

Análisis estadístico del recurso eólico de Mazatlán entre abril de 2015 y enero de 2016

MEDINA VELARDE -Francisco †, GALÁN HERNÁNDEZ -Néstor † OROZCO GUILLÉN, Eber.

fmedinamca@upsin.edu.mx

(09, 07,16)

Resumen

Análisis estadístico del recurso eólico de Mazatlán entre abril de 2015 y enero de 2016.

Se presenta un análisis del recurso eólico de Mazatlán para el periodo comprendido entre abril de 2015 y enero de 2016.

El análisis se hace a partir de la medición de datos de las velocidades del viento obtenidas por una estación meteorológica instalada en el interior de la Universidad Politécnica de Sinaloa en Mazatlán a una altura de 10m sobre el nivel del terreno.

Se hace una proyección de potencias para dos modelos de aerogeneradores en específico: el AW 82/1500 y el AW 125/3000 ambos del fabricante Acciona Windpower.

Potencia eólica, recurso eólico, Weibull.

Abstract

Statistical analysis of Mazatlán's wind resource between April 2015 and January 2016.

An analysis of Mazatlán's wind resource is presented for the period comprehended between April 2015 and January 2016.

The analysis is calculated using wind speed data gathered by a meteorological station suited at a height of 10m above the ground level at the UPSIN.

A projection is made for power required for two wind generator models: the AW 82/1500 and the AW 125/3000 both manufactured by Acciona Windpower.

Wind power, wind resource, Weibull.

Introducción

La energía eólica es una de las fuentes de energía eléctrica cuyo costo nivelado por MWh es de los más baratos. Los rangos de costos más bajos se encuentran en India y China, y son entre 47 hasta 113USD/MWh (World Energy Council, 2014). La solar fotovoltaica es otra fuente importante, sin embargo sus costos son mucho mayores, en EUA cuesta entre 117 y 239USD/MWh (World Energy Council, 2014). Al ser de las más baratas ha sido la opción a elegir de muchos países. La capacidad instalada en México al término del año 2014 fue de 2,551MW (Global Wind Energy Council, 2014). La cifra se proyecta que siga creciendo y es por ello que estudios de este tipo cobran importancia.

Desarrollo

La estación meteorológica de la Universidad Politécnica de Sinaloa ha capturado 1440 lecturas diarias de la velocidad del viento con una frecuencia de 1 minuto por 134 días, comprendidos desde abril de 2015 hasta enero de 2016, recopilando 192,960 muestras. El trazado del histograma de frecuencias relativas se realiza a partir de 10 intervalos de clase de 1m/s cada uno.

Los aerogeneradores empleados en la evaluación del recurso eólico son los modelos: AW 82/1500 (Acciona Windpower, 2016) y el AW 125/3000 (Acciona Windpower, 2016). Los bujes de estos aerogeneradores están a una altura (h) de 80 y 120m respectivamente; estas alturas son utilizadas para estimar la magnitud de la velocidad del viento a partir de la ley potencial (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009) o ecuación de escalamiento de velocidad (1).

$$V = V_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\beta \quad (1)$$

donde V es la velocidad del viento que se desea estimar, H es la altura de la velocidad que se desea estimar, H_0 es la altura de la velocidad conocida, V_0 es la velocidad conocida, y β es un coeficiente que depende de la longitud de rugosidad del terreno.

El valor de β utilizado en terrenos idóneos para emplazamientos eólicos es de $\beta = 0.12$. Se ha seleccionado de acuerdo a la tabla 1, (Shu, Li, & Chan, Statistical analysis of wind characteristics and wind energy potential in Hong Kong, 2015).

Tipo de terreno	β
Liso (mar, arena, nieve)	0.10 - 0.13
Moderadamente rugoso (hierba, campos cereales, regiones rurales)	0.13 - 0.20
Rugoso (bosques, barrios)	0.20 - 0.27
Muy rugoso (ciudades, edificios altos)	0.27 - 0.40

Tabla 1 Valores experimentales de β para diferentes tipos de terreno.

Obteniendo dos nuevos conjuntos de datos para $h=80$ y $h=120$ m, con los que se trazan los respectivos histogramas de frecuencia relativa como se muestran en la Figura 1.

