

Fatores de forma e de escala da distribuição de probabilidade Weibull: um estudo de caso para dados de recursos eólicos da região nordeste do Brasil

Francisco Jeandson Rodrigues da Silva (UNI7; UniFanor) E-mail: jeandson@dee.ufc.br
Douglas Aurélio Carvalho Costa (IFCE-Campus Cedro) E-mail: douglas.aurelio@ifce.edu.br
Fellipe Souto Soares (UFC) E-mail: fellipe@dee.ufc.br
Obed Leite Vieira (UFC) E-mail: obedvieira@gmail.com
Pollyana Rodrigues de Carvalho (UFC) E-mail: pollycr94@gmail.com
Paulo Cesar Marques de Carvalho (UFC) E-mail: carvalho@dee.ufc.br

Resumo: O objetivo deste artigo é usar uma série de dados de velocidade do vento (v) medidos no litoral do Ceará a uma altura de 100 m durante o ano de 2016, a fim de estimar os parâmetros da função de distribuição de probabilidade de Weibull, fator de forma (k) e fator de escala (c), usando os seguintes métodos: gráfico (MG), empírico de Justus (MEJ) e empírico de Lysen (MEL), fator padrão de energia (MFPE), máxima verossimilhança (MMV) e máxima verossimilhança modificada (MMVM). Os resultados de cada método são comparados com a utilização de indicadores de avaliação, como erro percentual relativo, porcentagem absoluta média, erro percentual médio, raiz do erro médio quadrático e raiz do erro médio quadrático relativo. Posteriormente, são avaliadas as características dos recursos eólicos: densidade de probabilidade de v , fator de capacidade mensal (FC), energia mensal estimada. O melhor método para o litoral cearense é o MMV, segundo a três indicadores: RPE, RMSE e RRMSE, com valores de -0,0012, 2,8e-03 e 5,83, respectivamente, com os valores de k e c para este método, 2,6587 e 8,8664, respectivamente. Considerando uma velocidade de classe de vento de 8,5 m/s, uma turbina Harvester de 2 MW possui uma geração anual estimada de eletricidade de 10.865 GWh e um FC de 60,98%; uma turbina Enercon de 2 MW possui uma geração anual estimada de eletricidade de 7.869 GWh e um FC de 44,92%.

Palavras-chave: Distribuição de Probabilidade de Weibull, Energia Eólica, Fator de Forma, Fator de Escala.

Shape and Scale Factors of the Weibull Probability Distribution: A case study for the Brazilian northeast region wind resources data

Abstract: The purpose of this article is to use a series of wind velocity data (v) measured in the coast of Ceara state at a height of 100 m during 2016, in order to estimate the parameters of the Weibull probability distribution function, shape factor (k) and scale factor (c), using the following methods: graphical (MG), empirical of Justus (MEJ) and empirical of Lysen (MEL), standard factor of energy (MFPE), maximum likelihood (MMV) and modified maximum likelihood (MMVM). Results of each method are compared using evaluation indicators such as relative percentage errors, mean absolute percentage, mean percentage error, mean root error root and error root relative mean square. Afterwards, wind resource characteristics are evaluated: probability density of v , monthly capacity factor (FC), estimated monthly energy. The best method for Ceara coast is MMV, due to three indicators: RPE, RMSE and RRMSE, with values of -0.0012, 2.8e-03 and 5.83, respectively, with the values of k and c for this method, 2.6587 and 8.8664, respectively. Considering a wind class speed of 8.5 m/s, a 2 MW Harvester turbine has an estimated annual electricity generation of 10,865 GWh and a FC of 60.98%; an Enercon 2 MW turbine has an estimated annual electricity generation of 7,869 GWh and a FC of 44.92%.

Keywords: Weibull Probability Distribution, Wind Energy, Shape Factor, Scale Factor.

1. Introdução

Os combustíveis fósseis são reservas que possuem limitações e variações em seu preço. A sua exploração tem sido questionada nas últimas décadas devido aos impactos ambientais, como o aquecimento global causado pelas emissões de gases de efeito estufa geradas durante o processo de queima desses combustíveis (MOHAMMADI, et al., 2016).

Com o aumento da consciência ambiental houve o aumento da busca por fontes alternativas de energia elétrica, principalmente com base em fontes de energia renováveis, limpas e sustentáveis, sendo a fonte eólica uma das principais escolhas. O uso da energia dos ventos vem sendo ampliada e tornando-se uma fonte importante na matriz elétrica de muitos países.

Nos últimos anos, nos países latino-americanos, houve um desenvolvimento de novos projetos com energias alternativas, principalmente eólica e solar (GONZALES e FLORERO, 2017). O Brasil teve um aumento de 26,5% da fonte eólica em 2017 em relação ao ano de 2016, tendo alcançado uma geração de 43373 GWh e uma potência instalada de 12283 MW (EPE, 2018).

A crise no preço dos combustíveis derivados do petróleo e os problemas de poluição associados ao seu uso impulsionou o desenvolvimento dessa fonte de energia, tornando sua utilização, além de viável, competitiva em relação a outras fontes (USTA, 2016), (KIDMO, et al., 2015)..

