

# Análise procedimental da energia contida no recurso do vento verificada através de tecnologias consolidadas de geração eólica

Luiz Claudio Ribeiro Galvão, Stefania Gomes Relva, Fernando Meres Valadão, Raul Vaz de Paula, André Luiz Veiga Gimenes, Vinícius Oliveira da Silva, Miguel Edgar Morales Udaeta, Angélica Luana Linhares, Martim Debs Galvão

GEPEA/EPUSP – Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.  
vinicius.oliveira.silva@usp.br; udaeta@pea.usp.br

## Abstract

*The objective of this work is to analyze the methodology for determining the primary wind energy resource contained in an aerial basin aiming at the production of effective electricity by conventional wind turbines. Methodologically, the wind behavior systematics was established by means of anemometric measurements data in-place using an Anemometric Station (EA) de 150.0 m. The results demonstrate that the local measurements contain incoherent data determining the conditioning treatment the construction of a data series. By analyzing the data series it can be stated that at 150.0 m (A150) the local wind profile varies over time with mean for the analyzed period of  $6.3 \text{ m.s}^{-1}$  ranging from  $2-11 \text{ m.s}^{-1}$  in 86% of the valid data measured, form factor of 1.91. In relation to the measurements at 30.0 m (A30), height of the wind turbine HUB studied, the mean velocity of the period is  $4.1 \text{ m.s}^{-1}$  and form factor 2.5, demonstrating that the site is susceptible to low wind speeds. From these results it is concluded that the site presents (i) low power density with a mean for the studied period of  $291.12 \text{ W.m}^{-2}$  at the height of the A150 and  $64.70 \text{ W.m}^{-2}$  at the height of the A30; (ii) primary energy density contained in the site for the period is  $1,264 \text{ Wh.m}^{-2}$  at the height of the A150 and  $281 \text{ Wh.m}^{-2}$  at the time of the A30 undergoing variation, with the highest values present between the months autumn and the smallest in the summer; (iii) wind speeds are insufficient to drive nominally installed wind turbines; (iv) by means of sensitivity analysis using other technologies of conventional wind turbines it is verified that the wind speed is insufficient in the traditional context with regard to the activation of aerogenerators. Concluding that there is a need to specify a modern advantage of the resource using wind turbine technologies with drive at speeds lower than  $3.0 \text{ ms}^{-1}$  and nominal velocity in the range of  $5-8 \text{ ms}^{-1}$  to ensure the best use of throughout the year.*

**Key-words:** Wind Power, Annual Wind Potential, Time Series, Data Analysis, Aerial Basin.

## 1 Introdução

O vento é a manifestação indireta da radiação solar incidente sobre a atmosfera terrestre e pode ser descrito no domínio da frequência, sendo representado pela energia cinética associada à componente horizontal da velocidade do vento [1]. Esta função é calculada a partir de um registro significativo de medições da velocidade do vento, a qual se dá o nome de densidade espectral de energia, em que se analisam a contribuição das oscilações com variação contínua de frequências para a variância de uma variável. Quando a velocidade do vento é a variável, a sua variância é proporcional à cinética das variações de velocidade [2]. O perfil de vento observado em qualquer momento é uma medição em tempo atual. Se a observação deste mesmo perfil prosseguir ao longo dos anos, entende-se a sua climatologia [3], [4]. Segundo Panofsky [5], o movimento vertical do vento próximo ao chão tem a maior contribuição para a variação do seu perfil e ocorre em uma gama de frequências com intervalo de 10 a 1.000 c.h<sup>-1</sup> (ciclo por hora). No caso do movimento horizontal, a variância dentro desse intervalo é apenas uma pequena porção da variância total apresentando frequências entre 10<sup>-2</sup> a 10<sup>-1</sup> c.h<sup>-1</sup>. Embora o espectro de vento só seja válido para caracterizar a zona onde se efetuam as medições, verifica-se que a sua forma geral se mantém constante.

Devido ao comportamento estocástico do vento, onde há significativa variabilidade interanual resultante das variações e condições meteorológicas, considerar apenas a velocidade média anual do vento mascara todas as suas variações, lentas ou rápidas, afetando o levantamento do potencial eólico da região [6], uma vez que o recurso apresenta forte correlação com o tempo [7] apresentando variações anuais, sazonais a alterações na ordem de horas e minutos [8]. Amenizar este efeito e melhorar a qualidade do levantamento do potencial eólico é necessária grande série de dados medidos (múltiplas décadas) [9] e que se distribuam essas aferições em densidades de probabilidades expressas em percentual de frequência de ocorrência para velocidade [10].

A turbulência atmosférica afeta a conversão de energia, principalmente devido às variações na direção do vento [11]. Em locais com níveis de turbulência particularmente elevados, há potencial de redução da produção de energia do parque eólico quando comparado com locais de menor turbulência [12]. Contudo, o seu impacto é mais significativo ao nível dos esforços a que a turbina fica submetida [6]. A variabilidade do vento significa que a potência elétrica também é flutuante. O caráter aleatório desta característica do vento obriga ao uso de processos que descrevam estatisticamente essa variação [13] e a principal variável a ser avaliada é a velocidade de vento, posto que o bom conhecimento sobre o regime dos ventos traz ao empreendimento eólico maior segurança operativa quanto à produção de energia elétrica. O comportamento

do vento é influenciado por fatores como orografia, rugosidade do terreno, temperatura, pressão atmosférica e altura em relação ao solo [14]–[17]. A determinação e aferição desses dados são utilizadas para (i) o levantamento do potencial de energia eólica de uma região, (ii) definir produtividade energética de um determinado parque eólico, (iii) determinar o posicionamento ótimo dos aerogeradores e (iv) auxiliar na escolha do modelo de turbina ideal para as condições locais [18].

Em suma, o conhecimento detalhado do regime de vento é de crucial importância tendo em vista que erros na previsão dos ventos aumentam as incertezas conduzindo a erros na estimativa de produção de energia e dimensionamento equivocado dos parques eólicos com consequentes riscos financeiros, pequenas variações na velocidade impactam em grandes variações de potência (relação cúbica) [1], [19], [20]. Assim, este trabalho, visa o desenvolvimento de modelagem energética de dados eólicos medidos em Estação Anemométrica (EA) modelo de 150,0 m [18] para estudos e determinação da energia do vento disponível em uma bacia área. Além disso, será avaliado o desempenho teórico da utilização de uma tecnologia de geração disponível no mercado, e, também a sua aplicabilidade e limitações

## 2 Aspectos Elementares para modelagem da energia contida no vento

As etapas para a determinação da energia do vento de uma bacia aérea local envolvem cinco etapas: padrão, qualidade e tratamento dos dados, análise estatística dos dados e por fim o cálculo físico baseado nos dados brutos da Estação Anemométrica (EA) modelo. Tais procedimentos estão contidos e exaustivamente caracterizados em [1], [21], [22]. Os equipamentos da EA com seus respectivos modelos, especificações, calibrações estão contidos em [18], [23]. Portanto, as cinco etapas de análise para determinação da energia do vento contida na bacia aérea seguem:

Etapa 1 (padrão dos dados): levantamento das fontes e tipos de dados, o período de medição e integração dos dados brutos obtidos no datalogger da EA [24];

- i. Os dados brutos de todos os equipamentos devem ser medidos de segundo a segundo com registro da média, máximo, mínimo e desvio padrão calculados de minuto a minuto [25].

Etapa 2 (qualidade dos dados): são analisados a quantidade, continuidade, paradas, grandezas e coerência dos dados brutos [23], [25]–[27];

Etapa 3 (tratamento dos dados): quando necessário os dados são tratados neste caso são preenchidos períodos com dados incoerentes e/ou faltantes, com o intuito de construir uma série histórica para posterior análise;

- i. Consiste em consolidar os dados mês a mês em um único documento [25];
- ii. Os dados incoerentes e/ou faltantes são substituídos por dados sintéticos de hora em hora (monitoramento via satélite). Neste caso vale salientar que a qualidade da série e dos dados não condizem com a qualidade das medições *in-loco* feito por equipamentos específicos e calibrados.

