

## EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE MICRO GENERADORES EÓLICOS EN CIUDADES ARGENTINAS

Esteban Javier Rovello González<sup>1</sup>

Lucas Iacono<sup>2</sup>

**RESUMEN:** En el presente trabajo, se propone una herramienta para la evaluación del desempeño de micro-generadores eólicos en ciudades argentinas. Las curvas de potencia provistas por los fabricantes son combinadas con la función de *Weibull* de dos parámetros representativa de las condiciones de vientos locales. Los cálculos demuestran que si solamente se tiene en cuenta la magnitud de la velocidad del viento, los micro-generadores eólicos con eje horizontal presentan factores de capacidad superiores a los micro-generadores de eje vertical en condiciones de vientos similares. Las capacidades de las turbinas son trazadas sobre una amplia gama de condiciones de viento asumiendo distribuciones de vientos caracterizadas por los parámetros de *Weibull*. Considerando el precio de mercado de la energía eléctrica, puede evaluarse los ingresos asociados de una fuente energética. Las condiciones de vientos límite necesarias para conferir una ventaja de un micro-generador de eje horizontal es determinada a partir de un cuadro de ingresos hipotético.

**Palabras clave:** Factor de capacidad. Función de *Weibull*. Micro-Generador Eólico. Viabilidad Económica. Evaluación Técnico-Económica.

### 1 INTRODUCCIÓN

Los generadores eólicos son unidades de producción de energía diseñados para transformar la energía del viento en energía eléctrica. Los micro-generadores eólicos son una subcategoría que reagrupa los generadores con una superficie de barrido inferior a los 25 m<sup>2</sup>, es decir con un diámetro de rotor menor a 5,6 m. Este tamaño pequeño permite su instalación en la mayor parte de las zonas urbanas.

Existen numerosos métodos que han sido desarrollados para predecir el rendimiento energético de generadores eólicos de grandes potencias, pero solo existen algunas evaluaciones para sistemas pequeños, como es indicado en un reciente estudio del tema (CELIK et al., 2003). Esta diferencia en los métodos de evaluación impide el éxito técnico y

---

<sup>1</sup> Mg. Ingeniería Industrial, Integrante del CEAL - Centro de Estudios y Aplicaciones Logísticas, Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza/Argentina. E-mail: [erovello@gmail.com](mailto:erovello@gmail.com)

<sup>2</sup> Doctor. Ingeniero Lucas Iacono - Director del Instituto de Aplicaciones Industriales, Facultad de Ingeniería, Universidad de Mendoza/Argentina. E-mail: [lucas.iacono@um.edu.ar](mailto:lucas.iacono@um.edu.ar)

económico de los generadores eólicos a pequeña escala, tal como se señala en un estudio realizado en la India, donde el 40% de los aerogeneradores fueron ubicados en zonas donde la energía eólica era insuficiente para promover el giro de las aspas (DAOO et al., 1988).

Este trabajo de investigación presenta una aproximación multidisciplinaria para la evaluación del rendimiento de diferentes tipos de micro-generadores eólicos en ciudades de Argentina, basado en el método utilizado en un reciente estudio realizado en ciudades de Australia (KURJI; ARJOMANDI, 2012).

Esta aproximación se basa en la aplicación de las curvas de potencia de generadores eólicos comerciales en un modelo matemático simple que utiliza los parámetros de Weibull calculados por el análisis estadístico de datos de vientos horarios durante los últimos 10 años recolectados por el Servicio Meteorológico Nacional de la Argentina (SMN, Exp. N° 144.151, 2013). Los detalles del modelo son discutidos en las siguientes secciones.

## 2 METODO DE CÁLCULO

La potencia producida por un generador eólico depende de la relación de velocidad de viento y potencia de salida y las condiciones de vientos locales. Dentro de las características técnicas de los generadores eólicos que son provistas por los fabricantes, se incluye generalmente, la curva de potencia, en particular las velocidades de corte y nominal, es decir la velocidad mínima requerida para lograr el giro del rotor y la velocidad que produce la potencia de salida máxima respectivamente.

La curva de potencia del generador eólico provista por el fabricante indica la potencia de salida instantánea a una velocidad de viento dada, pero no informa directamente al usuario sobre cómo se comporta el generador en condiciones de vientos variables. Por consiguiente, ha sido desarrollado un valor característico del generador eólico llamado factor de capacidad ( $C_f$ ) para estimar la potencia energética producida a lo largo de un período de tiempo dado. Donde,  $C_f$  es definido como la relación entre el rendimiento energético real ( $E_{out}$ ) determinado por las condiciones de viento reales y  $E_r$  el rendimiento energético teórico a la potencia nominal (Ecuación 1):

$$C_f = \frac{E_{out}}{E_r}, \quad (1)$$

La evaluación del comportamiento de un generador eólico en una determinada ubicación geográfica requiere del conocimiento de las condiciones de vientos locales. Se han

propuesto varias funciones probabilísticas para poner en forma matemática la distribución de la velocidad e intensidad del viento durante un período de tiempo.

