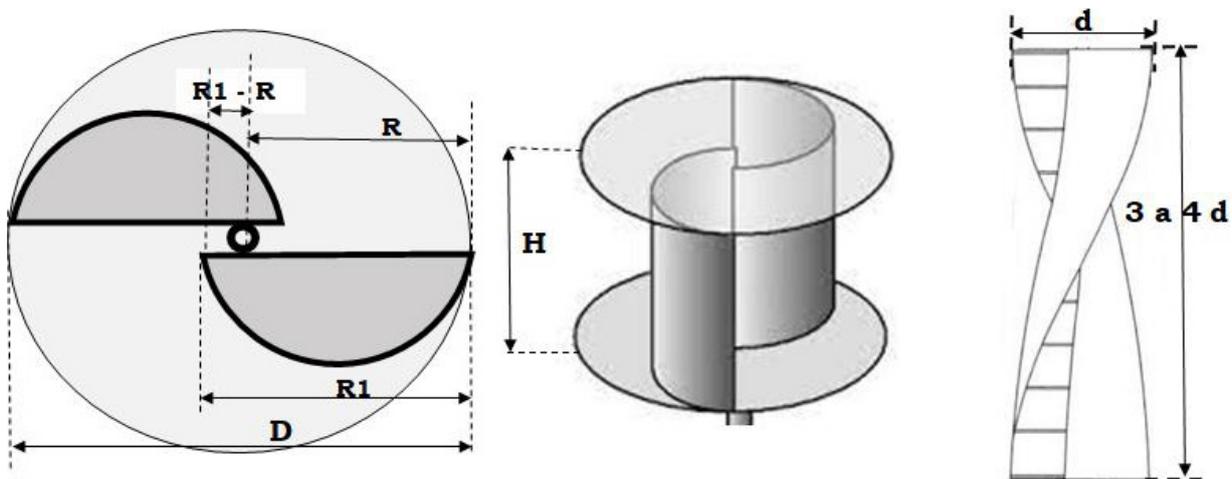


Figura 3.2: Esquemas de los rotores Savonius y Helicoidal o Windside. [8].

Se puede estimar la potencia máxima, en Vatios, que se puede obtener del rotor Savonius, la que está en función de H y D, ambas indicadas en la figura, y de la velocidad del viento V:

$$P_{\max}(W) = 0.17 H D V^3 \quad (3.1)$$

Fuerza motriz de sustentación

En los de este tipo, el viento circula por ambas caras de la pala con velocidades distintas, creando por Efecto Bernoulli, en una de ellas una presión mucho mayor que en la otra, figura 3.3, y entonces una fuerza, llamada de Sustentación (L), empuja a la pala a girar, como en el ala de avión que lo empuja a elevarse.

En la figura 3.3, aplicando Bernoulli en ambos lados de la pala, llamando P1, P2 a las presiones en cada cara, ρ a la densidad del aire, V1, V2 a la velocidad del viento en cada cara, A al área de la parte de pala en estudio, tenemos que:

$$P_1 + \left(\frac{1}{2}\right)\rho V_1^2 = P_2 + \left(\frac{1}{2}\right)\rho V_2^2 \rightarrow (P_1 - P_2)A = \left(\frac{1}{2}\right)\rho(V_1^2 - V_2^2) \rightarrow \quad (3.2)$$

$$L = L_1 - L_2 = \left(\frac{1}{2}\right)\rho(V_1^2 - V_2^2)$$

La fuerza de sustentación, L, ocurre a lo largo de la pala, crece con V2, mientras que la energía extraída por el rotor del aerogenerador crece con V3. Además, la velocidad resultante del viento, que “ve” la pala, cambia con la distancia al eje. Entonces, la resistencia estructural de la pala requiere de un cuidadoso diseño que al mismo tiempo extraiga la máxima energía del viento.

Las palas pueden moverse más rápido que el viento incidente y son más eficientes en términos de aerodinámica y de cantidad de material utilizado.

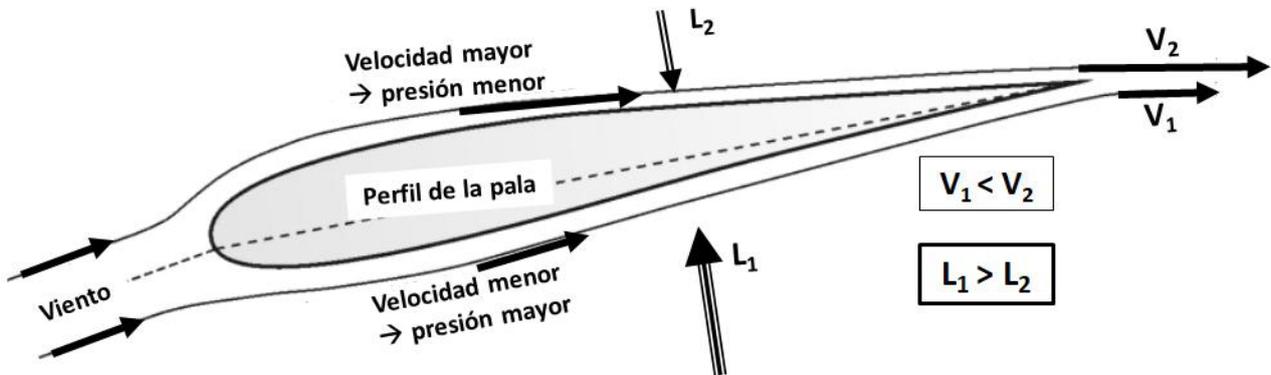


Figura 3.3: Efecto Bernoulli y fuerzas de sustentación.

En la figura 3.4 se muestran en forma esquemática, a la parte de un aerogenerador sobre la que incide el viento con velocidad V ; el sentido de las fuerzas de arrastre D y de sustentación L sobre el perfil de la pala; la suma vectorial de la velocidad del viento con la velocidad tangencial V_ω que se traduce en una velocidad de viento para la pala y que se origina por el giro de la pala, entonces $V_\omega = \omega \cdot R$, donde ω es la velocidad angular de las palas. En consecuencia, la velocidad resultante actuante sobre la pala será V_R , que es la suma vectorial de la velocidad del viento V más V_ω . La fuerza L es perpendicular a V_R , mientras que D es paralela.

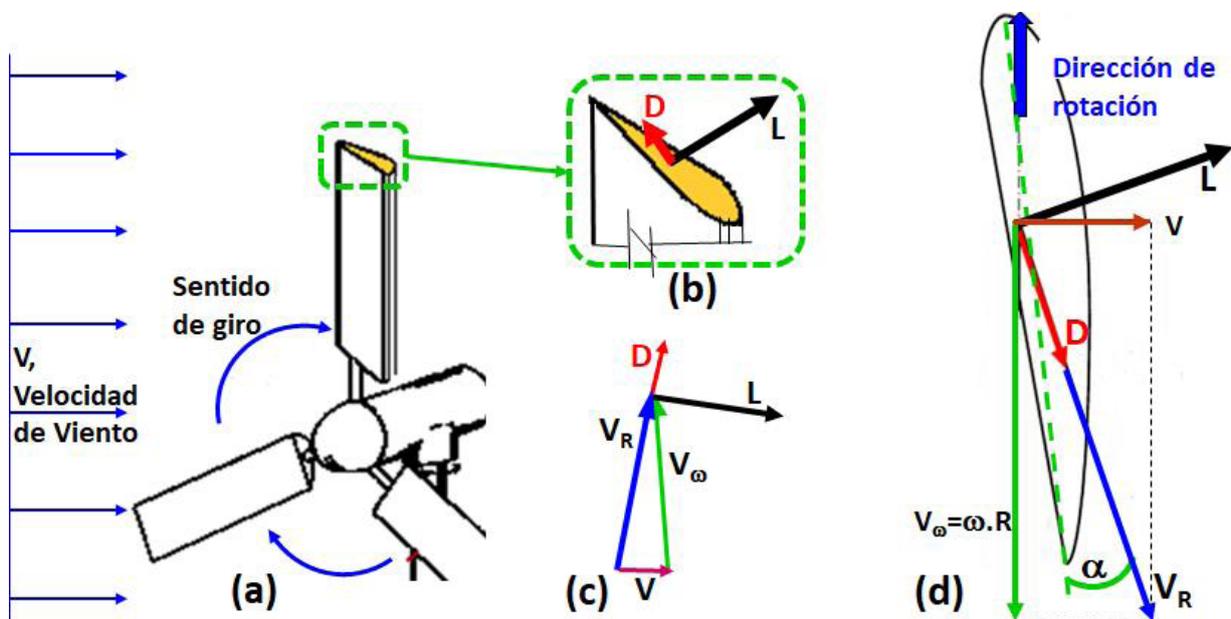


Figura 3.4: (a) Esquemas de parte de rotor de aerogenerador y viento que incide; (b) fuerzas de arrastre D y de sustentación L sobre perfil de pala; (c) representación vectorial de velocidad de viento V , velocidad tangencial de pala V_ω , velocidad V_R que es la velocidad resultante que "ve" la pala, y las fuerzas D y L .

(3.2)

En la figura 3.5 se puede apreciar con más detalle la descomposición de las diferentes fuerzas que actúan sobre la pala, dando lugar a su movimiento en el plano de rotación.

Betz, en su trabajo “Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen” (“Energía eólica y su aprovechamiento mediante molinos de viento”) [2], demostró que en aerogeneradores insertos en un flujo de aire (viento), existe un máximo de energía del viento que se puede extraer, que es un 59.3%. También demostró que ese valor máximo se logra cuando la velocidad que pasa a través del rotor (velocidad axial) es 2/3 de la velocidad aguas arriba sin perturbación y a su vez se tiene que cumplir, que inmediatamente aguas abajo del rotor, la velocidad es 1/3 de la velocidad aguas arriba.

Llamemos V_w a la velocidad del viento aguas arriba sin perturbar y V_2 a la velocidad aguas abajo del rotor. Betz define al parámetro “a” como la relación entre V_2 y V_w , es decir, $a = V_2 / V_w$. Por lo tanto, para el caso de máxima extracción de energía del viento $a=1/3$.

Ese límite de 59.3% es llamado límite de Betz, el cual constituye un límite teórico. Las máquinas eólicas reales extraen menor que 59.3% energía del viento y por tanto, la velocidad aguas abajo V_2 es mayor a 1/3 de V_w y por consiguiente la velocidad axial es mayor a 2/3. Parametrizando las relaciones de velocidades con el parámetro “a”, se tiene por tanto que:

$$V_{axial} = V_w (1 - a) \quad (3.3)$$

Es la velocidad V_{axial} , el vector que en suma vectorial con la velocidad de rotación a una distancia r del eje de rotación, Ωr , da como resultante una velocidad V_r .

Dado el perfil aerodinámico, la cuerda se define como la línea recta que pasa por el borde de ataque y el borde de fuga.

El ángulo α , llamado ángulo de ataque está formado por la dirección del vector V_r y la cuerda de la pala, como se puede apreciar en la figura 3.5.

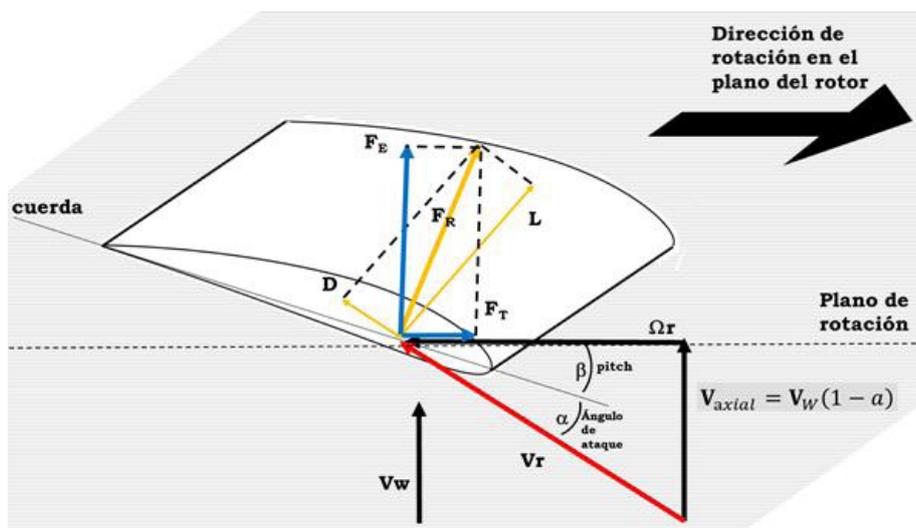


Figura 3.5: Velocidades de flujo y fuerzas dinámicas representadas en una sección de perfil de pala.

El ángulo β , llamado pitch, es el ángulo que forma la cuerda con el plano de rotación.

Al incidir V_r en un perfil aerodinámico y cumplirse la ecuación de Bernoulli, las presiones en ambas superficies son diferentes, generando una diferencia de presiones, que genera una fuerza sobre la superficie, L y una fuerza de arrastre D .

Las fuerzas D y L son perpendiculares entre sí y la suma vectorial de ambas resulta en una fuerza resultante F_R .

Dado que el rotor está sobre el plano de rotación, se descompone F_R en dos fuerzas, una llama Fuerza tangencial, F_T , en el mismo plano y otra llamada fuerza axial de empuje, F_E , perpendicular al plano de rotación.

F_E es una fuerza que actúa empujando al rotor hacia la dirección y sentido del viento, por tanto, debe ser resistida por la estructura y partes del aerogenerador.

F_T es la fuerza que efectivamente mueve al rotor y genera el torque que hace que gire el eje y por tanto, al estar conectado al generador, transforme energía mecánica de rotación a energía eléctrica.

La velocidad de rotación Ωr es dependiente del radio, a mayor radio, mayor velocidad, por tanto, si se tiene que V_{axial} que atraviesa el rotor es homogénea en toda el área, el ángulo de ataque disminuye al aumentar el radio.

Esto último se puede apreciar en la figura 3.5, al ser cada vez más grande el módulo de Ωr , para una misma V_{axial} , α disminuye y por tanto, también varía L y D . Esto generará solicitaciones mecánicas diferentes a lo largo de la pala. Es por esta razón, que las palas tienen diferentes perfiles aerodinámicos a lo largo de toda la distancia al centro de rotación.

Supongamos ahora que se está en un mismo punto de distancia r del centro de rotación, y por tanto, no consideramos la variación de Ωr , sino ahora la variación se da en la velocidad del viento V_w y por tanto en V_{axial} . Si aumenta V_w , aumenta el ángulo de ataque, si disminuye V_w , disminuye el ángulo de ataque. Por consiguiente, varían las fuerzas L y D , como consecuencia FR varía y culmina cambiando F_T . Como se vio FT es la fuerza que genera el torque que mueve el generador. Al variar F_T , varía por tanto la potencia generada. Los aerogeneradores que tienen control por pitch, lo que hacen es variar el ángulo pitch, β ; al girar la pala sobre su propio eje, lo que hacen es girar la pala sobre el plano de rotación. De esta forma, se logra cambiar el ángulo de ataque que forma V_r y por tanto, se controla L , como objetivo de controlar F_T .

Se definen dos coeficientes que intervienen en los valores que toman las fuerzas L y D , llamados coeficiente de sustentación C_L y de arrastre C_D :

$$C_L = \frac{L}{0.5\rho_{AIRE} * A_F * (V_R)^2} \quad (3.4)$$

$$C_D = \frac{D}{0.5\rho_{AIRE} * A_F * (V_R)^2} \quad (3.5)$$

En este caso, A_F es el área frontal de la pala, es decir es el área de la pala proyectada perpendicular al viento.

C_L y C_D se obtienen en forma experimental, en túnel de viento, donde se pueden medir las fuerzas L y D .

3.1.2 Aerogeneradores de eje vertical

Su uso es relativamente escaso; el denominado Savonius se utiliza en algunas aplicaciones de bombeo de agua (para esta aplicación la mayoría son multipalas de eje horizontal), y en forma excepcional en la generación de energía eléctrica. Además del Savonius, otros de eje vertical son: Darrieus, Darrieus H o Giromill, Windside.

El Darrieus fue patentado en 1931 en los EEUU, por el Ing. Francés George Darrieus. El diseño incluyó dos tipos distintos, el de palas curvas (Darrieus) y el de palas rectas (Darrieus H). Posteriormente se hizo una variante con palas helicoidales que mejoró el rendimiento, figura 3.6. Son hojas perfiladas, de aluminio, que giran alrededor del eje vertical, utilizando la fuerza de sustentación.

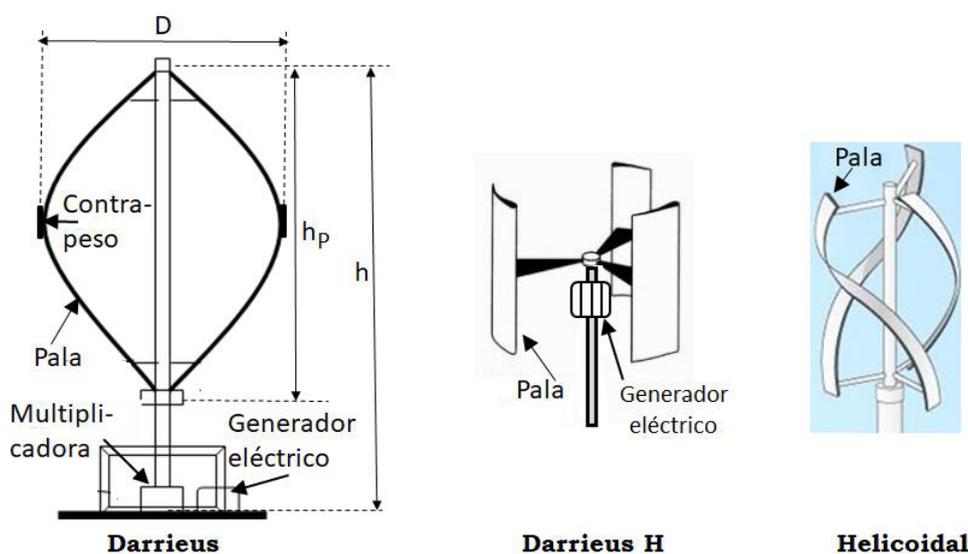


Figura 3.6: Aerogeneradores Darrieus. [8].

Para evitar sobrecargas y excesos de velocidad, tiene contrapesos en las hojas para absorber la energía extra del viento en altas velocidades; al aumentar el momento de inercia rotacional, los contrapesos son también acumuladores de energía y evitan las fluctuaciones rápidas de la velocidad de giro. El de mayor potencia construido fue de 4 MW, con una altura del orden de los 100 m.

Ventajas

- No necesita mecanismo de orientación, no importa la dirección del viento.
- El multiplicador y el generador eléctrico pueden ubicarse al nivel del suelo

Desventajas

- Le cuesta arrancar por sí solo, necesita un dispositivo auxiliar, que puede ser un Savonius adosado al eje.
- No puede reducir la superficie aerodinámica cuando la velocidad es muy alta, porque sus palas son fijas.

3.1.3 Aerogeneradores de eje horizontal

Son los más utilizados en el mundo. El plano de rotación de las palas debe mantenerse perpendicular a la dirección del viento, utilizando para ello algún mecanismo de orientación. La mayoría de los grandes aerogeneradores tienen una vida útil de 20 años, con mantenimiento preventivo; sin embargo, algunos componentes como engranajes de la caja multiplicadora es muy probable que deban ser reemplazados antes de este período de tiempo.

Los aerogeneradores pequeños, tanto los que generan energía eléctrica como los multipala que se utilizan para bombeo de agua, se verán en el capítulo correspondiente de este libro. Describiremos a continuación los grandes aerogeneradores, que tienen potencia nominal mayor que un MW; en la actualidad (2024), los más grandes son del orden de los 18 MW con altura de eje o altura de torre del orden de 130 m o mayores y similares dimensiones de diámetro de palas.

Velocidad de punta de pala

Al crecer el radio de la pala, crece la velocidad (tangencial) de la punta de la pala ωR (ω es la velocidad angular del rotor y R su radio), y si supera ciertos valores trae algunos problemas como por ejemplo el nivel de ruido. En general se recomienda que la velocidad de punta de pala no supere los 82 m/s. Por lo tanto, se hace necesario reducir la velocidad de giro de punta de pala, entonces habrá un límite a la velocidad de giro, que estará en función del radio del rotor (o tamaño de la pala).

Un parámetro muy utilizado en este tema, llamado coeficiente de velocidad específica o TSR (de Tip-Speed-Ratio), nombrado con la letra griega λ , que es el cociente entre la velocidad de punta de pala ωR y la velocidad del viento sin perturbar (V), como lo muestra la (3.6), en la cual se ve que λ indica que la periferia de la pala circula a una velocidad λ veces mayor que la velocidad del viento V :

$$\lambda = \frac{\omega R}{V} \quad (3.6)$$

Gran parte del comportamiento del rotor de un aerogenerador queda definido, al representarse gráficamente el coeficiente de potencia, C_p , en función de la relación de velocidades λ , como muestra la figura 3.7; C_p es el cociente entre la potencia realmente generada y la potencia teórica del viento.

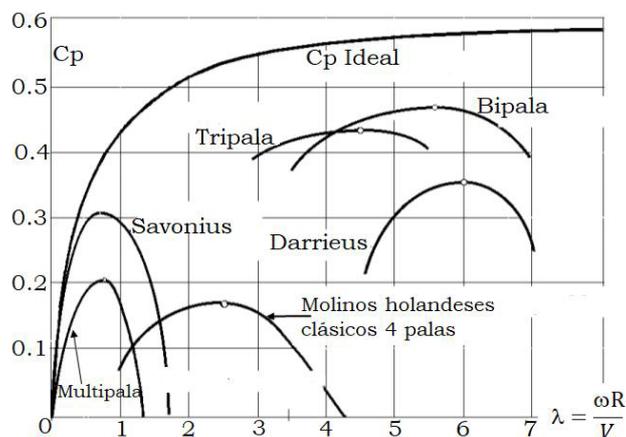


Figura 3.7: C_p en función de λ para distintos tipos de molinos. [8]

Número de palas

Como se vio, el coeficiente de Betz indica la energía máxima que se puede extraer del viento, lo que es independiente del número de palas. La decisión del número de palas de un aerogenerador está en función de la estabilidad de la torre, rendimiento energético, peso, costo de la pala como tal, costo en logística en el transporte de las palas hasta el lugar de emplazamiento e impacto visual. Una pala girando a gran velocidad puede extraer del viento, la misma cantidad de energía que varias girando a baja velocidad

La mayoría de los aerogeneradores del mundo son de tres palas, rotor a barlovento y mecanismos eléctricos de orientación; esto se denomina concepto danés.