Etapa 4 (análise estatística): após a construção da série os dados são analisados estatisticamente;

- i. Cálculo das variáveis necessárias para análise;
- ii. Levantamento da distribuição de velocidade do vento por meio da identificação das curvas características locais.

Etapa 5: (cálculo físico): determinação do potencial e energia do vento disponível na bacia aérea.

- i. Cálculo da densidade do ar ( $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ );
- ii. Cálculo da densidade de Potência local ( $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ );
- iii. Determinação da energia do vento local ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ );
- iv. Avaliação da geração segundo tecnologia comercial que considera as dimensões do aerogerador instalado e a norma IEC 61400 [28].

## 3 Procedimentos e construção de série histórica do vento

### 3.1 Período de medição e monitoramento

O período de monitoramento, que compreende o tempo de medições que pode ser dias, meses, anos e décadas. No caso das medições anemométricas os conjuntos de dados de referência devem ter duração mínima de monitoramento de um ano, contudo dois ou mais anos produzirá maior confiabilidade aos resultados [22]. Um ano é usualmente suficiente para determinar a variabilidade diurna e sazonal do vento, por outro lado, medições de vento de curtíssimo período, 1-3 anos, não são indicativos como projeção do recurso primário do vento de longo prazo devido à variabilidade interanual [29]. Uma constatação é que a velocidade do vento muda constantemente variando acentuadamente, dependendo da região, ao longo de um ano, como por exemplo, a média da velocidade do vento é alterada com a mudança das estações (primavera, verão, outono e inverno) [12], [22], [30].

Períodos maiores de medições (cinco, dez ou mais anos), também apresentam variações ano a ano das velocidades médias mensais e anuais, uma vez que as condições climáticas globais e locais são mutáveis, porém, a previsão da energia disponível e implantação do parque eólico terão garantia firme mais assertiva. Estima-se que a variação da velocidade do vento (VV) médio em relação à vida útil de um aerogerador (20 anos) [30]. O mesmo ocorre com a velocidade média horária para períodos curtos (um dia, uma semana e um mês), sendo necessário identificar padrões no seu comportamento [31] que pode assumir regularidade ou ser caótico [32].

Portanto, avaliar corretamente a energia do vento vinculado ao um local ou área requer um período longo de dados, de modo a minimizar o erro associado às mudanças no comportamento do vento ao longo dos anos e assim reduzir os erros de estimativa da geração de energia de parques eólicos.

### 3.2 Grandezas básicas e opcionais de medição e monitoramento

Os parâmetros básicos de medição anemométrica recomendada para estimar o recurso de energia primária vinculado ao vento são a velocidade e direção do vento, temperatura e pressão ambiente. Cada grandeza é monitorada em alturas específicas ao longo do perfil vertical do vento, de modo a garantir uma boa estimativa do recurso local. Há também grandezas opcionais, que permitem correlacionar às condições climáticas com o potencial calculado e melhorar o modelamento da energia do vento local, tais grandezas são a umidade atmosférica, índice pluviométrico e radiação solar [27], [33].

A qualidade de dados anemométricos envolve não só a análise pós-medição, mas também uma série de cuidados que vão desde a escolha, instalação e distribuição dos equipamentos ao longo de diferentes alturas, pré-determinadas, na estação anemométrica, até o registro e consolidação dos dados ao longo dos anos. Para isso, diversos estudos demonstram que a instalação e o número de equipamentos devem ser o maior possível. Alturas como 10, 25, 30, 40, 50, 100 e 200 m para a instalação dos anemômetros são constantemente referenciadas [18], [33] e inclusive sugere-se a utilização de LIDAR associado a torres anemométricas para medição de alturas superiores a 250.0 m e posterior comparação de dados medidos entre ambas tecnologias [34]. Dados de direção do vento, pressão e temperatura também são primordiais para a determinação da energia do vento, sendo o primeiro importante para caracterizar o posicionamento de instalação dos aerogeradores e o segundo e terceiro para calcular a curva de densidade de potência do vento local.

### 3.3 Ajuste de modelos de distribuição de probabilidade das séries horárias de velocidade do vento

Os cálculos dos parâmetros que caracterizam o potencial de energia do vento de um local são feitos com base em série de dados coletados de uma determinada estação meteorológica ou anemométrica. Para realizar projeções a partir desses dados utilizam-se as representações analíticas da distribuição de probabilidade da velocidade do vento, que incide no uso da função densidade de probabilidade  $f(u)$  da velocidade do vento delimitada entre dois valores  $u_a$  e  $u_b$ .

$$f(u_a \leq u \leq u_b) = \sum_{i=a}^b f(u_i) \quad [\text{m.s}^{-1}] \quad (01)$$

A área total sob a curva da função de distribuição de probabilidades é dada pela Eq. (02).

$$\sum_{i=0}^{\infty} f(u_i) = 1 \quad (02)$$

As Eq. (01) e (02) são utilizadas no caso de registros discretos. Existem várias distribuições probabilísticas para representar o comportamento do vento diferindo-se pelo padrão do vento [35], [36], ou seja, o comportamento do vento em um determinado local pode ser melhor retratado por uma distribuição normal, enquanto em outro local por uma distribuição gama. Assim, vários modelos probabilísticos são utilizados como a distribuição normal, beta, gama, exponencial, Rayleigh, Weibull, etc [1]. Destas, a frequência de distribuição horizontal da velocidade do vento pode ser razoavelmente bem descrita pela função de distribuição de Weibull. Isto foi demonstrado em diversos trabalhos [7], [10], [32], [37]–[41], pois ela incorpora tanto a distribuição exponencial ( $k=1$ ) quanto à distribuição de Rayleigh ( $k=2$ ), além de fornecer uma boa aproximação da distribuição normal quando o valor de  $k \approx 3,5$ , retratar o comportamento de ventos extremos e, quase sempre, ventos moderados e ventos fortes [4]. A função densidade de probabilidade pode ser representada analiticamente pela função de densidade de probabilidade de Weibull:

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^{k-1} e^{\left[-\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k\right]} \quad (03)$$

Em que  $c$  é parâmetro de escala em velocidade ( $\text{m.s}^{-1}$ ),  $k$  é parâmetro de forma adimensional e  $\bar{u}$  é a velocidade média do vento ( $\text{m.s}^{-1}$ ). Há locais que os ventos se comportam de maneira muito distinta no verão e no inverno, sendo necessário fazer uma função densidade de probabilidade de Weibull de duplo pico. Segundo Leite [35], que avaliou os ajustes horários para os modelos de distribuição de probabilidade de Weibull, Rayleigh, Beta, Gama e Normal para dados de uma região específica, obtendo-se que para o período noturno, entre 18-23h, prevalece à distribuição Beta; entre 0-5h, a distribuição de Weibull aparece como melhor opção de ajuste; entre 6-11h, prevalecem as distribuições de Weibull e Beta; porém, entre 12-17h, os cinco modelos são equivalentes, concluindo que com um ajuste adequado dos dados médios horários de velocidade do vento pode-se optar pelo modelo de distribuição mais simples e com menor grau de dificuldade de implantação.

## 4 Sistemática de dados medidos para série histórica monitorada

Os dados brutos (coletados e sem nenhum tipo de tratamento) medidos pelos sensores, registrados e armazenados no datalogger presentes na EA150 são exaustivamente descritos em GEPEA [18] que compreendem o período 17/12/2016 a 17/07/2017. Esses dados são processados, verificados e tratados formando a série histórica de medições da velocidade do Vento (VV) e parâmetros meteorológicos locais permitindo a modelagem de energia primária do vento local, que somada as características específicas da tecnologia de aerogerador implantada no local de medição é possível verificar o desempenho deste.

O registro e armazenagem de todas as medições, e de todos os equipamentos que constituem estação anemométrica são sincronizados em referência horária UTC-3, com frequência de aquisição de 1Hz (01 registros por segundo de cada equipamento) com intervalo de integração de registro de 01 minuto [23].

A identificação de todos os sensores, equipamentos de medição de vento e sistema de aquisição de dados utilizados no estudo recebem um código apresentado na Tabela 1. O esboço do arranjo da torre da EA150 e distribuição dos equipamentos estão disponibilizados em GEPEA [33].