Entre estas funciones probabilísticas, la función de densidad de la probabilidad de *Weibull*, llamada también como distribución de *Weibull*, ha sido ampliamente aceptada en la literatura como una herramienta apropiada para describir empíricamente los datos de velocidades de vientos en función de la probabilidad estadística.

En particular, la función de *Weibull* de dos parámetros ha sido utilizada para ajustar las distribuciones de vientos en varias localizaciones en el mundo (MORGAN, 1995; LU; YANG; BURNETT, 2002; CELIK, 2003; CHANG et al. 2003; AHMED, 2010; KURJI; KEYHANI et al. 2010; ARJOMANDI, 2012).

La función de *Weibull* de dos parámetros se ajusta a los datos de distribución de vientos con mayor precisión que la distribución raíz cuadrada normal (JUSTUS et al. 1978), distribución de Rayleigh y la distribución log-normal (KAMINSKY, 1977). Además, como se indica en Bowden et al. (1983) el ajuste de la distribución de los datos de viento no mejora de manera significativa mediante el uso de la función de *Weibull* de tres parámetros.

En el presente trabajo, se propone una herramienta para mapear las potencias de salida totales de diferentes tipos de micro-generadores eólicos en diferentes localizaciones geográficas. La herramienta combina la curva de potencia del generador con el ajuste matemático de la distribución de vientos utilizando la función de *Weibull* de dos parámetros y crear de esta manera un mapa de capacidades para cada tipo de generador eólico.

Esta herramienta será aplicada a micro-generadores eólicos comerciales en ciudades Argentinas. Los micro-generadores eólicos seleccionados tienen una potencia de salida limitada a 3 KW. Los datos de entrada experimental de la herramienta incluyen la curva de potencia provista por el fabricante y la distribución de vientos locales.

Específicamente, se utilizan dos entradas experimentales en el desarrollo de la herramienta: (1) la curva de potencia del micro-generador provista por el fabricante y (2) la distribución de vientos medidas en estaciones meteorológicas locales.

## **2.1 Selección de los micro-generadores eólicos**

Los micro-generadores eólicos han sido seleccionados a partir de los generadores eólicos listados en el catálogo Europeo de pequeños generadores eólicos (*Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers*). Los criterios de selección se detallan a

continuación: (1) un diámetro de rotor <5,6 m, (2) una potencia nominal comprendida entre 1 y 3 kW, y (3) la disponibilidad de la curva de potencia.

Dichos criterios han limitado la selección a ocho micro-generadores eólicos enumerados en la tabla 1, de los cuales, cuatro son del tipo de eje horizontal (HAWT) y cuatro del tipo de eje vertical (VAWT). De los cuatro generadores eólicos verticales VAWT, tres son del tipo Darrieus (VAWT-1 a 3) y uno del tipo Savonius (VAWT-4).

Es de particular importancia incluir diferentes tipos de generadores eólicos a nuestro estudio debido a las diferencias en eficiencias a diferentes velocidades de viento. Los datos detallados en la Tabla 1 resumen las principales características de los micro-generadores utilizadas en este estudio.

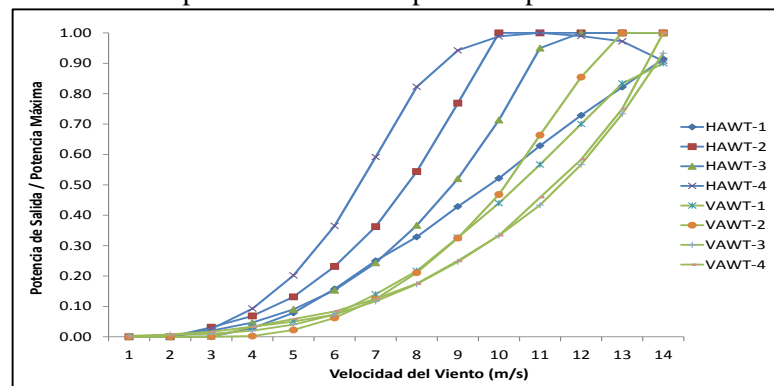
Tabla 1 – Micro generadores eólicos de 1 a 3 kW provistos por el catálogo europeo de pequeños generadores eólicos