Los modelos de menos de tres palas generan esfuerzos estructurales mayores (vibraciones en toda la estructura y fatiga), requieren mayor velocidad de giro con el inconveniente de mayor ruido, y mayor impacto visual. Los de más de tres palas no se justifican económicamente por el ínfimo mejoramiento en el rendimiento. Los que tienen un número par de palas, tienen la adicional desventaja de que cuando una de las palas está arriba, recibe el mayor viento mientras que la que está abajo justo pasa por la sombra de la torre, aumentando los esfuerzos de flexión y fatiga.

En los aerogeneradores de eje horizontal, se puede hacer una clasificación entre los que tienen caja multiplicadora, llamada también “gearbox”, y los que no la tienen, como lo esquematiza la figura 3.8.

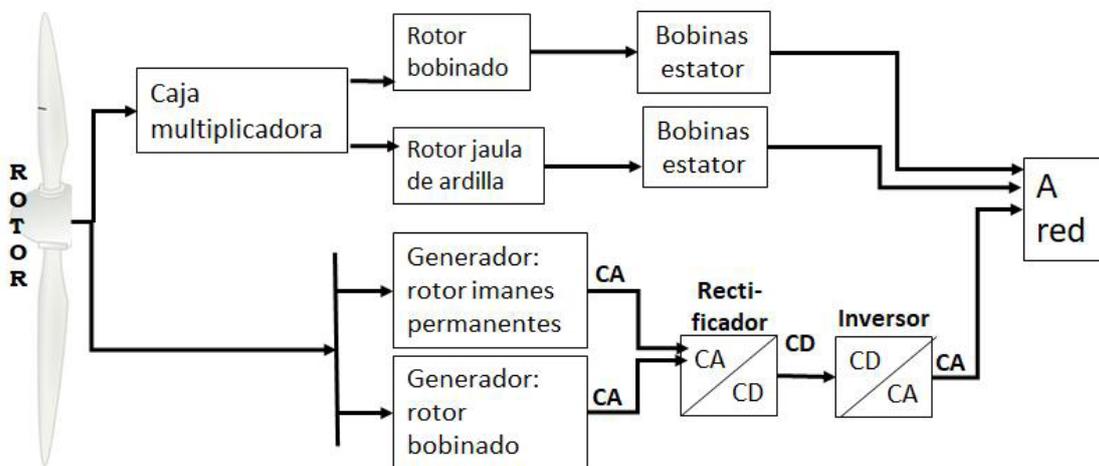


Figura 3.8: Esquema aerogeneradores con y sin caja multiplicadora.

3.1.4 Aerogeneradores con caja multiplicadora

La potencia eléctrica que los aerogeneradores entregan a la red, debe tener una frecuencia de 50 Hz. La velocidad de rotación de las palas está comprendida entre 12 y 27 rpm (revoluciones por minuto).

Para convertir rpm a frecuencia en Hz (revoluciones por segundo), se debe hacer el cociente:

$$f = \frac{\text{cantidad de rpm}}{N^{\circ} \text{ de rpm}} = \frac{N^{\circ} \text{ de rpm}}{60s} = 50 \text{ Hz} \quad \rightarrow$$

$$N^{\circ} \text{ de rpm} = 60s * 50\text{Hz} = 3000 \text{ rpm}$$

Es decir que, si el generador tiene un par de polos, la velocidad de giro de su eje debe ser de 3000 rpm. Pero los generadores suelen tener más de un par de polos; para determinar la cantidad de rpm según número de pares de polos (p), se utiliza la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ de rpm} = \frac{60s \cdot f(\text{Hz})}{p} = \frac{60s \cdot 50(\text{Hz})}{p} = \frac{3000}{p} \quad (3.7)$$

Luego, si el generador tiene dos pares de polos, la velocidad de giro de su eje debe ser de 1500 rpm. La velocidad de giro de las palas es, como se dijo, de 12 a 27 rpm; he aquí la función de la caja multiplicadora.

La caja multiplicadora recibe del rotor de la turbina eólica, una potencia de alto par torsor y baja velocidad de giro, y hace la conversión a la potencia de bajo par torsor y alta velocidad, que utilizará el generador eléctrico.

Es el componente de mayor complejidad mecánica de un aerogenerador y responsable de la mayoría de las pérdidas de tiempo operacional e incremento de los costos. Pueden producirse fallos en los rodamientos y/o en los engranajes, en cualquiera de las tres atapas que las constituyen: etapa de baja velocidad o entrada, planetaria y de salida o de alta velocidad. Son, además, los elementos que mayor ruido producen. No obstante, estas desventajas, son de muy amplia utilización en los grandes aerogeneradores, por el gran bagaje de conocimientos técnicos existentes, dada su amplia utilización en muchas aplicaciones mecánicas con anterioridad a la industria eólica.

Un resumen de las principales características de la caja multiplicadora es:

- Aumenta la velocidad de giro para que el generador eléctrico alcance la frecuencia necesaria. Etapa de entrada: 12 a 27 rpm; etapa de salida: 1200 a 3000 rpm (al alternador).
- Es una fuente importante de ruidos; su peso, del orden de 15 Tn.
- Soporta cargas importantes, fluctuantes, transmitidas desde las palas. Aquí están las mayores pérdidas de rendimiento. La lubricación es importante. Los engranajes están sumergidos en aceite lubricante que se hace circular, se lo filtra, enfría y reparte por todas las partes móviles.
- Tiene diversos tipos de Sensores: alertan ante alta cantidad de impurezas, miden velocidades en distintos elementos, temperaturas, posiciones, etc.
- Posse engranajes que, en varias etapas, aumenta la velocidad del eje de salida de la multiplicadora que se conecta al generador eléctrico, o puede tener sistema planetario.

3.1.5 Aerogeneradores sin caja multiplicadora

En la década de 1990, la empresa alemana Enercon comenzó a fabricar los primeros grandes aerogeneradores sin caja multiplicadora. El eje de giro de las palas es directamente también el rotor del aerogenerador.

En algunos casos, el rotor del generador es interno y el estator con sus bobinados es externo, necesitando de anillos rozantes o de escobillas para alimentar con corriente a los bobinados del inductor.

En otros casos el rotor del generador eléctrico, que es el inductor, está en la parte exterior, formado por imanes permanentes de tierras raras como neodimio, y el estator con el inducido, en la parte interior. En estos casos no son necesarios los anillos rozantes ni escobillas.

Como se ve en la figura 3.8, se genera en corriente alterna a baja frecuencia, luego se rectifica esa corriente para obtener corriente continua, para luego mediante un inversor se vuelve a convertir a corriente alterna, pero esta vez a la frecuencia de la red (50 Hz) y forma de onda requerida por las normas eléctricas. Como se manejan altas corrientes, del orden de 4000 amperes, fue necesario que se desarrollara la electrónica de potencia, y que los precios de estos componentes bajasen a niveles razonables, para que la existencia de este tipo de aerogeneradores fuere posible.

Algunas características de los aerogeneradores de este tipo son:

- La velocidad del rotor se transfiere de manera directa al generador.
- En los de imanes permanentes, éstos rodean a los bobinados del inducido que están fijos a la estructura de la góndola; al girar las palas, el campo magnético de los imanes permanentes va girando también e inducen una corriente en los bobinados del estator.
- Al no tener caja multiplicadora, no existen las pérdidas relacionadas con dicha caja; además de reducir el peso total de la góndola.
- Permite un diseño de góndola más compacto, con más espacio libre en la que antes ocupaba la multiplicadora.
- Tiene menor cantidad de fallas al evitarse la multiplicadora.
- No hay los altos volúmenes de aceite que sí se encuentran en las multiplicadoras.

3.1.6 Componentes

En la figura 3.9 se muestran esquemas de aerogeneradores con y sin caja multiplicadora y detalle de elementos en la góndola. La góndola del aerogenerador sin multiplicadora tiene forma más aerodinámica que el otro.

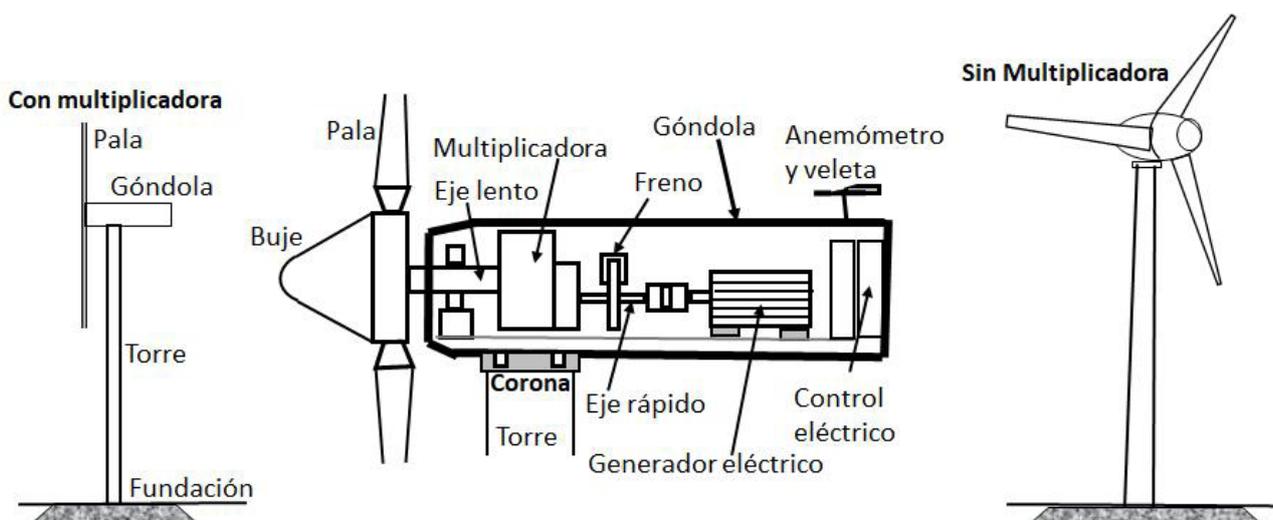


Figura 3.9: Esquema de aerogeneradores con y sin caja multiplicadora y detalle de elementos en la góndola.

Palas

Capturan parte de la energía del viento, como consecuencia giran y la transfieren al eje rotor en forma de energía cinética rotacional. Se construyen de fibra de vidrio, resinas, en algunos casos algunas de sus partes son de fibras de carbono. En su gran mayoría, pueden girar alrededor de su eje longitudinal para controlar la potencia generada (sistema pitch), y en las de mayor tamaño, este movimiento es independiente en cada pala.

El perfil es necesariamente variable: la fuerza aerodinámica de sustentación ocurre a lo largo de la pala, varía con $(VR)^2$ (siendo VR la velocidad del viento resultante), crece rápidamente a medida que nos alejamos del buje, mientras que la energía extraída por la turbina crece con la $(VR)^3$.

La fabricación de las palas implica una gran cantidad de trabajo manual en gran parte del proceso. Se fabrica en dos mitades por separado, luego se distribuye adhesivo epoxi en cada mitad para pegarlas una sobre la otra. Se eliminan las rebabas mediante lijado y pulido, para luego proceder al pintado en una zona dentro de la nave de acabado que suele estar aislada.

Las palas y la góndola tienen protección contra rayos. Para evitar o disminuir la muerte de aves, se pintan de franjas de distintos colores.

Buje

Conecta las palas al eje principal, para transmitir la potencia extraída del viento. Los mecanismos de regulación del ángulo de paso (giro de las palas respecto de su eje longitudinal) están ubicados en el buje. Puede ser de acero o fundición, se protege externamente con funda ovalada llamada nariz.

Góndola

Es la estructura que sirve de soporte e interfaz de conexión entre el rotor y la torre. En ella se alojan los equipos necesarios para el control del generador y la alineación del rotor en la dirección normal al viento. Tiene un chasis, de acero forjado, que soporta las cargas, debe resistir los momentos y pesos de los componentes. La carcasa, cubre los elementos de las inclemencias del tiempo; de materiales compuestos, de baja densidad y buena resistencia a la corrosión, evitando añadir peso innecesario a la estructura. Todos los elementos mecánicos y eléctricos (multiplicadora, generador, armarios de control, etc.) están alojados en la góndola.

Eje principal o eje lento

Conecta el buje (o cubo) a la caja de engranajes en los aerogeneradores que la tienen; a través de él se transmite el par motor. Está soportado por cojinetes que transmiten las cargas a la góndola.

Frenos

Los grandes aerogeneradores tienen, para el frenado, por una parte, el freno aerodinámico (que es también la forma de controlar la potencia generada), en el que las palas giran en su eje longitudinal hasta no ofrecer resistencia al viento, quedando “en bandera”. Por otra parte, tienen frenos mecánicos en el eje de transmisión, que complementan al freno aerodinámico; impiden que el rotor gire cuando está fuera de servicio, pueden detener el rotor en malas condiciones meteorológicas. Pueden ser de disco y de fricción. Los de disco son como los de automóviles: un disco metálico está fijado al eje que debe frenarse. En el frenado, unas pinzas aprietan unas zapatas contra el disco, creando un par que se opone al par motor.

Multiplicadora o caja de engranajes

Aumenta la velocidad de giro para que el generador tenga la frecuencia de la red, mediante engranajes en varias etapas y/o en sistema planetario. Etapa de entrada: 8 a 25 rpm; etapa de salida: 1200 a 3000 rpm. La lubricación es muy importante. Los engranajes están sumergidos en aceite lubricante que se hace circular, se lo filtra, enfría y reparte por todos las partes móviles.

Soporta cargas importantes, fluctuantes, transmitidas desde las palas. Aquí están las mayores pérdidas de rendimiento y es una fuente importante de ruidos. Su peso es del orden de 15 Tn.

Tiene varios tipos de sensores, que alertan ante alta cantidad de impurezas, miden las velocidades en distintos elementos, temperaturas, posiciones, etc.

Sistema de control

Formado por sensores, actuadores y sistemas computarizados que procesan las señales de los sensores y ordenan a los actuadores. Deben conseguir que el aerogenerador opere en modo de máxima eficiencia, minimizando cargas estructurales. Controla la orientación de la góndola, la posición de las palas y la potencia eléctrica total entregada por el equipo.

Tiene un controlador electrónico que es el “cerebro” del aerogenerador, con lógica de control regula arranque y parada de la turbina según ciertos parámetros, protege al rotor de velocidades excesivas y al circuito eléctrico de sobreintensidades y sobretensiones. Puede desconectar a un aerogenerador de la red por funcionamiento anómalo, mientras los otros aerogeneradores del parque siguen funcionando. Cuando la velocidad del viento alcanza la de corte, el sistema de control envía la información necesaria a los actuadores para detener la rotación, lo que debe ocurrir dentro de los primeros segundos, para evitar que alcance un nivel de potencia tan alto que impida su detención y se destruya. Algunos de los sensores sobre los que ejerce control son:

- Anemómetro y veleta, ubicados arriba de la góndola, miden velocidad y dirección del viento e informan al controlador. Esta información es utilizada por el controlador electrónico para el arranque cuando la velocidad del viento alcanza los 4 m/s, y paran a la turbina si la velocidad supera la velocidad de corte, que puede ser de 25 m/s, para protegerla como también a sus alrededores.
- Sensor de velocidad del rotor.
- Sensor eléctrico de potencia, a la salida del generador.
- Sensor del ángulo de orientación de la góndola (YAW). La góndola se hace girar con un sistema constituido por actuadores eléctricos y los respectivos motores, ubicados en la corona, para conseguir que el rotor esté siempre en una posición perpendicular a la dirección del viento (información obtenida de la veleta). Tiene respuesta lenta por la elevada masa que debe mover (góndola y rotor). La góndola será reorientada hacia el viento luego de 5° de cambio en la dirección del viento con duración de al menos 30 segundos.
- Sensores en la unidad de enfriamiento, que se utiliza para refrigerar al generador eléctrico y caja multiplicadora. Tiene una unidad de aceite refrigerante que enfría al aceite de la caja de engranajes e intercambiadores de calor; incluye bombas y ventiladores.
- Interruptores de accionamiento y apagado.
- Indicadores de temperatura y nivel de aceite de los elementos.

En la parte superior de la góndola se instalan luces de señalización (balizas) y una posible plataforma para el aterrizaje de helicópteros (especialmente en turbinas offshore).

Torre

Sostiene góndola y rotor. Son tubulares de acero en su gran mayoría. Muy pocas son reticuladas. Las tubulares son más seguras para el personal, más bellas a la vista y más caras. Su altura, similar al diámetro barrido por las palas. Más recientemente, algunas se están fabricando de hormigón de alta performance (H°AP), o acero tubular y H°AP.

Fundación

La cimentación del aerogenerador es de hormigón armado, se realiza mediante zapata circular, de diámetro del orden de los 20 m; sobre esta zapata se construye un pedestal de planta circular de unos 5m de diámetro, en el que se coloca abulonada la torre de acero. Luego se tapa la zapata con el mismo suelo de la excavación realizada. El hierro utilizado en la base de Hormigón armado es del orden de las 100 toneladas.

3.1.7 Control de potencia, sistemas pitch, stall, active stall

A partir de una cierta velocidad de viento, llamada velocidad nominal, ver figura 1.6, la potencia de salida debe mantenerse casi constante, llamada potencia nominal. El generador eléctrico está diseñado para generar hasta esta potencia nominal, por lo que, aun cuando la velocidad del viento supere la nominal, la potencia generada no debe superar la potencia nominal, porque si se la superase, los bobinados del generador podrían recalentarse y quemarse. La fuerza aerodinámica de sustentación ocurre a lo largo de la pala, crece con $(V_R)^2$, la energía extraída por la turbina con $(V_R)^3$. Por lo tanto, se requiere de una muy eficaz y rápida acción del control de potencia del rotor, para no sobrecargar mecánica y eléctricamente al sistema de transmisión de energía.

Los sistemas de control de potencia utilizados son el Pitch Control y el Active Stall; aunque el Stall Control ya no se lo utiliza en grandes aerogeneradores, se lo mencionará.

3.1.7.1 Control de potencia Pitch

Es un sistema de mando activo, de regulación por cambio del ángulo de ataque α , ver figura 3.4 (d). El controlador electrónico comprueba la potencia generada. Cuando la velocidad del viento alcanza la velocidad nominal, $v \geq v_N$, la potencia alcanza el valor máximo nominal, entonces el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que es un motor que está en el buje en el nacimiento de cada pala, que hace girar las palas del rotor según su eje longitudinal, ofreciendo menos resistencia al viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando su velocidad disminuye. En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento. En las turbinas más grandes el sistema pitch trabaja en forma independiente en cada pala.

Algunas ventajas de este sistema:

- Permite el control de la potencia bajo todas las condiciones del viento.
- La turbina puede adecuarse para tener otra potencia nominal (menor), en forma permanente o temporaria, si existiera este requerimiento por red una débil.

- Evita la necesidad de frenos fuertes de emergencia para parar el rotor.
- Disminuye las cargas sobre las palas del rotor.
- Permite atenuar el efecto de la menor densidad del aire (por una elevada altitud sobre el nivel del mar, o por la temperatura del lugar).

3.1.7.2 Control de potencia Stall

Era un sistema de control pasivo, por pérdida aerodinámica, reacciona con la velocidad del viento. Las palas del rotor son fijas en su ángulo pitch, y no pueden ser giradas a lo largo de su eje longitudinal. El perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento supere la nominal, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento, disminuyendo la fuerza ascensional y en consecuencia, la velocidad de giro, figura 3.10.

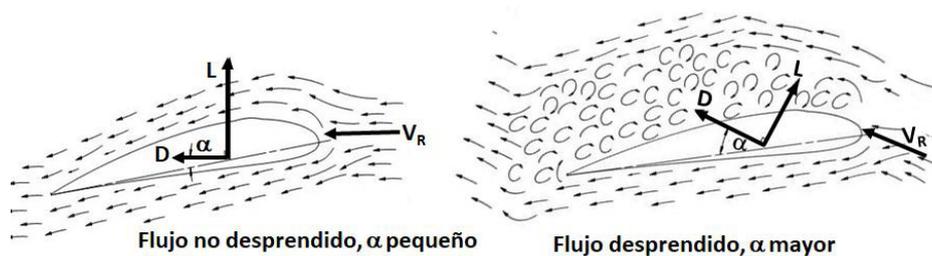


Figura 3.10: Pérdida por turbulencia en una de las caras del perfil de la pala. [8].

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan partes móviles y un complejo sistema de control. Este tipo de regulación representa un problema de diseño aerodinámico complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Debido a la naturaleza propia del sistema, la salida de potencia sufrirá una disminución (que puede ser de hasta un 20%) cuando la velocidad del viento sea mayor que la nominal. Ya no se utilizan para alta potencia.

3.1.7.3 Control de potencia Active Stall

Algunos grandes aerogeneradores tienen un mecanismo de regulación activa, pero por pérdida aerodinámica por turbulencia, similar al sistema Stall.

Se parece al Pitch, ambos tienen palas que pueden girar alrededor de su eje longitudinal.

A bajas velocidades del viento, gira las palas como las del pitch, pero, cuando la máquina alcanza su potencia nominal (si el generador va a sobrecargarse), girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría el Pitch, para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación por turbulencia en su cara posterior, y así consumir el exceso de energía del viento.

Un par de ventajas:

- La producción de potencia puede ser controlada mejor que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que, al inicio de una ráfaga de viento, la potencia nominal sea sobrepasada.
- La máquina puede funcionar muy cerca de la potencia nominal en un amplio rango de velocidad de viento.

3.1.8 Información en la placa del aerogenerador

La placa de identificación del aerogenerador debe traer, al menos, la siguiente información:

- Fabricante, país y año de fabricación.
- Potencia nominal. Clase de aerogenerador según IEC 61400-1 [3].
- Velocidades de viento de referencia, de arranque, nominal y de corte.
- Tensión en bornes; frecuencia con su rango de variación.
- Rango de temperaturas de funcionamiento.

3.2 COEFICIENTE DE POTENCIA

A veces llamado Factor de potencia, es el cociente entre la potencia generada por el aerogenerador y la disponible del viento:

$$C_p = \frac{\text{Potencia generada (instantánea)}}{0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3} \quad (3.8)$$

Adviértase que:

- C_p es un valor instantáneo.
- El denominador es la potencia teórica del viento, entonces el máximo valor que podría llegar a alcanzar C_p es el coeficiente de Betz, 0.593.