Tabela 1 – Lista de equipamentos da EA com seus respectivos Tag do estudo e alturas de instalação.

Equipamento	Código	Altura de instalação (m)
Anemômetro 1	A100	112
Anemômetro 2	A50	52
Anemômetro 3	A80	82
Anemômetro 4	A30	31,5
Anemômetro 5	A150	152
Windvane 1	W100	152
Windvane 2	W80	31,5
Barômetro	Pres	90
Termohigrômetro	Temp	90
Piranômetro	-	12
Modem Satélite	-	3
Datalogger	-	3

## 5 Avaliação do comportamento da velocidade de vento

Os dados de medição são analisados e sistematizados para os cinco anemômetros instalados na EA150 em diferentes alturas, ver Tabela 1. A velocidade do vento (VV) exibe um comportamento estocástico, onde é observado uma significativa variabilidade interanual, no qual sua velocidade média varia ao longo do ano sendo dependente das condições meteorológicas locais e estando sujeitas as estações do ano, como é possível observar na Figura 1 que apresenta a variação da VV para os anemômetros A150 e A30, em que para os meses de janeiro a março (verão) a VV decresce sutilmente, já para os meses de abril a junho (outono e início do inverno) as VV médias crescem rapidamente atingindo o maior patamar do período analisado. Tal comportamento deve-se a mudança do período do verão (estação chuvosa) para entrada do inverno (estação seca), essa mesma característica é apresentada em GEPEA [21] a partir de medições realizadas a 100 m e apresentam o mesmo comportamento apresentado por [41]. Por outro lado, há necessidade de um período maior de medição (meses e anos) para demonstrar a característica estocástica do vento neste local.

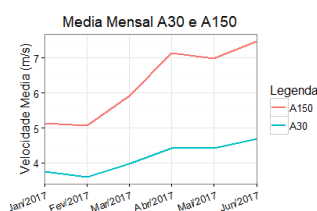


Figura 1 – Variação das velocidades médias mensais do vento (a) A150, (b) A30, (c) consolidação das curvas.

O mesmo ocorre com a velocidade em para períodos curtos (um dia, uma semana e um mês), pois o comportamento da série de VV é alterado constantemente. Quando verificado o comportamento da flutuação da velocidade média do vento ao longo dos seis meses completos de medição da A150 observa-se, assim como o apresentado para o comportamento do vento mensal da A100 [1], que os picos e vales oscilam acentuadamente ao longo do ano, mas com uma tendência média de crescimento no inverno e decrescimento no verão, ver Figura 2. Este comportamento reflete a variação interanual do vento atrelado as mudanças meteorológicas que o local está inserido. Há uma demanda intrínseca por ampliação do período de medições meteorológicas e de velocidade e direção do vento para a efetiva análise do comportamento interanual do vento. Essa análise impacta em estudos e possíveis conclusões assertivas do potencial de energia do vento contida na bacia aérea local, viabilizando a implantação e distribuição de aerogeradores em parques eólicos com estimativa de geração com erro reduzido, o que aumenta a segurança do abastecimento energético.

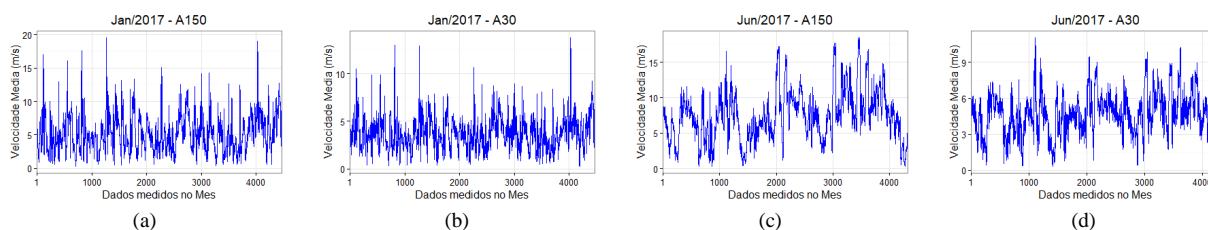


Figura 2 – VV ao longo de um mês (a) Jan/2017 A150, (b) Jan/2017 A30, (c) Jun/2017 A150 e (d) Jun/2017 A30.

Quando analisado a distribuição das frequências relativa ao período de medição de seis meses fica evidente que a concentração das velocidades para o A150 está na faixa entre 2-11 m.s<sup>-1</sup>, ver Figura 3 (a), com mais de 86% de ocorrência de VV, no caso do A30 a mesma faixa de VV apresenta 79% de ocorrência, ver Figura 3 (b). Outra constatação relacionada a variação interanual, é que meses referentes ao verão apresentam concentração de frequências de VV na faixa de 2-8 m.s<sup>-1</sup> para o A150 e de 2-6 m.s<sup>-1</sup> para o A30. Já os meses de outono e início do inverno a faixa para o A150 é de 2-11 m.s<sup>-1</sup> se aproximando do perfil para o período estudado e para o A30 de 2-8 m.s<sup>-1</sup> mantendo-se semelhante ao período do verão, com a diferença de haver uma maior concentração de velocidades entre 6-8 m.s<sup>-1</sup>, Figura 3 (c)-(f).

Quando analisado apenas o mês de junho/2017, que apresenta a maior média mensal de VV tanto para o A150 quanto para o A30, ver Figura 1, verifica-se que as VV se concentram na faixa entre 6-9 m.s<sup>-1</sup> apresentando baixa frequência de VV de 1,0 m.s<sup>-1</sup>, além de possuir significativa frequência com ventos entre 10-16 m.s<sup>-1</sup>, 15% das frequências, ver Figura 3 (g)-(h). No caso do A30, a concentração de VV na faixa entre 4-6 m.s<sup>-1</sup> fica mais evidente, 64% das frequências.

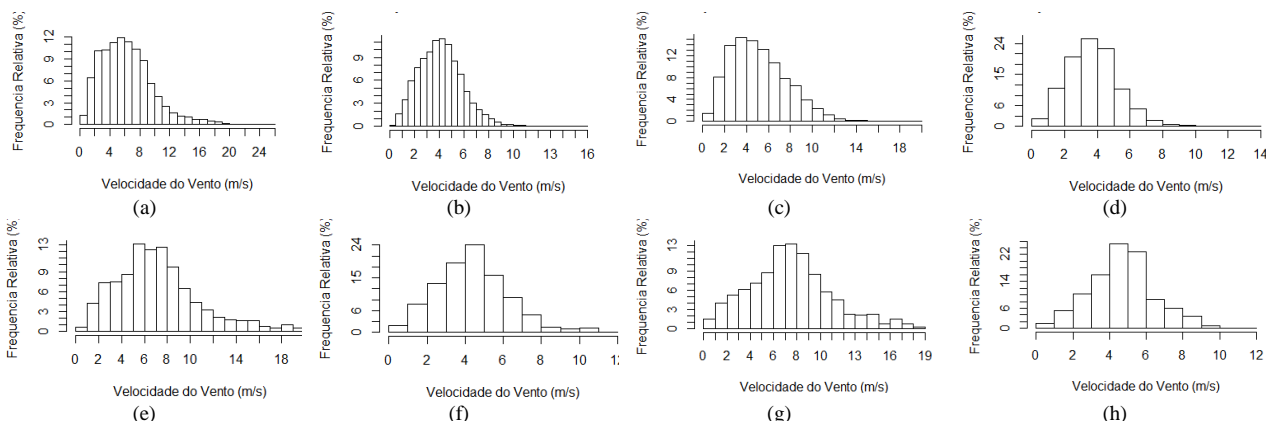


Figura 3 – Frequência relativa da velocidade (a) período A150, (b) período A30, (c) Jan/2017 A150, (d) Jan/2017 A30, (e) Abr/2017 A150, (f) Abr/2017 A30, (g) Jun/2017 A150 e (h) Jun/2017 A30.