Designación	Tipo	Potencia nominal (kW)	Velocidad de viento nominal (m/s)	Velocidad de viento de corte (m/s)	Diámetro de rotor (m)
HAWT-1	HAWT	1,4	16	2,5	3,12
HAWT-2	HAWT	1,6	10	2,5	3,2
HAWT-3	HAWT	3	12	2,8	3,6
HAWT-4	HAWT	2,5	10	3	5
VAWT-1	VAWT-D	3	14	3,5	2,8
VAWT-2	VAWT-D	2,5	14	4	1,99
VAWT-3	VAWT-D	3	14	2	3,3
VAWT-4	VAWT-S	1	18	2	1

Fuente: Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers

La potencia relativa, es decir, la proporción de la potencia de salida máxima de salida, es representada en la figura 1 para cada micro-generador enumerado en la tabla 1, permitiendo de esta manera una comparación directa de las velocidades de corte y nominal. A excepción de HAWT-1, los micro-generadores HAWT tienen una velocidad de régimen menor que los VAWT.

Figura 1 – Curvas de potencia relativas de los micro generadores eólicos enumerados en la tabla 1, trazados a partir de las curvas provistas por los fabricantes



Fuente: Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers

Las características de las ocho turbinas varían no solamente entre categorías sino también dentro de cada categoría. Las velocidades de vientos nominales de las turbinas HAWT ( $13 \pm 3$  m/s) son, a excepción de una, inferiores a las turbinas VAWT ( $16 \pm 2$  m/s). Dentro de la categoría VAWT, es importante notar que solo la turbina con una velocidad de viento nominal diferente es de tipo *Savonius*.

Las velocidades de viento de corte son menos dispersas, con valores para las turbinas del tipo HAWT ( $2,75 \pm 0,25$  m/s) próximos a los valores para las turbinas del tipo VAWT ( $3 \pm 1$  m/s). Esta dispersión afectará el comportamiento general de la turbina, donde, el factor de capacidad será mayor para vientos con una velocidad nominal y de cortes menores. Además, es necesario tener en cuenta que las curvas de potencia presentadas por los fabricantes de turbinas no han requerido de calidad para bajas velocidades de viento lo que dará lugar a errores de cálculo en las siguientes secciones.

## 2.2 Medición de velocidades de viento

Las velocidades de vientos horarios fueron medidas y provistas por el SMN y se encuentran enumeradas por ciudad en la Tabla 2. Estas ciudades fueron seleccionadas para representar las variaciones de las condiciones de viento en las diferentes localizaciones a lo largo de las principales aglomeraciones de la Argentina (CENSO INDEC, 2010). El equipamiento, adquisición de datos y mantenimiento de los datos se encuentran conforme a las normas de la Organización Meteorológica Mundial.

Tabla 2 – Localización de las estaciones meteorológicas seleccionadas para el estudio

Número de Estación	Localización	Longitud (decimal)	Latitud (decimal)	Elevación del mástil
87047	Salta	- 65,5000	- 24,8500	10 m
87121	Tucumán	- 65,1666	- 26,8500	10 m
87178	Posadas	- 56,0000	- 27,3666	10 m
87344	Córdoba	- 64,1666	- 31,3166	10 m
87374	Paraná	- 60,5000	- 31,7833	10 m
87418	Mendoza	- 68,8333	- 32,8333	10 m
87480	Rosario	- 60,8333	- 32,9166	10 m
87576	Ezeiza	- 58,5000	- 34,8166	10 m

Fuente: SMN Argentina

Los datos de vientos fueron registrados durante un período de 10 años (desde Enero de 2003 a Diciembre de 2012), lo que representa un total de 87.600 datos por ciudad. Las velocidades de viento para todas las ciudades durante los 10 años son menores a 14 m/s para el 99,9% del tiempo. En consecuencia, la distribución de la velocidad del viento será evaluada en el rango de 0 a 14 m/s.

### 2.3 Desarrollo de la herramienta

El procedimiento para el desarrollo de la herramienta se llevará a cabo en los siguientes tres pasos: (1) evaluar la capacidad de las turbinas para un rango de velocidades de viento, (2) determinar en cada ciudad la función de *Weibull* de dos parámetros que mejor se ajuste a la distribución de vientos, y (3) superponer las ciudades con el mapeo de capacidades de cada turbinas para evaluar el rendimiento energético en cada combinación de ciudad - turbina (KURJI; ARJOMANDI, 2012).

### 2.4 Evaluación de la capacidad de los generadores eólicos

La primera etapa del desarrollo de la herramienta es mapear la capacidad de la turbina para un rango de condiciones de viento. Dado que la función de *Weibull* de dos parámetros se utiliza en el presente trabajo para ajustar la distribución de vientos en cada ciudad, la capacidad será estimada para una serie de parámetros de *Weibull*, es decir, el factor de forma ( $k$ ) y el factor de escala ( $c$ ). Estos parámetros serán variados para simular las distribuciones de viento posibles dentro del rango de 0-14 m/s.