3.3 FACTOR DE CAPACIDAD

Se define Factor de Capacidad, F_c , (también llamado Factor de Utilidad), al cociente entre la Producción Anual de Energía (PAE) del parque eólico en un año (MWh/año), y la que generaría si el viento soplara todas las horas del año a la velocidad nominal de los aerogeneradores. Es decir, el denominador es la máxima PAE que pueden generar esos aerogeneradores, funcionando a pleno durante todo el año completo:

$$F_c = \frac{PAE \text{ (MWh/año)}}{8760 \left(\frac{hs}{año}\right) * Pot. Instalada \text{ (MW)}} \quad (3.9)$$

Advierta que:

- F_c no es un valor instantáneo, sino que se lo calcula normalmente para un período de un año, pero este período puede cambiar, por ejemplo, puede ser mensual, en cuyo caso en el denominador se deberá poner las horas de ese período considerado.
- El denominador es la producción máxima de energía que ese parque eólico puede generar; por lo tanto, el máximo valor que podría llegar a alcanzar el F_c es 1, claro que, para esto, durante todo el período de tiempo considerado la velocidad del viento debe tener valores entre la velocidad nominal y la de corte, y los aerogeneradores estar funcionando siempre en ese período, es decir sin paradas para mantenimiento u otras.

Conociendo el F_c , es muy fácil calcular la PAE de un parque eólico, despejando de la (3.8). El problema es que el F_c puede variar en un amplio rango de un lugar a otro, por ejemplo, entre 0.2 y 0.7.

3.3.1 Estimación del factor de capacidad asterisco (Fc*)

Con el objeto de realizar un cálculo rápido de la PAE de un parque eólico, por ejemplo en la etapa de prefactibilidad del proyecto, uno de los autores de este capítulo (Tilca), en su Tesis Doctoral, junto a su Director [4, Mattio], han desarrollado una forma de determinar lo que llamaron Fc*, utilizando datos que se conocen en etapas de prefactibilidad. Este Fc* se determina con una ecuación obtenida a partir del siguiente gráfico, figura 3.11.

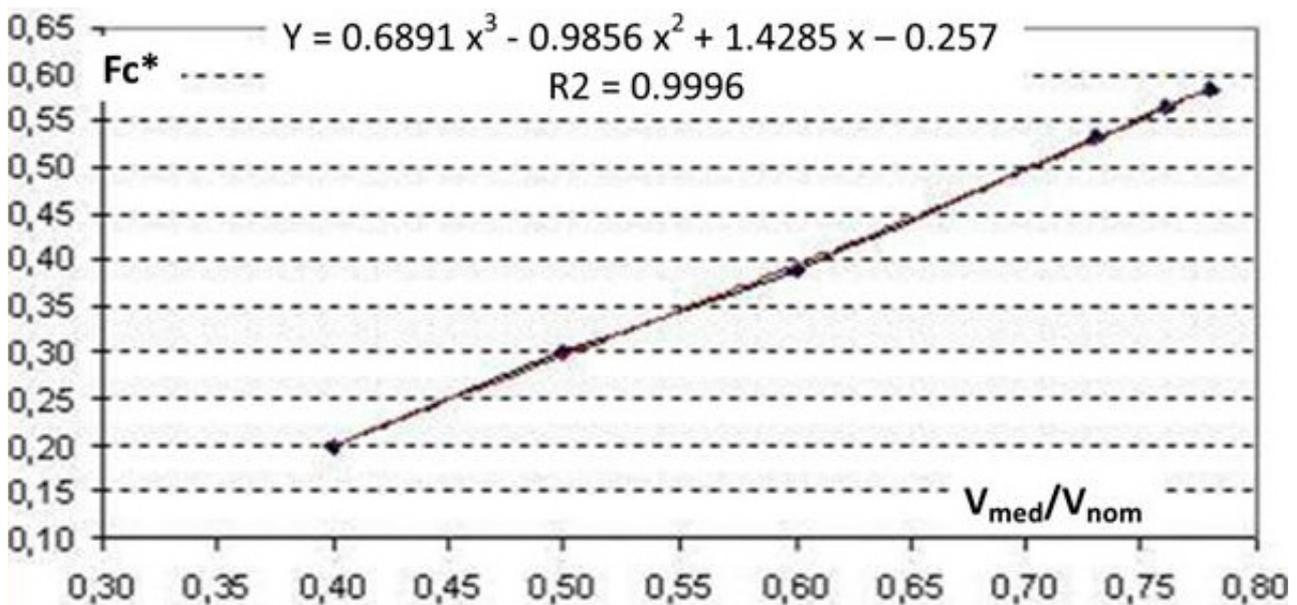


Figura 3.11: Fc^* en función del cociente V_{med}/V_{nom} . [4]

La ecuación da el Fc^* en función del cociente entre la velocidad media anual del viento en el sitio, a la altura del eje del molino y la velocidad nominal del molino (V_{med}/V_{nom}), según la siguiente ecuación (3.10):

$$Fc^* = 0.6891(V_{med}/V_{nom})^3 - 0.9856(V_{med}/V_{nom})^2 + 1.4285(V_{med}/V_{nom}) - 0.257 \quad (3.10)$$

3.4 OBTENCIÓN DE LA PAE CON PLANILLA DE CÁLCULO

El objetivo de diseñar un parque eólico es, dado un marco para el cumplimiento de distintas normas del lugar, maximizar la PAE [MWh]. Para calcular dicha PAE, se utilizan diversos programas de diseño de parques eólicos, los que utilizan la distribución de Weibull o de Rayleigh de velocidades del viento, $f(v)$, juntamente con la curva de potencia del aerogenerador, $P(v)$. Entonces, en estos casos, la PAE puede calcularse con la (3.11), en la que 8760 son las horas del año, V_a es la velocidad de arranque y V_c la de corte.

$$PAE = 8760 * \int_{V_a}^{V_c} P(v) * f(v) * dv \quad (3.11)$$

La forma de trabajar utilizando programas de diseño de parques eólicos, se ve en otro capítulo de este libro.

Aquí y ahora se verá cómo calcular, o estimar ya que no se tiene en cuenta en este caso ni las pérdidas ni incertidumbres, utilizando una planilla de cálculo, transformando la integral de la (3.10) en la sumatoria de la (3.12):

$$PAE \text{ (MWh/año)} = \sum m_{vi} * P_{vi} \tag{3.12}$$

En la que:

m_{vi} : el número de horas por año que el viento tiene la velocidad V_i

P_{vi} : potencia generada por el molino cuando la velocidad es V_i , que se obtiene de la curva de potencia del aerogenerador.

Entonces, si tenemos los datos de la curva de potencia del aerogenerador y de viento del lugar, tabla 3.1, se debe multiplicar 39 kW por 543 horas, 117 kW por 599 horas, 222 kW por 631 horas, y así hast 2000 kW por 35 horas; luego sumar cada uno de estos resultados, para obtener la PAE de ese aerogenerador en ese lugar. En este caso es 8141 MWh/año. Esta sería la PAE bruta, sin considerar pérdidas ni incertidumbres.

Datos curva potencia		Datos de viento del sitio, altura del eje					
V (m/s)	P (kW)		V (m/s)	m (horas)		V (m/s)	m (horas)
0 a 3	0		0 a 3	1087		16	272
4	39		4	543		17	227
5	117		5	599		18	188
6	222		6	631		19	153
7	340		7	641		20	123
8	550		8	632		21	98
9	799		9	608		22	77
10	1078		10	572		23	59
11	1365		11	527		24	46
12	1640		12	477		25	35
13	1891		13	424		26	26
14 a 25	2000		14	371		27	etc
25.5	0		15	320			

Tabla 3.1: curva de potencia del aerogenerador (izquierda) y datos de viento del sitio (derecha)

Note que se puede estimar la PAE de un lugar, si se conoce la velocidad media anual del viento en ese lugar, se calcula esa velocidad a la altura del eje del aerogenerador propuesto con la ecuación (2.27), luego se construye la tabla de datos de viento del sitio con la función de Rayleigh, ecuación (2.23), y se aplica lo descripto en el párrafo anterior, que con una planilla de cálculo resulta algo sencillo. Para tener en cuenta la disminución de energía debido a disminución de densidad del aire por altura, se puede restar un 5% de producción de energía por cada 1000 m sobre nivel del mar.

3.5 TURBULENCIA

Mientras que la potencia generada y el rendimiento energético de una turbina eólica están determinados por las variaciones de la velocidad del viento en un período de tiempo relativamente largo, por ejemplo, un mes o un año, las cargas fluctuantes no cíclicas sobre la turbina eólica están originadas por las fluctuaciones a corto plazo de la velocidad del viento, es decir, la turbulencia y las ráfagas. La turbulencia contribuye de manera significativa en la fatiga de los materiales, principalmente en las partes del rotor.

3.5.1 Turbulencia ambiental

La turbulencia ambiental, es generada por la rugosidad, la topografía, los gradientes térmicos, y en lo local se añaden las construcciones y árboles. No se tiene en cuenta la presencia de aerogeneradores.

La velocidad media es generalmente el promedio del valor de la velocidad de viento en un período de 10 minutos; si en un período de tiempo observamos la velocidad instantánea $V(t)$, hay un desvío desde la velocidad media, [6][7], como se indica a continuación:

$$V(t) = V_{med} + V_T(t) \quad (3.13)$$

Esa fluctuación de la velocidad instantánea respecto de la velocidad media es la turbulencia del viento, figura 3.12. Por lo tanto, la turbulencia es la desviación de la velocidad instantánea desde la velocidad media.

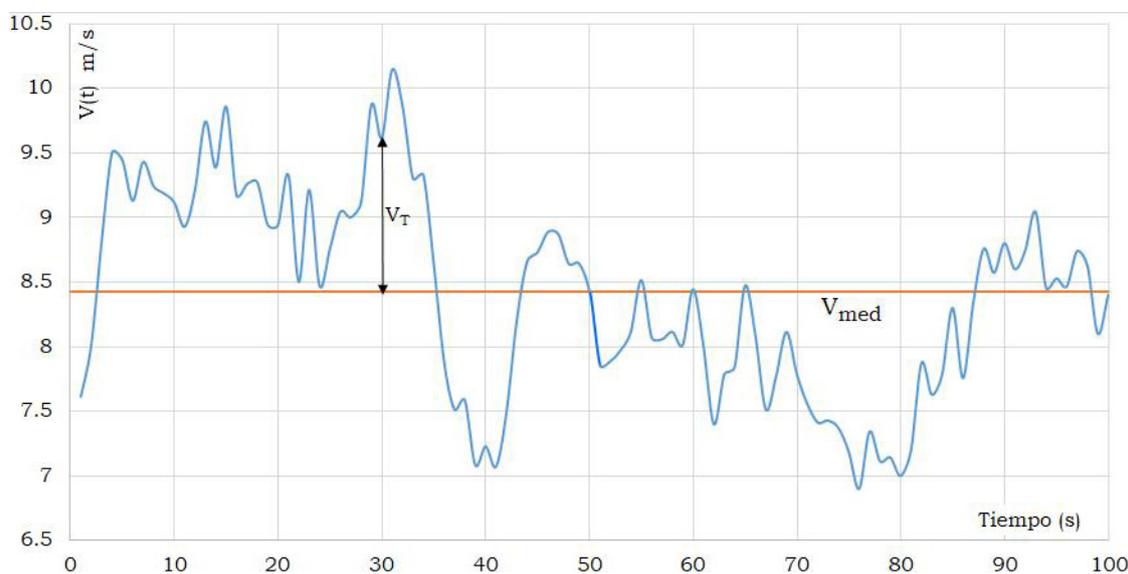


Figura 3.12: Velocidad instantánea del viento en un intervalo de tiempo.

En la figura 3.12 se puede apreciar un intervalo de 100 segundos y una frecuencia de medición de la velocidad $V(t)$ de 1 Hz, la velocidad media para ese intervalo está representada por la línea continua, y la distancia entre un valor de velocidad y la velocidad media es V_T .

La turbulencia compone un fenómeno complejo que no puede ser explicado de manera determinística por ecuaciones, sino que su descripción se aborda mediante la estadística.

3.5.2 Intensidad de Turbulencia

Para caracterizar la turbulencia se define la Intensidad de Turbulencia (IT): es el cociente entre la desviación estándar de la velocidad de viento (σ) y la velocidad media del viento (V_m) en un determinado intervalo de tiempo, que la norma IEC 61400-1 [3] toma, para la clasificación de la clase viento, de 10 minutos.

$$IT = \frac{\sigma}{V_m} \quad (3.14)$$

De la ecuación anterior se deduce que la IT disminuye a medida que aumenta la altura sobre el suelo. Si a su vez se tiene en cuenta las ecuaciones 2.12 y 2.14, donde se definen el parámetro c de Weibull y la desviación estándar σ , despejando la velocidad media de 2.12 y sustituyendo en IT, se tiene lo siguiente:

$$IT = \sqrt{\frac{\Gamma(1+\frac{2}{k})}{\Gamma(1+\frac{1}{k})} - 1} \quad (3.15)$$

Los valores de IT pueden variar desde un 5% para mediciones sobre el océano, hasta valores de 20% o mayores para zonas densamente pobladas o forestadas.

La IT es uno de los parámetros que determinan la clase de aerogenerador según la definición dada por los estándares de la norma IEC 61400-1, debido a lo ya mencionado respecto a la fatiga en los materiales. Según esta norma, en su última versión, año 2020, se tienen 4 clasificaciones según la IT: A+, A, B y C, siendo el valor máximo de turbulencia admitido de 0.18, 0.16, 0.14 y 0.12 respectivamente para cada clasificación. En el capítulo siguiente se verá con más detalle la clasificación que establece la norma.

En la tabla 3.2 se presenta el efecto del tipo de terreno en la IT.

Tipo de terreno	IT
Liso o agua	0.10
Llano a suavemente ondulado	0.15
Zona de cerros	0.20
Montañas bajas	0.25
Montañas altas	0.30

Tabla 3.2: Tipo de terreno y valores de la IT.

La ecuación del perfil logarítmico de la velocidad del viento en función de la altura, es la siguiente:

$$V(z) = \frac{v_f}{k} \ln \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (3.16)$$

Donde:

V: Velocidad del viento

z: altura en metros

z_0 : Altura de la rugosidad en m.

v_f : velocidad de fricción, es velocidad influenciada por la rugosidad.

K : constante de Karman ≈ 0.4

Al combinar la ecuación 3.13 con la 3.15 y teniendo en cuenta, que se ha encontrado que, en la capa de la superficie del suelo, la desviación estándar es igual a 2.5 veces la velocidad de fricción, es decir, $\sigma=2.5*V_f$, se tiene:

$$IT = \frac{2.5 v_f k}{\ln \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) v_f} \quad (3.17)$$

Que al sustituir el valor de k por 0.4 se llega a:

$$IT = \frac{1}{\ln \ln \left(\frac{z}{z_0} \right)} \quad (3.18)$$

De la que se concluye que la IT a una altura z, depende únicamente de la altura de la rugosidad z_0 . Entonces, conociendo la altura de la rugosidad z_0 del sitio, se puede estimar la Intensidad de Turbulencia.

3.6 EFECTO ESTELA

En un parque eólico, se tiene un conjunto de aerogeneradores; cuando el viento atraviesa cada uno de ellos, debido a la rotación de las palas aparecen ciertas componentes circulares en la velocidad y un aumento de la turbulencia; además, como el aerogenerador absorbe parte de la energía del viento que lo atraviesa, aguas abajo habrá un déficit de velocidad. A este fenómeno se le llama efecto estela. Por lo tanto, todo aerogenerador ubicado aguas abajo estará afectado por el efecto estela y su producción de energía va a disminuir. Estos efectos van desapareciendo a medida que aumenta la distancia, motivo por el cual se recomiendan determinados valores de distanciamiento entre aerogeneradores, que, en el caso de Argentina, es de al menos siete diámetros de palas en la dirección principal del viento.

Lo anterior no es un hecho menor, dado que el efecto estela también repercute en forma negativa en la vida útil de la máquina. Un buen diseño de un parque eólico, incluye el objetivo de minimizar las pérdidas de producción de energía por efecto estela. Se sugiere que estas pérdidas no deben superar el 4%.

3.6.1 Turbulencia de la estela y del parque eólico

En este subtema se tendrá en cuenta lo especificado en la norma IEC 61400-1:2019, anexo E, donde especifica el método de la turbulencia añadida por estela. Es importante mencionar que hasta el momento solo se tuvo en cuenta la turbulencia ambiental, producida por la rugosidad, topografía y gradientes térmicos, y en lo local se añade las construcciones y árboles. En este caso, a dicha turbulencia se le suma, en una relación lineal, la turbulencia producida por la estela que produce aguas abajo un aerogenerador. Esto tiene sentido al considerar un parque eólico, donde existe la posibilidad de que la ubicación de los aerogeneradores sea tal que la distancia entre ellos no sea lo suficientemente grande como para no recibir perturbaciones debido al efecto estela de las demás turbinas.

Los efectos de la estela de los aerogeneradores vecinos pueden tenerse en cuenta durante el funcionamiento normal para el cálculo de la fatiga por una intensidad de turbulencia efectiva IT_{eff} . Tener en cuenta que la IT de turbulencia total es la suma de la IT más la IT_{eff} . La intensidad de turbulencia efectiva, condicionada a la velocidad del viento media a la altura del buje, puede definirse como (Fransen, 2007):

$$IT_{eff}(V_{hub}) = \left\{ \int_0^{2\pi} p(V_{hub}) IT^m(V_{hub}) d\theta \right\}^{\frac{1}{m}} \quad (3.19)$$

Donde:

p: función de densidad de probabilidad de la dirección del viento

IT: intensidad de la turbulencia combinada con el flujo ambiente y la estela de la dirección del viento.

m: exponente de la curva de Wöhler para el material del componente estructural considerado.

Si la distancia entre aerogeneradores es mayor igual a 10 diámetros de rotor se puede simplificar y considerar a la turbulencia efectiva como:

$$IT_{eff} = \frac{\sigma_c}{v_{hub}} \quad (3.20)$$

Donde σ_c es la desviación típica de la turbulencia ambiente.

Los programas de simulación eólica contemplan este cálculo y su explicación excede a los propósitos de este libro.

3.6.2 Aerogeneradores a considerar que producen efecto estela

Los efectos estela de aerogeneradores detrás de otras máquinas, no se consideran, solo deben tomarse en cuenta los vecinos más próximos o primera línea. La tabla 3.3 indica, dependiendo de la configuración del parque eólico, los aerogeneradores a incluir.

Características del parque eólico	N
2 aerogeneradores	1
1 fila	2
2 filas	5
En un parque eólico con más de dos filas	8

Tabla 3.3. Valor de "N", número de aerogeneradores vecinos.

En la figura 3.13 se representa una configuración de un parque eólico en donde cada círculo representa un aerogenerador.

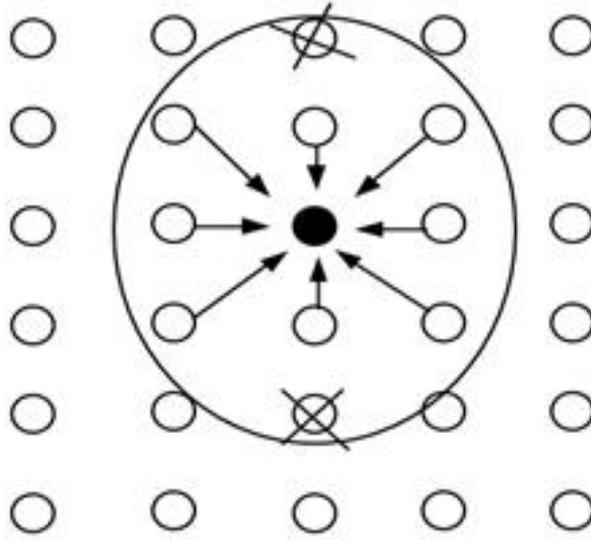


Figura 3.13: Aerogeneradores que provocan efecto estela.

Este caso de la figura corresponde a “Dentro de un parque eólico de más de dos filas”, donde se puede ver que se debe contemplar para el cálculo un $N=8$, que son los aerogeneradores más cercanos al que está en estudio. También, de modo indicativo, se señala cuáles, dentro del círculo, no suman al N .

Por lo tanto, la turbulencia inducida de estela incluye las contribuciones de la turbulencia generada mecánicamente causada por la cortadura de estela, así como por los vórtices desprendidos de pala principalmente en términos de los vórtices de la punta y de la raíz que gradualmente se descomponen aguas debajo de la estela generada en el rotor. Esta contribución a la turbulencia se considera independiente de la turbulencia ambiente.

Como ya se dijo, la turbulencia afecta la vida útil de las máquinas, al producir fatiga en los materiales. Si a su vez, a la turbulencia ambiente se le agrega el efecto de la turbulencia inducida por estela, todo impacta de manera directa sobre los componentes del aerogenerador. Pero la turbulencia por estela no sólo afecta la vida útil de las máquinas, sino que también su capacidad de producir energía eléctrica, dado que disminuye la velocidad del viento aguas abajo. Diversos modelos predicen la pérdida por estela, como el de Jensen o el de Frandsen anteriormente citado, modelos que son utilizados por los programas de simulación eólica, y es un indicador también de cuánto está afectando la turbulencia inducida por estela a un aerogenerador. Por parte de los autores de este libro, se reitera la sugerencia no sobrepasar un 4% de pérdidas por estela para cada aerogenerador.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Subsecretaría de Energía Eléctrica, Argentina, “Energías Renovables,” 2008.
- [2] A. Betz, “Wind-energie und ihre ausnutzung durch windmühlen,” Vandenhoeck Rupr., vol. 2, 1926.
- [3] IEC, IEC 61400–1 - Wind Energy Generation Systems. 2019.
- [4] F. Tilca, “Tesis doctoral,” Universidad Nacional de Salta, 2010.
- [5] Tilca F, Mathisson J, “Valores sugeridos de pérdidas e incertidumbres, en el cálculo de probabilidades de excedencia de producción de energía de parques eólicos,” in Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 48, ASADES, Ed., ASADES, 2021, pp. 47–56.
- [6] E. Hau, Erich Hau (auth.)-Wind Turbines_ Fundamentals, Technologies, Application, Economics-Springer-Verlag Berlin Heidelberg (2013).pdf. 2013.
- [7] R. Oliva, Introducción a los modelos y control de máquinas eólicas. Río Gallegos, Argentina, 2009.
- [8] 2011. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA. Héctor Mattio, Fernando Tilca, R. Jones. ISBN: 978-987-33-1584-8. Editorial Milor. Salta.
- [9] ST Frandsen, “Turbulencia y carga estructural generada por turbulencia en grupos de turbinas eólicas”, DTU Orbit, 2007.

