

# CARACTERIZAÇÃO DO REGIME DE VENTO EM SUPERFÍCIE PARA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA DESCENTRALIZADA

Uéilton Ferreira de Sousa – uelitonsousa.95@hotmail.com

José Roberto da Costa Júnior – dacostajuniorjoseroberto@gmail.com

Wagner Nunes Ribeiro - wagner.agro@hotmail.com

Vanessa de Fátima Grah Ponciano – vanessa.grah@ifgoiano.edu.br

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano, câmpus Iporá

**Resumo.** A energia eólica vem ganhando espaço na matriz energética do Brasil, por ser uma energia limpa e de fonte inesgotável. Os dados de velocidade do vento foram coletados por um anemômetro Wind Set WA25 da empresa Vaisala, instalado em uma torre a dez metros de altura do solo na Estação Meteorológica Automática do Instituto Nacional de Meteorologia, localizado na Fazenda Escola do IF Goiano, Iporá-GO. A variabilidade da velocidade do vento foi representada pela distribuição de frequência de Weibull, uma função de densidade de probabilidade de dois parâmetros ( $k$  e  $c$ ). Utilizou-se os parâmetros  $c$  e  $k$ , para relacionar a função Gama com a velocidade média anual do vento, a variância e a densidade de potência média. Fez-se uma análise do perfil do vento para avaliar o comportamento das velocidades médias históricas, em alturas superiores que a medida pelo anemômetro para avaliar o ganho de densidade de potência. Os valores de  $k$  para todas as alturas ficaram próximo de 1 o que corresponde a um regime eólico altamente variável e os valores de  $c$  também foram baixos representando uma baixa velocidade média do local. A região ficou caracterizada como sendo desfavorável para a aplicação de turbinas eólicas descentralizadas para geração de energia.

**Palavras-chave:** Cerrado, bombeamento de água, irrigação

## 1. INTRODUÇÃO

A necessidade de uma nova fonte energética em todo o mundo vem sendo explícita no decorrer dos tempos, devido ao fato que, as principais fontes da matriz energética mundial são de fontes não renováveis, ou seja, na medida em que vão sendo utilizadas não são renovadas em tempo útil, podendo levar milhares de anos para sua recomposição. Devido a conscientização dos impactos negativos em larga escala dos combustíveis fósseis, governos, organizações e indivíduos estão mostrando crescente interesse por fontes de energia em pequena escala, descentralizadas e com pequena emissão de carbono (Weekes & Tomlin, 2013). Dentre estas, está a energia eólica, gerada através da força dos ventos, que dentre todas as fontes renováveis de energia é a mais acessível e graças aos avanços tecnológicos o custo está constantemente reduzindo (Urtasum et al., 2013).

Segundo Farret (2010) o potencial eólico brasileiro é avaliado em 63 milhões de MWh ano<sup>-1</sup>. No Brasil há algumas centrais de produção de energia eólica, com destaque para o nordeste onde se encontra a maior disponibilidade dessa fonte (Alves, 2010). No entanto, o Brasil se mostra favorável em recursos eólicos por todo o país. Em virtude desse potencial existente, a energia eólica descentralizada pode ser a resposta, para um dos maiores gargalos enfrentados pela agricultura brasileira na atualidade, a má distribuição das redes de abastecimento de energia elétrica (IICA, 2014). De acordo com Qoiader e Steinbrecht (2010) a eletrificação rural tem sido um instrumento efetivo para o desenvolvimento sustentável de áreas rurais de países em desenvolvimento. A falta de energia elétrica faz com que o uso de técnicas agrícolas como a irrigação se tornem limitado. Contudo, em locais onde há períodos de estiagem bem definidos a irrigação pode viabilizar a produção agrícola.