Cada combinación  $c - k$  de la función de *Weibull* define una única distribución de velocidades de viento. Por otra parte, la potencia de salida para una velocidad de viento dada es conocida a partir de la curva de potencia. Combinando las dos series de datos, se puede

determinar cuanta potencia se produce durante cada período de tiempo que representa un valor fijo de velocidad de viento.

Si se integra el conjunto de todas las salidas a lo largo del rango de velocidades de viento consideradas, es posible calcular el rendimiento energético real ( $E_{out}$ ) de la turbina durante el período de tiempo considerado y para esta distribución de viento. La capacidad de la turbina para cada combinación  $c - k$  de la función de *Weibull* (KURJI; ARJOMANDI, 2012) es calculada mediante la utilización de la ecuación (1). Los mapeos de capacidad de cada turbina se muestran en la Figura 2.

## 2.5 Función de la distribución probabilística de vientos

Mediante el modelo matemático de la distribución de vientos es posible realizar comparaciones cuantitativas entre las diferentes ciudades. La función de *Weibull* de dos parámetros  $f(v)$  es utilizada para evaluar la distribución probabilística de la velocidad del viento durante el período de tiempo considerado. La función  $f(v)$  puede ser representada de la siguiente manera (Ecuación 2):

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

Donde  $v$  es la velocidad del viento,  $c$  es el factor de escala, y  $k$  es el factor de forma. El factor de forma ( $k$ ) es un parámetro adimensional que describe la forma de la distribución. Cuanto menor sea el factor de forma, mayor será la anchura de la distribución para una velocidad media del viento dada. El factor de escala ( $c$ ) expresado en m/s es principalmente proporcional a la velocidad media del viento.

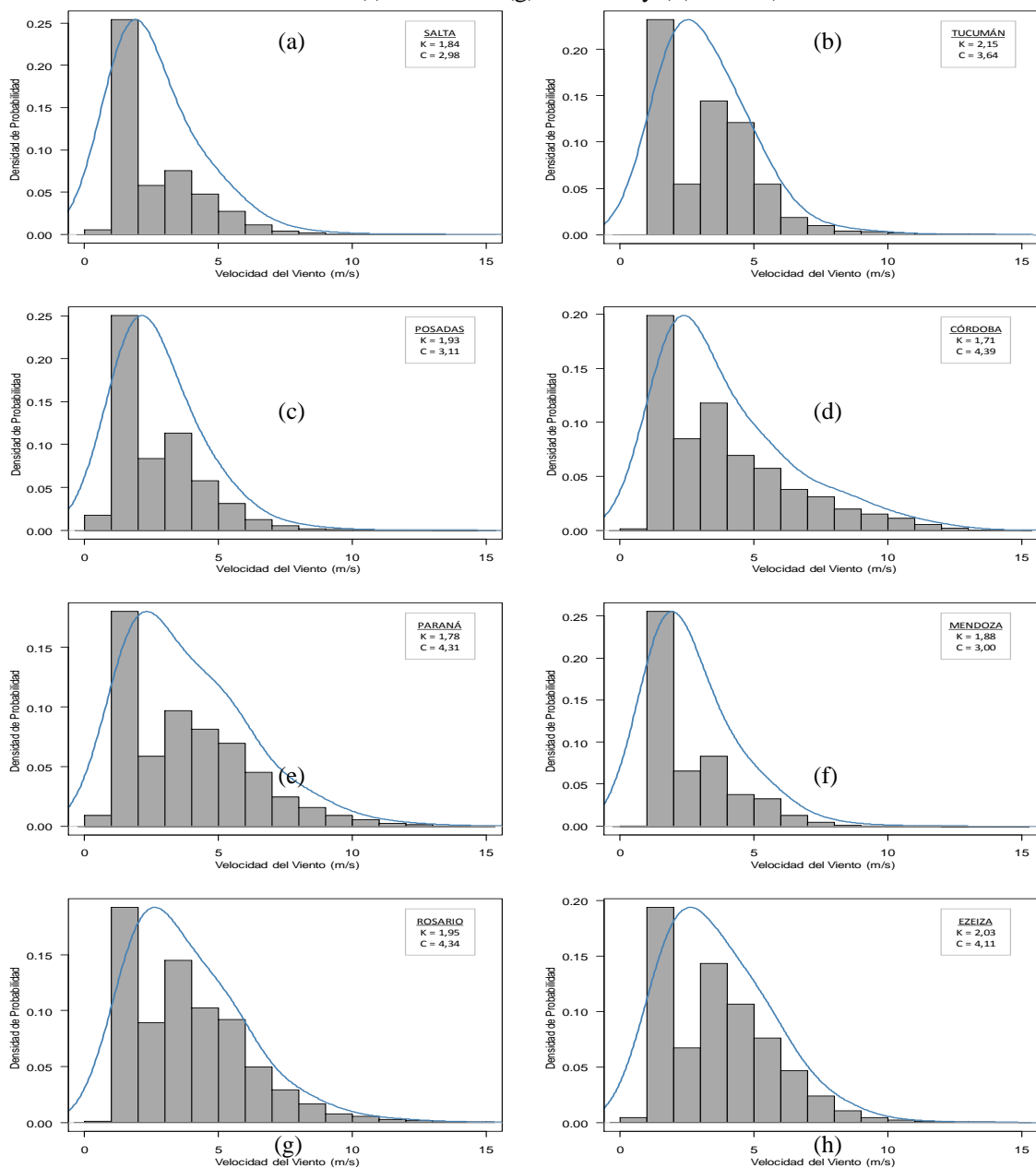
El método propuesto por Stevens y Smulders (1979) ha sido aplicado a nuestro conjunto de datos para ajustar los datos de vientos correspondientes a cada ciudad a una distribución de *Weibull*. Este método de ajuste de datos ha sido seleccionado por encima del método gráfico debido a su mayor exactitud en la determinación de los parámetros de *Weibull* (RAMOS-ROBLES; IRIZARRY-RIVERA, 2005). En consecuencia, los parámetros de *Weibull* ( $k$ ) y ( $c$ ) pueden calcularse a partir de las Ecuaciones (3) y (4) (SEGURO; LAMBERT, 2000).