CAPÍTULO 4

Introducción al diseño de parques eólicos

4.1 INTRODUCCIÓN

El diseño de un parque eólico requiere seguir una serie de pasos, previos a la entrada de datos al programa que se utilizará. Estos pasos pueden ser:

- Conocimiento del marco legal.
- Selección del sitio.
- Tratamiento de datos de viento.
- Clase de aerogenerador según clase de viento.
- Mapas digitalizados de topografía y rugosidad del terreno.
- Ubicación de los aerogeneradores en el sitio.
- Cálculo de Producción Anual de Energía (con las probabilidades de excedencia P50 a P99).
- Cálculo del costo del kWh generado.

Este capítulo tratará sobre los conocimientos necesarios para realizar estos pasos.

En la jerga eólica, a la persona responsable de la organización de las tareas que se requieren llevar a cabo para el diseño de un parque eólico, se le llama Desarrollador/a. Es quien debe adquirir conocimientos del sitio, de las características del viento, decidir el o los puntos donde se instalarán torres de medición de viento, puede contratar a un consultor eólico para evaluar el recurso viento, averiguar si el sitio estará disponible para la venta o arriendo, el acceso por carretera, prever posibles problemas con los propietarios de tierras adyacentes, por ejemplo si hay vecinos que se opondrán a vivir cerca de un parque eólico, averiguar las regulaciones ambientales locales y nacionales, conocer las distancias a la red donde se inyectará la energía generada, conocer los montos de las inversiones en energía eólica y sus tendencias, etc. Además, claro, una vez medido el recurso, hacer el tratamiento de datos de viento, el diseño del parque eólico con los cálculos de la PAE.

4.2 MARCO LEGAL DEL PAÍS

Es importante conocer la legislación vigente sobre energías renovables. En el año 2022, en Argentina rige la Ley Nacional 27191 [1], aprobada en septiembre de 2015, que modifica a la Ley Nacional 26190 “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica”, [2]. Los proyectos de autogeneración se rigen por esta Ley, y por tanto, deberán estar conectados al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) e inscriptos en el RENPER (Registro Nacional de proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables). Luego existen decretos reglamentarios de la Ley y normativas del Ministerio de Energía de la Nación, como el Decreto Reglamentario 531/2016 [3], del PEN o la Resolución MEyM N° 281-2017 [4].

También existe el Mercado a Término (MaTer), marco en el cual las empresas que deben generar energía eléctrica, según la Ley Nacional 27191, pueden realizar contratos de provisión de energía eléctrica mediante fuentes renovables, con agentes privados que la generen, pagando por la energía un precio pactado entre ellos [5], [6]. Si se trata de licitación pública, la normativa se termina de explicitar en cada llamado a licitación.

La energía generada por el parque eólico debe ser inyectada al SADI (Sistema Argentino de Interconexión). En la página web de CAMMESA [7], se encontrarán tanto las configuraciones disponibles y sus actualizaciones como los puntos de acceso al SADI que se denominan PDI (Punto de Interconexión). En el final de este capítulo, se trata más en detalle la cuestión de los PDI.

Antes de elegir el sitio donde se realizarán las mediciones de viento, incluso antes del estudio de pre factibilidad, se debe saber cuáles son los PDI más cercanos y la potencia eléctrica admisible en ellos, puesto que distancias al PDI muy grandes puede hacer demasiado caro al proyecto.

4.3 SELECCIÓN DEL SITIO

En la selección del sitio intervienen una serie de características que veremos a continuación.

Recurso eólico necesario: si mejor es el recurso, mayor será la PAE. Antes de la campaña de monitoreo del viento, el Desarrollador debe tener en cuenta fuentes de información regional del viento para identificar sitios potencialmente atractivos.

Proximidad de líneas de transmisión eléctrica: los costos y los riesgos asociados con la construcción de nuevas líneas para conectar los proyectos eólicos a la red de transmisión existente son importantes. La distancia desde el sitio del parque eólico hasta el Punto de Interconexión, y la potencia eléctrica que puede recibir ese PDI, son muy importantes al momento de decidir por un sitio de medición.

Área de terreno edificable: cuanto mayor es el área donde las turbinas pueden ser instaladas, mayor puede ser el proyecto eólico. Esta área puede estar limitada por la topografía y otros factores.

Acceso por carretera: el Desarrollador debe considerar si es viable el transporte de equipos de monitoreo de viento y aerogeneradores al sitio, en camiones a través de caminos y senderos existentes o si se deben construir nuevas carreteras.

Cobertura de la tierra: con otras características en igualdad de condiciones, los costos suelen ser mayores en terreno boscoso. Pueden ser especialmente propicios para el desarrollo de la energía eólica, tierras de cultivo, pastizales.

Restricciones al uso de la tierra: puede haberlas por varias razones, como uso militar o protección de fauna. Tales restricciones pueden eliminar un sitio de la consideración o restringir su superficie edificable. Es importante saber si es posible la compra o alquiler del terreno.

Proximidad de zonas residenciales: los residentes pueden temer que las turbinas generarán demasiado ruido o crear una mancha en el paisaje. Esto puede estar codificado en normas locales. De un EIA (Estudio de Impacto Ambiental) se averiguará si existe y si se puede mitigar.

Cultura, Medio Ambiente, y otras preocupaciones: estos problemas pueden extenderse mucho más allá de las áreas restringidas oficialmente. Por ejemplo, algunos sitios pueden ser especialmente importantes para determinados grupos por razones históricas o religiosas. Otros pueden invadir hábitats de vida silvestre sensibles. Temas como estos pueden despertar la oposición pública y con ello impedir el proceso o aumentar los costos. Pero, también puede ser que la comunidad local considere que el parque eólico tendrá buen valor paisajístico u otro tipo de atractivo.

El Desarrollador debe ser consciente de las objeciones que pudieran plantearse y tenerlas en cuenta en la selección del sitio. Realizada la selección del sitio, se debe instalar la/las torres de medición de datos de viento.

4.4 TRATAMIENTO DE DATOS DE VIENTO

Se tiene que disponer de datos de viento medidos (velocidad, dirección, y otros parámetros atmosféricos como presión y temperatura) de algunos años del sitio, o en su defecto:

- De varios meses del sitio y de varios años de estación meteorológica,
- Datos de viento comprados a empresas que venden hasta 30 años de datos, los cuales son modelos de series de datos de viento de alta resolución[8], [9], [10], [11].

A este conjunto de datos más extenso, llamaremos Datos de Referencia, con los que se hará una correlación con los datos propios medidos, y si esta correlación tiene un R^2 mayor que 0.55, se hará la extensión de la serie de datos, del período de tiempo del conjunto de datos medidos al período de tiempo de los datos de referencia. Esta extensión de serie de datos, se realiza mediante el método MCP o extensión mediante reanálisis.

Primeramente, se dispondrá del conjunto de datos medidos, en crudo, al cual se le debe hacer un trabajo de tratamiento de datos, mediante un programa de tratamiento de datos (programa que se verá en el capítulo 4), que incluirá:

- Corrección de datos de dirección de viento, de norte magnético a geográfico.
- Verificación de la validez de los datos, corrección de aquellos erróneos, llenado de celdas vacías por datos acordes. Se debe realizar un detallado control de calidad de los datos para identificar aquellos que estuviesen sujetos a mal funcionamiento del equipo o de otras anomalías. Los datos erróneos pueden ser causados por congelamiento de anemómetros o veletas por baja temperatura, falta de energía para funcionamiento del datalogger, u otros defectos.
- Determinación de valores medios de velocidad de viento: horarios, diarios, mensuales.
- Cálculo total de energía por dirección, en una rosa de viento con 12 sectores.
- Realizar la extensión de la serie de datos si corresponde.
- Determinación de los vientos extremos: Velocidad de referencia, Ve_1 , Ve_{50} .
- Determinación de la clase de viento del sitio, según norma IEC 61400-1.

Los dos últimos puntos se ven en el apartado siguiente.

4.5 CLASE DE AEROGENERADOR SEGÚN CLASE DE VIENTO

Los aerogeneradores deben tener la resistencia estructural necesaria para soportar, durante toda su vida útil, las mayores velocidades de viento que puedan ocurrir donde están instalados.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), es la organización reconocida para la elaboración de normas internacionales en el campo de las tecnologías eléctricas. En el caso de parques eólicos, la norma sobre las máximas velocidades de viento, de ráfagas de 1 y 3 segundos de duración y de intensidad de turbulencia es la 61400-1 [12].

Lo que indica esta norma, son los rangos de valores de velocidad de viento e intensidad de turbulencia, según los cuales se clasifica el sitio y los aerogeneradores.

Para realizar esta clasificación, se necesita conocer (a la altura del eje del aerogenerador):

- La velocidad de viento media anual (V_m). Se calcula a partir de los datos medidos.
- La velocidad de referencia (V_{ref}). Se calcula.
- La máxima velocidad de ráfaga de 3 segundos de duración, con período de recurrencia de 1 año (V_{e_1}). Se calcula.
- La máxima velocidad de ráfaga de 3 segundos de duración, con período de recurrencia de 50 años ($V_{e_{50}}$). Se calcula.
- La intensidad de turbulencia I_{ref} , para una velocidad de 15 m/s. Se calcula.

En tabla 4.1 se muestran los valores dados por la IEC 61400-1, 2019 [12].

Clase de aerogenerador		III	II	I	S
Vm (m/s)		7.5	8.5	10	Valores indicados por el Desarrollador
Vref (m/s)		37.5	42.5	50	
Vref _T (m/s)		57			
A+	Iref (-)	0.18			
A	Iref (-)	0.16			
B	Iref (-)	0.14			
C	Iref (-)	0.12			

Tabla 4.1: Valores para la clase de viento y de aerogenerador.

Donde:

V_{ref_T} (m/s): velocidad de referencia en zonas de ciclones tropicales.

A+: categoría de turbulencia muy alta.

A: categoría de turbulencia alta.

B: categoría de turbulencia media.

C: categoría de turbulencia baja.

I_{ref} (-): valor de referencia de intensidad de turbulencia, para velocidad de viento de 15 m/s.

4.5.1 Velocidad de referencia (Vref)

La velocidad de referencia es la mayor velocidad de viento promediada en 10 minutos con un período de retorno de 50 años. En otras palabras, si se tuviera un conjunto de datos medidos de velocidad de viento de 50 años de longitud, donde cada dato es la velocidad de viento promedio de cada diez minutos, el mayor valor de esta serie de 50 años es la velocidad de referencia. Como no se tienen 50 años de datos medidos, se la calcula.

Se utilizan los métodos descritos por la EWTS II, 1998 (European Wind Turbine Standards II) [13], denominados “Exacto”, “Gumbel” y “Davenport”. Cada variación utiliza una base teórica diferente, para generar una relación entre la velocidad extrema del viento y la velocidad media del viento frente al valor k de Weibull; los tres métodos dan valores muy parecidos. Entonces, con solo la velocidad promedio del viento y el valor de Weibull k , este algoritmo puede estimar la velocidad extrema del viento.

Hay un par de métodos más que describiremos ligeramente, que se recomienda utilizar cuando el valor del parámetro k de Weibull es $k > 3$. Uno de estos métodos es el llamado “Máxima Periódica”, con el cual el programa de tratamiento de datos de viento utiliza la distribución de Gumbel que mejor se ajusta para calcular la velocidad extrema del viento en 50 años; el otro es el de las “Tormentas Independientes” en el que el programa busca, en las columnas de datos, eventos en los que la velocidad del viento es superior a un valor umbral para un cierto período de tiempo, los que luego se utilizan en el procedimiento de ajuste de Gumbel.

El método denominado “Exacto” utiliza la ecuación 4.1 para la relación entre la Velocidad de Referencia (Vref) y la velocidad media del viento (Vm):

$$\frac{V_{ref}}{V_m} = \frac{1}{(1+\frac{1}{k})} \left[-\ln \left\{ 1 - \exp \left(\frac{\ln(1+\frac{1}{Tr})}{n} \right) \right\} \right]^{1/k} \quad (4.1)$$

Donde:

Γ : función Gamma

Tr: tiempo de retorno, 50 años.

n: número de eventos independientes por año (23,037 para pasos de tiempo de 10 minutos).

La (4.1) es la ecuación que se utilizará para determinar la Vref, que se explica a continuación.

Mediante planilla de cálculo, se debe completar la tabla siguiente, contando con datos de velocidad media y el parámetro k de Weibull, ambos a la altura del eje, utilizando además $n = 23037$ y $Tr = 50$ años:

Aerog	Vm	k	$1/\Gamma(1+1/k)$	$[-\ln\{1 - \exp[(\ln(1-1/Tr))/n]\}]^{1/k}$	Vref/Vm	Vref
1	10.5	1.92
2	9.8	1.98

Tabla 4.2: Cálculo de la velocidad de referencia, Vref, mediante el método Exacto.

Luego, comparar el valor obtenido de V_{ref} con la máxima V_{ref} de la norma (tabla 2.1), para obtener la clase de aerogenerador según este parámetro.

El gráfico de la figura 4.1 muestra la curva de la función 4.1: $V_{ref}/V_m = f(k)$.

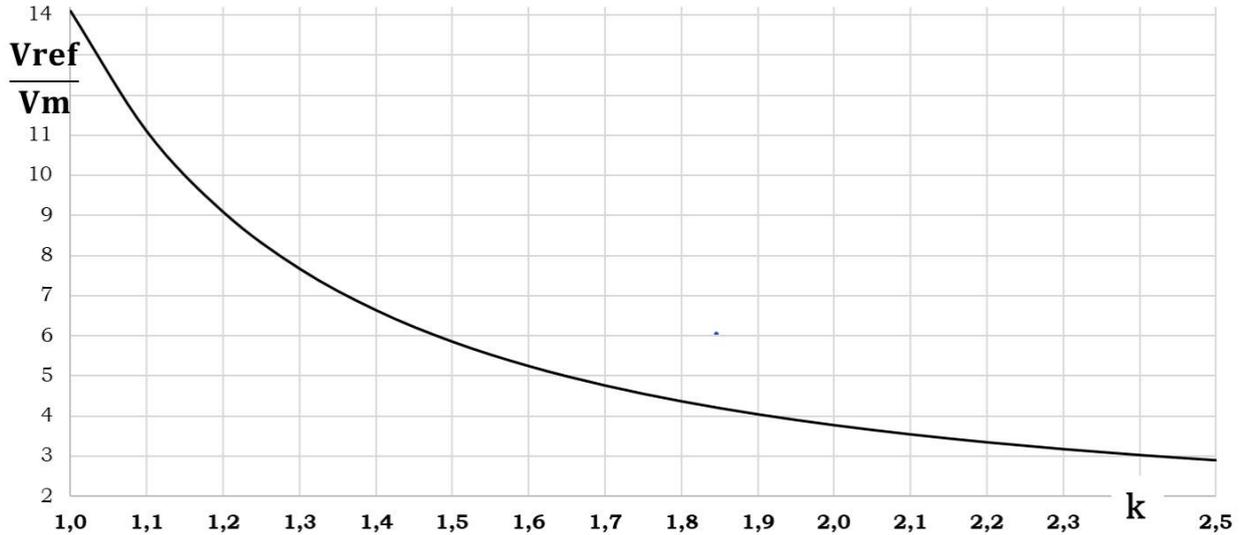


Figura 4.1: V_{ref}/V_m en función del k de Weibull, ecuación 4.1.

4.5.2 Velocidad de ráfagas V_{e50} y V_{e1}

Se llama V_{e1} y V_{e50} a las máximas velocidades de ráfagas de 3 s de duración, con períodos de retorno de 1 y 50 años respectivamente.

A estas ráfagas se las calcula para comparar los valores obtenidos con los que dice la norma IEC 61400-1 [12], y ver en qué clase de viento queda encasillado ese sitio y por lo tanto el aerogenerador. La norma dice que el valor de V_{e1} se puede calcular con $V_{e50} = 1.4 * V_{ref} * (h/h_{HUB})^{0.11}$, entonces si los cálculos los hacemos siempre a la altura del eje será $h = h_{HUB}$, por lo tanto, las expresiones que utilizaremos para los valores tope de las ráfagas serán las 4.2 y 4.3, siempre que la V_{ref} se calcule, como se dijo, a la altura del eje:

$$V_{e50} = 1.4 * V_{ref} \quad (4.2)$$

$$V_{e1} = 0.8 * V_{e50} \quad (4.3)$$

Con estas dos expresiones se elabora la tabla 4.3, para determinar la clase de viento del sitio (y de aerogenerador para ese sitio):

Clase de aerogenerador		III	II	I	S
V_m	(m/s)	7.5	8.5	10	>10
V_{ref}	(m/s)	37.5	42.5	50	>50
V_{e1}	(m/s)	42	47.6	56	>56
V_{e50}	(m/s)	52.5	59.5	70	>70

Tabla 4.3: Valores de V_m , V_{ref} , V_{e1} y V_{e50} a la altura del buje para determinar clase de viento.

Pues bien, ¿cómo se calculan los valores de las máximas ráfagas V_{e1} y V_{e50} ? (Para luego comparar con los valores de la tabla 4.3 y así determinar la clase de viento del sitio). La EWTS II, página 1Sub C.20[13] da una forma de calcularlas, teniendo como datos la velocidad media V_m y el parámetro k de Weibull, con los gráficos de la figura 4.2 para V_{e1} y de la figura 4.3 para V_{e50} .

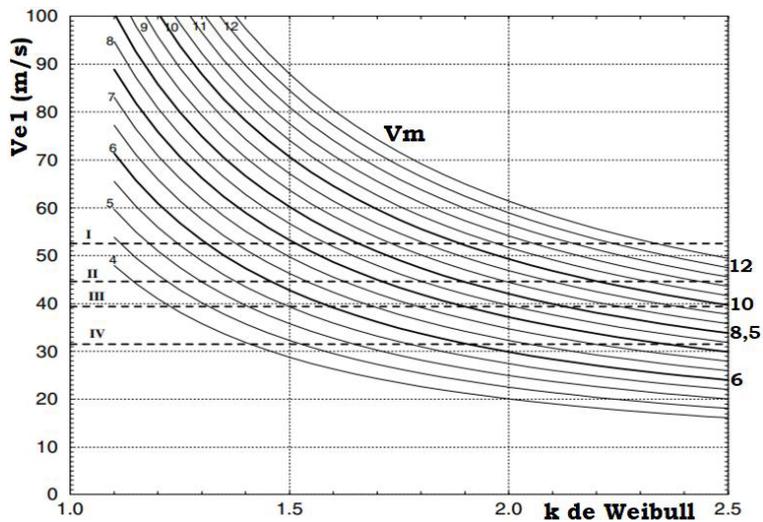


Figura 4.2: V_{e1} en función del k de Weibull, y la velocidad media V_m . [13].

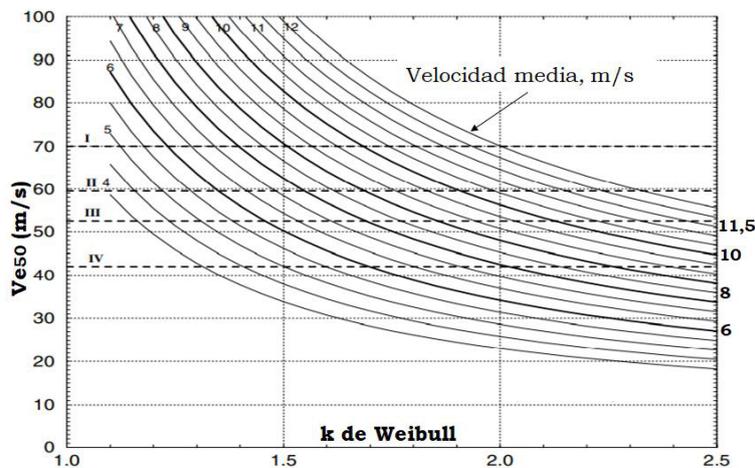


Figura 4.3: V_{e50} en función del k de Weibull, y la velocidad media V_m . [13].

Obtenidos los valores de V_m , V_{ref} , V_{e1} y V_{e50} a la altura del buje, comparando estos valores con los de la tabla 4.3, se determina la clase de viento del sitio en estudio y la clase de aerogenerador para ese sitio.

Por ejemplo, si en un determinado sitio, a la altura del eje del aerogenerador que se piensa instalar allí:

- la velocidad media anual del viento es 9.5 m/s,
- la V_{ref} obtenida de los cálculos es 44 m/s,
- la V_{e1} y V_{e50} son respectivamente 47 y 58 m/s,
- y el valor de la intensidad de turbulencia, obtenida del programa de tratamiento de datos de viento, es $I_{ref}=0.13$;

comparando estos valores con los indicados en la tabla 4.3, se obtiene que la clase de viento del sitio y de aerogenerador para ese sitio, es Clase I.

4.6 MAPAS DIGITALIZADOS DE TOPOGRAFÍA Y RUGOSIDAD

La medida que se obtiene de una torre anemométrica es en una ubicación puntual (longitud y latitud) y también puntual sobre el nivel del suelo. Esa medida a su vez está afectada por la rugosidad y topografía circundante. La finalidad es que a partir de los datos anemométricos se pueda construir un mapa de recurso eólico en una zona circundante a la torre anemométrica, ese mapa será una grilla donde cada punto tendrá unidades de velocidad de viento, potencia eólica disponible por unidad de área, etc. Este proceso de la construcción del mapa de recurso eólico requiere de alta capacidad de potencia de cálculo, en este aspecto, programas como WAsP y WindPro, entre otros, realizan esa construcción.

La digitalización o vectorización de la topografía y rugosidad, insumos para los algoritmos de los programas mencionados, hace posible calcular punto a punto el recurso eólico, para una ubicación y una altura dadas.

Tanto la topografía como la rugosidad se pueden obtener mediante mediciones específicas de técnicos expertos en el área. Las áreas de la ingeniería agronómica, agrimensura, minería, ambiental, etc., utilizan equipos que realizan estos relevamientos. A su vez se puede acceder a datos actualizados satelitales mediante la compra de los mismos.

En este libro, también se brindará información sobre sitios de acceso libre a estos datos.