Apesar de a fonte eólica causar impactos reduzidos, um parque eólico não deve ser instalado em um lugar sem a correta avaliação da disponibilidade do recurso eólico na região e das devidas preocupações ambientais. Por isso, devem ser realizadas medições da velocidade e direção do vento para a avaliação estatística e verificação de viabilidade técnica e financeira.

Uma das formas de análise que se pode utilizar é a distribuição de probabilidade de Weibull. Essa distribuição, que possui dois parâmetros, é a mais usada e aceita na previsão de potencial de energia eólica, devido ser flexível e simples, sendo assim um bom regulador para dados de medição de ventos, obtendo resultados precisos e mostrando as características do comportamento da energia eólica. Os requisitos essenciais para determinar a localização adequada de vento são: verificar os dados de vento e avaliar precisamente o potencial de energia eólica (USTA, 2016), (MOHAMMADI, et al., 2013).

Foi aplicado um método de otimização por enxame de partículas (PSO) para estimar os parâmetros de Weibull para três regiões do nordeste brasileiro; Maracanaú, Parnaíba e Petrolina. O método PSO foi comparado com outros cinco métodos numéricos, tendo o PSO tido o melhor desempenho para os três sítios analisados (CARNEIRO, et al., 2016).

Diante disto, os objetivos do presente estudo foram estimar o recurso eólico de uma série temporal de um dado sítio e verificar qual dos métodos é o mais eficiente entre o método gráfico (MG), método empírico de Justus (MEJ), método empírico de Lysen (MEL), método fator padrão de energia (MFPE), método máxima verossimilhança

(MMV) e método máxima verossimilhança modificado (MMVM) melhor representa o conjunto de dados medidos, além de determinar o fator de capacidade mensal e anual e estimar a produção de energia anual e mensal da série temporal, com médias de velocidade do vento medidas em intervalos de integração horária a 100 m de altura.

2. Materiais e métodos

O presente estudo é fruto de duas etapas: bibliográfica e de campo. A primeira etapa realizada através de consultas em diversos artigos da área eólica. Para a segunda etapa foi analisada, no litoral do Ceará, uma medição de vento colhida em campo em uma altura de 100 m acima do nível médio do mar com um anemômetro tipo concha, WindSentry 03002L – Transmissor 4-20 mA, durante o ano de 2016, para simular o potencial de energia disponível do vento. Utilizaram-se as ferramentas do Microsoft Excel, MATLAB e WAsP. A distribuição de probabilidade de Weibull foi necessária para avaliar o potencial eólico do sítio.

3. Conceitos teóricos

A distribuição de probabilidade de Weibull é a mais utilizada para estudos que envolvem estimação de potencial energético através da velocidade do vento. Esta distribuição possui dois parâmetros o fator de forma (k) e o fator de escala (c). Para cada velocidade do vento é observada uma probabilidade de ocorrência dada pela equação (1):

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

em que $f(v)$ é a frequência de probabilidade de ocorrência e v é a velocidade do vento (m/s).

Já a frequência de probabilidade acumulada da distribuição de Weibull pode ser calculada através da equação (2):

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

em que $F(v)$ é a frequência de probabilidade acumulada.

Diversos métodos são encontrados na literatura para calcular os valores dos fatores de forma e de escala através dos dados disponíveis. A seguir são apresentadas as principais formas para encontrar esses parâmetros (AZAD, A.K.; RASUL, M.G. & YUSAF, T., 2014).

3.1. Método Gráfico (MG)

O MG utiliza a equação (2) e aplica-se o logaritmo natural duas vezes com o objetivo de eliminar os expoentes. O gráfico é construído de tal forma que a distribuição cumulativa de Weibull se torna uma linha reta, com o k como sua inclinação. Tomando o logaritmo de ambos os lados, assim a expressão da equação (2) pode ser reescrita como:

$$k \cdot \ln(\bar{v}_i) - k \cdot \ln(c) = \ln(-\ln(1 - F(\bar{v}_i))) \quad (3)$$

3.2. Método Empírico de Justus (MEJ)

Os fatores de Weibull k e c para o MEJ são estimados a partir dos dados obtidos das velocidades do vento através do cálculo da velocidade média do vento (\bar{v}), desvio padrão (σ) e pela função gama (Γ). O método MEJ é resolvido através de iterações numéricas pelas equações (4) e (5):

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1.086} \quad (4)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (5)$$

3.3. Método Empírico de Lysen (MEL)

O método empírico de Lysen difere do MEJ somente em no cálculo do valor c , pois depende do valor k , sendo calculado pela equação (6):

$$c = \bar{v} \cdot \left(0.568 + \frac{0.433}{k}\right)^{-\frac{1}{k}} \quad (6)$$

3.4. Método do Fator Padrão de Energia (MFPE)

O método utiliza o fator de padrão de energia (E_{pf}), mostrado na equação (7), como uma etapa intermediária para o cálculo do k . O c é calculado de acordo com a equação (5), utilizando-se o valor de k calculado pela equação (8).