A Tabela 2 traz consigo o levantamento mensal, anual e do período com dados de medições das velocidades média, desvio padrão, fator de forma e escala do vento medidos pelo A150 e A30. Estes dados são importantes para o levantamento da frequência de distribuição horizontal da velocidade que é razoavelmente descrita pela função de distribuição de *Weibull*. Esta distribuição incorpora tanto a distribuição exponencial ( $k=1$ ) quanto a distribuição de Rayleigh ( $k=2$ ), além de fornecer uma boa aproximação da distribuição normal ( $k \approx 3,5$ ).

Para  $k < 1$  essa função se assemelha com uma distribuição exponencial, para  $k=1$  a curva se torna efetivamente uma distribuição exponencial, para  $k > 1$  a distribuição passa a ter um fator polinomial predominante. Para  $k=2$  tem-se o que seria uma distribuição intuitiva da velocidade do vento, com pouca ocorrência de velocidades extremas e uma grande gama de velocidades em probabilidades médias. Vale ressaltar que os parâmetros apresentados na Tabela 2 correspondem: (i)  $c$  é parâmetro de escala em velocidade (m.s<sup>-1</sup>); (ii)  $k$  é parâmetro de forma adimensional; (iii)  $\bar{u}$  é a velocidade média do vento (m.s<sup>-1</sup>); e (iv)  $\sigma$  é o desvio padrão médio.

Pela análise dos dados verifica-se que os meses 2017 que para o A150: (i) a VV média de 6,3 m.s<sup>-1</sup>, ou seja, o local apresenta baixa média de velocidade para o período mesmo a altura superior a 150 m; (ii) o  $\sigma$  de 3,43 para a amostra, ou seja, há grande range de VV em relação a média das VV; e (iii)  $k=1,91$ , ou seja, a distribuição se aproxima da distribuição de Rayleigh ( $k=2$ ) com maior concentração de VV no centro da distribuição. Já para o A30: (iv) a VV média de 4,14 m.s<sup>-1</sup>, ou seja, o local apresenta VV média muito baixas para alturas próximas ao solo. Mas dentro da análise esse resultado é evidente e factível, uma vez que as maiores VV se encontram em alturas elevadas em relação ao solo; (v) o  $\sigma$  de 1,77 para a amostra, ou seja, há grande range de VV em relação a média das VV; e (vi) o  $k=2,50$ , ou seja, a distribuição de VV nesta altura tem um caráter polinomial predominante, em termos de velocidade e transcendendo esta análise para do vento, este valor demonstra que o local é susceptível a baixas potências, uma vez que as médias VV se encontram próximas as velocidades mais baixas registradas no local, além disso, as velocidades mais altas do vento ocorrem com pouca frequência. Quando analisado os dados mês a mês nota-se a presença de  $k$  superior a 2,4 para a altura de instalação do A30, o que deixa evidente que o recurso para esta altura é insipiente para a instalação de tecnologias com curva de potência dos aerogeradores tradicionais.

Tabela 2 - Dados estatísticos consolidados da velocidade e perfil do vento.

Ano	Mês	A150				A30			
		VV média [m.s <sup>-1</sup> ]	Desvio padrão ( $\sigma$ )	Fator de Forma (k)	Fator de Escala (c) [m.s <sup>-1</sup> ]	VV média [m.s <sup>-1</sup> ]	Desvio padrão ( $\sigma$ )	Fator de Forma (k)	Fator de Escala (c) [m.s <sup>-1</sup> ]
2017	1	5,13	2,64	2,04	5,79	3,75	1,59	2,53	4,22
2017	2	5,07	2,78	1,90	5,72	3,59	1,54	2,50	4,05
2017	3	5,91	3,50	1,74	6,64	3,96	1,76	2,41	4,48
2017	4	7,14	3,67	2,04	8,06	4,42	1,87	2,54	4,98
2017	5	6,99	3,47	2,12	7,89	4,42	1,83	2,59	4,97
2017	6	7,48	3,55	2,23	8,45	4,69	1,76	2,91	5,26
2017		6,30	3,43	1,91	7,10	4,14	1,77	2,50	4,67

## 6 Análise e avaliação das grandezas básicas e opcionais medidas

Por meio de dois windvanes, W150 e W30, ver Tabela 1, instalados na EA150 em diferentes alturas, foi possível determinar a direção do vento predominante do local. A ferramenta utilizada para demonstrar o histórico da direção dos ventos é a *Rosa dos Ventos* que consiste de diversos círculos concêntricos contendo indicação das direções cardeais e suas subdivisões com código de cores, em que cada um dos círculos representam uma faixa frequência suas cores a velocidade de vento predominante. Com base na análise dos dados a direção de predominância da VV é a direção nordeste

apresentando concentra de velocidades na faixa de 4-20 m.s<sup>-1</sup>. Conclusão tomada apenas com base nos dados dos W150 e W30.

A temperatura do ar medida pelo termohigrômetro é importante para determinar juntamente com a pressão e umidade relativa do ar a densidade da massa de ar que flui no local, variável necessária para estimar o recurso eólico local. As medições de temperatura do mesmo modo que a velocidade e direção do vento estão baseadas entre os períodos de janeiro a junho de 2017. Essas medições oscilaram ao longo do período, como esperado, apresentando algumas medições inferiores 0,0 °C, o que não condiz com a condição climáticas do local, mas devido ao pequeno período tais erros são esperados, mas não são aceitos para a modelagem da energia, uma vez que a diminuição da temperatura aumenta a densidade do ar mascarando o potencial de energia do vento contida na bacia aérea. Por outro lado, com exceção a um intervalo inferior a 5 dias do mês de junho, os dados de medição de temperaturas são coerentes. Verifica-se que as médias mensais de temperatura de janeiro a março são maiores, valor esperado por se tratar de meses do verão, decrescendo ao longo dos meses do outono e inverno.

A pressão barométrica é utilizada conjuntamente com a temperatura para determinar a densidade do ar, mas devido a pressões dinâmicas induzidas pelo vento, se faz necessário sua instalação em ambientes fechados (caixas de energia e de instalação do *datalogger*). Os dados inferidos pelo barômetro, assim como apresentado na temperatura apresentaram erros de medição para o mês de fevereiro, mas tal medição foi pontual, não afetando a qualidade dos dados. Quando analisado as médias mensais de pressão do local verifica-se que em nenhum mês as médias são iguais, apresentando decrescimento no mês de fevereiro em relação a janeiro, seguido de crescimento acentuado até o mês de junho.

A umidade relativa do ar é outra grandeza de medição meteorológica utilizada conjuntamente com a temperatura pressão para determinar a densidade do ar. Os dados inferidos pelo termohigrômetro (mede temperatura e umidade do ar), assim como apresentado em todas as grandezas oscilou ao longo do período de medição, mas neste caso específico não apresentou erros aparentes de medição. Essas medições ficaram na faixa de 20-100%, como variação média mensal acentuada entre sucessivos meses.

## 7 Avaliação da energia do vento

A curva de densidade de potência (DP) do vento é indicada para avaliar e estimar o energia do vento disponível em um local específico [1]. Esta energia disponível para o aerogerador é a energia cinética, ver Eq. (04), associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade  $u$  (m.s<sup>-1</sup>).

$$Ec = \frac{1}{2} \cdot m \cdot u^2 [J] \quad (04)$$

Na unidade de tempo, a coluna de ar ao atravessar à seção plana transversal do rotor de área  $A$  (m<sup>2</sup>) desloca uma massa de ar  $\dot{m}$  (kg.s<sup>-1</sup>), ver Eq. (05), caso essa energia seja suficiente para girar o rotor, o aerogerador produzirá energia.