4.6.1 Topografía

Como se ha comentado, se puede solicitar un relevamiento topográfico a un técnico especialista, la dificultad del proceso es en principio, lo extenso y luego, su costo; inclusive su necesidad puede ser cuestionable a la hora de un proyecto de parque eólico.

Como método aconsejable, es que en un radio de aproximadamente 10 km de la torre de medición se obtenga el mapa topográfico, es decir un cuadrado de unos 20 km de lado, con la torre anemométrica ubicada en el centro.

El relevamiento de dicha topografía se puede realizar a partir de datos que se pueden obtener de página web de la NASA, SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), que tiene la opción de una precisión de 3 segundos de arco (90 m) y de 1 segundo de arco (30 m).

Este servicio en línea lo proporciona el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) [7]. Los programas como WAsP y Windpro tienen la opción de conectarse y realizar los ajustes internos necesarios para bajar dicha información y presentarla en el formato utilizado por cada programa.

El sitio URL es <https://earthexplorer.usgs.gov/> [14] donde se puede apreciar en la figura 4.4 una vista del mismo.

Para bajar la información se debe crear un usuario y seguir indicaciones. El primer paso es ubicar el área de la cual se desea bajar la información, lo que se consigue haciendo un polígono con el ratón, por ejemplo, un cuadrilátero, figura 4.5. Sin embargo, se tiene la opción de círculo también.

Luego elegir la pestaña “Data Set”, dentro de ella “Digital Elevation” y dentro de ella “SRTM” y finalmente “SRTM 1 Arc-Second Global”, figura 4.6.

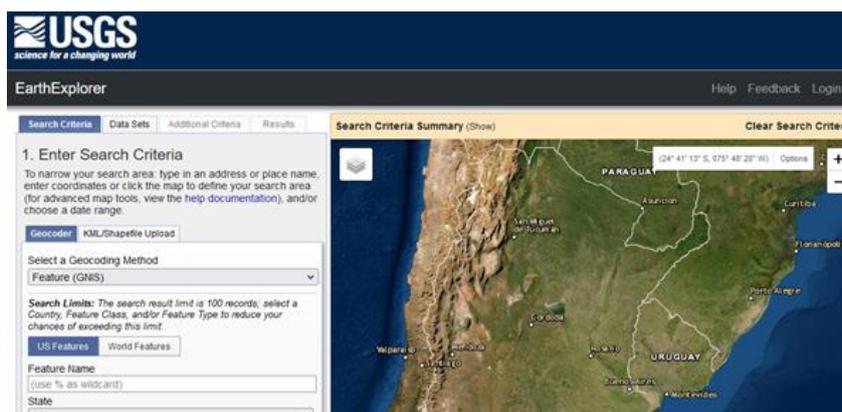


Figura 4.4: Interface Web de USGS para SRTM. Fuente: USGS [14]

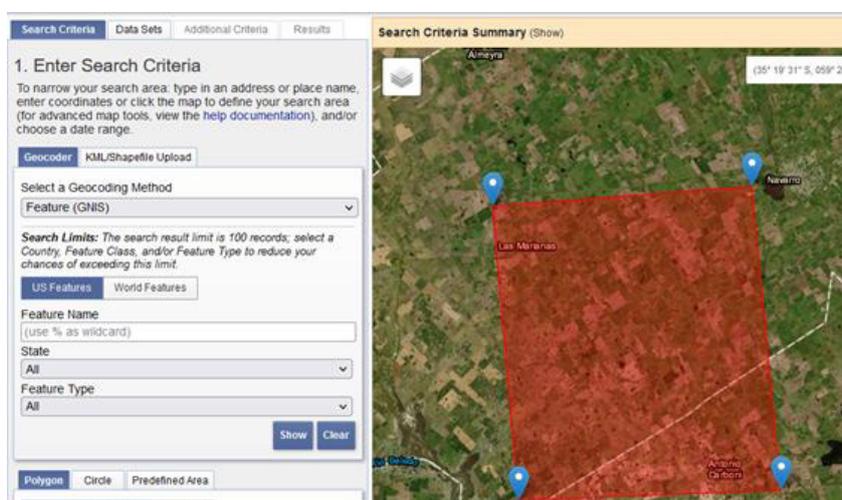


Figura 4.5: Ejemplo de selección de zona en EarthExplorer. Fuente USGS [14].

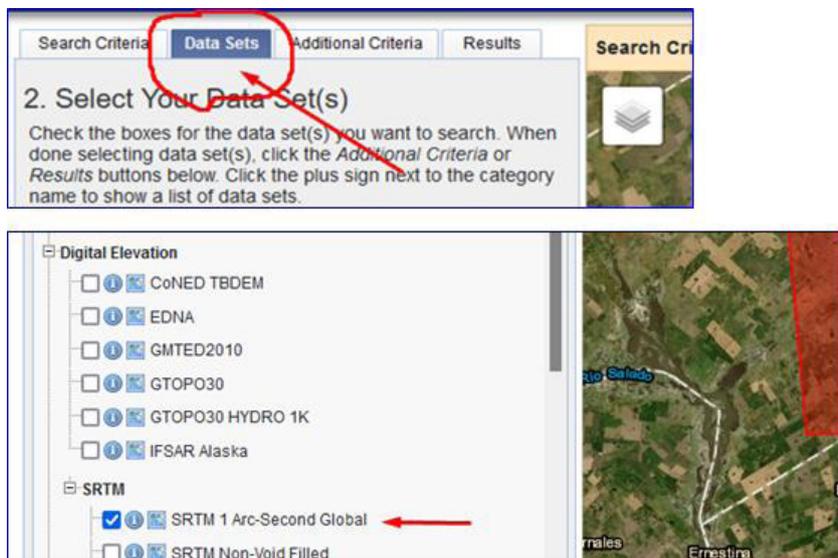


Figura 4.6: Selección de datos SRTM 1 arc-seg para zona seleccionada en figura anterior.
Fuente: USGS [14].

Ahora, presionar, abajo a la derecha, “Results”, figura 4.7:

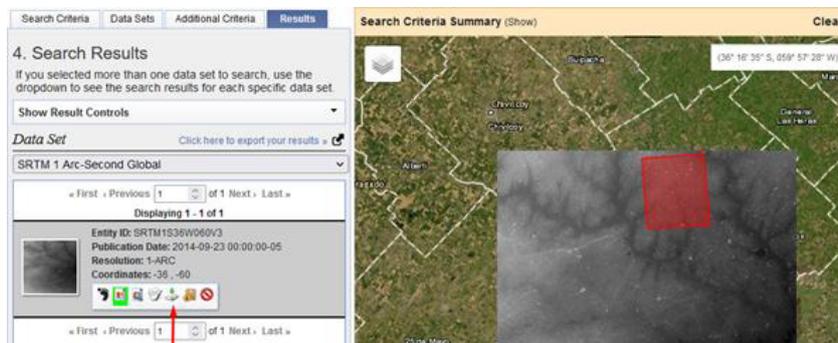


Figura 4.7: Selección de datos SRTM 1 arc-seg para zona seleccionada. En gris parcela SRTM disponible. Fuente: USGS [14].

El cuadrado pintado de rojo es el objetivo, contenido dentro de la parcela de SRTM disponible pintada en gris, figura 4.7, puede ser bajada haciendo clic donde indica la flecha roja, en tres formatos de bajada: BIL, DTED y GeoTIFF.

El formato GeoTIFF es recomendado si se utiliza por ejemplo software tipo GIS, como Globalmapper o QGIS (licencia libre).

Una vez conseguido el archivo SRTM, debe ser abierto en alguno de los programas GIS, convertido en isolíneas de elevación y exportado como archivo formato MAP, para posterior uso en WAsP o WindPro.

4.6.2 Rugosidad

Como se ha visto en el capítulo anterior, la rugosidad está representada por el parámetro Z_0 y la unidad es metro. El parámetro Z_0 se estima a partir de los datos de cobertura de la superficie (Land cover Data), de ahí la importancia de utilizar datos de cobertura de alta precisión.

La mayoría de los modernos datos de cobertura de superficie son creados a partir de imágenes satelitales, como los producido por Landsat and Satellite Pour l'Observation de la Terre (SPOT), SENTINEL, Copernicus, ESA (Agencia Europea del Espacio), entre otros.

En la mayoría de los casos, las clasificaciones de los datos de cobertura de suelo deben ser convertidos a valores de rugosidad en metros para así poder ser usados en un modelo numérico de flujo de viento.

No hay un sistema de conversión universalmente aceptado, sin embargo, en este libro se presenta la tabla 4.4 de valores utilizados por AWS Truepower.

Tipo cobertura	Rango de rugosidad (m)
Agua	0.001
Área desarrollada/Urbano	0.3 - 0.75
Bosque	0.9 - 1.125
Pantano	0.15 - 0.66
Zona de arbustos	0.1 - 0.2
Zona de cultivos	0.03 - 0.07

Tabla 4.4: Valores de rugosidad según tipo de cobertura.

Generalmente se utilizan, por ser de uso libre, los datos del Programa GlobCover 2009 ESA Land Cover Data, con una precisión de 300 m, http://due.esrin.esa.int/page_globcover.php [15]

La mayoría de los programas GIS, como ser el Globalmapper, QGIS, entre otros, tienen incorporado aplicaciones que permiten delimitar (al igual que con la topografía) la zona deseada y bajar los datos de cobertura de superficie de esa zona. Luego, se lleva a cabo un proceso para que puedan ser usados en cálculos eólicos, pues deben ser convertidos a valores de rugosidad en metros.

En este libro se da el ejemplo para Globalmapper 20.1.

- Una vez bajada la capa de rugosidad Globcover 2009 ESA, se la selecciona.
- En el menú “Analysis”, elegir la opción “Create roughness grid from Land Cover layer...”
- Se vuelve a seleccionar la capa a convertir.
- En la ventana que se abre seleccionar en “Roughness Table”, “GlobCover Land Cover Map ESA 2009”
- Seleccionar “Gradient Shader”

- Click en “Create Areas from Regions of Equal Roughness”
- Click en “Automatically Chop up self-intersecting roughness areas to make valid”, figura 4.8. Luego presionar “Ok”.
- Se crea una nueva capa con una escala de altura de rugosidad, figura 4.9.
- Para exportar esta nueva capa creada, ir al menú “Layer” y seleccionar “Export Layer(s) to New File...”
- Seleccionar las capas a exportar, en este caso solo la de rugosidad.
- Elegir el formato “WAsP MAP”
- Presionar “OK”, nuevamente “OK”, guardar en el disco. Listo.

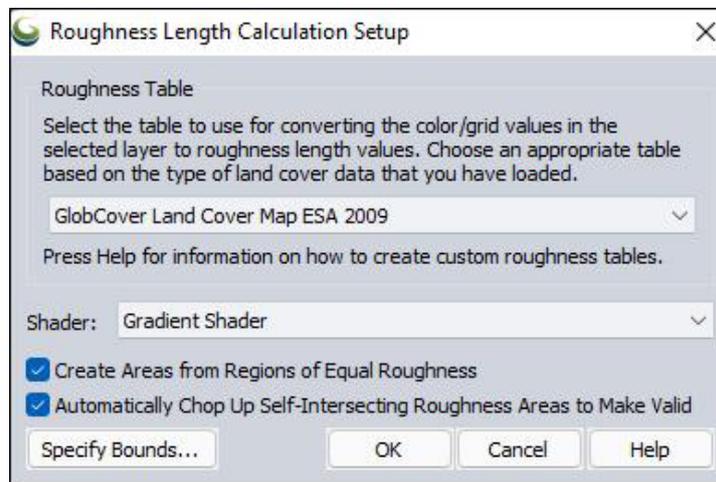


Figura 4.8: Cuadro de diálogo de Globalmapper 20.1. Rugosidad. Obtenido de usar el programa Globalmapper 20.1



Figura 4.9: Resultado de rugosidad en Globalmapper 20.1. Obtenido de usar el programa Globalmapper 20.1

El archivo guardado de rugosidad es para ser utilizado en WAsP o WindPro. Dependiendo de la versión de estos programas que se tenga y del acceso a los datos online en ellos, puede, o no, bajarse directamente la rugosidad tanto en el WAsP como en el WindPro; de lo contrario, el archivo a ser utilizado es el guardado por el método anteriormente descrito.

Las nuevas versiones de WAsP y WindPro cuentan con la aplicación (WAsP map editor para WAsP) que permite delimitar la zona deseada y automáticamente se obtienen los valores de rugosidad en metros, por ejemplo.

Por lo tanto, una vez cargado el archivo o bajado directamente del software (dependiendo de la versión), el resultado es el mismo, se obtienen mapas como el que se muestra en la figura 4.10, en donde se puede ver la rugosidad representada por las líneas azules y los triángulos de distintos colores, delimitando zonas de diferente rugosidad.

En la otra lámina de WindPro, figura 4.11 (zona del Río Uruguay, ciudades de Salto y Concordia y la zona agrícola aledaña), se pueden apreciar las distintas rugosidades de la zona urbana, agua, cultivos, etc.

Si se realiza una ampliación de la zona de la desembocadura del Arroyo San Antonio en el Río Uruguay, se podrán ver los valores adjudicados de rugosidad tanto para el agua como para el monte riverero, figura 4.12.

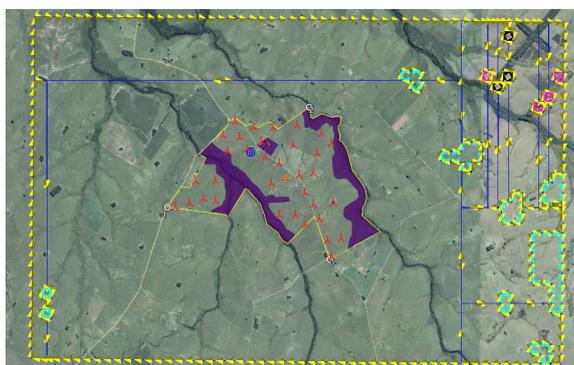


Figura 4.10: Ejemplo mapa de rugosidad en WindPro. Fuente: elaboración propia a partir de usar el programa Globalmapper 20.1

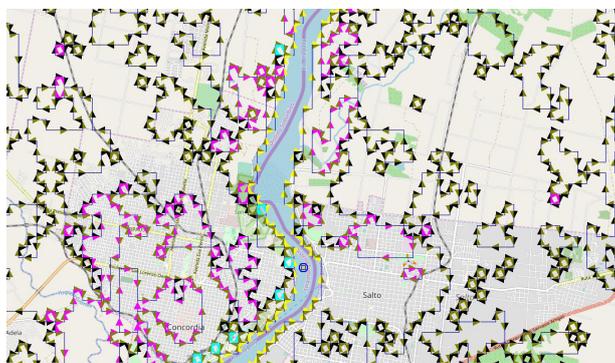


Figura 4.11: Ejemplo mapa de rugosidad en WindPro. Fuente: elaboración propia a partir de usar el programa Globalmapper 20.1

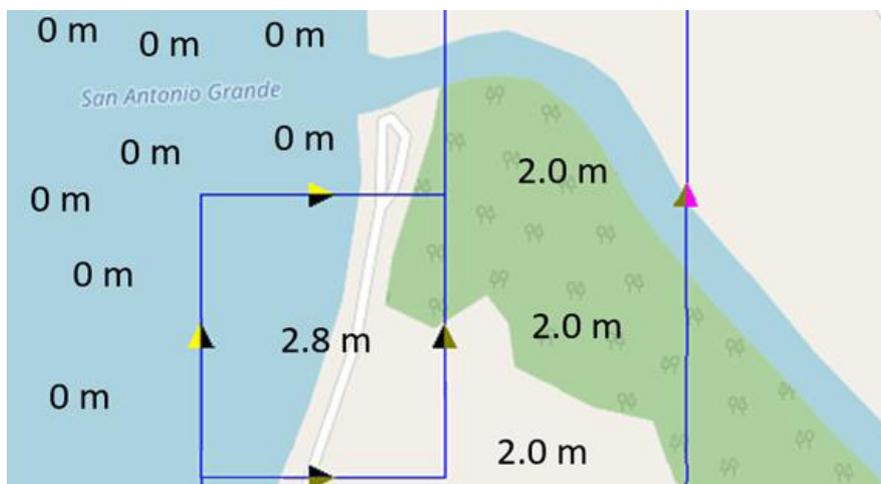


Figura 4.12: Mapa de rugosidad en WindPro, significado de los símbolos y correspondencia con la cobertura superficial. Fuente: elaboración propia a partir de usar el programa Globalmapper 20.1

Como se puede ver, hay un cuadrado de 300 m de lado (precisión de Globcover 2009 ESA), donde el color de los 4 triángulos hacia dentro del cuadrado es negro y su valor en rugosidad es de 2.8 m. El valor para el amarillo, que indica las aguas del Río Uruguay es de 0 m. El valor para verde es de 2.0 m. Si bien el satélite detecta el agua y la vegetación del monte ribereno, como se menciona, su precisión es de 300 m. En las interfaces entre agua y tierra, en las costas, se puede ver que el cuadrado de valor 2.8 m de rugosidad abarca también parte del espejo de agua; a los efectos del cálculo de recurso eólico de varios kilómetros de extensión, no afecta al mismo una precisión de 300 m.

En la figura 4.13 se muestra como se ve la topografía.

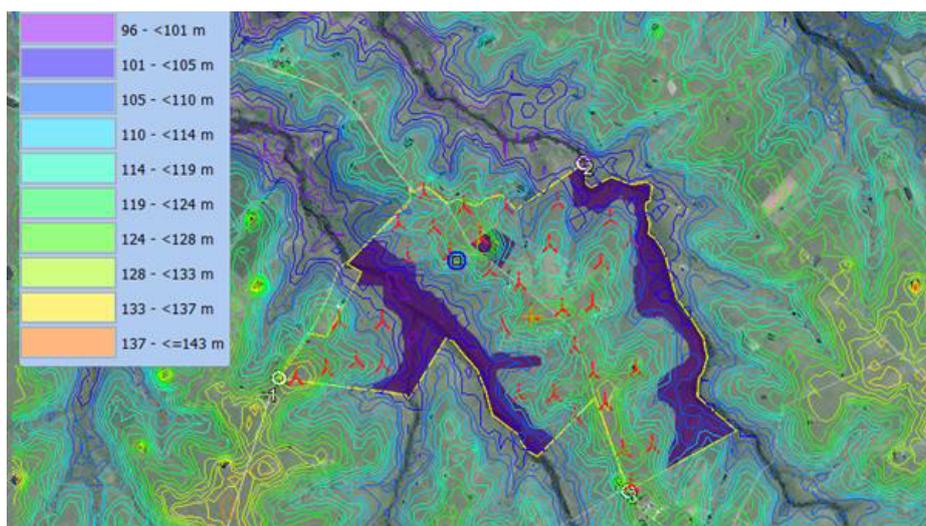


Figura 4.13: Mapa topográfico en WindPro, mostrado en curvas de nivel, con leyenda. Fuente: elaboración propia a partir de usar el programa Globalmapper 20.1.

4.7 UBICACIÓN DE AEROGENERADORES EN EL SITIO

Para cumplir con esta etapa, el programa de diseño de parque eólico entrega un mapa con la topografía y la PAE o la densidad de energía del sitio en una escala de colores, además de las coordenadas de cada punto para obtener las distancias entre los molinos, figura 4.14.

Dentro del sitio previsto para el parque eólico, los aerogeneradores deben ubicarse en lugares tales que:

- La Producción Anual de Energía (PAE) sea mayor.
- La separación entre ellos sea la que indican las normas.
- La accesibilidad a cada uno sea razonable. Debido al costo del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica, se aconseja instalarlos cerca unos de otros.

4.7.1 Producción Anual de Energía (PAE) maximizada

Sobre el mapa con la escala de producción de energía se ubican los aerogeneradores en aquellos lugares con mayor PAE, teniendo en cuenta la topografía, de manera de evitar ubicarlos a sotavento de colinas si las hubiera, como indica la figura siguiente.

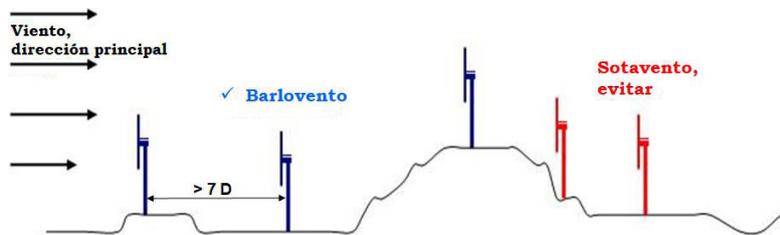


Figura 4.14: Ubicación de aerogeneradores respecto de una colina.

Por topografía puede haber una ganancia o pérdida de PAE, mientras que el efecto estela siempre origina pérdidas. En la figura 4.15 el gráfico muestra, para un parque eólico de 40 aerogeneradores, la variación de la eficiencia de cada uno por efectos de la topografía (ganancias en algunos, pérdidas en otros) y de estela (pérdidas); del gráfico se deduce que los molinos 12, 22 y 34 deben ser reubicados, porque presentan elevadas pérdidas por topografía.

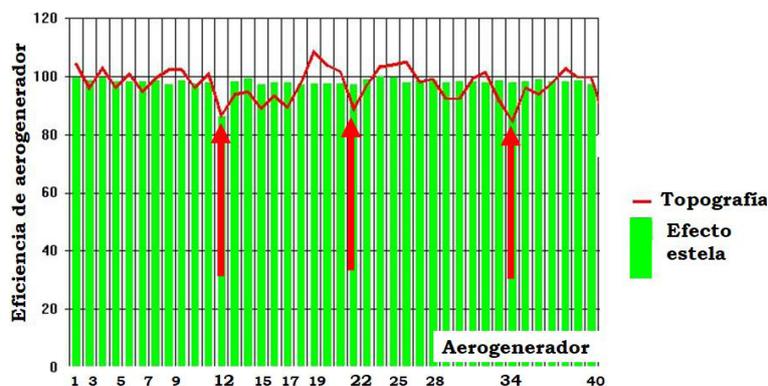


Figura 4.15: Pérdidas y ganancias por topografía, y pérdidas por efecto estela.

Fuente: elaboración propia a partir de usar el programa Windfarmer

4.7.2 Distancia entre aerogeneradores

La separación entre aerogeneradores es una medida muy importante, pues la pérdida por efecto estela y la vida útil dependen fuertemente de ella. La distancia entre torres de aerogeneradores, figura 4.16, debe ser:

- En la dirección principal del viento por lo menos de siete diámetros de palas.
- En la dirección perpendicular de cuatro diámetros de palas.
- Si hubiera más de una dirección principal de viento, la separación mínima en cualquier dirección debe ser por lo menos de siete diámetros de palas.