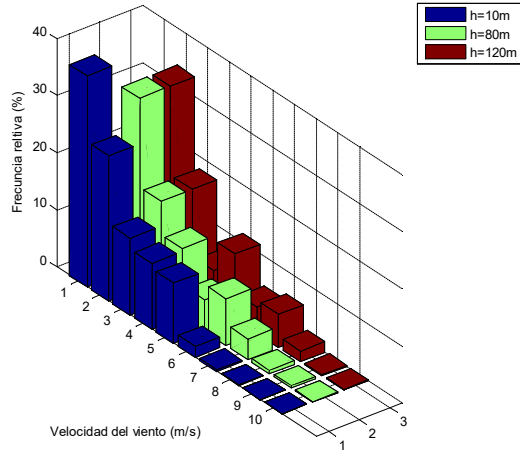


Figura 1 Histograma de frecuencias relativas para $h=10m$, $h=80m$ y $h=120m$.

Para cada conjunto de datos se obtiene la función densidad de probabilidad de Weibull (2), (Chauhan & Saini, 2014),

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2)$$

que contiene los siguientes factores,

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_m}\right)^{-1.082} \quad (3)$$

donde k es el factor de forma (adimensional), σ es la desviación estándar de los datos (m/s), V_m es la velocidad media de los datos (m/s) y

$$c = \frac{V_m}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (4)$$

donde c es el factor de escala (m/s) y $\Gamma(x)$ es la función gamma (adimensional).

La función gamma está determinada por,

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt. \quad (5)$$

La desviación estándar y velocidades medias de los 134 días se muestran en la Tabla 2.

Altura (m)	Velocidad media (m/s)	Desviación estándar (m/s)
10	1.9032	1.4111
80	2.4426	1.8111
120	2.5644	1.9014

Tabla 2 Velocidades medias y desviaciones estándar a diferentes alturas.

La potencia del viento disponible (P_w) se obtiene de la ecuación (6),

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V_m^3 \quad (6)$$

donde ρ es la densidad del aire (kg/m^3), A es el área de captación del viento (m^2) y V_m es el valor de la velocidad del viento (m/s). El vector de potencias tiene el mismo tamaño del vector de velocidades de viento. Del total de la potencia del viento disponible solo una fracción de ella es aprovechada por la turbina eólica. A esa fracción se le llama coeficiente de potencia C_p y su máximo matemático es $\frac{16}{27}$ que habitualmente es menor dependiendo del modelo, marca y eficiencia del aerogenerador. La potencia aprovechable se calcula usando el coeficiente de potencia máximo con la ecuación (7).

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A V_m^3 C_p \quad (7)$$

Se calcula otro valor de interés que es la densidad media de potencia (8). Este valor es la potencia del viento disponible por unidad de área.

$$P_D = \frac{P(V)}{A} = \frac{1}{2} \rho V_m^3 \quad (8)$$

Una vez computados los datos obtenidos por la estación meteorológica, Tabla 3, se hace un estudio donde se dimensiona el intervalo de la clase cada 1m/s.

Intervalo (m/s)	Frecuencia	Frecuencia Relativa (%)
0-1	71262	36.9310
1-2	48939	25.3623
2-3	25989	13.4686
3-4	22125	11.4661
4-5	20276	10.5079
5-6	3625	1.8786
6-7	598	0.3099
7-8	116	0.0601
8-9	28	0.0145
9-10	2	0.0010

Tabla 3 Frecuencias de las velocidades del viento obtenidas de la estación meteorológica $h=10m$.

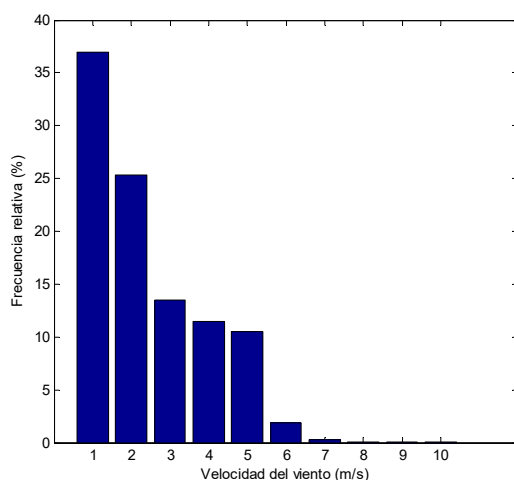


Figura 2 Histograma de frecuencias relativas $h=10m$.