Em Goiás mesmo possuindo potencial hídrico para a geração de energia, também tem enfrentado a crise hídrica, que a cada ano aumenta de forma preocupante na agricultura do estado (Goiás 247, 2015). Diante de tal situação a energia eólica se torna uma opção para a geração de energia no estado, podendo também ser uma saída para os avanços rurais de áreas carentes em aplicação de tecnologia, como o oeste de Goiás (IICA, 2014). O oeste goiano está localizado dentro do domínio Cerrado, uma região que apresenta um regime de chuvas definido com uma estação de irrigação entre os meses de maio a setembro, o uso de sistemas Eólicos é uma das possíveis alternativas para geração de energia elétrica, nesse sentido, instituições públicas necessitam se mobilizar para investimentos nessa área de modo a ser um exemplo para a sociedade Brasileira, demonstrando que as energias renováveis são de interesse do governo. Outrossim, com o avanço da agricultura que vem ocorrendo em todas as regiões do estado, aumenta a necessidade de se ter fontes energéticas que atendam aos locais com dificuldade para a instalação da rede elétrica convencional. O fato da turbina eólica não possuir muitos obstáculos que possa impedir sua instalação, a não ser o baixo volume e velocidade do vento do local, o uso de microturbinas de menor custo de instalação pode atender estas regiões onde o vento ocorre em menor escala (Urtasum et al., 2013). Sendo um possível avanço para região Oeste de Goiás, em especial à região de Iporá, onde esta sendo estudada a distribuição de velocidade do vento, para identificar a viabilidade de instalação de turbinas eólicas no município.

O vento como fonte de energia é extremamente variável, por isso no momento da escolha do local de instalação de turbinas eólicas, faz-se necessário levar em consideração alguns critérios, como a velocidade média do vento, variações diárias e sazonais, níveis de turbulência e ventos extremos (Grah et.al, 2014). Nas últimas duas décadas muitas pesquisas têm sido realizadas para desenvolver um modelo estatístico adequado para descrever a distribuição de frequência da velocidade do vento (Li e Li, 2004). As funções de Weibull, Rayleigh e Lognormal são comumente usadas para ajustar as medidas de velocidade do vento à distribuições de probabilidade. Atualmente, a distribuição de probabilidade de Weibull tem sido a mais usada em aplicações de energia eólica devido a grande flexibilidade e simplicidade do método (Lun e Lam, 2000).

Este trabalho tem como objetivo caracterizar o regime de vento na cidade de Iporá-GO por meio da distribuição de probabilidade de Weibull para auxiliar na tomada de decisão para futuras instalações de geração de energia eólica descentralizadas para o bombeamento de água na época de irrigação.

## 2. MATERIAL E MÉTODOS

Os dados de velocidade do vento foram obtidos por meio da Estação Meteorológica do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), instalado na fazenda Escola do Instituto Federal Goiano, localizado na cidade de Iporá, Goiás, Brasil (Lat. 16° 26' 31" S, Long. 51° 07' 04" W, altitude de 584 m). A velocidade do vento instantânea foi medida com o anemômetro Wind Set WA25 da empresa Vaisala, instalado em uma torre a dez metros de altura do solo. Para a realização das análises foram utilizados registros de velocidade do vento para a estação de irrigação do ano de 2015, totalizando 123 dias. Para a aquisição dos dados foi utilizado um datalogger que armazenava as leituras médias horárias, as quais foram utilizadas para as simulações. A estação de irrigação foi caracterizada como sendo os meses de menor precipitação, ou seja, entre maio e outubro, Fig. 1.

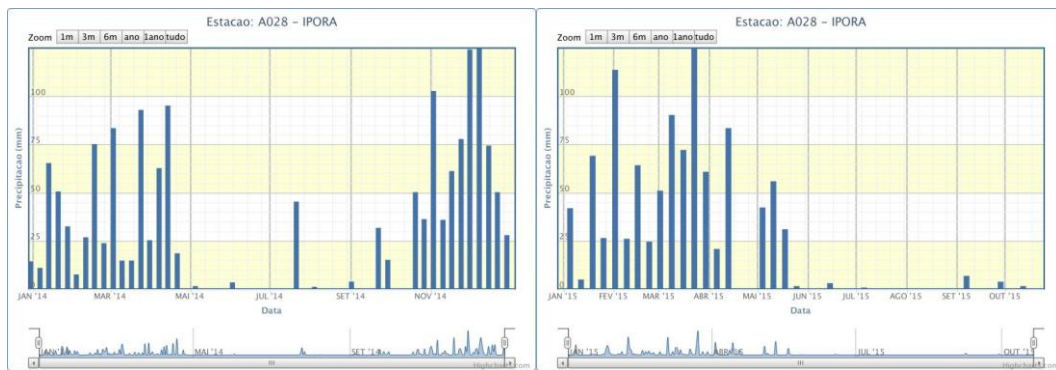


Figura 1 - Precipitação da cidade de Iporá para o ano de 2014 (esquerda) e para o período de 1° de janeiro a 21 de outubro de 2015 (direita)