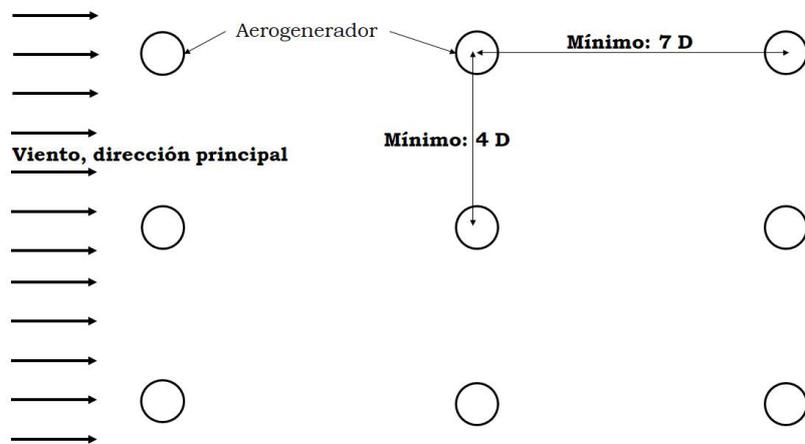


Figura 4.16: Distancias entre aerogeneradores. Vista en planta.

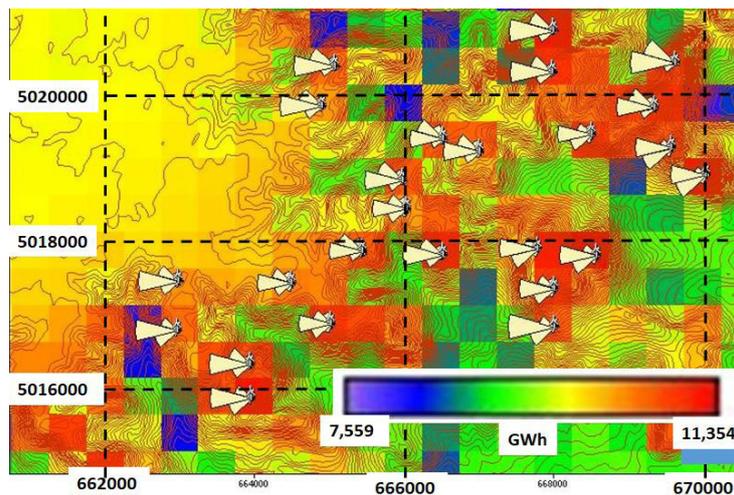


Figura 4.17: Distribución de aerogeneradores sobre mapa de energía del sitio. Fuente: elaboración propia a partir de usar el programa WAsP.

La figura 4.17 muestra la distribución de aerogeneradores (“layout”) de un parque eólico, con el mapa topográfico y de producción de energía de fondo. En cada molino se indica por sector de 30° la producción de energía.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Congreso de la Nación Argentina, “Ley 27.191.” Accessed: Jun. 06, 2024. [Online]. Available: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/texact.htm>
- [2] Congreso de la Nación Argentina, “Ley 26.190.” Accessed: Jun. 06, 2024. [Online]. Available: <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/texact.htm>
- [3] Presidencia de la Nación Argentina, “Decreto 531/2016.” Accessed: Jun. 06, 2024. [Online]. Available: <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/255000-259999/259883/texact.htm>
- [4] Ministerio de Energía y Minería de la Nación Argentina, “Resolución 281-E/2017.” Accessed: Jun. 06, 2024. [Online]. Available: <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/275000-279999/278429/texact.htm>
- [5] Sitio del Gobierno de la República Argentina, “Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER) | Argentina.gob.ar.” Accessed: Jun. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/mater>
- [6] CAMMESA, “Mercado a Término de Energías Renovables.” Accessed: Jun. 06, 2024. [Online]. Available: <https://cammesaweb.cammesa.com/mater/>
- [7] CAMMESA, “CAMMESA | Sitio web de CAMMESA.” Accessed: Jun. 06, 2024. [Online]. Available: <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- [8] BM - DTU - VORTEX, “Global Wind Atlas.” Accessed: Feb. 12, 2024. [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/es>
- [9] Technical University of Denmark, “Global Wind Atlas - Metodología.” Accessed: Jun. 09, 2024. [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/es/about/method>
- [10] VORTEX FCD, “Long-Term High-Resolution 10-minute Time Series - VORTEX.” Accessed: Jun. 09, 2024. [Online]. Available: <https://vortexfdc.com/windsite/long-term-high-resolution-10-minute-time-series/>
- [11] VORTEX FCD, “Virtual Met Mast - VORTEX.” Accessed: Jun. 09, 2024. [Online]. Available: <https://vortexfdc.com/windsite/virtual-met-mast/>
- [12] IEC, IEC 61400–1 - Wind Energy Generation Systems. 2019.
- [13] J. W. M. Dekker and J. T. G. Pierik, “European Wind Turbine Standards II,” pp. 1–57, 1998.
- [14] USGS, “EarthExplorer-SRTM.” Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://earthexplorer.usgs.gov/>
- [15] ESA, “ESA Data User Element.” Accessed: Jun. 11, 2024. [Online]. Available: http://due.esrin.esa.int/page_globcover.php

CAPÍTULO 5

Probabilidades de excedencia

5.1 PAE Y PROBABILIDADES DE EXCEDENCIA P50 A P99

Las pérdidas y las incertidumbres son dos conceptos distintos que menudo se mencionan juntos, lo que puede llegar a causar confusión. Un proyecto de parque eólico puede que no sea financiable, si no tiene un análisis cuidadoso de pérdidas e incertidumbres.

Una PAE P50 significa que hay un 50% de probabilidades de obtener al menos esa cantidad de energía generada por el parque eólico. Se calcula a partir de la producción bruta del parque. En este caso intervienen solamente las pérdidas técnicas, y no las incertidumbres. Mientras mayores sean las pérdidas técnicas, menor será esa cantidad de energía.

Una PAE P90 significa que hay un 90% de probabilidades de obtener al menos esa cantidad de energía generada por el parque eólico. Mientras mayores sean las incertidumbres, menor será esa cantidad de energía y por lo tanto disminuye la viabilidad económica del parque. Estas probabilidades de excedencia, que van desde P51 hasta P99, se calculan a partir de la P50. Es decir que las probabilidades de superación de la producción anual esperada del parque eólico, dependen de la magnitud de las pérdidas y de las incertidumbres del proyecto. Un estudio cuidadoso de ambos parámetros, sirven al menos para cumplir los siguientes objetivos:

- El organismo del estado responsable de la provisión de energía eléctrica, tendrá mayor seguridad para satisfacer la demanda del país.
- Los límites al riesgo financiero que exigen los bancos que financian la construcción de parques eólicos, se satisfacen mediante el aumento de la calidad del diseño al reducir la incertidumbre del proyecto.

Los cálculos o estimaciones de las pérdidas técnicas y de las incertidumbres de un parque eólico, se hacen utilizando diversos criterios que responden no sólo a las características propias de cada proyecto, sino también a la experiencia del diseñador, por lo tanto, distintos diseñadores muy probablemente van a obtener valores de pérdidas técnicas e incertidumbres diferentes aún con el uso de los mismos datos. En consecuencia, hay diferencias significativas en los valores de las pérdidas técnicas, así como en los de incertidumbres.

En este apartado, se realiza un trabajo de determinación de pérdidas e incertidumbres que podrían ser reducidas, para influir en el cálculo de probabilidades de excedencia de Producción Anual de Energía (PAE) de Parques Eólicos; se ha realizado siguiendo los siguientes pasos:

- Mediante la revisión bibliográfica sobre el estado del arte en el tema, puesto que la norma IEC 61400-15, que regulará el tema está siendo elaborada al momento de escribirse este libro (2024), se realiza un análisis de valores adoptados de pérdidas e incertidumbres a partir de ciertas suposiciones, para luego, comparar con datos reales al medir la energía generada.
- Análisis de las pérdidas técnicas, de los valores razonables según un conjunto de variables, principalmente el sitio de emplazamiento, distancia a red eléctrica y clima.

- Análisis de las incertidumbres relacionadas con la medición del viento y con la producción de energía, que intervienen en el cálculo de las probabilidades de excedencia de la PAE.
- Cuantificación de la influencia de los distintos valores de pérdidas e incertidumbres, con propuesta de un rango de valores a adoptar.

5.1.1 Sobre la norma que regirá este tema

La norma que regirá este tema será la IEC 61400-15 “Assessment of Wind Resource, Energy Yield, and Site Suitability Input Conditions for Wind Power Plants” (Evaluación de las condiciones de entrada del recurso eólico, rendimiento energético e idoneidad del sitio para plantas de energía eólica). Al momento de escribir este capítulo, la norma aún no se publicó, está en borrador, elaborado por el comité correspondiente de la IEC, junto a propietarios, operadores, consultorías e institutos de investigación sobre el tema. Esta será la norma que regulará el cálculo y las estimaciones de las pérdidas técnicas y de incertidumbres.

Al respecto de la norma mencionada, otros autores plantean lo siguiente:

- Que la norma tendrá por objetivos definir modelo y cálculo explícito de incertidumbres, definir estándares para la presentación de informes y definir conjuntos de datos para que el fabricante ejecute su modelo de cargas sobre el aerogenerador [1];
- Que la industria eólica, tomando como base el borrador de la IEC 61400-15, ha reducido los errores en la cuantificación de las pérdidas e incertidumbres de la Producción Anual de Energía [2];
- Que la existencia de altos niveles de incertidumbre en proyectos de centrales eólicas puede representar un obstáculo para obtener financiamiento en el corto plazo; que para un desarrollo exitoso de parque eólico, y la minimización de los riesgos financieros, es fundamental la cuantificación de la incertidumbre de la potencia en el sitio, dado que la PAE depende de las condiciones externas (recurso eólico) y de las condiciones de los aerogeneradores (estructural y mecánica) [3].
- Que al ser el viento una fuente intermitente, entonces la estimación o cálculo de la PAE de centrales eólicas requiere de análisis estadísticos; que tal cálculo, se debe cumplir la exigencia de estar asociada con las probabilidades de ocurrencias P50 a P99, se deben estimar/calcular las pérdidas técnicas y las incertidumbres. Además, que la caracterización del viento se puede realizar mediante modelos de probabilidad, por ejemplo, asumir una distribución uniforme de la densidad del aire y distribución de Weibull para la velocidad de viento; al perfil vertical de la velocidad se puede caracterizar por el coeficiente de “alfa” de la ley de la potencia, entre otras variables [4].

5.2 PÉRDIDAS TÉCNICAS

En el diseño de un parque eólico, normalmente se calcula la PAE mediante la utilización de programas específicos: WindPRO [22], WAsP [23], GH WindFarm, WindSim [24], Meteodyn [25], entre otros. Estos programas también entregan la PAE bruta (que ya puede incluir las pérdidas por efecto estela debido a la posición de los aerogeneradores en el parque).

Las pérdidas técnicas siempre restan, son pérdidas debido a leyes de la Física como por ejemplo efecto Joule, o por indisponibilidad de las máquinas. Se reportan como un porcentaje de la energía bruta. Se determinan en base a experiencia y prácticas habituales de diseño de parques eólicos. Las

categorías principales consideradas hasta el presente (año 2021) son 7, fueron sugeridas por, entre otros, Stephen (2008), y dentro de cada una de ellos, existen subcategorías. A continuación, se describen las principales, KEMA (2013), [26]:

1. Efecto estela (Est).
2. Disponibilidad y balance de planta (Indisp).
3. Rendimiento del aerogenerador (rendim).
4. Eléctricas (Eléct).
5. Medioambientales (Amb).
6. Restricciones (Restric).
7. Otros.

5.2.1 Pérdidas por efecto estela

Se deben a la reducción de la velocidad del viento y mayor turbulencia a raíz de la estela originada por el giro del rotor de las turbinas. Pueden deberse a turbinas dentro del parque eólico, o a turbinas externas en parques eólicos adyacentes. Los aerogeneradores pueden tener ubicación tal que, en algunas ocasiones, la dirección del viento haga que aquellos en la dirección de estela experimenten un alto grado de turbulencia; en este caso, es decir cuando el viento tiene tal dirección, puede que la gestión del parque eólico las apague para mejorar la vida útil de las máquinas. El efecto estela se reduce a un 1% si se respetan las distancias mínimas recomendadas. Los aerogeneradores que por efecto estela pierdan más de un 4% en su producción de energía, muy probablemente requieran cambiar su ubicación dentro del parque. Deben considerarse a los efectos estela de futuros aerogeneradores que se instalen en proyectos eólicos en desarrollo.

5.2.2 Por indisponibilidad de aerogeneradores y balance de planta

La indisponibilidad se debe al tiempo dedicado al mantenimiento durante el cual las máquinas estarán apagadas. Con la garantía de disponibilidad de la empresa que los fabrica, la indisponibilidad suele ser de un 3%.

Las pérdidas por balance de planta son aquellas debido a la inactividad de los componentes entre el interruptor principal del aerogenerador, pasando por el transformador de la subestación incluida en el proyecto hasta la línea de transmisión donde el proyecto inyectará la energía generada. Es decir, incluye todos los componentes excepto los aerogeneradores. La disponibilidad de la red comprende otra subcategoría, y es cuando el operador de la red (CAMMESA, [27] en Argentina, ADME [28] en Uruguay) puede ordenar la reducción de la producción de energía eólica por baja demanda, alto suministro de otras fuentes, falla de la red, etc. Es decir, por restricción en la red debido a razones externas. En Argentina, las leyes otorgan prioridad de inyección de energía a la red eléctrica, a las fuentes de origen renovable frente a las convencionales. Se entiende en todos los casos de las pérdidas por balance de planta, que el recurso eólico está disponible y la máquina puede generar. Su valor depende de las condiciones eléctricas locales y del contrato de inyección de energía con el operador de red. Valores razonables se consideran hasta 2%.

5.2.3 Pérdidas por rendimiento del aerogenerador

Esta categoría comprende las pérdidas por:

- Flujo de viento, son debido a turbulencia y flujo inclinado, que representan las diferencias entre las condiciones de ensayo y las condiciones del emplazamiento. (Sin embargo, se la puede considerar como incertidumbres en la curva de potencia en vez de en esta parte de pérdidas).
- Histéresis por vientos fuertes: cuando la velocidad del viento excede la velocidad de corte, el aerogenerador se apaga y no se reinicia tan pronto como la velocidad está por debajo de la de corte, sino que el controlador espera a que la velocidad baje una cierta cantidad por debajo del límite antes de reiniciar. Puede determinarse con los datos de viento.

5.2.4 Pérdidas eléctricas

Su valor se considera de 1 a 2.5%. Pueden ser de dos tipos:

- Por efecto Joule, son las que existen en el tramo entre los bornes del generador eléctrico y el punto de conexión del parque eólico a la red, incluye la de los transformadores de cada aerogenerador y los de la subestación transformadora. Según tamaño del parque, se considera de 1 a 2%.
- Por consumo propio del parque eólico; se considera de 0.2 a 0.5 %.

5.2.5 Pérdidas medioambientales

Varios son los factores ambientales que pueden producir reducción de generación eléctrica. Teniendo en cuenta mantenimiento y clima, se considera razonable que sus valores sean de 1 a 2%:

- En palas: por degradación física del perfil aerodinámico, por suciedad (polvo que se adhiere) o formación de hielo (por baja temperatura), reducen su rendimiento. En el tiempo, suele considerarse un aumento lineal de las pérdidas de 0.1% anual.
- Por baja o alta temperatura: son pérdidas debido a temperaturas por fuera de los rangos de operación de la turbina, pueden, por ejemplo, generar fallas debido a sobrecalentamiento de los componentes que integran la góndola. Se estima con datos de temperatura del lugar.
- Por rayos: depende del clima y de la protección de los aerogeneradores.
- Por forestación o deforestación de bosques cercanos: depende de si es una forestación futura o una deforestación, puede resultar en una pérdida o una ganancia respectivamente.

5.2.6 Pérdidas por restricciones

Se estiman en cada caso, pues son muy características de cada sitio:

- Por circulación de aves migratorias: Para reducir el impacto, el operador del parque apaga las máquinas; a veces es una condición para obtener un permiso ambiental.
- Estrategia de paradas por sectores: Se puede dar en diseños de parques en donde las distancias entre turbinas son menores de lo recomendado y el efecto estela, para ciertas condiciones de velocidad de viento y dirección, produce pérdidas significativas. Además de aumentar la vida útil de las máquinas al no ser expuestas a la turbulencia de las estelas.
- Parpadeo (Flicker): La sombra de las palas, puede, en ciertas horas y días del año ocasionar parpadeo en un receptor de sombra (entiéndase como receptor de sombra, por ejemplo, una ventana de una casa), que genere un impacto negativo sobre las personas. Estas paradas se pueden predecir

mediante la identificación de los posibles lugares receptores de sombras, y luego ingresados a los cálculos del proyecto, teniendo en cuenta la orientación y recorrido del sol durante el año.

- **Ruido:** En Argentina y Uruguay, la mayoría de los aerogeneradores se ubican en el medio rural, salvo muy pocos casos instalados insertos dentro de una zona urbana, por ejemplo, en Uruguay, Parque Eólico Corfrisa-Cristal Pet. En este caso, se debe tener en cuenta la norma UNE-EN-61400-11, que especifica las directrices para la medición del ruido, además de que tener en cuenta la normativa nacional vigente respecto a ello.

5.2.7 Otras Pérdidas

Se incluyen en este ítem ciclones (35 a 50 m/s), huracanes (50 a 70 m/s) y tornados (70 a 90 m/s). Para ser considerados como tales, estas velocidades deben mantenerse por varios minutos por lo menos. Si la zona es sísmica, durante la vida útil pueden ocurrir terremotos.

El valor que se adopta, si es que se considera el ítem, depende del lugar.

5.3 PÉRDIDA TÉCNICA TOTAL

Se calcula mediante la suma de cada uno de los porcentajes mencionados:

$$\text{PérdTéc} = (\text{Est} + \text{Indisp} + \text{Rendim} + \text{Eléct} + \text{Amb} + \text{Restric} + \text{Otras}) \quad (5.1)$$

5.4 CÁLCULO DE P50

La producción anual neta de energía (PAE neta) se obtiene restando a la PAE bruta, la que se pierde por las pérdidas técnicas. A esta cantidad se le llama P50, porque tiene una probabilidad del 50% de que la energía generada sea superior a este valor, se calcula con la (5.2):

$$P50 = PAE_{Bruta} \left(\frac{100 - \%Pérdidas\ Técnicas}{100} \right) \quad (5.2)$$

5.5 INCERTIDUMBRES

El cálculo de la PAE de un parque eólico debe incluir el análisis de incertidumbres, que dará como resultado un cierto grado de incertidumbre en la generación de energía, lo que a su vez se traduce en incertidumbre en los ingresos por la venta de la energía y en la rentabilidad del proyecto eólico. La evaluación del proyecto debe incluir un análisis de probabilidades de excedencia de PAE P50, P75, P90, P99, según la exigencia de la entidad que lo financie. Las probabilidades de excedencia están en función de las incertidumbres (Tilca & Mathisson, [30]).

La Incertidumbre tiene relación con la imperfección en el conocimiento; depende del grado de información, precisión y dispersión de la medida de las variables, que entran en juego en el estudio de la energía eólica. Puede tener varios tipos de origen, desde errores cuantificables en los datos hasta terminología definida de forma ambigua o previsiones inciertas. La incertidumbre puede ser representada por medidas cuantitativas (por ejemplo, un rango de valores calculados según distintos modelos) o por afirmaciones cualitativas (por ejemplo, al reflejar el juicio de un grupo de expertos). A diferencia de las pérdidas técnicas, las incertidumbres pueden sumar o restar.

Las incertidumbres consideradas son las que están relacionadas con:

(A) las mediciones del recurso eólico;

(B) con la producción de energía.

5.5.1 Incertidumbres en las mediciones del recurso eólico

Actualmente, una de las formas de estimar los valores de las incertidumbres, es considerarlas según la siguiente subdivisión:

1. Incertidumbres propias de los instrumentos (anemómetros, veletas, etc) y de su calibración.
2. Incertidumbres por interferencia (Hansen, 1999; Lubitz, 2009; UNE-EN 61400-12-1, 2018).
3. Incertidumbres por el período de medición.
4. Incertidumbres por ajuste de largo plazo.

5.5.1.1 Incertidumbres propias del anemómetro y su calibración

Los anemómetros más utilizados son los de copas. Suele ocurrir que los bancos que financian la construcción del parque eólico, requieran que las mediciones de viento se realicen con sensores de calidad reconocida, algunas de las marcas son Thies First Class, Second Wind, NRG System, RISOE.

La norma UNE-EN 61400-12-1, 2018, [11], establece en Anexo I.4, pág. 227, la ecuación siguiente para determinar el Número de Clase k_n del anemómetro:

$$k_n = 100 \times \text{Máx} \left| \frac{\varepsilon_i}{w_i} \right| \quad (5.3)$$

donde:

k_n : es el número de clase de un anemómetro con número de muestra n ($n = 1, \dots, 5$ o más);

w_i : es una función de ponderación, en m/s, que define la envolvente de la desviación, ecuación I.2 de dicha norma (ecuación (5.4) siguiente).

ε_i : es la desviación, en m/s, para la combinación i del parámetro de influencia.

La función de ponderación w_i promedia la influencia de las desviaciones absoluta y relativa. El error relativo es mayor para velocidades de viento más bajas, y viceversa. El absoluto es mayor para velocidades de viento altas. w_i es, según la misma norma:

$$w_i = 5 \text{ m/s} + 0.5 \cdot U_i \quad (5.4)$$

donde U_i es la velocidad del viento en m/s para la combinación del parámetro de influencia i .

La incertidumbre estándar que usar está dada por la misma norma, mediante la ecuación siguiente:

$$u_i = \left(0.05 \frac{m}{s} + 0.005 \cdot U_i \right) \cdot k_n \cdot \sqrt{3} \quad (5.5)$$

La calibración del anemómetro debe realizarse en túnel de viento aprobado por MEASNET, [29], el certificado de calibración tendrá sello MEASNET.

La incertidumbre por estos conceptos, se toma entre 1.5% y 7%.