Para obter o k e o c através deste método, primeiro o E_{pf} é calculado. O uso do E_{pf} é para design aerodinâmico da turbina. O E_{pf} está relacionado aos dados médios da velocidade do vento e é definido como uma relação entre a média da velocidade do vento cúbico e o cubo da velocidade média do vento.

$$E_{pf} = \frac{\bar{v}^3}{(\bar{v})} = \frac{\Gamma \cdot (1 + \frac{3}{k})}{\Gamma^3 (1 + \frac{1}{k})} \quad (7)$$

$$k = 1 + \frac{3.69}{E_{pf}^2} \quad (8)$$

em que Γ é a função gama.

3.5. Método da Máxima Verossimilhança (MMV)

O MMV é uma expressão matemática conhecida como uma função de verossimilhança dos dados de velocidade do vento em formato de série temporal. O MMV foi utilizado por (ROCHA, P.A.C. et al., 2012) em seu estudo para a estimativa de parâmetros da distribuição da velocidade do vento Weibull para fins de utilização de energia eólica. O MMV é resolvido através de iterações numéricas para determinar os parâmetros da distribuição Weibull. O k e o c são estimados pelas equações (9) e (10), respectivamente:

$$k_{j+1} = \left[\frac{\sum_{i=1}^N v_i^{k_j} \cdot \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^N v_i^{k_j}} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(v_i)}{N} \right]^{-1} \quad (9)$$

$$c = \left[\frac{\sum_{i=1}^N v_i^{k_{j\text{máx}}}}{N} \right]^{1/k_{j\text{máx}}} \quad (10)$$

em que n é o número de valores de dados não zero, i é o intervalo de medição e v_i é o vento velocidade medida no intervalo i em (m/s).

3.6. Método da Máxima Verossimilhança Modificado (MMVM)

O MMVM é usado apenas para dados de velocidade do vento disponíveis no formato de distribuição Weibull. O método MMVM é resolvido através de iterações numéricas para

determinar os parâmetros de Weibull. O k e c são estimados pelas equações (11) e (12), respectivamente.

Como no MMV, este deve ser realizado também utilizando algum método iterativo, desta forma, a fórmula a seguir mostra como deve ser calculado o próximo valor de k :

$$k_{j+1} = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^{k_j} \cdot f(\bar{v}_i) \cdot \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^{k_j} \cdot f(\bar{v}_i)} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i) \cdot f(\bar{v}_i)}{f(v \geq 0)} \right]^{-1} \quad (11)$$

$$c = \left[\frac{1}{f(v \geq 0)} \sum_{i=1}^n v_i^{k_j} \cdot f(\bar{v}_i) \right]^{1/k_{j\max}} \quad (12)$$

em que $f(\bar{v}_i)$ é a frequência de Weibull com a qual a velocidade do vento dentro do intervalo i e $f(v \geq 0)$ é a probabilidade de $v \geq 0$.

3.7. Fator de Capacidade médio Eólico (FC)

O FC, calculado pela equação (13), mostra o percentual de quanto de eletricidade foi efetivamente gerada, em um dado período de tempo, por quanto de energia poderia ser gerada com dados nominais da turbina:

$$FC = \frac{E_{\text{produzida}}}{P_{\text{nominal}} \cdot T} \quad (13)$$

em que $E_{\text{produzida}}$ é a energia produzida anual, P_{nominal} é a potência nominal do aerogerador e T é o tempo em horas de um ano.

3.8. Potencial Eólico Disponível

A potência disponível no vento foi calculada com a equação (14):

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \quad (14)$$

em que P é a potência média disponível do vento em Watts (W), ρ é a densidade do ar seco = 1,225 kg/m³ e A é a área de varredura do rotor (m²).

4. Indicadores de avaliação de desempenho

Os indicadores para avaliarem o desempenho dos métodos de estimação citados são essenciais, pois permitem verificar quão bem um conjunto de dados pode ser descrito por uma distribuição estatística. Estes parâmetros numéricos permitem uma análise quantitativa do ajuste da distribuição em relação a um conjunto de dados (CARNEIRO, et al., 2016).

4.1. Erro percentual relativo (RPE)

O RPE mostra o desvio percentual entre os valores calculados da distribuição de Weibull e os valores calculados pelos dados medidos, sendo calculado em termos de densidade de potência média medida disponível no vento (P_m) e a potência estimada através da distribuição de Weibull (P_W). Sendo o P_m , P_W e o RPE calculados de acordo com as equações (15), (16) e (17), respectivamente.