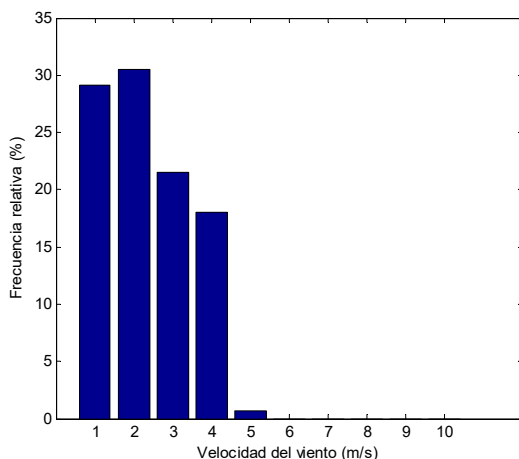


Figura 3 Histograma de frecuencias relativas diezminutales $h=10m$.

La figura 3 presenta el histograma de frecuencias relativas diezminutales donde las mediciones se agrupan en lapsos de 10 minutos.

Resultados

A alturas mayores se verifica que el viento tiene una magnitud mayor, ya que las magnitudes estimadas a 80m de altura son en promedio un 12% mayor que para 10m, y un 13% mayor cuando la altura es de 120m. Esto produce una clasificación de frecuencias relativas y una función densidad de probabilidad de Weibull diferentes en los mismos intervalos de clase. La Tabla 4 contiene una comparativa de las frecuencias relativas obtenidas con tres diferentes alturas $h = 10, 80$ y $120m$, calculadas a partir de su correspondiente distribución de Weibull, la cual se muestra en la Figura 4. En la Tabla 5 se expresan los factores de escala c para un valor de $k = 1.3839$, valores útiles en el cálculo de las correspondientes distribuciones de Weibull.

Intervalo (m/s)	Frecuencia relativa para $h = 10m$ (%)	Frecuencia relativa para $h_2 = 80m$ (%)	Frecuencia relativa para $h_3 = 120m$ (%)
0-1	33.4136	24.6343	23.1780
1-2	31.0329	26.4419	25.4537
2-3	19.6730	20.2773	20.1150
3-4	10.4403	13.4455	13.8153
4-5	4.9035	8.0992	8.6554
5-6	2.0925	4.5328	5.0559
6-7	0.8240	2.3875	2.7882
7-8	0.3026	1.1936	1.4635
8-9	0.1044	0.5697	0.7353
9-10	0.0340	0.2608	0.3552
10-11	0.0105	0.1149	0.1655
11-12	0.0031	0.0489	0.0746
12-13	0.0009	0.0201	0.0326
13-14	0.0002	0.0080	0.0138
14-15	0.0001	0.0031	0.0057
15-16	0.0000	0.0012	0.0023
16-17	0.0000	0.0004	0.0009
17-18	0.0000	0.0002	0.0003
18-19	0.0000	0.0001	0.0001
19-20	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 4 Comparación de frecuencias relativas de las velocidades a alturas de 10, 80 y 120m usando la función densidad de probabilidad de Weibull.

Altura	Factor de escala c
10	2.0843
80	2.6750
120	2.8084

Tabla 5 Factores de escala para funciones de Weibull.

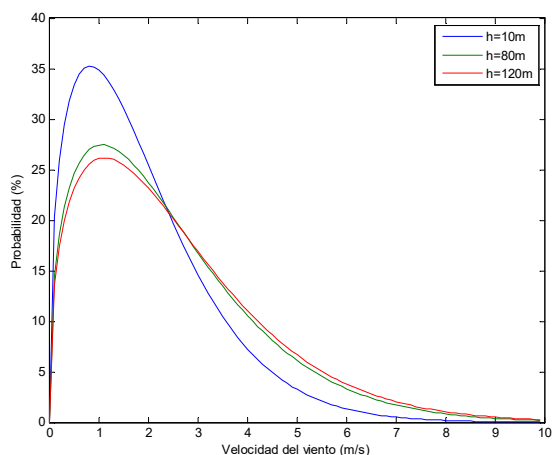


Figura 4 Distribución de Weibull para velocidades de viento de 10, 80 y 120m cuando $k=1.3839$.