5.5.1.2 Incertidumbres debido a interferencias

Existen para Argentina las Recomendaciones Para Mediciones de Velocidad y Dirección de Viento con Fines de Generación Eléctrica y Medición de Potencia Eléctrica Generada por Aerogeneradores (Mattio y Tilca, 2009), [6], que en concordancia con normas internacionales como la UNE-EN 61400-12-1 (2018), indican detalles de instalación de anemómetros y otros instrumentos en la torre de medición, que tienen en cuenta dirección principal del viento, tipo de torre (reticulada o tubular) y distancias instrumentos – torre, de manera que las mediciones se vean afectadas lo menos posible.

El valor de incertidumbre por este concepto varía entre 0.5 y 4%, teniendo valores menores si se cumplen las Recomendaciones o la norma.

5.5.1.3 Incertidumbres por el período de medición

Es natural que haya una variación de la velocidad del viento de un año a otro. La variabilidad interanual representa esta incertidumbre, asociada al período de medición de un año. Para períodos de varios años, las variaciones de velocidad de viento tienden a compensarse y de esta forma, la incertidumbre para periodos largos es inferior a la incertidumbre para períodos de un año. Esta incertidumbre es menor si más años de medición se tienen.

En cuanto al impacto del cambio climático en el cambio de la velocidad del viento y también su dirección, se ha visto que, hasta el momento, no hay una tendencia apreciable para la velocidad del viento como sí la hay para la temperatura.

En base a la experiencia de los autores, se obtuvo la ecuación (5.6), obtenida de valores de incertidumbre en función del tiempo de medición y el mejor ajuste utilizando cuadrados mínimos:

$$\text{Incert}(\%) = -0.9817 \cdot n + 4.1616 \quad (5.6)$$

En donde:

Incert(%): valor porcentual de la incertidumbre por este concepto.

n: es el número de años de medición; $0.5 \leq n \leq 4$

Por la propia naturaleza de las mediciones, los números a partir del segundo decimal carecen de sentido, entonces se debe redondear el valor obtenido hasta el primer decimal. Por ejemplo, para $n=1$ año de medición, Incert(%) da un valor de 3.1799 y se debe adoptar el valor 3.2.

5.5.1.4 Incertidumbres por ajuste a largo plazo

El viento tiene una variabilidad interanual, lo que trae como consecuencia que la medición de 1 o 2 años puede que no sea representativa a largo plazo. Es importante entonces contar con series de datos de la denominada estación de referencia, que contenga datos de viento de 10 y hasta 30 años. Hay empresas e instituciones que venden o ponen a disposición este tipo de datos, que se utilizan para hacer la extensión de la serie de datos del sitio donde estará el parque eólico, mediante métodos como MCP (Medición, Correlación, Predicción).

Algunas de estas empresas son Vortex SL, AWS Truepower; o instituciones como National Centers for Environmental Prediction (NCEP), North American Regional Reanalysis (NARR), y programas como MERRA-2 (Modern - Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2) de la NASA. Es decir, se cuenta con un período relativamente corto de datos medidos; estos se co-

relacionan con el conjunto de datos de la serie larga de la estación de referencia, consiguiendo la extensión de la serie en el tiempo, como se indicó en la figura 1.10, y como se muestra en la figura 5.1.

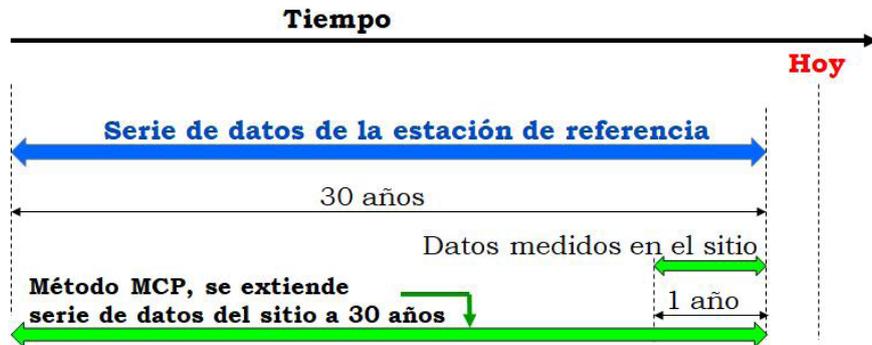


Figura 5.1: Esquema de extensión de series de datos de 1 año a 30 años.

Un indicador del ajuste de la correlación es el valor de R^2 , cuanto más se acerca a 1 mejor es la correlación. Los autores, mediante análisis realizados dedujeron la siguiente relación lineal para obtener el valor de la incertidumbre por ajuste a largo plazo:

$$\text{Incertidumbre largo plazo (\%)} = 10 - 10 \cdot R^2 \quad (5.7)$$

Si R^2 es 0.5 o menor, no es conveniente trabajar con esa extensión de serie de datos. En este caso, o si simplemente no se hizo este ajuste, adoptar como valor de incertidumbre para este ítem, de 5 %.

Este coeficiente de correlación R^2 resulta del ajuste de la recta por mínimos cuadrados, en donde el objetivo (datos del sitio), se correlaciona con la referencia (largo plazo).

En un ejemplo analizado más adelante en este mismo capítulo, para el caso de un parque eólico en la Patagonia Argentina, los datos de largo plazo fueron de MERRA-2 (estación de referencia) más cercano a la torre donde se midieron los datos del sitio. El período considerado de datos MERRA-2 comprende desde 01/01/1980 a 01/08/2019 (30 años), como se esquematiza en la figura 5.1. En este caso, el valor del coeficiente de ajuste de la correlación realizada fue de $R^2 = 0.524$ en lo que respecta a la velocidad del viento. Por lo tanto, para el caso en cuestión, aplicando la ecuación 2.10, la incertidumbre es del 4.8%.

5.5.2 Incertidumbres en la producción de energía

5.5.2.1 Incertidumbre de modelización del campo de viento

La modelización del flujo de viento en el sitio depende de varios factores, entre ellos de la topografía y rugosidad del terreno (mientras más complejo sea el terreno más difícil será obtener un campo de viento que se acerque a lo real), de la distancia de la torre de medición a los aerogeneradores (el criterio adoptado en la licitación del plan RENOVAR I de Argentina, es que todo aerogenerador debe estar a no más de 12 km de la torre de medición y en promedio, todos los aerogeneradores a no más de 6 km de la torre).

El valor de esta incertidumbre se adopta entre 2% y 5%.

5.5.2.2 Incertidumbre relacionada curva de potencia del aerogenerador

Es normal que las características del viento del sitio en estudio (turbulencia, topografía) sean distintas de aquellas donde se ubicó el tipo de aerogenerador a utilizar cuando el fabricante realizó las mediciones para trazar la curva de potencia. En consecuencia, la producción de energía puede ser ligeramente distinta para cada velocidad de viento en el sitio real, que la que indica la curva de potencia. Si la curva de potencia se ha trazado cumpliendo con los requisitos de las normas internacionales, el valor de esta incertidumbre suele adoptarse entre 2 y 4.5 %.

5.5.2.3 Incertidumbre por extrapolación vertical

Está relacionada con la estimación de la velocidad de viento en aquellas alturas para las cuales no hay mediciones directas. Son incertidumbres asociadas a la estimación del perfil de la velocidad horizontal del viento, dentro del rango de interés. Es aconsejable que si de antemano se sabe la altura del eje del aerogenerador, que se mida a esa altura, con los rangos de aceptación como se indica en la figura 2.2.

En función del tipo de terreno, de cantidad, calidad y altura de anemómetros y de calidad del mapeo eólico del sitio, suele valorarse a esta incertidumbre entre 1 y 4%.

5.6 INCERTIDUMBRE TOTAL

La incertidumbre total se calcula con la raíz cuadrada de la suma de cada una de las incertidumbres al cuadrado.

$$\text{Incertidumbre Total} = \text{Incert}_T = (\text{Incertidumbre}^2)^{1/2} \quad (5.8)$$

5.7 PAE Y PROBABILIDADES DE EXCEDENCIA

Como se indica en la ecuación (5.2), la Producción Anual de Energía neta P50, se obtiene restando a la producción bruta la energía que se pierde por las pérdidas técnicas. Para calcular la PAE considerando también las incertidumbres, con cierta expectativa de probabilidad de que esa producción de energía sea excedida, se utilizan valores tabulados de distribución normal para probabilidades específicas y el factor de descuento F_p , según se indica en la ecuación (5.9), donde Pxx es la Probabilidad de excedencia:

$$P_{xx} = P50 * (1 - \text{Incert}_T * F_{p,xx}) \quad (5.9)$$

El valor de F_p se obtiene de la tabla 5.1

Prob. de excedencia %	F_p		Prob. de excedencia %	F_p
50	0.00		80	0.842
55	0.13		84	1.000
60	0.25		85	1.036
65	0.39		90	1.282
70	0.52		95	1.645
75	0.674		99	2.326

Tabla 5.1: Factor de descuento F_p para cada probabilidad de excedencia.

Por ejemplo, para determinar la PAE con un 90% de probabilidad de que ese valor sea superado, es decir el P90, utilizamos la ecuación siguiente:

$$P90 = P50 \cdot (1 - \text{Incert}_r \cdot 1.282) \quad (5.10)$$

Los autores realizaron un estudio de la PAE de parques eólicos en la Patagonia Argentina, es decir la energía realmente inyectada a la red por los parques en funcionamiento, y compararon con los valores previstos en la etapa de proyecto de dichos parques. Uno de ellos, de la ciudad de Rawson, Chubut, desde fines del año 2017 está inyectando la energía que genera al SADI. En la etapa de proyecto, el Desarrollador estimó un valor de pérdidas técnicas de 20%. Obtenidos los datos de la energía generada e inyectada a la red, publicados por CAMMESA, se ha calculado el Factor de capacidad real para los años 2018 y 2019, los valores obtenidos son de 48.6% y 51.9%, respectivamente. Estos valores del factor de capacidad real, son mayores que el correspondiente al P50 del proyecto, es decir que el valor de las pérdidas estimadas, del orden del 20%, es demasiado alto. Resultado similar se encontró para otro parque eólico ubicado en la misma provincia.

Estos y otros resultados indican que, cuando la toma de datos se realiza cumpliendo con las Recomendaciones, es decir que se obtiene un conjunto de datos de calidad, y si se respetan las distancias entre aerogeneradores, se puede considerar valores de pérdidas técnicas (incluyendo efecto estela) menores que un 11%, mientras que, de incertidumbre, menor que 10%.

5.8 VALORES DE PÉRDIDAS E INCERTIDUMBRES

Los valores que se dan a continuación, en las tablas 2.5 y 2.6, se determinaron principalmente en base a:

- La experiencia atesorada en cuanto al diseño de parques eólicos (los valores adoptados para las pérdidas técnicas y las incertidumbres, con la consiguiente obtención de la PAE en sus distintas probabilidades de excedencia en etapa de proyecto) y la comparación, algunos años luego de que el parque eólico entre en funcionamiento, de la PAE real que esa central eólica inyectó a la red con los diversos valores de probabilidades de excedencia de la etapa de proyecto.
- La verificación de si en el diseño y construcción del parque se ha cumplido con las Recomendaciones existentes en esta área, principalmente en cuanto a respetar distanciamiento entre aerogeneradores, la ubicación de los instrumentos de medición de viento en la torre meteorológica y la calidad de ellos.

5.9 PÉRDIDAS TÉCNICAS: VALORES RECOMENDADOS

Teniendo en cuenta lo expresado en párrafos anteriores y de los análisis llevados a cabo, se puede determinar límites en los valores mínimos y máximos de las pérdidas técnicas de un parque eólico, que se muestran en la Tabla 5.2. En la pérdida por efecto estela, algunos programas de diseño de parques eólicos la calculan y hacen la resta, llamando a este resultado “producción bruta”, pero ya están restadas las pérdidas por estela, entonces se debe tener cuidado de no considerar dos veces la misma pérdida.

ÍTEM PÉRDIDAS		Valores mínimos y máximos (%)	Valor (%) Recomendado
1. Efecto estela (no considerar dos veces)		0 a 4	3
2. Indisponibilidad y balance de planta	Mantenimiento, Restricciones de red	0 a 3 0.2 a 2	3.7
3. Rendimiento de turbina (vientos fuertes)		0.5 a 1	0.8
4. Eléctricas (efecto Joule, consumo propio)		1.2 a 2.5	2
5. Medioambientales (degradación de palas, temperatura, rayos, forestación)		1 a 2.7	2
6. Restricciones (aves migratorias, paradas por sectores, parpadeo, ruido)		A determinar por sitio especial	
7. Otros (ciclones, huracanes, sismos).			
Valor sugerido para diseños que cumplan Recomendaciones			11.5

Tabla 5.2: Valores de pérdidas técnicas y el máximo recomendado.

5.10 INCERTIDUMBRES: VALORES RECOMENDADOS

Si bien se asume que una vez que se obtiene la PAE real del parque eólico (datos que se obtienen de la página web de CAMMESA, en la que se indican la energía inyectada a la red por cada una de las centrales eléctricas del país) la incertidumbre colapsa a cero, se compara esta PAE real con las distintas probabilidades de excedencia de PAE del diseño del parque. Las razones esgrimidas a lo largo de este apartado, permiten expresar que cumplir con las Recomendaciones en la medición del recurso (lo que incluye la calidad y calibración de los sensores y la forma de ubicarlos en la torre de medición), tiene una importancia suprema en la reducción de los valores de incertidumbre. De acuerdo a lo expresado, en la Tabla 5.3 se muestran los valores sugeridos.

Incertidumbres en la medición	Mínimos y máximos (%)	Valor (%) Recomendado
1. Propias de los instrumentos y calibración	1.5 a 7	2.5
2. Por interferencia (Dirección principal del viento, distancia instrumento-torre)	0.5 a 4	1
3. Por período de medición: Incert(%) = $-0.9817 \cdot N + 4.1616$; N: años	0.2 a 3.7	N=1 año → 3.2
4. Ajuste a largo plazo: $\ln LP(\%) = 10 - 10 \cdot R^2$ R ² : ajuste de la recta	0.5 a 5	R ² =0.7 → 3
Incertidumbres de la producción de energía		
Modelización del campo de viento (topografía, rugosidad, distancia a torre de medición)	2 a 5	3
Curva de potencia del aerogenerador (ajuste de curva de potencia, flujo inclinado)	2 a 4.5	3
Extrapolación vertical	1 a 4	2
Valor sugerido para diseños que cumplan Recomendaciones		7

Tabla 5.3: Valores de incertidumbres y el máximo recomendado.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Fields J., IEC 61400-15 WG Update, 2018. Assessment of Wind Resource, Energy Yield and Site Suitability Input Conditions for Wind Power Plants. Ago/2021. www.cfars.org/media/2637427/20180326-iec-15-overview.pdf
- [2] Lee, J., Jason Fields, M. 2021. An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties. *Wind Energy Science*, 6(2), 311–365. <https://doi.org/10.5194/WES-6-311-2021>. Ago/2021.
- [3] Montes, G. M., & Martín, E. P. (2007). Profitability of wind energy: Short-term risk factors and possible improvements. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(9), 2191-2200.
- [4] Kwon, S. D. (2010). Uncertainty analysis of wind energy potential assessment. *Applied Energy*, 87(3), 856-865.

CAPÍTULO 6

Costo de la energía generada

6.1 INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos principales en los estudios de factibilidad técnico – económica de centrales eólicas es la determinación del costo del MWh generado. Luego, el precio será la suma del costo más el beneficio. En su forma simple, consiste en calcular el costo total de construir y operar una central eléctrica y dividirlo por la energía total a ser generada durante su vida útil.

6.2 MÉTODO 1, ESTIMACIÓN DEL COSTO DEL MWh

Se debe llegar a obtener el denominado Costo Nivelado de la Electricidad, también conocido como costo normalizado o costo equivalente (LCOE: Levelized Cost Of Energy, es decir Costo Nivelado de Energía, U\$/MWh), es la valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: inversión inicial, operación y mantenimiento, costo de combustible, costo de capital, etc., [1]. El LCOE cubre exactamente el costo de generación. LCOE es una herramienta útil, aceptado en el sector eléctrico, para comparar el costo unitario del MWh generado por diferentes tecnologías (solar, eólica, térmica, etc.). Es un instrumento utilizado en la planificación energética.

LCOE consiste en calcular el costo promedio total, de construir y operar una central eléctrica y dividirlo entre la energía total a ser generada durante su vida útil. Puede realizarse con la ecuación siguiente:

$$LCOE\left(\frac{U\$}{MWh}\right) = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{CAPEX_i + OPEX_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{PAE_i}{(1+r)^i}} \quad (6.1)$$

Una forma simplificada de hacer este cálculo es con la siguiente ecuación:

$$LCOE\left(\frac{U\$}{MWh}\right) = \frac{[CAPEX*FCR+OPEX]*Pot.Inst.}{PAE} \quad (6.2)$$

Donde:

CAPEX: son los Gastos de Capital, a amortizar en n años, \$/(MW*año)

OPEX: Gastos de operación y mantenimiento, \$/(MW*año).

n: período de uso, vida útil de los aerogeneradores, en años.

r: Tasa de descuento

PAE: Producción Anual de Energía, en MWh/año.

Pot.Inst.: Potencia instalada, en MW.

FCR: tasa de interés

Si bien LCOE es una medida racional que resume la competitividad global de las diferentes tecnologías de generación, la decisión por una u otra tecnología de inversión de la planta generadora se verá afectada por características tecnológicas (cantidad de componentes de fabricación nacional o importados), así como por otros factores relacionados con políticas públicas, como factores socio-económicos, normas ambientales u otros que la planificación energética del Estado lo considere.

6.2.1 CAPEX y OPEX

CAPEX: Esta palabra es un acrónimo que deriva del inglés “CAPital EXpenditure” (Gastos de Capital), es el costo de suministro de componentes no consumibles. Es la inversión en bienes de capital, que se amortiza o deprecia a lo largo de la vida útil del bien. Se mide en unidad monetaria por unidad de potencia (\$/MW.año).

OPEX: Acrónimo que viene del inglés “OPerating EXpenditure” (Gastos Operativos), es el costo permanente para el desarrollo del sistema, es decir, son los gastos operativos. Se mide en unidad monetaria por unidad de potencia (\$/MW.año).

La generación por fuentes renovables supone alto costo de inversión inicial en infraestructura y bajos costos de operación y mantenimiento (alto CAPEX y bajo OPEX).

El peso de cada uno de los componentes que forman el costo de la energía, en forma aproximada, se muestra en la figura 6.1.

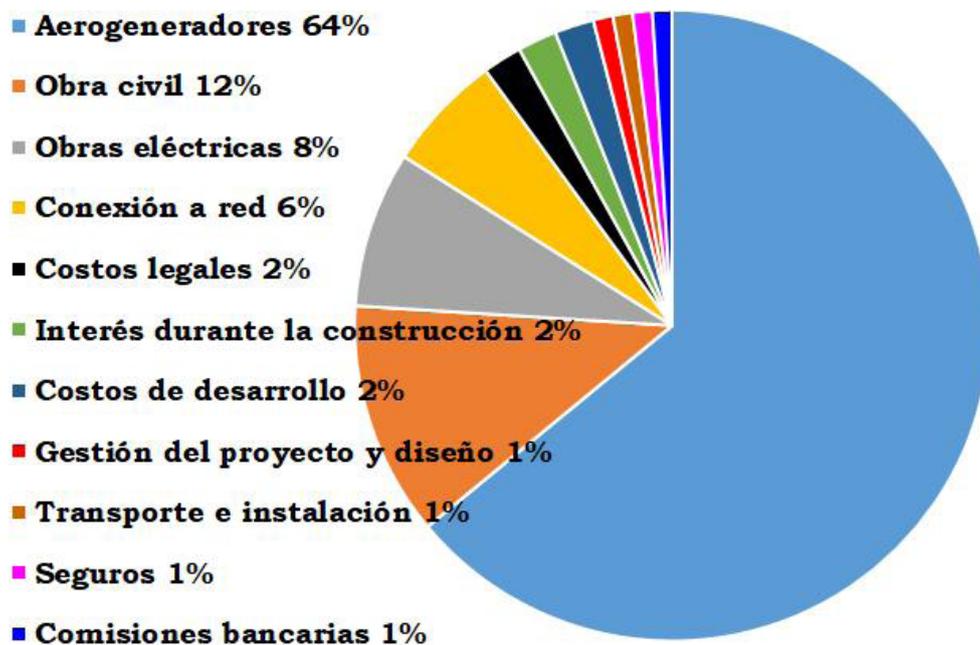


Figura 6.1: Costo aproximado de cada componente

Para calcular el CAPEX por MW instalado, se puede utilizar la siguiente tabla:

CAPEX	U\$/MW
Aerogenerador	980000
Repuestos (2% del aerogenerador)	19600
Aduana (1% del aerogenerador)	9800
Seguro de transporte (0.15% del aerogenerador)	1200
Obra civil (11% del aerogenerador)	107800
Obra eléctrica (10% del aerogenerador)	80000
Seguro todo riesgo (0.33% del aerogenerador)	3234
Conexión, oficina (0.2% del aerogenerador)	1960
Otros (10% del aerogenerador)	98000
Total CAPEX	1301594

Tabla 6.1: Valores estimados de componentes de CAPEX.

Mientras que para estimar el valor de OPEX, se puede seguir la tabla 6.2.

OPEX	U\$/MW	a	U\$/MW
O & M	15000	a	30000
Terrenos	1000	a	5000
Sustituciones	5000	a	10000
Gestion	1000	a	5000
Otros	500	a	5000
Total OPEX	22500	a	55000

Tabla 6.2: Valores estimados de componentes de OPEX.

6.2.2 Significado de algunas siglas

PPA: Power Purchase Agreement, Contrato de Compra de Energía por la duración prevista para toda la operación del parque eólico.

BOP: Balance Of Plant, Balance de Planta, es la infraestructura de un proyecto de parque eólico, es decir, todos los elementos del parque eólico, con exclusión de los aerogeneradores. Incluye obras civiles, SCADA (software de gestión y visualización) y el sistema eléctrico interno. Puede incluir la conexión a red.

Feed-in tariff: Es un mecanismo de remuneración que actúa sobre la oferta de energía, ofreciendo al generador de energías renovables una tarifa preferente. Las empresas distribuidoras están obligadas a comprar la energía renovable ingresada a red, durante tiempos garantizados por contratos entre 15 y 25 años, tiene efectividad comprobada en varios países. No es compatible con un mercado liberalizado.