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{v}^3 \quad (15)$$

em que ρ é a densidade do ar.

$$P_W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (16)$$

Portanto, o RPE é calculado através da equação:

$$\text{RPE} = 100\% \cdot \left(\frac{P_W - P_m}{P_m} \right) \quad (17)$$

4.2. Erro percentual absoluto médio (MAPE)

O MAPE, equação (18), mostra a média absoluta do desvio percentual entre os valores calculados da distribuição de Weibull e os valores calculados dos dados medidos.

$$\text{MAPE} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left| \frac{f(\bar{v}_i)_W - f(\bar{v}_i)_M}{f(\bar{v}_i)_M} \right| \cdot 100\% \quad (18)$$

4.3. Erro percentual médio (MPE)

O MPE, a equação (19), mostra a média de desvio percentual entre os valores calculados da distribuição Weibull e os valores calculados dos dados medidos.

$$\text{MPE} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{f(\bar{v}_i)_W - f(\bar{v}_i)_M}{f(\bar{v}_i)_M} \right) \cdot 100\% \quad (19)$$

4.4. Raiz do erro médio quadrático (RMSE)

O RMSE, equação (20), mostra o desvio entre os valores calculados da distribuição Weibull e os valores calculados dos dados medidos, tendo a vantagem de apresentar o erro com a mesma dimensão da variável analisada. As previsões bem-sucedidas correspondem a valores baixos de RMSE, enquanto maiores indicam desvios. Os melhores resultados são obtidos quando esses valores são próximos de zero.

$$\text{RMSE} = \left[\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (f(\bar{v}_i)_M - f(\bar{v}_i)_W)^2 \right]^{1/2} \quad (20)$$

4.5. Raiz do erro médio quadrático relativo (RRMSE)

O RRMSE, equação (21), mostra percentualmente a relação entre o RMSE e os valores calculados dos dados medidos.

$$\text{RRMSE} = 100\% \cdot \frac{\left[\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (f(\bar{v}_i)_M - f(\bar{v}_i)_W)^2 \right]^{1/2}}{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n f(\bar{v}_i)_M} \quad (21)$$

em que nas equações (18), (19), (20) e (21), n é o número de observações, $f(\bar{v}_i)_M$ é a frequência da observação ou i -ésimo valor calculado a partir dos dados medidos, e $f(\bar{v}_i)_W$ é a frequência de Weibull ou i -ésimo valor calculado da distribuição Weibull.

5. Resultados e discussões

Em primeiro momento analisou-se a \bar{v} em intervalos de hora em hora, conforme a Figura 1, notando-se que \bar{v} horária tem um valor mais elevado durante algumas horas do dia, portanto espera-se que durante o dia a produção de energia elétrica seja maior entre 22h00min e 07h00min.

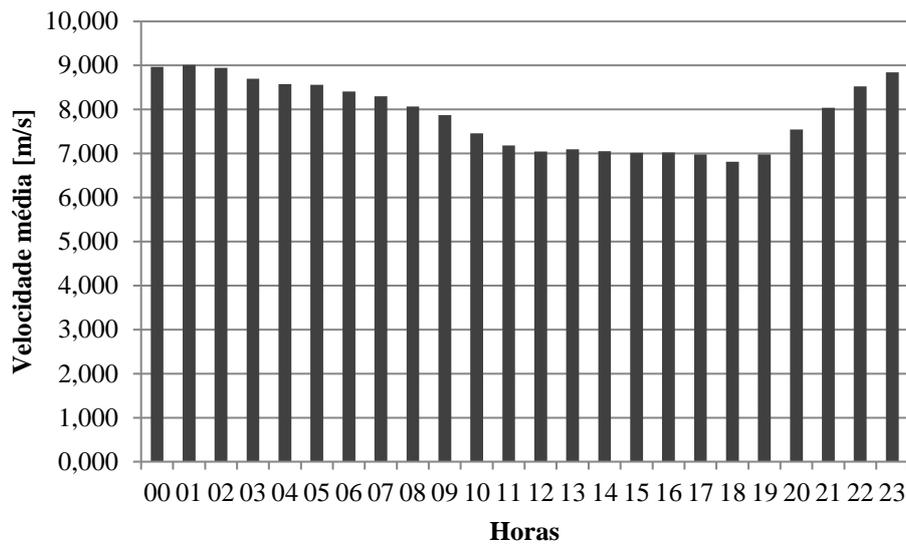


Figura 1 - Velocidade média para cada hora do dia durante 2016, litoral do CE

A Tabela 1 apresenta os resultados dos k e c para cada um dos métodos de cálculo utilizados para obtenção da distribuição de Weibull para os dados de v.

Tabela 1 – Resultados dos k e c para cada método utilizado.