$$k = \left( \frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right)^{-1} \quad (3)$$

$$c = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{1/k} \quad (4)$$

Donde ( $v_i$ ) es la velocidad del viento en el momento ( $i$ ), y ( $n$ ) es el número de puntos de datos de la velocidad del viento no nulos. La Figura 3 muestra, para las ciudades argentinas, la función de Weibull de dos parámetros con los valores de ( $k$ ) y ( $c$ ) dados por las ecuaciones (3) y (4).

Figura 3 – Función de *Weibull* superpuesta a la distribución de vientos experimental y los parámetros de *Weibull* correspondientes a las ciudades (a) Salta, (b) Tucumán, (c) Posadas, (d) Córdoba (e) Paraná, (f) Mendoza, (g) Rosario, y (h) Ezeiza)



Fuente: Elaboración propia



La distribución de vientos en Argentina se establece a partir de un rango de parámetros de Weibull, con valores de  $(k)$  y  $(c)$  varían de 1,71 a 2,15 y de 2,98 a 4,39 m/s respectivamente. La Figura 4 pone en evidencia la variación de los parámetros de Weibull, en función de las condiciones de viento de las principales aglomeraciones de la Argentina.

Figura 4 – Parámetros de Weibull superpuestos a los emplazamientos geográficos de ciudades argentinas