Período de repago: También llamado período de recupero o payback, mide el tiempo que se tarda en recuperar el capital invertido. En parques eólicos, el período de repago suele estar por arriba de los ocho años.

Tasa Interna de Retorno (TIR): La TIR expresa que existe una tasa “r” que, aplicada a la actualización del flujo de fondos de un proyecto, iguala la suma de éstos con la inversión inicial. Determinada la TIR, se la compara con k (tasa de rendimiento mínima para aprobar propuestas de inversión o costo de capital). TIR tiene la ventaja de considerar todos los flujos del proyecto, así como el valor tiempo del dinero. No da la magnitud absoluta del beneficio.

Valor Actual Neto (VAN): La comparación entre la inversión inicial y la suma de flujos descontados a una tasa dada define un valor neto que será el VAN del proyecto. La regla de aceptación es VAN mayor o igual a cero. Valores positivos del VAN indican que el proyecto agrega valor a la organización.

Tanto TIR como VAN, como el período de repago, ofrecerán al tomador de decisiones (decision maker) una mejor información para decidir la conveniencia de una inversión, ya que no sólo conoce la rentabilidad absoluta (VAN) y la rentabilidad relativa (TIR) sino que además dispone de una medida del grado de liquidez de la inversión, provista por el período de repago.

El financiamiento de un parque eólico puede incluir simultáneamente el financiamiento por parte de bancos (project financing) y capital propio de la empresa.

6.3 MÉTODO 2, MÉTODO DEL CREE

En este método del CREE (Centro Regional de energía Eólica, Rawson, Chubut), la estimación del costo se basa en el valor llamado interés verdadero; refleja el costo total durante la vida útil basándose en el costo actualizado y toma en cuenta el efecto combinado de interés e inflación. Durante la amortización del costo, los distintos factores característicos cambian de diferentes maneras, debido a la impredecible inflación y desarrollo de precios.

6.3.1 Diagrama de flujo del método del CREE

La Figura 6.2 muestra un diagrama de flujo del método, que puede ser escrito en una planilla de cálculo.

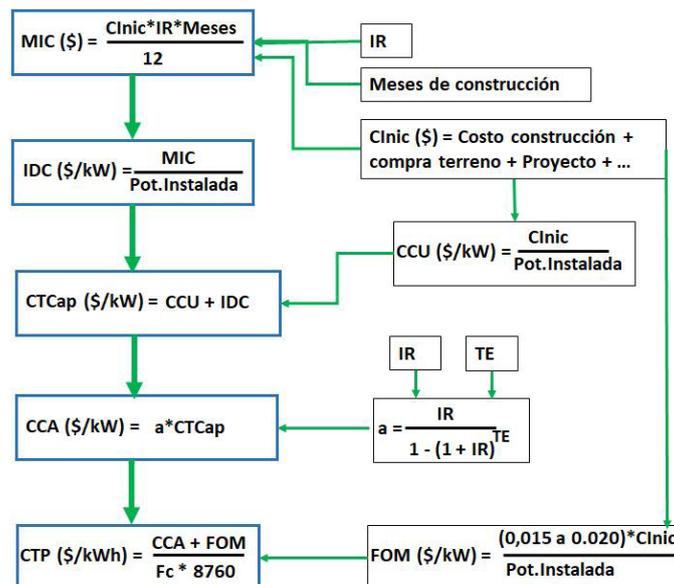


Figura 6.2: Diagrama de flujo para escribir en planilla de cálculo.

6.3.2 Nomenclatura

IR: Interés real anual, para calcular la amortización del total de la inversión del capital (puede ser 0.04).

CI_{nic} [\$]: Costo Inicial = Costo Construcción + Compra Terreno + Proyecto+ +... $\cong 1.05*CC$

IDC: Interés durante la construcción. Meses de construcción, p.e. 6 meses.

MIC [\$]: Monto de Interés durante la construcción.

Costo de Construcción [\$] = (\$/MW_{instalado})*Potencia total del parque (MW)

CCU [\$ /kW]: Costo de la Construcción Unitario, por kW.

IDC [\$ /kW]: Interés Durante la Construcción, por kW.

CTCap [\$ /kW]: Costo Total del Capital.

TE: Tiempo de vida útil económica, 20 años para aerogeneradores. Puede ser la vida útil tecnológica, para comparar distintas marcas.

a: factor de anualización o de recuperación del capital, para calcular la amortización anual constante.

CCA [\$ /kW]: Costo del Capital Anualizado, es el costo de la inversión total, regulado por el factor de anualización.

FOM [\$ /kW]: Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, es entre un 1.5 y 2% de la inversión total.

8760: son las horas de un año.

F_c: Factor de Capacidad del parque eólico.

CTP [\$ /kWh]: Costo Total de Producción, es el costo del kWh.

6.3.3 Costo del kWh según algunas variables

Utilizando el método del CREE, se ha calculado la variación del costo del kWh generado por un parque eólico, en función del F_c (tiene en cuenta la PAE), para tres precios del kW instalado llave en mano (1700 U\$, 2000 U\$ y 2400 U\$), para dos tasas de interés del préstamo: 4% anual en la figura 6.3 y 8% anual en la figura 6.4, [2].

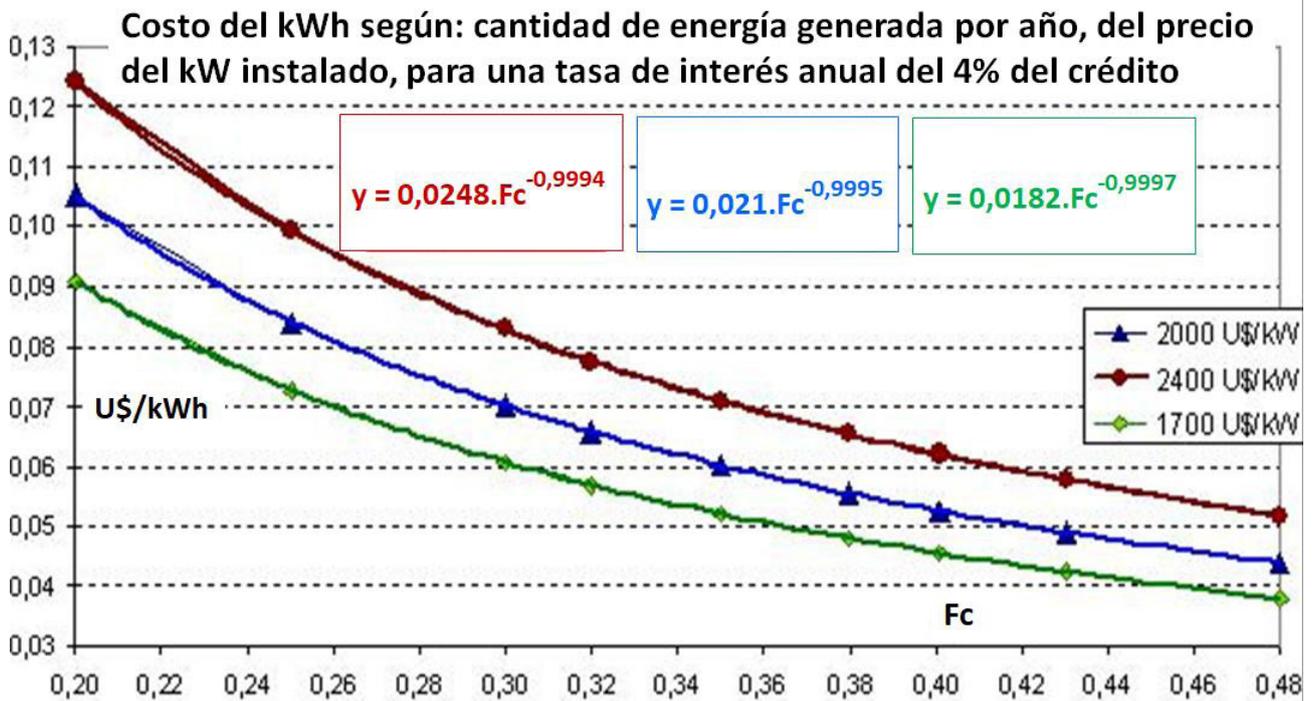


Figura 6.3: Costo del kWh generado en función del Fc, para tasa anual del 4%. [2]

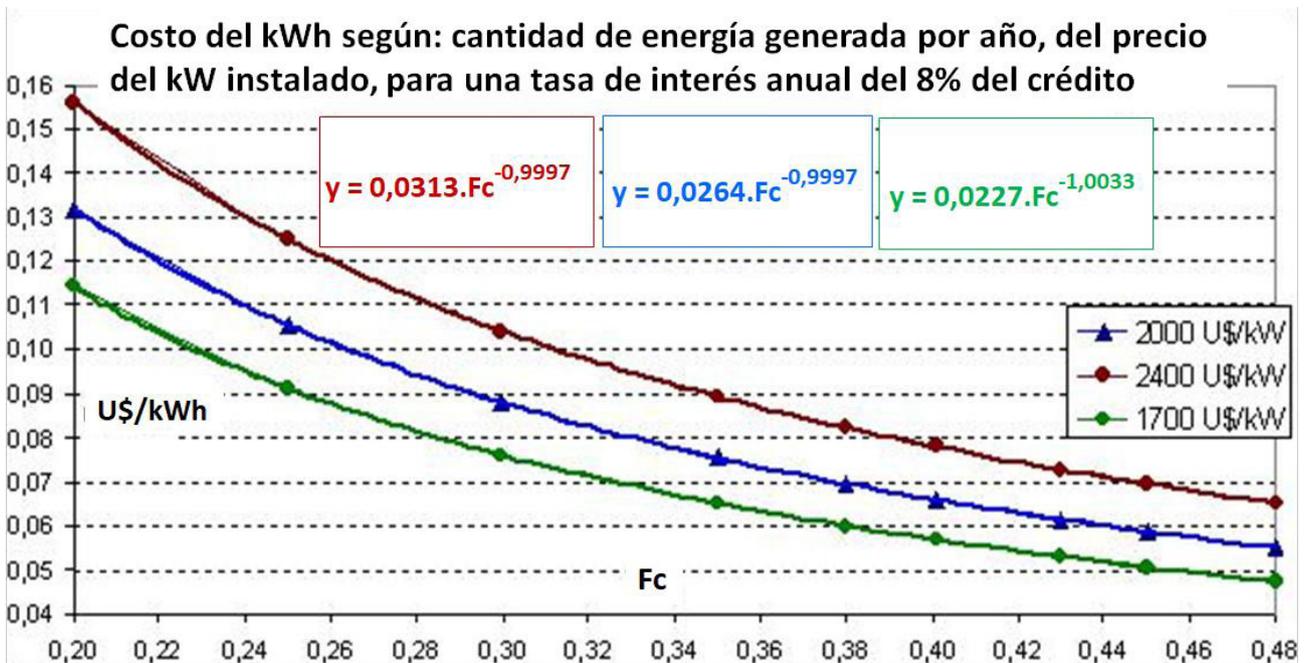


Figura 6.3: Costo del kWh generado en función del Fc, para tasa anual del 8%. [2]

6.4 PUNTOS DE INYECCIÓN

Si el fin del parque eólico es generar energía eléctrica para ser inyectada a la red en Argentina, debe ser entregada al Sistema Argentino de Interconexión, SADI. En este caso se debe verificar la cercanía a un punto de interconexión, denominado PDI, que es una estación de transferencia. Cada PDI está detallado en las hojas ANEXO 3.1 y ANEXO 3.2, de un archivo Excel brindado por CAMMESA, en donde se detalla la potencia límite que acepta el PDI y el ramal. Por ejemplo, se muestra la siguiente tabla y seguidamente se explica su significado.

Identificación	Punto de Interconexión		Factor de pérdidas	Potencia máxima por PDI o limitación		
	Nombre	Tipo		Pot Máx en PDI (MW)	Limitac. 1 (MW)	Limitac. 2 (MW)
1000	LÍNEA 132 KV ZAPALA-CUTRAL CÓ	-	-	90	CUTRAL CÓ CHOC 132 KV 165	ET CHOCÓN 132 kV 171
1001	ZAPALA	E.T.	-	90		
1002	CUTRAL CÓ	E.T.	-	100		
1010	LÍNEA 132KV CUTRAL CÓ CHOCONCITO CHOCÓN	-	-	170		
1030	LÍNEA 132 KV PLAZA HUINCUL - ARROYITO	-	-	45		
1031	PLAZA HUINCUL	E.T.	-	100		
1032	LAS LAJAS	E.T.	-	90		
1020	LÍNEA 132 KV CHOCON - PIEDRA DEL AGUILA	-	-	0		
1021	CHOCÓN	E.T.	-	300		
1040	LÍNEA 132 KV GRAN NEUQUEN - ARROYITO	-	-	180		
1041	ARROYITO	E.T.	-	200		
1070	CHOCÓN OESTE	E.T.	-	300		
etc.		

Tabla 6.3: Detalles de PDI, líneas de 132 kV. Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

En esta tabla, para mayor claridad:

- Primera columna: código de identificación
- Segunda columna: nombre
- Tercera columna: tipo, E.T. significa Estación de Transferencia
- Cuarta columna: factor de pérdidas
- Quinta columna: la potencia máxima admitida en dicho PDI
- Sexta Columna: 1° Limitación, Potencia máxima admitida
- Séptima Columna: 2° Limitación, potencia máxima admitida
- Se suprimió la columna de tensión, que es de 132 kV, por espacio.
- Así continúa.

Por ejemplo, un proyecto de un parque de 100 MW, no podrá inyectar ni en el código PDI 1000, ni en el PDI 1001, por ser 90 MW la potencia máxima, pero sí en PDI 1002 Cutral Co y el resto, mientras que la potencia del PDI sea mayor o igual. En este caso, la 1° limitación tiene una potencia de 165 MW, que es mayor a la potencia del parque, y la segunda limitación tiene una potencia de 300 MW. Pero no siempre sucede de esa forma, por ejemplo, en la siguiente tabla:

Ident.	Punto de Interconexión		Factor de pérdidas	Potencia máxima por PDI o limitación			
	Nombre	Tipo		Pot Máx en PDI (MW)	Limitac. 1 (MW)	Limitac. 2 (MW)	
1111	CIPOLLETTI	-	-	160	ALLEN GRAL ROCA 132 KV	CHOELE CHOEL - ROCA	
1112	5 SALTOS	E.T.	-	200			
1113	ALLEN	E.T.	-	140			
1114	VILLA REGINA	-	-	120			
1061	Lin 132 kV ALLEN GRAL ROCA	-	-	120			
1062	TERMOROCA	E.T.	-	175			100
1065	Lin 132 kV GRAL ROCA - TERMOROCA	E.T.	-	150			88
1063	GENERAL ROCA	-	-	200			
1059	GUERRICO	E.T.	-	3			
...				

Tabla 6.4: Detalles de PDI, líneas de 132 kV, otros puntos. Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Se puede apreciar que, salvo un PDI, el 1059 que tiene una potencia de 3 MW, el resto tiene una potencia mayor a la 1° Limitación, que es de 100 MW. La potencia que limita en este caso es la 1° Limitación ALLEN-GRAL ROCA, por más que los PDI tengan mayor potencia admisible, por lo tanto, el mayor parque que se puede instalar a inyectar en esta red es de 100 MW.

Para ubicar un PDI geográficamente se debe utilizar el portal GEO [3] del SADI: <https://aplic.cam-mesa.com/geosadi/> donde, dependiendo de la ubicación del proyecto, se puede visualizar los PDI cercanos y luego ubicarlos en el ANEXO 3.1 de CAMMESA. La figura 6.2 muestra la zona de la ciudad de San Juan.



Figura 6.2: PDI de la zona de la ciudad de San Juan. También se puede observar con relieve y/o político si se desea. Fuente: CAMMESA, [3].

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Romero, M. (2011). Financiamiento de parques eólicos en Argentina. Buenos Aires. UBA. Facultad de Ciencias Económicas. Escuela de Estudios de Posgrado.
- [2] F. Tilca, “Tesis doctoral,” Universidad Nacional de Salta, 2010.
- [3] SADI, <https://aplic.cammaesa.com/geosadi/>. Oct/2022.



Bibliografía

- Betz, A. (1926). Windenergie und ihre ausnutzung durch wind-muhlen: Vandenhoeckund ruprecht
- Brower, M. (2012). Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project. John Wiley & Sons.
- Desarrollo nacional de palas para aerogeneradores de alta potencia. INVAP. <https://www.clustereolico.com.ar/docs/INVAP-Brendstrup.pdf>.
- Hau, E. (2013). Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics. Springer Science & Business Media.
- Iribarne, J. V., & Cho, H. R. (2012). Atmospheric physics. Springer Science & Business Media.
- Mattio H., Tilca F (2009); Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores; Min. Planif. Federal, 2009, Argentina. <http://inenco.unsa.edu.ar/libros/recomendacionmedicionesviento.pdf>
- MENDOZA-CERÓN, Nuria & RODRÍGUEZ-CASTILLO, Mario E. Revista de Ingeniería Mecánica. Junio 2017 Vol. 1 No.2, 34-41. Diseño de un rotor eólico tipo Darrieus helicoidal.
- Montgomery, D. C., Runger, G. C., & Medal, E. G. U. (1996). Probabilidad y estadística aplicadas a la ingeniería (No. 968-18-5914-6. 01-A1 LU. AL-PyE. 1.). México DF: McGraw-Hill.
- Oliva R. (2011), Introducción a los modelos y control de máquinas eólicas; Universidad Nacional de la Patagonia Austral, Argentina.
- UNE-EN 61400-1:2020 (2020), Sistemas de generación de energía eólica. Parte 1: Requisitos de diseño.
- UNE-EN 61400-12-1 (2018), Aerogeneradores, Parte 12-1: Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad.
- Ley 26190. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/texact.htm>
- Ley 26.190/2006. servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/texact.htm
- MATER: <https://cammesaweb.cammesa.com/mater/> <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/mater;>
- <https://portalweb.cammesa.com/default.aspx>
- European Wind Turbines Standards II (EWTS II). Netherlands Energy Research Foundation ECN; RISO National Laboratory; Technikgruppen AB; CRES.
- Fields J., IEC 61400-15 WG Update, 2018. Assessment of Wind Resource, Energy Yield, and Site Suitability Input Conditions for Wind Power Plants. NREL. www.cfars.org/media/2637427/20180326-iec-15-overview.pdf
- LM López-Manrique y otros (2019). Revisión de avances metodológicos y normativos en evaluación y estimación de energía eólica. journals.sagepub.com/doi/10.1177/0958305X19893070
- Lee, J., Jason Fields, M. (2021). An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties. Wind Energy Science, 6(2), 311–365. <https://doi.org/10.5194/WES-6-311-2021>

- Montes, G. M., & Martín, E. P. (2007). Profitability of wind energy: Short-term risk factors and possible improvements. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(9), 2191-2200.
- Kwon, S. D. (2010). Uncertainty analysis of wind energy potential assessment. *Applied Energy*, 87(3), 856-865.
- WindPro – EMD International, <https://www.emd.dk/windpro/> (Ago/2021).
- WAsP - DTU, URL: <https://www.wasp.dk/> (Agosto/2021)
- WindSim, URL: <http://windsim.com/> (Agosto/2021)
- Meteodyn WT, meteodyn.com/en/logiciels/cfd-wind-farm-resource-software-meteodynwt/#.XVo0QGZ-7nIU (Agosto/2021).
- KEMA, D. (2013). Framework for the Categorisation of Losses and Uncertainty for Wind Energy Assessments.
- CAMMESA <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- ADME, Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay. [Adme.com.uy](http://adme.com.uy)
- [MEASNET Measurement Procedure for Cup Anemometer Calibrations. Final Technical Experts Group Draft. MEASNET, Leuven, Belgium.
- Tilca F; Mathisson J.F. (2020) Producción de energía de parques eólicos: estudio de caso de pérdidas e incertidumbres en las probabilidades de excedencia. <https://www.perusolar.org/wp-content/uploads/2020/06/Tilca-F.pdf>.
- Romero, M. (2011). Financiamiento de parques eólicos en Argentina. Buenos Aires. UBA. Facultad de Ciencias Económicas. Escuela de Estudios de Posgrado.
- H. F. Mattio and F. Tilca, Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores. Min. De Planificación Federal de la Nación. Buenos Aires. Octubre de 2009. <http://www.inenco.unsa.edu.ar/energia-eolica/>
- Héctor Mattio, Fernando Tilca, Roberto Jones. 2011. Generación eléctrica mediante energía eólica. ISBN: 978-987-33-1584-8. Editorial Milor. Salta.
- F. Tilca, J. F. Mathisson. DESCARBONIZAÇÃO NA AMÉRICA DO SUL: CONEXÕES ENTRE O BRASIL E A ARGENTINA. © 2022 Copyright by Universidade do Estado do Rio Grande do Norte Impresso no Brasil / Printed in Brazil. ISBN: 978-85-7621-327-7. Capítulo: Energia eólica na Argentina: (Energía eólica en Argentina, distribución de sitios). Editorial: Edições UFC (Universidade Federal do Ceará).

Este libro ofrece una guía completa sobre el diseño de parques eólicos, abordando los fundamentos físicos del viento, la variabilidad del recurso, su caracterización estadística y las bases para evaluar su aprovechamiento mediante parques eólicos para generación eléctrica. Incluye un análisis sobre la medición del recurso eólico, siguiendo la norma IEC 61400-12-1, las recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento y las mejores prácticas establecidas por MEASNET, para aumentar la confiabilidad en los datos y en la evaluación del potencial eólico.

Se incluye lo necesario para determinar la clase de viento del lugar y del aerogenerador a ubicar allí, haciendo especial énfasis en la norma IEC 61400-1. Los capítulos dedicados al diseño de parques eólicos, profundizan en la selección del sitio, la distribución óptima de aerogeneradores, las pérdidas por efecto estela. Se da especial relevancia a las probabilidades de excedencia P50 a P99, fundamentales para la evaluación financiera; estas se obtienen en función de las pérdidas e incertidumbres, cuyos valores a adoptar se sugieren, fundamentados. También aborda la estimación del costo nivelado de energía.

Con un enfoque claro y aplicado, esta obra se convierte en una referencia importante para desarrolladores de proyectos eólicos, investigadores y tomadores de decisiones estatales en el ámbito de las energías renovables.



UNSa Universidad
Nacional de Salta



I N E N C O