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot u [kg \cdot s^{-1}] \quad (05)$$

A densidade do ar é utilizada para calcular a densidade de potência do vento. Esta depende da temperatura, pressão e altitude local, podendo variar de 10-15% sazonalmente. Se a pressão local é conhecida, os valores de densidade horária em relação à temperatura do ar podem ser calculados, ver Eq. (06).

$$\rho = \frac{P}{RT} [kg \cdot m^{-3}] \quad (06)$$

Em que  $P$  é a pressão do ar inferida no local (Pa ou N/m<sup>2</sup>),  $R$  é a constante característica do ar (287 J/kg.K) e  $T$  é a temperatura ambiente, também inferida no local em unidade Kelvin (°C+273,15). No caso de não haver ou em que haja erros de aferição da pressão local, a densidade do ar pode ser estimada pela Eq. (07) que utiliza dados locais de altitude e temperatura.

$$\rho = \left( \frac{P_0}{RT} \right) e^{\left( \frac{gz}{RT} \right)} \quad (07)$$

Em que  $P_0$  é a pressão atmosférica padrão ao nível do mar (101,325 Pa),  $g$  é a constante gravitacional (9,8 m.s<sup>-2</sup>) e  $z$  é a altitude (cota) local em relação ao nível do mar (m). Substituindo os valores numéricos de  $P_0$ ,  $R$  e  $g$  na Eq. (08):

$$\rho = \left( \frac{353,05}{T} \right) e^{0,034 \left( \frac{z}{T} \right)} \quad (08)$$

Ou ainda é possível considerar a densidade do ar na CNTP (Condições Normais de temperatura e pressão), onde são dados valores padrões para temperatura (273,15 K), pressão (101,325 kPa) e densidade do ar (1,2922 kg.m<sup>-3</sup>). Nesta condição as incertezas são ainda maiores. Assim, a equação de densidade de potência disponível no vento (W.m<sup>-2</sup>) é definida pela energia eólica disponível por unidade de área varrida pelas pás do aerogerador, Eq. (09) e Eq. (10).

$$P = \frac{\partial Ec}{\partial t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot u^3 [W] \quad (09)$$

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n (\rho)(u_i^3) [W \cdot m^{-2}] \quad (10)$$

## 8 Avaliação da intensidade de turbulência local

O indicador mais comum de turbulência para fins de ensaio é o desvio padrão da velocidade do vento [ $\sigma_u$ ] [11], [28]. Dividindo-se este valor pela velocidade média do vento obtém-se a intensidade de turbulência [Iu], ver Eq. (11). Em que:

(i)  $\sigma_u$  é o desvio padrão da velocidade do vento; e  $\bar{u}$  é a velocidade média do vento. Este indicador que permite avaliar quantitativamente a turbulência local [27] em níveis baixos ( $I_u \leq 0,1$ ), moderados ( $0,1 < I_u \leq 0,25$ ) e altos ( $I_u > 0,25$ ).

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{u}} \quad (11)$$

A variância varia menos com a altura do que a velocidade média resultando, normalmente, no decréscimo de  $I_u$  em relação ao aumento da altura. Verifica-se que  $\sigma_u \approx 2,5u$  na camada superficial [6]. Assim, a partir da Eq. (11) é possível reescrever a Eq. (12).

$$I_u(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (12)$$

O cálculo do IT nas alturas de referência do A150 e A30 demonstraram que na altura do A150 o IT apresenta os menores índices de turbulência, média para o período analisado de 0,1 enquanto que para a altura do A30 este índice apresentou média de 0,18, ver Tabela 3. Esses valores demonstram que na altura do A30 as VV sofrem mais oscilação e o intervalo das suas velocidades estão mais afastadas da sua média, ver Figura 10 (a) e (b). Este fenômeno pode ser observado nas Figura 4 (a) e (b), onde a escalado da ordenada para o A150 apresenta máximo de 1,00 enquanto que a do A30 apresenta escala máxima de 2,0. Além disso, pode-se afirmar, baseado nesses dados, que na altura do A30 os ventos apresentam índices moderados de turbulência o que prejudica o funcionamento do aerogerador, já na altura do A150 o ventos tem baixos níveis de turbulência.

Tabela 3 – Consolidação das médias de índice de turbulência (IT).

Ano	Mês	IT A150	IT A30
2017	1	0,12	0,19
2017	2	0,11	0,18
2017	3	0,11	0,18
2017	4	0,09	0,18
2017	5	0,08	0,17
2017	6	0,08	0,18
2017		0,01	0,18

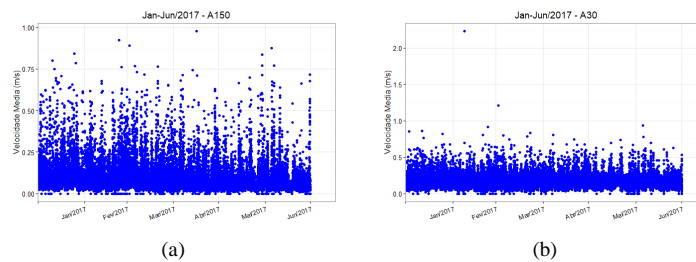


Figura 4 – Índice de Turbulência (IT) (a) A150 e (b) A30.

## 9 Determinação empírica e avaliação da densidade do ar local

Por meio das medições de pressão, temperatura e umidade local, considerando a Eq. 07 e realizando as conversões de unidades necessárias foram calculadas as densidades do ar para cada instante do período estudado. A  $\rho$  calculada é majoritariamente superior a  $1,1 \text{ kg.m}^{-3}$ , salvo um breve período em que a densidade decresce abruptamente causado pelo erro de medição do barômetro, ver Figura 5 (a). Em relação à média mensal  $\rho$  apresenta crescimento acentuado no outono e início do inverno, ver Figura 5 (b). Em todos os meses a média calculada foi inferior à  $\rho$  na CNTP. A diferença máxima entre a  $\rho_{\text{CNTP}}$  e  $\rho_{\text{Calc}}$  é inferior a 9%.

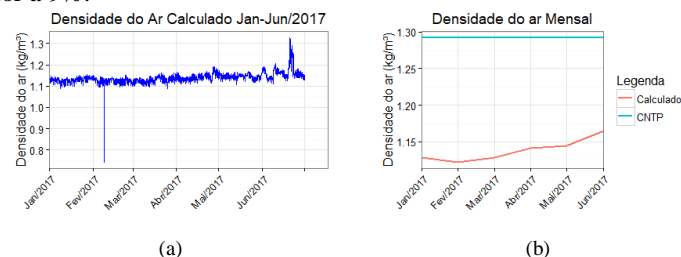


Figura 5 - Densidade do ar calculada (a) total de dados medidos e (b) média mensal.

## 10 Determinação da densidade de potência local

A partir da determinação da densidade do ar foi realizado uma análise detalhada da densidade de potência (DP) do local. Analisando a Tabela 4 verifica-se que há grande diferença entre a densidade de potência média entre sucessivos meses analisados no ano de 2017, tanto para o A150 quanto para o A30. Quando analisado os valores entre a média do período para os dados vinculados a densidade do ar na CNTP e aos calculados com base na série de dados medidos, observa-se que para ambas alturas (A150 e A30) a primeira é 12,7% superior a segunda. Este resultado ocorre devido ao  $\rho_{\text{CNTP}} > \rho_{\text{calc}}$  em todo o período do estudo. Em relação ao comportamento interanual, observa-se que durante o período do verão a densidade é inferior à média do período de  $291,12 \text{ W.m}^{-2}$  para o calculado na altura do A150 e inferior a  $64,70 \text{ W.m}^{-2}$

para a altura do A30, aumentando acentuadamente durante o período do outono atingindo seu máximo no inverno, de 420,99 W.m<sup>-2</sup> na altura do A150 e 85,70 na altura do A30 para o calculado no mês de julho.

Tabela 4 - Dados estatísticos consolidados da densidade de potência do vento a para A150 e A30.

Ano	Mês	A150		A30	
		Dados medidos [W.m <sup>-2</sup> ]	Dados CNTP [W.m <sup>-2</sup> ]	Dados medidos [W.m <sup>-2</sup> ]	Dados CNTP [W.m <sup>-2</sup> ]
2017	1	145,20	165,73	47,41	54,17
	2	151,75	174,24	41,99	48,24
	3	268,65	305,22	58,28	66,38
	4	397,85	449,64	77,92	88,05
	5	356,72	402,59	75,83	85,53
	6	420,99	466,60	85,70	95,04
Media		291,12	328,36	64,70	73,10

Quando comparada as curvas das Figura 6 observa-se que o comportamento da DP oscila ao longo de todo o período e com características semelhante, mudando apenas o patamar máximo. A densidade de potência apresenta picos superiores a 2.000 W.m<sup>-2</sup> no A30 e 5.000 W.m<sup>-2</sup> no A150 ao longo de todo o período do estudo, apresentando máxima superior a 10.000 W.m<sup>-2</sup> no caso do A150. Segundo os dados apresentados o período com melhor disponibilidade para produção de energia está compreendido entre os meses de março a junho.