Fonte: <http://www.inmet.gov.br>

Para a descrição estatística do regime de ventos, ordenaram-se os valores em ordem decrescente e foram divididos em intervalos de classe de 1 m.s<sup>-1</sup>, sendo o intervalo mínimo de 0-1 m.s<sup>-1</sup> e o máximo de 8-9 m.s<sup>-1</sup>. Segundo metodologia proposta por Gabriel Filho et al. (2011), fez-se um perfil vertical de velocidade do vento, a partir dos dados de velocidade para a altura de 10m, para as alturas de 15, 20, 25, 30, 40 e 50 m. Segundo Safari e Gasore (2010) para projetos envolvendo sistema de conversão eólica é requerido estimar a velocidade do vento em várias elevações. No regime turbulento, em alturas mais elevadas a velocidade média tende a aumentar, já que mais próximo a superfície há uma força tangencial contrária ao deslocamento da parcela de ar retardando o movimento. Assim, utilizou-se a Lei logarítmica que é a maneira mais simples para estimar a velocidade do vento em uma elevação de altura a partir de medições em um nível de referência. Utilizou-se a Eq. (1), uma simplificação prática apresentada por Castro (2003); Farret (2010).

$$\frac{u_1}{u_2} = \frac{\ln\left(\frac{h_1}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{h_0}\right)} \quad (1)$$

em que,

$u_1$ - velocidade do vento para a altura  $h_1$  de 10 m;

$u_2$  – velocidade do vento para a altura  $h_2$  de 15, 20, 25, 30, 40 e 50 m;

$h_0$  – comprimento característico da rugosidade do solo  $h_0$ .

Os valores de  $h_0$  foram definidos de acordo com Hassan & Sykes (1990), onde se adotou o valor mínimo para a classificação “relva baixa/estepes”, ou seja,  $h_0$  igual a 0.01.

## 2.1 Cálculo dos dois parâmetros da distribuição de Weibull

Para o cálculo dos parâmetros de escala e deforma, foi utilizado o método por regressão linear que faz uso do caráter linear da distribuição acumulada de Weibull, quando aplicada uma transformação logarítmica, conforme metodologia utilizada por Touré (2005). Esse método é derivado da probabilidade acumulada  $F(u)$ , e é expresso conforme Eqs. (2) e (3).

$$F(u) = \int_{-\infty}^u f(t) dt \quad (2)$$

$$f(u) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (3)$$

$k$  e  $c$  são os parâmetros de ajuste.  $k$  é o parâmetro de forma adimensional;  $c$  ( $m s^{-1}$ ) é o parâmetro de escala. É um método gráfico onde os parâmetros de ajuste foram determinados como segue: a partir da Eq. (4)

$$\ln\{-\ln[1-F(u)]\} = k \ln u - k \ln c \quad (4)$$

onde  $Y$  e  $X$  são definidos como

$$Y = \ln\{-\ln[1-F(u)]\} \quad X = \ln u \quad (5)$$

a Eq. (5) pode ser escrita como

$$Y = kX - k \ln c \quad (6)$$

Plotando diferentes valores de  $Y$  versus  $X$ , uma linha reta com inclinação  $a=k$  e que intercepta  $b = -k \ln c$  é obtida. Contudo,  $c$  é dado por

$$c = \exp\left(\frac{-b}{a}\right) \quad (7)$$

A determinação da função probabilidade acumulada de Weibull foi realizada utilizando métodos numéricos aplicados na distribuição discreta de frequência das velocidades, quando  $u_0$  fosse a velocidade máxima nesta distribuição, calculou-se  $F(u) = \int_0^u f(t) dt$  pelo método da integração trapezoidal (Gabriel Filho et al., 2011), fazendo:

$$F(u_0) = \frac{F(u_0)}{2} \quad (8)$$

$$F(u_i) = F(u_i - \Delta u) + \Delta u \frac{f(u_i - \Delta u) + f(u_i)}{2} \quad i = 1, \dots, n \quad (9)$$

em que se considerou a partição  $\{0, u_0, \dots, um\}$  com pontos consecutivos distantes entre si do valor  $\Delta u$ .