El modelo AW 82/1500 tiene una altura del buje de 80m y un diámetro de captación de 82m por lo tanto el área de barrido propia es $A \approx 5,289m^2$. Para el modelo AW 125/3000 la altura del buje está a 120m, su diámetro de captación es de 125m con un área de barrido de $A \approx 12,305m^2$.

Para estos dos modelos de aerogeneradores los valores de potencia se componen como se muestra en la Tabla 6, donde es de notar que la potencia promedio disponible es exponencialmente mayor para el modelo AW 125/3000.

Magnitud	Modelo AW 82/1500	Modelo AW 125/3000
Potencia disponible promedio (W)	141270	379880
Potencia máxima capturable (W)	78486	211050
Densidad media de potencia (W/m^2)	26.7414	30.9566

Tabla 6 Datos de potencia para alturas y áreas de barrido propias del modelo.

En la figura 5 se hace una comparativa de las potencias disponibles promedio diarias para los dos modelos.

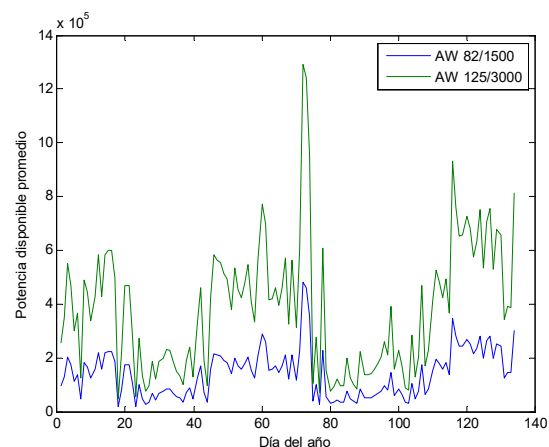


Figura 5 Comparativa de potencia disponible promedio diarias para $h=80$ y $h=120$.

La velocidad del viento de corte de entrada es la velocidad del viento mínima en la que se puede generar energía eléctrica. Habitualmente este valor se sitúa entre 3 y 4m/s. En el caso del AW 82/1500 se sitúa en 3m/s (Acciona Windpower, 2016). En el caso del AW 125/3000 es 3.5m/s (Acciona Windpower, 2016). En función de estos valores la Tabla 7, muestra el porcentaje de tiempo donde la velocidad del viento tiene magnitud mayor a 3, 3.5 y 4m/s.

	h=80m	h=120m
Lecturas arriba de 3 m/s (%)	30.36	30.36
Lecturas arriba de 3.5 m/s (%)	24.24	30.36
Lecturas arriba de 4 m/s (%)	18.31	24.24

Tabla 7 Porcentaje de lecturas mayores a valores umbral seleccionados.

La velocidad del viento promedio en función de la hora del día se muestra en la Figura 6 para $h=10m$, en la Figura 7 para $h=80m$ y en la Figura 8 para $h=120m$.

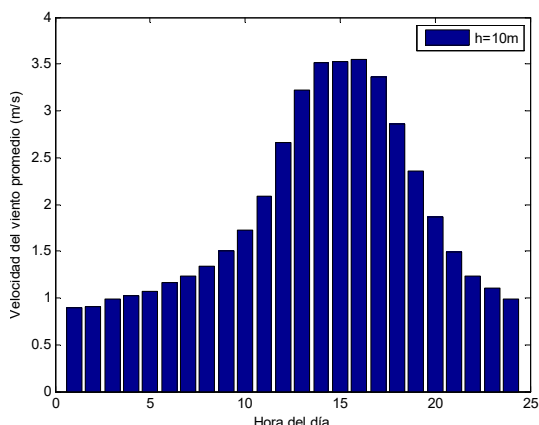


Figura 6 Velocidad del viento promedio por hora del día $h=10m$.

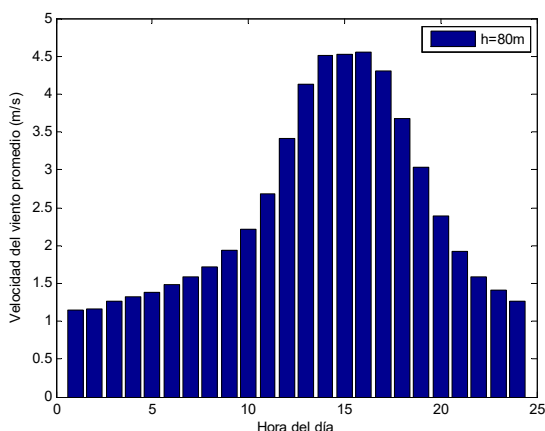


Figura 7 Velocidad del viento promedio por hora del día $h=80m$.