	MG		MEJ		MEL		MFPE			MMV		MMVM	
	k	c	k	c	k	c	FPE	k	c	k	c	k	c
Janeiro	2,2325	8,9389	2,7794	9,7838	2,7794	9,7838	1,4535	2,7465	9,7838	2,7935	9,7663	2,8082	9,7667
Fevereiro	2,2474	8,2798	2,3688	8,9424	2,3688	8,9449	1,6427	2,3675	8,9424	2,3690	8,9500	2,3789	8,9507
Março	2,6114	9,6462	2,7661	9,6954	2,7661	9,6955	1,4773	2,6908	9,6954	2,7679	9,7040	2,7794	9,7032
Abril	3,2339	9,2448	3,3610	9,8109	3,3610	9,8082	1,3213	3,1137	9,8109	3,3907	9,8083	3,4092	9,8059
Mai	3,0047	8,9931	3,0570	9,6421	3,0570	9,6406	1,3835	2,9279	9,6421	3,1056	9,6459	3,1213	9,6445
Junho	2,6656	8,0097	2,4938	8,2690	2,4938	8,2705	1,6026	2,4367	8,2690	2,4809	8,2816	2,4911	8,2813
Julho	3,3799	7,2655	3,4140	7,7921	3,4140	7,7898	1,3166	3,1289	7,7921	3,4234	7,7980	3,4514	7,7951
Agosto	2,4209	6,1511	2,9003	6,8864	2,9003	6,8860	1,4218	2,8253	6,8864	2,9254	6,8809	2,9533	6,8793
Setembro	2,6798	7,3445	2,4822	7,7208	2,4822	7,7223	1,6008	2,4399	7,7208	2,4961	7,7440	2,5081	7,7435
Outubro	2,8287	8,2268	3,1962	8,6640	3,1962	8,6622	1,3623	2,9883	8,6640	3,1581	8,6620	3,1777	8,6600
Novembro	2,6182	8,9641	2,6241	9,6131	2,6241	9,6141	1,5240	2,5888	9,6131	2,6373	9,6232	2,6470	9,6230
Dezembro	2,5153	8,8201	2,5921	9,0168	2,5921	9,0179	1,5667	2,5034	9,0168	2,5568	9,0259	2,5659	9,0254
ANUAL	2,5782	8,3827	2,6685	8,8596	2,6685	8,8602	1,5161	2,6053	8,8596	2,6587	8,8664	2,6710	8,8660

Na Tabela 2 estão os resultados dos indicadores utilizados para a escolha do melhor método para o nordeste brasileiro. Foi constatado que o método com melhores valores, considerando os RPE, MAPE, MPE, RMSE, RRMSE, foi o MMV.

Tabela 2 – Resultado anual dos parâmetros de ajustes.

Ajuste	Métodos para cálculo dos fatores de forma e escala					
	MG	MEJ	MEL	MFPE	MMV	MMVM
RPE	-0,14	-0,005	-0,005	0,0106	-0,0012	-0,0039
MAPE	37,88	19,46	19,45	23,18	19,77	19,36
MPE	4,14	8,87	8,89	18,81	10,55	8,79
RMSE	6,2e-03	2,8e-03	2,8e-03	2,9e-03	2,8e-03	2,8e-03
RRMSE	13,01	5,84	5,85	6,04	5,83	5,91

Após encontrar que o MMV é o melhor método para representar a medição de v no nordeste brasileiro através da análise dos melhores valores dos indicadores obtidos, plotou-se o histograma de densidade de probabilidade real e estimada pelo método de Weibull com o MMV, que teve o valor dos parâmetros k e c médio anual de 2,6587 e 8,8664, respectivamente.

O método escolhido foi o que melhor convergiu com a curva de densidade de probabilidade real na série temporal estudada. Conforme a Figura 2, a curva de cor preta mostra os valores estimados pelo método de MMV e o gráfico de barras cinza representa a frequência de ocorrência percentual para cada um dos 21 intervalos de v .

A estimativa da produção de eletricidade é feita com uso do software WAsP com base em duas turbinas; Harvester de 2 MW e Enercon de 2 MW.

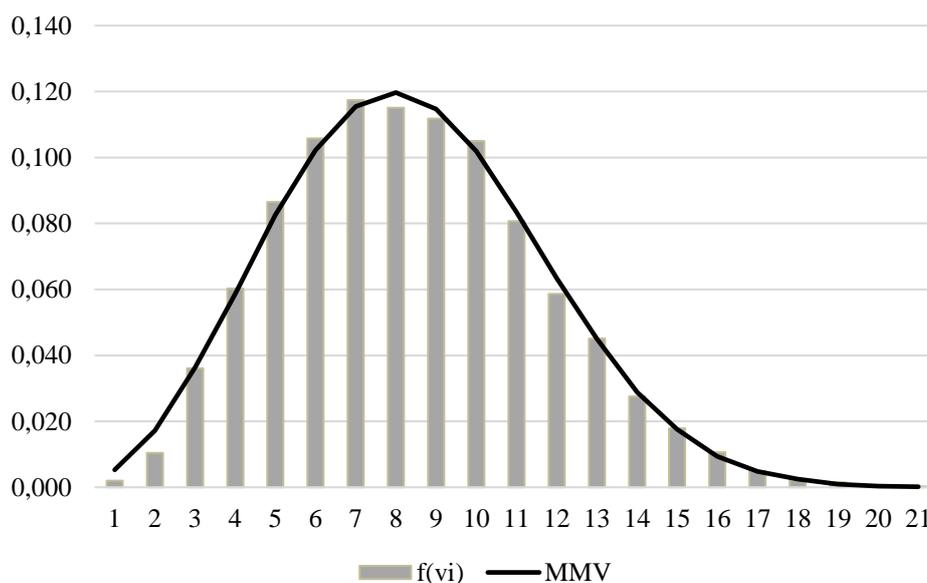


Figura 2 - Histograma de densidade de probabilidade real de v estimada por Weibull com MMV.