Para a determinação do grau de ajuste das séries observadas no modelo de Weibull foi verificada pelo erro residual, calculado por meio da Eq. (10).

$$E^2 = \sum_{i=1}^n [F_{obs}(u_i) - F_{calc}(u_i)]^2 \quad (10)$$

em que,

$F_{obs}$  - probabilidade acumulada observada, e

$F_{calc}$  - probabilidade acumulada calculada através do modelo de Weibull.

O valor de  $F_{obs}$  foi obtido pelo método de integração trapezoidal representada pela equação (3), enquanto que o  $F_{calc}$  foi obtido por meio da função de probabilidade acumulada ( $F$ ). Tendo determinado  $k$ , é necessário calcular o valor

da função Gama (Celik, 2004) para que possa ser usada na equação de distribuição densidade de probabilidade, a função é calculada conforme Eq. (11).

$$\Gamma(x) = \int_0^{+\infty} t^{x-1} \exp(-t) dt \quad e \quad \Gamma(1+x) = x \Gamma(x) \quad (11)$$

A função Gama é bastante complexa, mas é preciso saber os seus valores apenas ao longo de um intervalo bastante estreito de valores, correspondente ao desvio padrão do vento de 20% e 100%, respectivamente da velocidade média. Para caracterizar o local de acordo com o regime eólico, relacionou-se a função Gama com a velocidade média anual do vento, a variância e a densidade de potência média, como segue:

**Velocidade média anual do vento:**

$$u_{ma} = c \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (12)$$

**Variância da frequência da velocidade do vento:**

$$\sigma^2 = c^2 \left[ \Gamma \left( 1 + \frac{2}{k} \right) - \left( \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \right)^2 \right] \quad (13)$$

**Densidade de potência média do vento:**

$$P_{med} = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma \left( 1 + \frac{3}{k} \right) \quad (14)$$

Para o cálculo da densidade de potência média  $P_{med}$ , utilizou-se a densidade do ar igual a  $1,12 \text{ kg m}^{-3}$ , considerando uma altitude de 610 m e uma temperatura média anual de  $24,1 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Dados os totalizaram 2952 Horas de registros coletados, estabelecidas sendo como classes de 0-1, 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8 e 8-9  $\text{m s}^{-1}$ . Foi feita a caracterização da direção do vento por meio da rosa dos vetos, utilizando o programa WRPLOT view, da empresa Likes Environmental, Fig. 2.

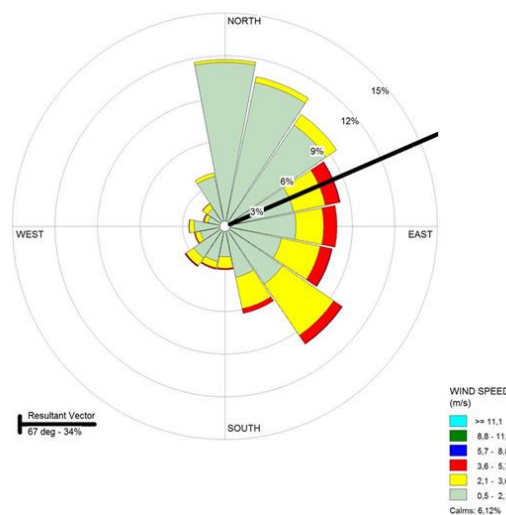


Figura 2 - Rosa dos ventos para o período de irrigação demonstrando a direção do vento de maior predominância na cidade de Iporá- GO

Parâmetros estatísticos de velocidades de vento para o local de estudo são apresentados na por dados horários de velocidade na altura de 10 m e para outras alturas simuladas, Fig. 3. A análise deste histograma revela claramente que, a velocidade do vento em torno de  $0-1 \text{ m s}^{-1}$  são representativos (41,85%). Segundo Halacy

(1977), há uma escala com faixas de velocidade dos ventos chamados de "escala de Beaufort", e ventos classificados entre  $0-1 \text{ m s}^{-1}$  são ditos como "calmos ou brisa leve".