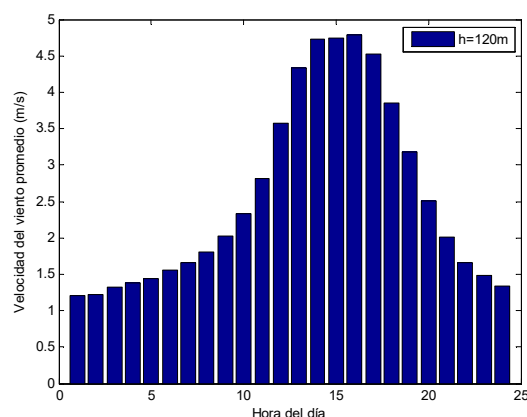


Figura 8 Velocidad del viento promedio por hora del día $h=120m$.

Conclusiones

En base a los estudios de frecuencias relativas realizados, se verifica que entre las 12:00 y las 20:00 se encuentran los promedios de viento aprovechable al interior de la ciudad de Mazatlán útiles para mini generación eólica. Es importante también observar el histograma diezminutal en la Figura 3, puesto que sus lecturas individuales dan un mejor indicador sobre si habrá generación.

En el histograma de frecuencias relativas para $h = 10m$, Figura 2, se observa que la mayoría de las lecturas se concentran en los intervalos menores a 3m/s. Observando el histograma en lapsos de diez minutos, Figura 3, se observa que los datos tienden a agruparse hacia la media cuyo valor es de 1.9032m/s.

De acuerdo al comportamiento de la velocidad del viento diario promedio para las alturas $h = 80$ y $120m$ las horas del día que promedian una velocidad del viento superior a los 4m/s es de las 13:00 a las 17:00 y por arriba de 3m/s de las

12:00 a las 20:00. Esto significa que se tienen 8 horas del día en las que es posible generar energía eléctrica lo cual hace que el parque eólico de la UPSIN sea viable para minigeneración.

A manera de mejora el presente estudio pudiere presentar cambios a futuro. Las inclusiones más significativas incluyen un estudio de la dirección del viento, además de presentar los estudios de este artículo para mediciones del viento observadas en la zona costera.

Agradecimientos

Se agradece al CONACyT por la beca otorgada al autor de esta investigación (No. Registro Becario 594044, No. De Apoyo 427947), al Programa para el Desarrollo Profesional Docente (PRODEP) por su apoyo y a la Universidad Politécnica de Sinaloa por el uso de sus instalaciones e infraestructura.

Referencias

- Acciona Windpower. (2016). *AW1500 Technical Specifications*. (Acciona Wind Power)
- Acciona Windpower. (2016). *AW3000 Technical Specifications*. (Acciona Wind Power)
- AW1500 Technical Specifications*. (2016). (Acciona Wind Power)
- AW3000 Technical Specifications*. (2016). (Acciona Wind Power)
- Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M. A. (2009). Centrales de energía eólica. En *Centrales de energías renovables - Generación eléctrica con energías renovables* (págs. 333-473). Madrid, España: Pearson Educación.
- Chauhan, A., & Saini, R. P. (2014). Statistical Analysis of Wind Speed Data Using Weibull Distribution Parameters. *1st International Conference on Non Conventional Energy (ICONCE 2014)*. Uttarakhand.
- Global Wind Energy Council. (2014). *Global Wind Report, Annual Market Update*.
- Shu, Z. R., Li, Q. S., & Chan, P. W. (2015). Statistical analysis of wind characteristics and wind energy potential in Hong Kong. *Energy Conversion and Management*, 101, 644-657.
- Shu, Z. R., Li, Q. S., & Chan, P. W. (2015). Statistical analysis of wind characteristics and wind energy potential in Hong Kong. *Eergy Conversion and Management*, 101, 644-657.
- World Energy Council. (2014). *World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies*. New York: Bloomberg New Energy Finance.