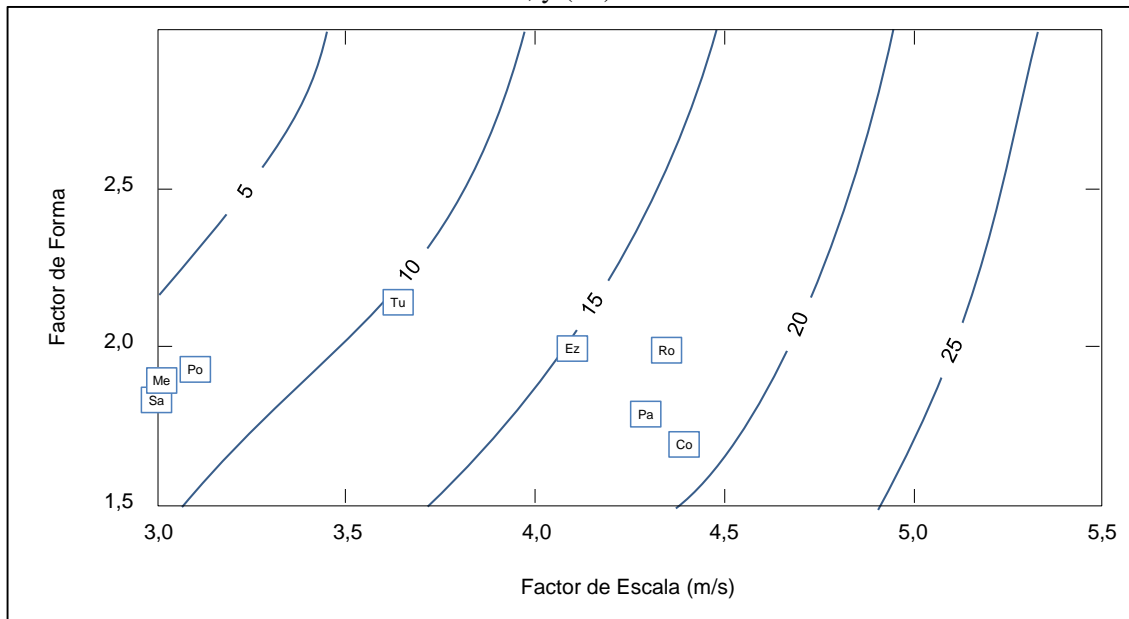


Fuente: Elaboración propia

## 2.6 Superposición de las distribuciones de vientos con el mapeo de capacidades

La etapa final de la herramienta es la superposición de las ciudades con el mapa de capacidades por turbina, determinando de esta manera el factor de capacidad de cada turbina en las ciudades argentinas. Este concepto es ilustrado en la Figura 5 aplicado a la turbina HAWT-4 donde se revela claramente una situación favorable de Córdoba por sus condiciones de viento.

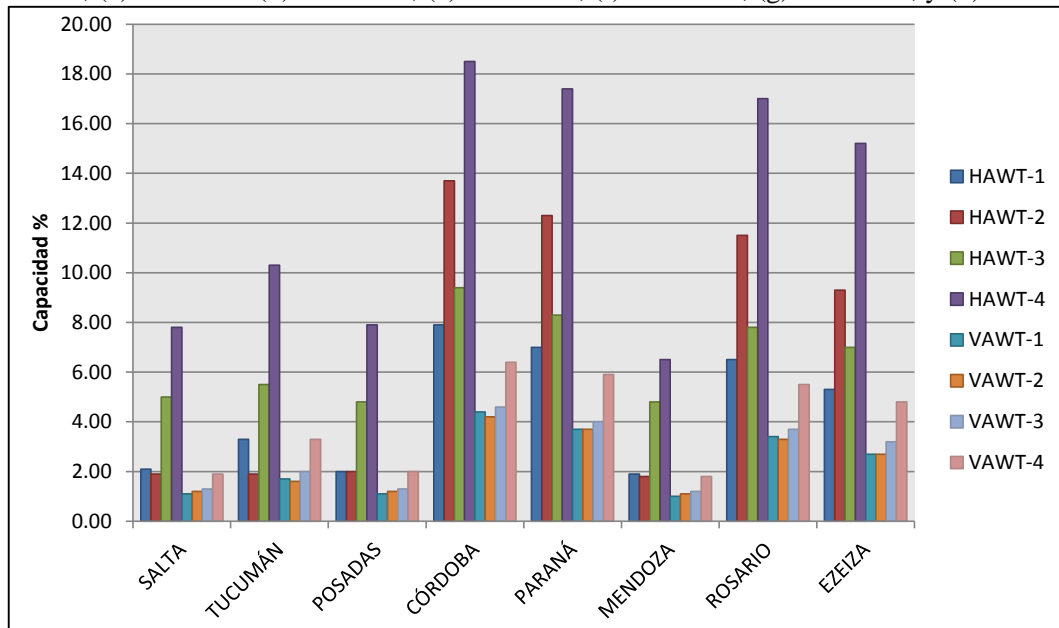
Figura 5 – Ciudades argentinas superpuestas con el mapa de capacidades de HAWT-4 donde se muestra el factor de capacidad (en %) para la distribución de Weibull de dos parámetros. Las letras indican (Sa) Salta, (Tu) Tucumán, (Po) Posadas, (Co) Córdoba, (Pa) Paraná, (Me) Mendoza, (Ro) Rosario, y (Ez) Ezeiza.



Fuente: Elaboración propia

La Figura 6 es un gráfico que compara los factores de capacidad para las diferentes combinaciones de turbinas y ciudades.

Figura 6 – Comparación de factores de capacidad calculados para las ciudades argentinas. Los generadores son indicados para cada ciudad en orden (de izquierda a derecha): (a) HAWT-1, (b) HAWT-2, (c) HAWT-3 (d) HAWT-4, (e) VAWT-1, (f) VAWT-2, (g) VAWT-3, y (h) VAWT-4



Fuente: Elaboración propia

Se observan los factores de capacidad más elevados en turbinas de eje horizontal.