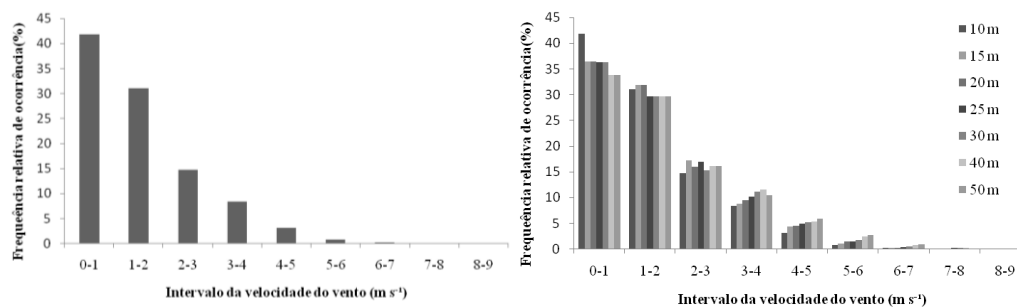


Figura 3 - Frequência relativa de ocorrência da velocidade do vento na altura de 10m da superfície do solo (esquerda) e para as outras alturas simuladas (direita)

Como para 10 m de altura do eixo da turbina a velocidade média ficou abaixo do indicado para geração de energia elétrica, extrapolou-se a velocidade para outras alturas, nas quais a velocidade poderia estar dentro da aceitável. Segundo Goswami (1986), apenas em locais que têm na velocidade do vento média anual superior a  $5 \text{ m s}^{-1}$ , a 10 m de altura deve ser considerada para a energia eólica. Para tal, utilizou o método do perfil logarítmico para estimativas da velocidade, Tab. 1.

Tabela 1 - Parâmetros estatísticos da velocidade do vento para as diferentes alturas.

	Alturas (m)						
	10	15	20	25	30	40	50
Média	1,507	1,641	1,663	1,703	1,734	1,813	1,842
Desvio padrão	0,998	1,020	1,050	1,091	1,150	1,164	1,225
Variância	0,996	1,040	1,103	1,191	1,323	1,355	1,501

De acordo com Weekes & Tomlin (2013), a distribuição é definida por uma velocidade média do vento e um fator de forma ( $k$ ), que descreve a dispersão das velocidades de vento em torno da média. Devido à relação não linear entre a velocidade do vento e a potência eólica, o valor de  $k$  terá um impacto sobre a previsão na potência do vento. Na Tab. 2, encontram-se os valores calculados dos parâmetros  $k$  e  $c$  pelo método da regressão para todas as alturas.

Tabela 2 - Valores dos dois parâmetros da distribuição de Weibull para as alturas de 10, 20, 25, 30, 40 e 50 no eixo da turbina.

	Alturas (m)						
	10	15	20	25	30	40	50
$K$	1,287	1,329	1,318	1,309	1,286	1,308	1,284
$C$	1,628	1,785	1,805	1,847	1,873	1,965	1,990

Analisando os valores de  $k$  e  $c$  encontrados para a cidade de Iporá, percebe-se que para o parâmetro de forma  $k$  os valores ficaram próximos de 1 para todas as alturas demonstrando que os ventos de baixa velocidade são predominantes, onde pode ser confirmado na Tab.1, pela velocidade média do vento. O fator de forma mostra a assimetria da curva de Weibull, altos valores para  $k$  (entre 2 e 3) significam que a curva é mais assimétrica para as altas velocidades do vento, e baixos valores de  $k$  (entre 1 e 2) significam que a curva é mais assimétrica para baixas velocidades do vento, indicando que baixas velocidades do vento são mais prováveis (Mostafaeipour, 2011). Analisando os valores do parâmetro de escala que também está relacionada com o vento disponível da região, observa-se que também foi baixo e próximo de 1 o que significa que os valores de velocidade estão mais concentradas em uma velocidade. Isso pode ser confirmado por meio da Fig. 3. O parâmetro de escala  $c$  mostra o valor de pico na curva de Weibull. De fato, altos valores de  $c$  significam que a dispersão da distribuição ocorre em uma faixa mais larga de velocidades do vento (Mostafaeipour, 2011).