A Figura 3 mostra a simulação da turbina Harvester de 2 MW, considerando-se o k e c médio anual do MMV e uma velocidade de classe do vento de 8,5 m/s. A potência da turbina para estas características foi de 1,69 MW com uma geração anual estimada de 10,685 GWh, tendo um FC de 60,98%.

A Figura 4 mostra a simulação, para a turbina Harvester de 2 MW, usando-se os melhores valores de k e c anual do MMV, 2,7935 e 9,7663, respectivamente. Neste caso a geração anual estimada foi de 12,088 GWh, tendo FC de 68,99%.

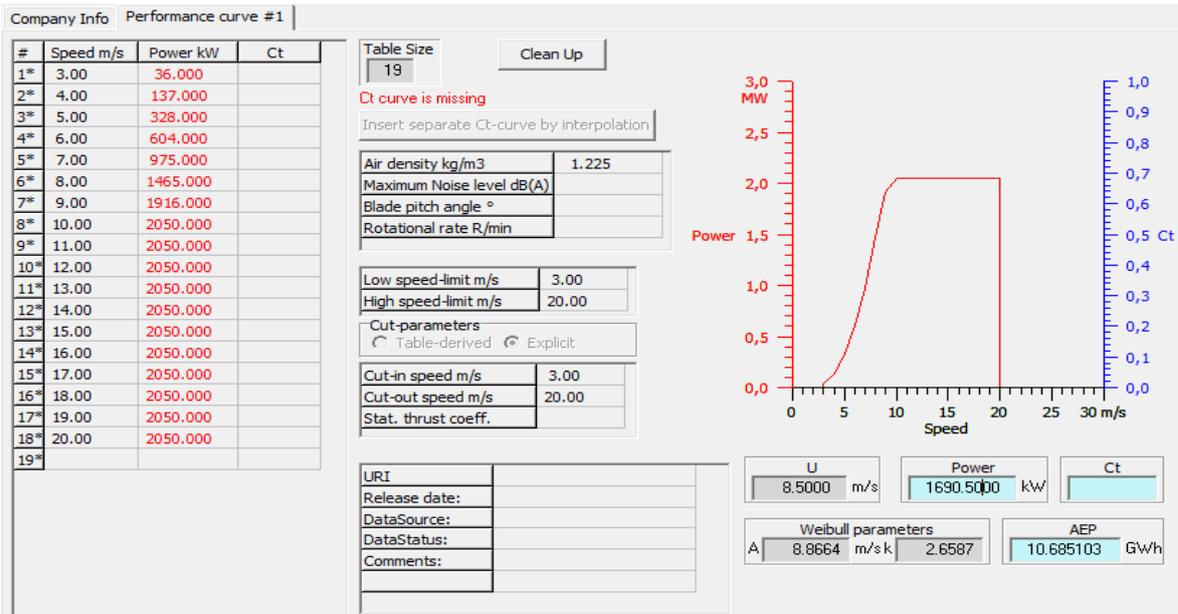


Figura 3 - Simulação do aerogerador Harvester de 2 MW no WAsP usando-se os valores de k e c médio anual do MMV.

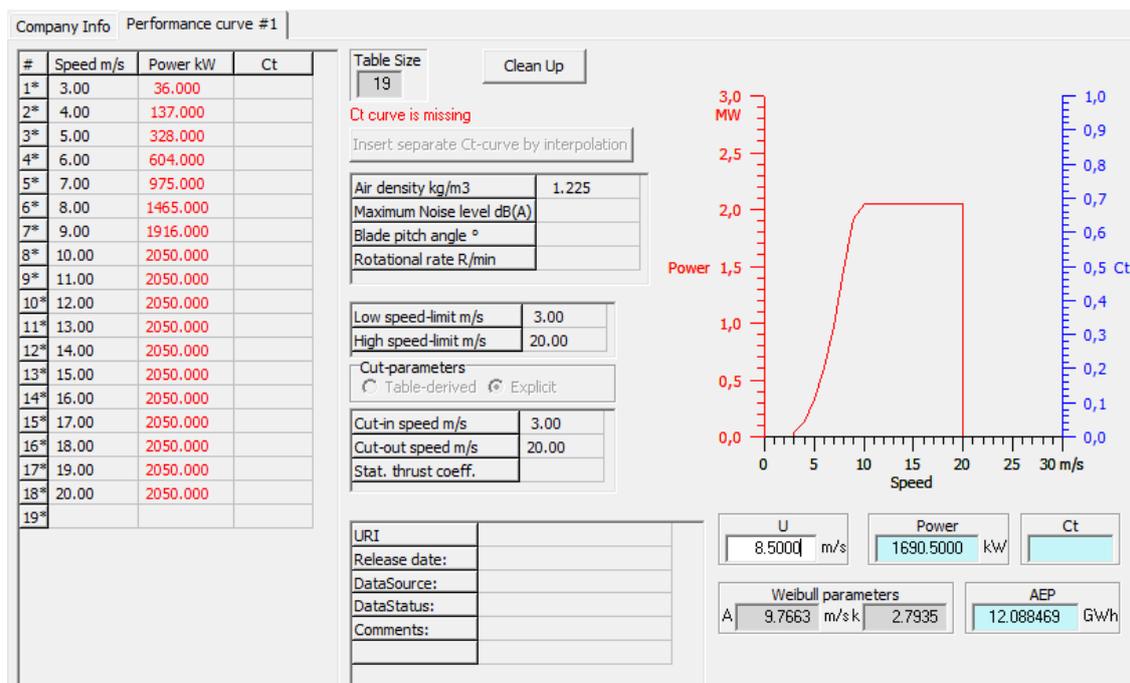


Figura 4 - Simulação do aerogerador Harvester de 2 MW no WAsP usando-se os melhores valores de k e c anual do MMV.