### 3 DISCUSIÓN

Al momento de evaluar la capacidad de una turbina para un rango de condiciones de viento, el mapeo de capacidades desarrollado en el presente trabajo se aplicó particularmente al medioambiente de Argentina. Aún si requiere una pequeña cantidad de cálculos, el mapeo de capacidades una vez calculado, es un medio eficaz y rápido para evaluar la capacidad de una turbina bajo condiciones dadas de viento. Por ejemplo, si seleccionamos períodos de tiempo más cortos de registros de vientos, los mapas de capacidades revelarán variaciones estacionarias de la producción de energía.

Desde un punto de vista económico, el mapeo del factor de capacidad para un amplio rango de condiciones de viento puede llegar a mejorar la viabilidad económica de la implementación de un micro generador eólico en un punto de interés dado. En efecto, si tenemos el precio de mercado de la energía eléctrica, el mapeo de capacidades nos permite valorizar directamente los ingresos provenientes de la potencia total generada por la turbina. Para la presente aplicación, asumimos el periodo de 1 año (equivalente a 8760 hs.). El mapeo de capacidades es representativo de la producción total de energía. Para un precio de mercado (PM) de la electricidad, los ingresos totales (IT) generados por la turbina está dado por (Ecuación 5):

$$IT = C_f \times PM \times PN \times 8760 \quad (5)$$

Donde (PN) es la potencia nominal. Si el costo total de la turbina es conocido, es posible determinar las condiciones límites de déficit y beneficio de una turbina en términos de parámetros de Weibull, delimitando condiciones de viento para un beneficio productivo. La zona de beneficio del mapa puede ser correlacionada directamente en los emplazamientos de interés correspondientes. Este concepto económico puede ser ilustrado a partir de un mapeo de ingresos.

Según la Secretaría de Energía de la Argentina (<http://energia3.mecon.gov.ar/>, consultado el 30 de Octubre de 2013), el precio de mercado de la electricidad para el consumo residencial al 31 de Julio de 2013, se encuentra comprendido entre 0,25 a 2,26 pesos argentinos en función de la provincia.

Si suponemos un precio constante de 0,80 pesos argentinos, es posible calcular un mapa hipotético de ingresos anuales para la turbina HAWT-4. Por otro lado, si el costo total anual (hipotético) para ésta turbina es de 20.000 pesos argentinos es posible establecer un límite para las condiciones de viento benéficas y no benéficas.

Para la turbina HAWT-4, que presenta factores de capacidad más grande, podemos observar que no es posible obtener una ventaja. Es importante notar que la Argentina dispone actualmente de una fuerte subvención en los costos de energía y al momento de realizar el estudio no es aconsejable la inserción de micro-generadores eólicos en los lugares seleccionados.

#### **4 CONCLUSIÓN**

Una herramienta completa ha sido elaborada para caracterizar la capacidad de una turbina a lo largo de una gama de condiciones de viento, expresada en términos de parámetros de Weibull. La función de Weibull de dos parámetros ha sido aplicada a las condiciones de vientos de Argentina para evaluar desde una forma matemática la distribución de velocidades de viento.

Seguido a la determinación de los parámetros de Weibull para cada ciudad, se superpusieron las ciudades sobre el mapeo de capacidades, permitiendo de esta manera, determinar el factor de capacidad de cada turbina en una localización dada. Con la ayuda de una ecuación simplificada para evaluar los ingresos de una turbina, se evaluaron las condiciones de viento límites a las cuales es posible obtener un beneficio productivo.

Es importante tener en cuenta que la eficiencia del mapeo depende de la precisión de los datos recolectados de velocidades de vientos. Algunas características dadas en configuraciones urbanas pueden afectar la distribución de vientos local de manera desfavorable y es importante tomar precauciones en la conclusión de la viabilidad económica.

#### **5 AGRADECIMIENTOS**

El autor reconoce la contribución de sus colegas. Se agradece a A. Gómez perteneciente al Centro de Información Meteorológica (SMN Argentina) por la provisión de datos meteorológicos y a R. Palma, R. Forradellas (CEAL, Universidad Nacional de Cuyo) y M. Camargo (Université de Lorraine) por el soporte en la realización del presente trabajo de investigación.

# TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF THE APPLICATION OF SMALL-SCALE WIND TURBINES IN THE ARGENTINEAN CITIES

**ABSTRACT:** In the present work, a tool is proposed for the evaluation of micro-wind turbine performances in the Argentinean cities. The power curves provided by the manufacturers were combined with the two-parameter Weibull function representative of the local wind conditions. Calculations demonstrate that when taking into account the only wind speed magnitude, the horizontal axis micro-wind turbines have greater capacity factors than the vertical axis micro-wind turbines for similar wind conditions. Turbine capacities were then mapped over a wide range of wind conditions assuming the wind distribution characterized by Weibull parameters. By considering the market price of electricity, the income of a power source can be evaluated. The critical wind-condition boundary needed to provide a beneficial active micro-wind turbine was determined for one horizontal axis micro-wind turbine using a hypothetical income map.