### 3.1 Distribuição de Weibull

Quando trabalhamos com dados de velocidade do vento em formato de séries temporais geralmente se organiza os dados na distribuição de frequência, uma vez que é mais conveniente para a análise estatística (Celik, 2004), este processo é demonstrado para a altura de eixo da turbina de 50 m, Tab. 3. A velocidade do vento é agrupada em classes, como indicado na segunda coluna da Tab. 3. As velocidades do vento média são calculados para cada intervalos de classe de velocidade (terceira coluna). A quarta coluna indica a frequência de ocorrência de cada classe de velocidade. A distribuição de densidade de probabilidade é apresentada na quinta coluna. A densidade de probabilidade anual formada a partir dos dados da série temporal de Iporá-GO, para as altura de 10 e 50m são apresentadas na Fig. 4.

Tabela 3 - Disposição dos dados de séries temporais horárias estimadas em formato de distribuição de frequência, para 50 m e a distribuição de probabilidade calculada a partir da função Weibull ( $f_w(u_j)$ )

$J$	$u_j$	$u_{mj}$	$f_j$	$f(u_j)$	$f_w(u_j)$	$E_r$
1	(0-1)	0,5	1007	0,3385	0,45262	0,000748
2	(1-2)	1,5	884	0,2971	0,31393	0,011311
3	(2-3)	2,5	478	0,1607	0,15743	0,011649
4	(3-4)	3,5	311	0,1045	0,06766	0,006841
5	(4-5)	4,5	177	0,0595	0,02616	0,001998
6	(5-6)	5,5	81	0,0272	0,00931	0,000315
7	(6-7)	6,5	27	0,0091	0,00310	0,000028
8	(7-8)	7,5	5	0,0017	0,00097	0,000003
9	(8-9)	8,5	3	0,0010	0,00029	0,000001

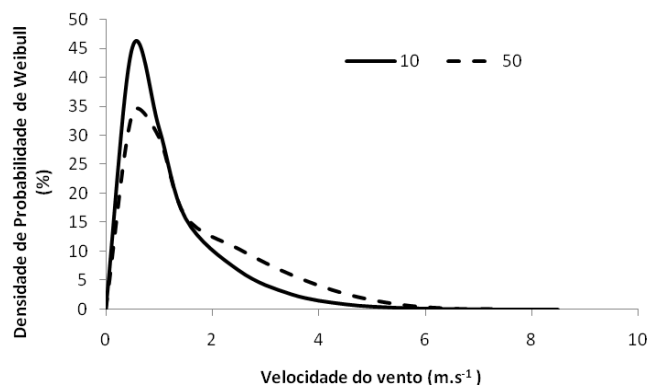


Figura 4 - Distribuições de probabilidade de velocidade do vento no período de junho a setembro calculadas a partir da função Weibull, para todas as alturas.

### 3.2 A densidade de potência

A distribuição da velocidade do vento predominantemente determina o desempenho dos sistemas de energia eólica. Uma vez que a distribuição de velocidade do vento é conhecido, o potencial de energia eólica e, portanto, a viabilidade econômica pode ser facilmente obtido (Zhou et.al, 2006). A densidade da potência do vento é geralmente considerada um melhor indicador do recurso do vento do que a velocidade do vento (Al-Nasar et.al, 2005). Os valores calculados de densidade de potência do vento podem ser visualizados na Fig. 5.