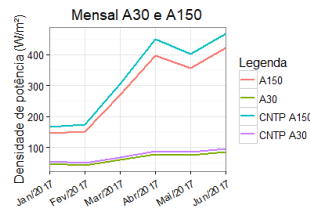


Figura 6 – Médias mensais de DP (W.m<sup>-2</sup>) calculada para os dados na A150 e A30 medidos e A150 e A30 na CNTP.

## 11 Determinação da densidade de energia do vento contida no local

De modo a completar a análise referente a energia do vento contida na bacia aérea local é calculado a densidade de energia do vento (DEP). A análise é apresentada em função da densidade de energia primária em kJ.m<sup>-2</sup>, unidade utilizada na bibliográfica e consensualmente aceita para indicar recurso energético primário contido no vento. O cálculo é efetuado integrando-se no tempo a densidade de potência calculada a partir da Eq. 09 (GEPEA, 2016).

$$\frac{E_J}{A} = \Delta t \sum_{i=1}^n \left( \frac{P}{A} \right) \quad (13)$$

A partir dessas premissas é possível determinar o DEP contida no local. Os valores calculados e consolidados podem ser analisados na Figura 7 (a,b), em que fica evidente, assim como já apresentado anteriormente, que os meses com maiores DEP estão compreendidos no outono e início do inverno, com pico no mês de junho de 2017 em que o DEP acumulado, com base nos valores calculados, foram de 303,11 a 61,70 kWh.m<sup>-2</sup> para o A150 e A30 respectivamente. No caso do DEP consolidado para o período de 2017 analisado este apresentou 1.264,63 e 281,06 kWh.m<sup>-2</sup> para o A150 e A30 respectivamente, ver Figura 7 (c).

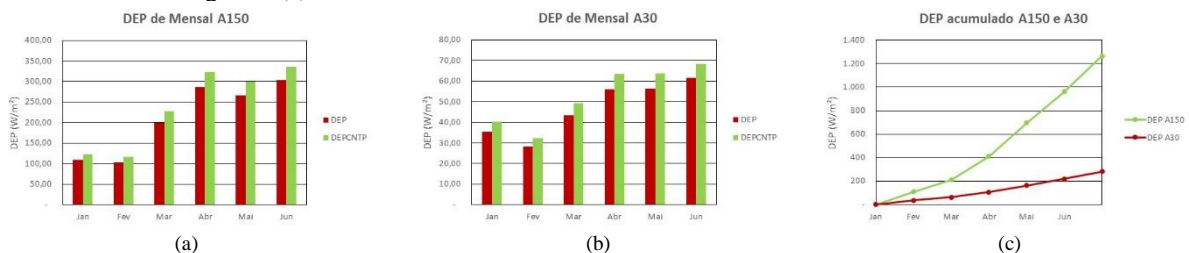


Figura 7 – Densidade de energia disponível por mês na (a) A150, (b) A30, e (c) comparação acumulado A150 e A30.

## 12 Avaliação do desempenho do sistema eólico teórico

O sistema de geração eólica do estudo possui dois Aerogeradores intitulados de Aero1 e Aero2 [42], [43] com: (i) 100 kW de potência nominal; (ii) 0,45 de coeficiente de potência (Cp); (iii) três pás com comprimento de 10 m cada; (iv) diâmetro do rotor de 21 m; (v) altura da torre 30 m; (vi) altura do Hub (HH) em relação ao solo de 31,5 m; (vii) dois sensores ultrassônicos embarcados de medição da velocidade e direção do vento (anemômetro e windvane); e (viii) a curva característica de potência dos aerogeradores e outros parâmetros adicionais podem ser visualizados em [9]. A área de instalação das duas unidades está sistematicamente descrita em GEPEA [23], [33] para visualização da área de instalação dos aerogeradores (Aero1 e Aero2) instalados no talude ver Figura 8. Este local apresenta característica de terreno complexo, com grande proximidade de árvores com mais de 10 m de altura, apresentando rugosidade local é de 0,3 m (z<sub>0</sub> = 0,3 m).





Figura 8 - Área de instalação dos aerogeradores no talude próximo a usina PV rígida de 250 kWp.

A velocidade do vento (VV) medida somente na altura do cubo ou Hub (HH) do aerogerador é definida como a medição de VV padrão e sempre deve ser feita. Segundo a IEC 61400 [28], recomenda-se que a medição da VV na HH seja suplementada com medidas de cisalhamento do vento na metade inferior do rotor para reduzir as incertezas. Para reduzir ainda mais a incerteza da VV, deve-se utilizar a Velocidade do Vento Equivalente do Rotor (REWS sigla em inglês) como a variável de entrada da VV na curva de potência. Para cada tipo de terreno há uma sugestão, segundo a IEC 61400 [28], para as configurações de medição da VV, que leva em consideração as limitações de medições em relação à classificação da complexidade do terreno. Portanto, com base nas informações apresentadas acima o estudo teórico de avaliação do desempenho do sistema eólico concentra-se nas seguintes premissas e estudo:

- 1) Modelo de Aerogerador Hummer H21.0-100kW [42];
- 2) Período de análise do estudo de janeiro a junho de 2017;
- 3) Para estimativa da Energia Produzida (EP) serão considerados os dados de velocidade do vento (VV) medidos pelo A30 da EA150;
- 4) Análise de desempenho teórico da geração de energia elétrica para o modelo Hummer nas alturas dos A150 e A30;
- 6) Por fim, estudo de sensibilidade da EP para três diferentes modelos de aerogeradores instalado a altura de referência do A150 [44]–[46]:
  - i. GE 1,5 MW com diâmetro de pá de 82,5 m
  - ii. GE 2,5 MW com diâmetro de pá de 88 m;
  - iii. GE 2,7 MW com diâmetro de pá de 84 m.

O estudo do desempenho da produção de energia, por parte da tecnologia de aerogerador instalada [42], obteve que a Energia Potencial (EP) produzida por um único aerogerador instalado na altura de referência do A150 seria de 168,25 MWh para o período de janeiro a junho de 2017. Caso o mesmo Aerogerador fosse instalado na altura de referência do A30 e operasse durante o mesmo período a EP seria de 77,82 MWh. Essa diferença de 90,4 MWh a mais para a altura do A150 em relação ao A30, deve-se a maior concentração de VV ocorrendo na faixa de  $1-7 \text{ m.s}^{-1}$  medidas no A30 enquanto no A150 há maior frequência de VV ocorrendo na faixa de  $2-11 \text{ m.s}^{-1}$ . Esse comportamento de frequência de ocorrência da VV e a EP que o equipamento está sujeito nas diferentes alturas A150 e A30 podem ser analisadas Figura 9.

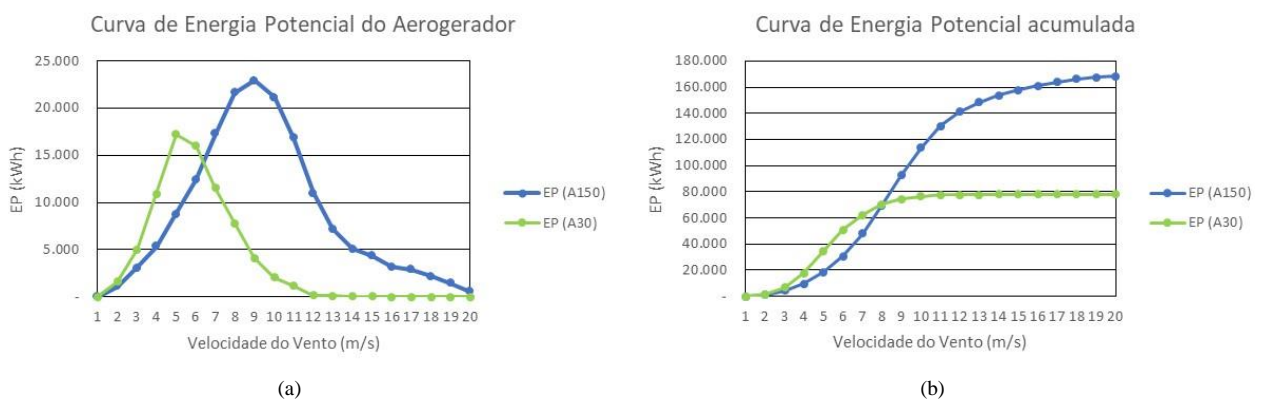


Figura 9 – Curva de Energia Potencial do Aerogerador para alturas de referência A150 e A30 (a) EP e (b) EP acumulado.