**Keywords:** Capacity factor. Weibull function. Micro wind turbines. Economic feasibility. Techno-economic assessment.

## REFERENCIAS

AHMED, A.S. Wind energy as a potential generation source at Ras Benas, Egypt. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 8, p. 2167-2173, 2010.

BOWDEN, G.J.; BARKER, P.R.; SHESTOPAL, V.O.; TWIDELL J.W. Weibull Distribution Function and Wind Power Statistics.” **Wind Engineering**, v. 7, n. 2, p. 85-98, 1983.

CATALOGUE OF EUROPEAN URBAN WIND TURBINE MANUFACTURERS. Supported by the **European Commission under the Intelligent Energy – Europe Programme**. Disponible en: <[http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE\\_V2.pdf](http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf)> Consultado el 2 de Febrero de 2013.

CELIK, A.N. Energy Output estimation for small-scale wind power generators using Weibull-representative wind data. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 91, n. 5, p. 693-707, 2003.

CENSO 2010. **Población total por lugar de nacimiento, según provincia: total del país**. INDEC: Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina. Disponible en: <<http://www.indec.gov.ar/nuevaweb/cuadros/2/e020205.xls>>. Consultado el 2 de Febrero de 2013.

CUADROS TARIFARIOS AÑOS 2009 A 2013. **Secretaría de Energía de la República Argentina**. Disponible en: <<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3220>>. Consultado el 30 de Agosto de 2013.

CHANG, T. J., WU, Y.T.; HSU, H.Y.; CHU, C.R.; LIAO, C.M. Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan. **Renewable Energy**, v. 28, n. 6, p. 851-871, 2003.

DAO, Y. J.; PANCHAL, N.S.; SUNNY, F.; STARAMAN, V.; KRISHNAMOORTHY, T.M. Assessment of wind energy potential of Trombay, Mumbai (19.1°N; 72.8°E), India. **Energy Conversion and Management**, v. 39, n. 13, p. 1351-1356, 1998.

ERIKSSON, S.; BERNHOFF, H.; LEIJON, M. Evaluation of different turbine concepts for wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, n. 5, p. 1419-1434, 2008.

EXPEDIENTE N° 144.151. **Vientos horarios de todo el país del periodo 2003-2012**. Servicio Meteorológico Nacional. Centro de Información Meteorológica, 2013.

JUSTUS, C.G.; HARGRAVES, W.R.; MIKHAIL, A.; GRABER, D. Methods for estimating wind speed frequency distributions. **Journal of Applied Meteorology**, v. 17, n. 3, p. 350-353, 1978.

KAMINSKY, F.C. Four probability densities (log normal, gamma, Weibull and Rayleigh) and their application to modelling average hourly wind speed. In: INTERNATIONAL SOLAR ENERGY SOCIETY. ANNUAL MEETING, **Proceedings...**, Orlando, FL, p. 6-19, 1977.

KEYHANI, A.; GHASEMI-VARNAMKHASTI, M.; KHANALI, M.; ABBASZADEH, R. An assessment of wind energy potential as power generation source in the capital of Iran, Tehran. **Energy**, v. 35, n. 1, p. 188-201, 2010.

KURJI, R.; ARJOMANDI, M. Techno-economic assessment of the application of small-scale wind turbines. **International Journal of Sustainable Energy**, v. 32, n. 6, p. 587-598, 2012.

LU, L.; YANG, H.; BURNETT J. Investigation on wind power potential on Hong Kong Islands: an analysis of wind power and wind turbine characteristics. **Renewable Energy**, v. 27, n. 1, p. 1-12, 2002.

MORGAN, V.T. Statistical distributions of wind parameters at Sydney, Australia. **Renewable Energy**, v. 6, n. 1, p. 39-47, 1995.

RAMOS-ROBLES, C.A.; IRIZARRY-RIVERA, A.A. Economical effects of the Weibull parameter estimation on wind energy projects. In: NORTH AMERICA POWER SYMPOSIUM, Ames, **Proceeding...**, Iowa, p. 597-602, 2005.

SEGURO, J.V.; LAMBERT, T.W. Modern estimation of the parameters of the weibull wind speed distribution for wind energy analysis. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 85, n. 1, p. 75-84, 2000.

STEVENS, M.J.M.; SMULDERS, P.T. The estimation of the parameters of the weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. **Wind Engineering**, v. 3, n. 2, p. 132-145, 1979.

Originals recebidos em: 12/09/2014

Aceito para publicação em: 11/08/2015