A densidade de potência em Iporá, para todas as Alturas, são classificadas como baixa densidade pois, são menores que  $100 \text{ W m}^{-2}$  (Mirhosseini et.al, 2011). Uma classificação feita pela Associação Européia de Energia Eólica (EWEA), inicia a classe de velocidade do vento acima de  $6.5 \text{ m s}^{-1}$  e para esta velocidade o vento é classificado como razoavelmente bom (Garrad, 1991), isto significa que o local do nosso estudo não se enquadra em nenhuma classificação. Como a densidade de potência do vento apresenta valores entre  $6,6$  a  $12,1 \text{ W m}^{-2}$ , isso indica que o local corresponde a uma classe de potência 1, com valores menores que  $100 \text{ W m}^{-2}$ . É observado que o ganho de densidade de potência para a altura de 50 m foi de 54%, contudo para esta altura esta densidade de potência um muito pequena para cobrir o investimento na turbina eólica. Assim, este local não é apropriado para aplicações eólicas conectadas a rede, mas pode ser adequada para situações não conectadas a rede de energia elétrica, como para carregamento de baterias e bombeamento de água (Celik, 2004).

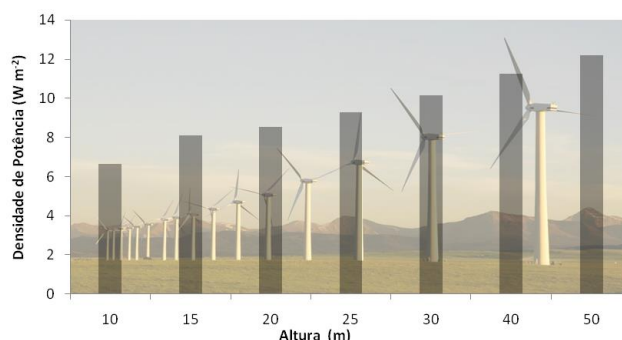


Figura 5 - Os valores calculados de densidade de potência para todas as alturas de eixo da turbina.

#### 4. CONCLUSÕES

No presente estudo, medidas horárias de uma série de dados para a cidade de Iporá-GO, foram estatisticamente analisadas. A distribuição de densidade de probabilidade foi realizada a partir de dados concentrados em um período de irrigação anual, bem como os parâmetros de distribuição foram identificados.

Devido ao excelente ajuste linear ( $R^2=1,0$ ) obtido no processo numérico para o cálculo dos parâmetros de escala e de forma, pode-se afirmar que o modelo de Weibull foi adequado as distribuições obtidas, apresentando pequenos erros residuais para a altura de medição e as simuladas. Pela sistematização dos métodos utilizados, como a integração trapezoidal e a regressão linear, para determinar os valores de  $k$  e  $c$ , pôde-se caracterizar o regime eólico de Iporá.

Analisando os valores encontrados de densidade de potência eólica pode-se notar que o local escolhido não é viável tecnicamente para turbinas eólicas descentralizadas de pequeno porte.

#### REFERÊNCIAS

- AL-NASSAR, W.; ALHAJRAF, S.; AL-ENIZI, A.; AL-AWADHI, L. 2005. Potential wind power generation in the State of Kuwait. *Renewable Energy*. v. 30, n. 14, p. 2149–2161.
- ALVES, A.J.J. 2010. Análise regional de energia eólica no Brasil. *Rev. Bras. de gestão e Desen. Regional* v.6 n.1, p.167-169.
- CASTRO, R.M.G. 2004. Introdução à energia eólica. Lisboa: Portugal: Universidade Técnica de Lisboa.
- CELIK, A.N. 2004. A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey. *Renewable Energy*. v. 29, n. 4, apr., p. 593–604.
- FARRET, A.F. 2010. Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica. 2ª Edição. Santa Maria. Ed. da UFSM.
- GABRIEL FILHO, L. R. A.; CREMASCO, C.P.; SERAPHIM, O.J.; CANEPPELE, F.L. 2011. Caracterização analítica e geométrica da metodologia geral de determinação de distribuições de Weibull para o regime eólico e suas aplicações. *Eng. Agríc., Jaboticabal*, v. 31, n. 1.
- GARRAD, A. 1991. Wind energy in Europe: A plan of action. Summary Report of Wind Energy in Europe. Time for action. The European Wind Energy Association.
- GRAH, V.F.; PONCIANO, I.M.; BOTREL, T.A. 2014. Potencial for wind energy generation in Piracicaba, SP, Brazil. *Rev. Bras. de Eng. Agrícola*. v.18, n. 5, p. 559-564.
- GOIAS 247.2015. Crise Hídrica preocupa governo e agricultores. Disponível em: <<http://www.brasil247.com/pt/247/goias247/169077/Crise-h%C3%ADrica-preocupa-governo-e-agricultores.htm>> acesso em: 18 de outubro de 2015.
- GOSWAMI, D.Y. 1986. Alternative energy in agriculture. Florida. Boca Raton: CRC Press.
- HALACY, D.S. 1977. Earth, water, wind, and sun, our energy alternatives. 1 ed. New York: Harper & Row.
- Hassan, U.; Sykes, D.M. 1990. Wind structure and statistics. In: Freris, L.L. (Ed.). Wind energy conversion systems. New York: Prentice Hall.
- IICA- Instituto Interamericano de Cooperação para a Agricultura. 2014. Análise Territorial para o Desenvolvimento da Agricultura Irrigada. FEALQ, USP, Piracicaba.
- LI, M.; LI, X. 2005. MEP-type distribution function: a better alternative to Weibull function for wind speed distributions. *Renewable Energy*. v. 30, n. 8, p. 1221–1240.
- LUN, I. Y.F.; LAM, J.C. 2000. A study of Weibull parameters using long-term wind observations. *Renewable Energy*. v. 20, n. 2, p. 145–153.
- MIRHOSSEINI, M.; SHARIFI, F.; SEDAGHAT, A. 2011. Assessing the wind energy potential locations in province of Semnan in Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v.15, n. 1, p. 449-459.