A Figura 5 mostra a simulação da turbina Enercon de 2 MW, considerando-se o k e c médio anual do MMV e uma velocidade de classe do vento de 8.5 m/s. A potência da turbina para estas características foi de 0,997 MW com uma geração anual estimada de 7,869 GWh, tendo um FC de 44,92%.

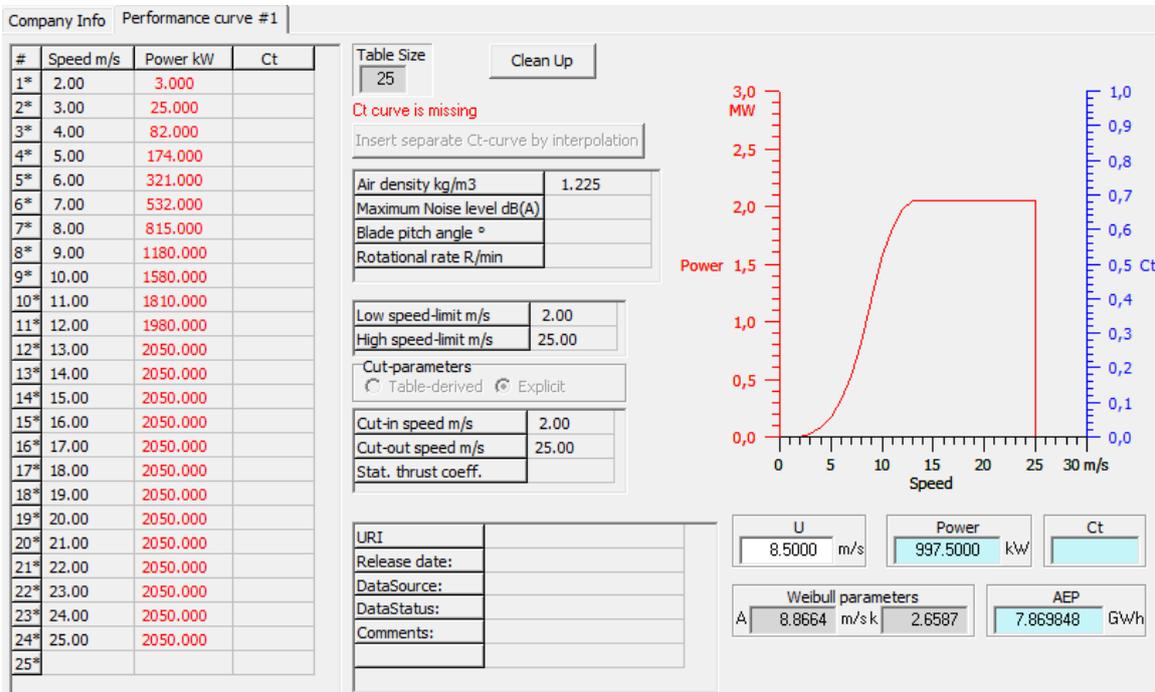


Figura 5 - Simulação do aerogerador Enercon de 2 MW no WASP usando-se valores de k e c médio anual do MMV.

A Figura 6 mostra a simulação, para a turbina Enercon de 2 MW, usando-se os melhores valores de k e c anual do MMV, obtendo-se uma geração anual estimada de 9,336 GWh, tendo FC de 52,29%.