A implantação de três diferentes modelos de aerogeradores instalados na altura de referência do A150 apresentam resultados de produção de energia muito diferentes como é possível verificar na Figura 10 (a), em que os picos de geração ocorrem nos modelos de 1,5 e 2,5 MW, enquanto que para o modelo de 2,7 MW o pico de geração é bem inferior aos outros dois, o mesmo ocorre com a energia total acumulada para o período do estudo em que o modelo de 2,5 MW apresenta a maior EP acumulada de 3.108 MWh seguido pelo modelo de 1,5 MW com 2.748 MWh e por último o modelo de 2,7 MW com EP acumulado de 2.240 MWh e isto está vinculado as curvas de produção de energia, ver Figura 10 (b). Essa característica demonstra que um equipamento com maior capacidade instalada não garante a maior geração de energia elétrica, pois essa geração está vinculada as faixas de frequência de ocorrência das VV, no caso do Aerogerador de 2,7 MW a sua faixa de acionamento nominal é superior a  $13 \text{ m.s}^{-1}$ , além de sua curva apresentar baixa inclinação para

a relação VV por Potência de saída, ou seja, são necessários altos valores de VV para garantir uma potência de saída ótima para este modelo.

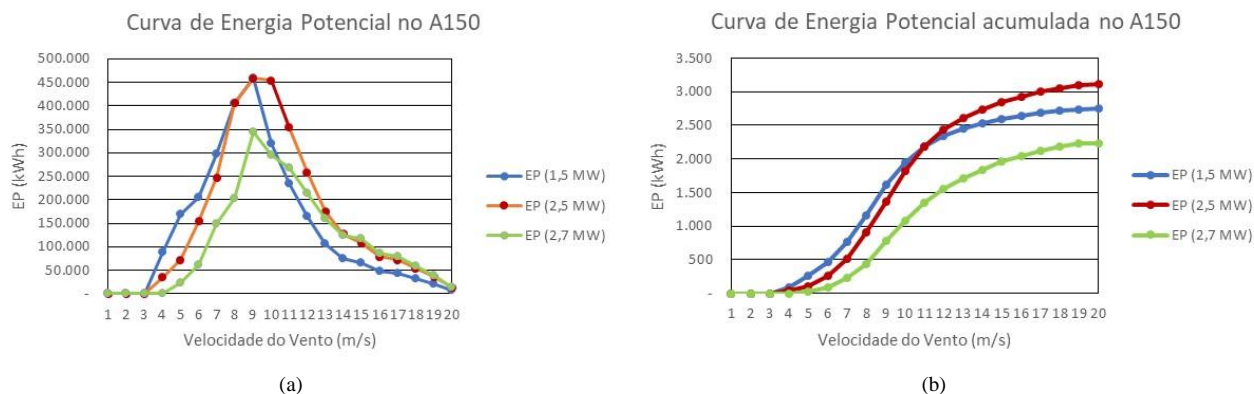


Figura 10 – Curvas para três diferentes modelos de aerogeradores (a) curva de energia potencial e (b) curva de energia potencial acumulada.

### 13 Conclusão

A qualidade dos dados anemométricos é essencial na determinação da energia do vento contido em uma bacia aérea. Esta qualidade, por sua vez, depende de diversos componentes, a saber: (i) seleção, instalação e distribuição dos equipamentos ao longo de diferentes alturas; (ii) registro e consolidação dos dados brutos ao longo de anos para identificar o comportamento interanual, plurianual, sazonalidades e intensidade de turbulência; (iii) análise pós-medição para identificar anomalias e erros de medição nos diferentes equipamentos; (iv) manutenção e calibração dos equipamentos.

A partir de medições na altura do A150, a bacia aérea tem como característica a variação interanual da velocidade do vento (VV). Com média de  $6,3 \text{ m.s}^{-1}$ , variando entre  $2\text{-}11 \text{ m.s}^{-1}$  em 86% dos dados validos medidos,  $k = 1,91$ , ou seja, maior concentração de VV no centro da distribuição. Em relação as VV na altura do A30, que é também a altura do HH dos dois aerogeradores instalados é de  $4,14 \text{ m.s}^{-1}$ , ou seja, o local apresenta VV média muito baixas para alturas próximas ao solo, e  $k = 2,50$ , este valor demonstra que o local é susceptível a baixas potências, uma vez que as médias VV se encontram próximas as velocidades mais baixas registradas no local. Impactando na potência de saída do aerogerador, uma vez que opera a maior parte do tempo a baixo da sua VV nominal.

O local apresenta baixa densidade de potência (DP) ao longo do ano com média para o período estudado de  $291,12 \text{ W.m}^{-2}$  na altura do A150 e  $64,70 \text{ W.m}^{-2}$  na altura do A30. A densidade de energia primária (DEP) contida no local sofre variação interanual, com os maiores valores presentes entre os meses do outono e os menores no verão. A DEP contida no local para o período analisado é de  $1.264 \text{ Wh.m}^{-2}$  na altura do A150 e  $281 \text{ Wh.m}^{-2}$  na altura do A30.

Com base no estudo de sensibilidade de instalação de diferentes tecnologias de aerogeradores foi possível entender o comportamento das tecnologias esperando em condições de VV diferentes das suas condições nominais.

Portanto conclui-se que:

- Há necessidade de continuação das medições vinculadas aos equipamentos da EA150 para a análise do comportamento do vento e determinação das características locais de variação interanual;
- A energia do vento existente no local de instalação da EA de Porto Primavera é insuficiente para acionar de forma nominal os aerogeradores comerciais por grandes períodos ao longo do ano;
- A altura de instalação do aerogerador não é coerente e vai impactar fortemente na geração de energia do equipamento ao longo do tempo.

Portanto conclui-se que para garantir o aproveitamento da energia do vento vinculada à bacia área local é fundamental a instalação aerogeradores com velocidade de acionamento menor que  $3,0 \text{ m.s}^{-1}$  e que tenham velocidade nominal na faixa de  $5\text{-}8 \text{ m.s}^{-1}$  para garantir o melhor aproveitamento do recurso ao longo de todo o ano.

#### Agradecimentos

Este trabalho foi financiado parcialmente pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES). Para o CNPQ (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), pela bolsa de pesquisa (Mestrado e Doutorado). À CESP pelo financiamento do P&D ANEEL PD-0061-0043/2014 “Integração de Plantas Eólicas e Solares Fotovoltaicas a Usinas Hidrelétricas Existentes: Uma abordagem via Complementação Energética com o suporte prático de plantas piloto com diferentes tecnologias” dado que graças a esse financiamento foi possível o desenvolvimento deste trabalho. Para a equipe de pesquisadores e colaboradores que ajudaram direta e indiretamente na elaboração deste projeto.