- MOSTAFAEIPOUR, A.; SEDAGHAT, A.; DEGHAN-NIRI, A.A.; KALANTAR, V. 2011. Wind energy feasibility study for city of Shahrabak in Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 15, n. 6, p. 2545- 2556.
- QOUIDER, L. & STEINBRECHT, D. 2010. Photovoltaic system: A cost competitive option to supply energy to off-grid agricultural communities in arid regions. *Applied Energy*. v. 87, p. 427-435.
- SAFARI, B.; GASORE, J. 2010. A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. *Renewable Energy*. v. 35, n. 12, p. 2874–2880.
- TOURÉ, S. 2005. Investigations on the eigen-coordinates method for the 2-parameter weibull distribution of wind speed. *Renewable Energy*. v. 30. P. 511-521.
- URTASUN, A.; SANCHIS, P.; SAN MARTÍN, I.; LÓPEZ, J.; MARROYO, L. 2013. Modeling of small wind turbines based on PMSG with diode bridge for sensorless maximum power tracking. *Renewable Energy*. v.55, jul., p. 138–149.
- WEEKES, S.M.; TOMLIN, A.S. 2013. Evaluation of a semi-empirical model for predicting the wind energy resource relevant to small-scale wind turbines. *Renewable Energy*, v. 50, n. 2, p. 280–288.
- ZHOU, W.; YANG, H.; FANG, Z. 2006. Wind power potential and characteristic analysis of the Pearl River Delta region, China. *Renewable Energy*. v. 31, n. 6, may, p. 739–753.

### CARACTERIZATION OF WIND DISTRIBUTION IN SURFACE TO DECENTRALIZED WIND ENERGY GENERATION

**Abstract.** *Wind power has gained space in Brazil's energy matrix, being a clean and inexhaustible source. The wind speed data were collected by Wind Set WA25 anemometer from Vaisala Company, installed in a tower at 10 m from ground at the Automatic Weather Station belonging to Meteorological National Institute, located at School farm of IF Goiano, Iporá-GO. The wind speed variability was represented by the Weibull frequency distribution, a probability density function of two parameters ( $k$  e  $c$ ). We used the parameters  $k$  e  $c$ , to correlate the Gamma function with the annual average wind speed, the variance and power mean density. We made a wind profile to evaluate the behavior of historical average speeds at higher altitudes which the measured by anemometer, to estimate the gain in power density. The values of  $k$  for all heights were close to 1 which corresponds to a wind regime highly variable, and  $c$  values were also low representing a low average speed of the local. The location was characterized as being unfavorable for the application of decentralized wind turbines for power generation.*

**Key words:** *Cerrado, pumping water, irrigation*