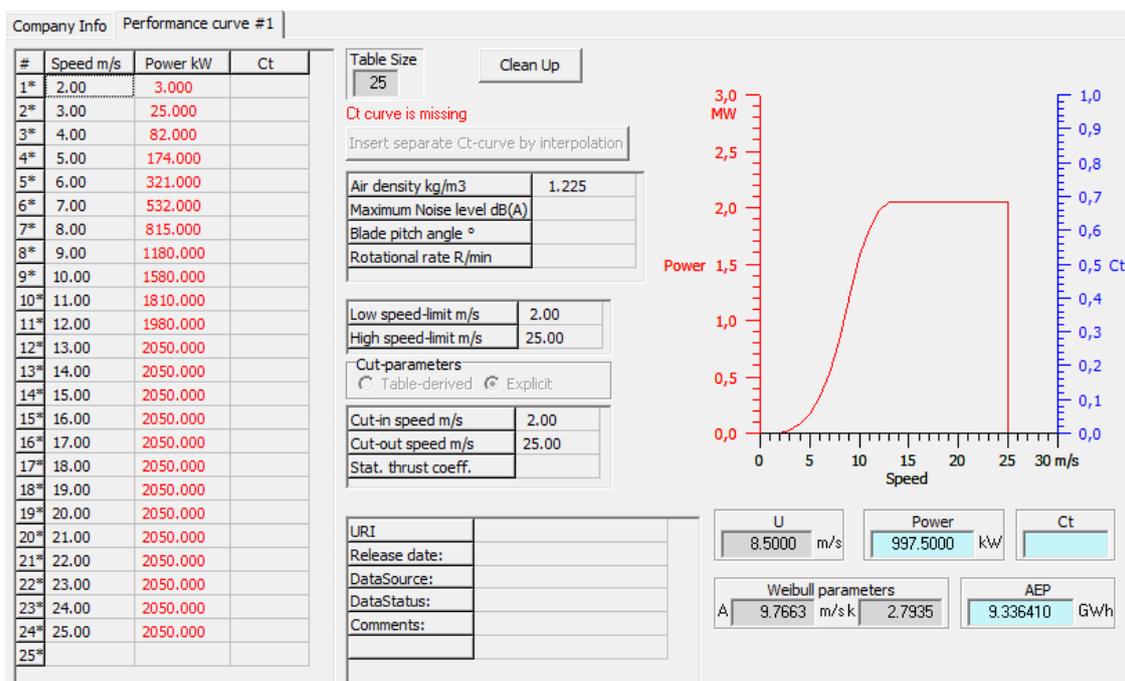


Figura 6 - Simulação do aerogerador Harvester de 2 MW no WasP usando-se melhores valores de k e c anual do MMV.

6. Conclusão

Neste estudo foi comprovado pelas análises realizadas a partir dos métodos: MG, MEJ, MEL, MFPE, MMV e MMVM, avaliando-se através dos indicadores de desempenho que o melhor método para o nordeste brasileiro foi o MMV, tendo-se três indicadores com melhores valores: RPE, RMSE e RRMSE, com valores de -0,0012, 2,8e-03 e 5,83, respectivamente. O valor dos parâmetros k e c da distribuição de Weibull foram 2,6587 e 8,8664, respectivamente.

A simulação no WAsP da turbina Harvester de 2 MW, considerando-se o k e c médio anual do MMV e uma velocidade de classe do vento de 8.5 m/s, mostrou que o aerogerador teria potência de 1,69 MW com uma geração anual estimada de 10,685 GWh e FC de 60,98%. Mas usando-se os melhores valores de k e c anual do MMV a geração anual estimada foi de 12,088 GWh, tendo FC de 68,99%.

A turbina Enercon de 2 MW teve resultados menos expressivos na simulação, tendo potência de operação de 0,997 MW com uma geração anual estimada de 7,869 GWh e FC de 44,92%. Usando-se os melhores valores de k e c anual do MMV a geração anual estimada foi de 9,336 GWh e tendo FC de 52,29%.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Capes, ao IFCE Campus Cedro, à UFC, à Uni7 e à UniFanor pelo apoio.

Referências

- AZAD, A.K.; RASUL, M.G. & YUSAF, T.. *Statistical diagnosis of the Best Weibull methods for wind power assessment for agricultural applications*. Energies, v.7(5), p. 3056-3085, 2014.
- CARNEIRO, T.C; MELO, S. P.; CARVALHO, P. C. M. & BRAGA, A. P. S.. *Particle swarm optimization method for estimation of Weibull parameters: a case study for the Brazilian northeast region*. Renewable Energy, v.86, p. 751-759, 2016.
- EPE. *"Balanço Energético Nacional 2018 - ano base 2017: Resultado final"*, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2018. [Online]. Available:<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018.pdf>.
- GONZALES, J. C. & FLORENO, H. J. *Wind Farms Integration in Power System and Frequency Regulation Effects*. IEEE Latin America Transactions, Vol. 15, Nº 4, p. 698-704, 2017.
- KIDMO, D. K; DANWE, R.; DOKA, S. Y. & DJONGYANG, N.. *Statistical analysis of wind speed distribution based on six Weibull Methods for wind power evaluation in Garoua, Cameroon*. Revue des Energies Renouvelables, Cameroon. v.18(1), p. 105-125, 2015.
- MOHAMMADI, K.; ALAVI, O.; GOUDARZI, N. & JALILVAND, M.. *Assessing different parameters estimation methods of Weibull distribution to compute wind power density*. Energy Conversion and Management, v.108, p. 322-335, 2016.
- MOHAMMADI, K. & MOSTAFAEIPOUR, A.. *Using different methods for comprehensive study of wind turbine utilization in Zarrineh, Iran*. Energy Conversion and Management, v.65, p. 463-470, 2013.
- ROCHA, P. A. C.; SOUSA, R. C.; ANDRADE, D. F. & SILVA, M. E. V.. *Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil*. Applied Energy, v.89(1), p. 395-400, 2012.
- USTA, I. *An innovative estimation method regarding Weibull parameters for wind energy applications*. Energy, v.106, p. 301-314, 2016.