#### Referências

- [1] GEPEA, “Relatório Técnico Científico (RTC): Determinação e Caracterização da Modelagem de Energia Primária dos Ventos,” São Paulo, 2016.
- [2] I. Van Der Hoven, “Spectrum of horizontal Wind speed in the frequency range from 0,0007 to 900 cycles per hour,” *J. Meteorol.*, vol. 14, pp. 160–164, 1957.
- [3] H. H. Lamb, *Climate: Present, Past, and Future. Vol. 1: Fundamentals and Climate Now*, 1st ed. London:

- Methuen & Co Ltd, 1972.
- [4] E. L. Petersen, N. G. Mortensen, L. Landberg, J. Hojstrup, and H. Frank, “Wind Power Meteorology,” Roskilde, Denmark, 1997.
  - [5] H. Panofsky and I. van der Hoven, “Spectra and cross-spectra of velocity components in the mesometeorological range,” *Quart. J. r. meteor. Soc.*, vol. 81, pp. 603–606, 1955.
  - [6] R. M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada. Introdução à Energia Eólica,” Lisboa, 2007.
  - [7] J. Ehnberg, “Generation Reliability for Isolated Power Systems with Solar, Wind and Hydro Generation,” Chalmers University of Technology, 2003.
  - [8] S. Pfenninger, “Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability,” *Appl. Energy*, vol. 197, no. 1, pp. 1–13, 2017.
  - [9] G. Haydt, V. Leal, A. Pina, and C. A. Silva, “The relevance of the energy resource dynamics in the mid/long-term energy planning models,” *Renew. Energy*, vol. 36, pp. 3068–3074, 2011.
  - [10] J. L. O. Bernal, “Modelagem para o aproveitamento sustentável dos biocombustíveis, energia eólica e solar dentro do PIR local: estudo de caso do PIR da região de Araçatuba,” EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, 2009.
  - [11] A. B. Garcia and T. Vázquez, “Wind Turbulence Model based on the 30sec-Standard Deviation.” 2014.
  - [12] E. Rareshide, A. Tindal, C. Johnson, A. Graves, E. Simpson, J. Blegg, T. Harris, and D. Schoborg, “Effects of complex wind regimes on turbine performance,” in *American Wind Energy Association WINDPOWER Conference*, 2009, no. May, pp. 1–15.
  - [13] R. M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada. Introdução à Energia Eólica,” Lisboa, 2003.
  - [14] U. Hassan and D. M. Sykes, “Wind Structure and Statistics,” in *Wind Energy Conversion Systems*, London: Prentice Hall International, 1990.
  - [15] N. Gylling, N. G. Mortensen, and E. L. Petersen, “Influence of Topographical Input Data on the Accuracy of Wind Flow Modelling in Complex Terrain,” in *European Wind Energy Conference & Exhibition*, 1997, pp. 1–4.
  - [16] T. Wizelius, *Developing Wind Power Projects: Theory and Practice*. London: EARTHSCAN, 2007.
  - [17] E. Fadigas, *Energia Eólica*. São Paulo: Manole, 2011.
  - [18] GEPEA, “Relatório Técnico Científico (RTC): Descrição das Unidades de Medição e de Geração Previstas para Instalação na Usina Hidrelétrica Engenheiro Sergio Motta,” São Paulo, 2015.
  - [19] M. Singh and S. Santoso, “Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants Dynam,” NREL/SR-5500-52780, Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2011.
  - [20] K. S. R. Murthy and O. Rahi, “A comprehensive review of wind resource assessment,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, pp. 1320–1342, 2017.
  - [21] GEPEA, “Relatório Técnico e Científico (RTC): Cálculo e Apresentação dos Elementos de Modelagem da Energia Primária Eólica,” São Paulo, 2016.
  - [22] V. O. Silva, M. E. M. Udaeta, A. L. Gimenes, and L. C. R. Galvão, “Real and Induced Characteristics in the Systemic Analysis of Behavior and Primary Energy Contained in Wind Power Source,” in *2018 IEEE 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting (EPIM)*, 2018, pp. 1–6.
  - [23] A. L. V. Gimenes, A. L. Linhares, A. C. Abreu Junior, J. L. O. Bernal, L. C. R. Galvão, M. D. Galvão, M. E. M. Udaeta, P. H. Kanayama, R. M. Acebron, R. V. de Paula, R. A. Carneiro, S. G. Relva, and V. O. da Silva, “Instrumental measurement of primary and secondary energy and systematization of big-data generated in a pilot eolic-solar system,” *Espacios*, vol. 39, no. 8, 2018.
  - [24] GEPEA, “Documento Técnico Executivo (DTE): Massa de dados e suas grandezas geradas pelas unidades de medição primária e secundária,” São Paulo, 2016.
  - [25] A. A. Nascimento, A. L. V. Gimenes, A. L. Linhares, A. C. Abreu Junior, J. L. O. Bernal, J. de O. M. Spagiari, L. C. R. Galvão, M. D. Galvão, M. E. M. Udaeta, P. H. da C. Rigolin, P. H. Kanayama, R. M. Acebron, R. V. de Paula, R. A. Carneiro, S. G. Relva, and V. O. da Silva, “Design of the strategy for mass data from outdoor units of measurement of intermittent primary-energy quantities,” *Espacios*, vol. 39, no. 9, p. 24, 2018.
  - [26] EPE, “Nota técnica DEA 15/13, Acompanhamento de torres anemométricas, Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico,” Rio de Janeiro, 2013.
  - [27] NREL, “Wind Resource Assessment Handbook: Fundamentals for conducting a successful monitoring program,” Golden, 1997.
  - [28] IEC, “IEC 61400-12-2:2013/COR1: 2016. Corrigendum 1 - Wind turbines - Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry.” 2016.
  - [29] A. G. Lira, P. A. C. Rosas, A. M. Araújo, and N. J. Castro, “Uncertainties in the estimative of Wind energy production,” Rio de Janeiro.
  - [30] I. Troen and E. L. Petersen, “European Wind Atlas,” Rio de Janeiro, 1989.
  - [31] M. Maceira, D. Penna, J. Pessanha, and A. Melo, “Modelagem estatística de ventos para a utilização nos modelos de planejamento e operação,” in *XXI SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2011.
  - [32] Y. K. Wu and J. S. Hong, “A Literature Review of Wind Forecasting Technology in the World,” in *IEEE Powertech*, 2007, pp. 504–509.
  - [33] GEPEA, “Documento Técnico Executivo (DTE): Aspectos Determinísticos de Torre Anemométrica de 150 m no

Âmbito da Pesquisa,” São Paulo, 2016.

- [34] S. Balluff, J. Bendfeld, and S. Krauter, “Discovering the potential for offshore windfarms through measurements.” Germany, p. 1, 2015.
- [35] M. D. L. Leite and J. S. das Virgens Filho, “Ajuste de modelos de distribuição de probabilidade a séries horárias de velocidade do vento para o município de Ponta Grossa, Estado do Paraná,” *Acta Sci. Technol.*, vol. 33, no. 4, pp. 447–455, 2011.
- [36] F. Veronesi, S. Grassi, and M. Raubal, “Statistical learning approach for wind resource assessment,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 836–850, 2016.
- [37] S. Biswas, B. N. Sraedhar, and Y. P. A. Singh, “Simplified Statistical Technique for Wind Turbine Energy Output Estimation,” *Wind Eng.*, vol. 19, no. 3, pp. 147–155, 1995.
- [38] L. Kamal and Y. Z. Jafri, “Time series models to simulate and forecast hourly averaged wind speed in Quetta, Pakistan,” *Sol. Energy*, vol. 61, no. 1, pp. 23–32, 1997.
- [39] A. E. Feijoo, J. Cidras, and J. L. G. Dornelas, “Wind speed simulation in wind farms for steady-state security assessment of electrical power systems,” *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. 14, no. 4, pp. 1582–1588, 1999.
- [40] R. Billinton, Bagen, and Y. Cui, “Reliability evaluation of small stand-alone wind energy conversion systems using a time series simulation model,” *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 150, no. 1, 2003.
- [41] H. N. Camelo, P. C. M. Carvalho, J. B. V. Leal Junior, and J. B. Accioly Filho, “Análise estatística da velocidade de vento do estado do Ceará,” *Rev. Tecnol.*, vol. 29, no. 2, pp. 211–223, 2008.
- [42] HUMMER, “User Manual 100KW Wind Turbine (Pitch Control System with Freestanding Tower).”
- [43] HUMMER, “H21.0 – 100kW PMG Output Power Curve.”
- [44] J. A. da Silva, “Análise de Risco da Entrega da Energia Eólica Contratada através de Leilões de Energia no Brasil,” Universidade Federal de Itajubá, 2013.
- [45] I. C. Acunha Junior, “Análise do desempenho de um aerogerador de pequeno porte,” Fundação Universidade Federal do Rio Grande, 2006.
- [46] E. Fadigas, “Disciplina PEA5002 - Energia eólica: Fundamentos e viabilidade técnico-econômica.” Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2017.