

Análise do desempenho de um aerogerador de pequeno porte

Ivoni C. Acunha Jr¹ & Jorge A. Almeida²

¹Colégio Técnico Industrial – FURG, Rio Grande, RS – ctiicaj@furg.br

²Departamento de Física – FURG, Rio Grande, RS – dfsjaa@furg.br

RESUMO: Este trabalho apresenta a análise do desempenho de um gerador eólico com potência nominal de 250Watt que opera com velocidade variável instalado na Fundação Universidade Federal do Rio Grande. Para monitoramento do sistema foi instalada uma torre anemométrica contendo dois anemômetros, um sensor de direção e um sistema de aquisição e armazenamento de dados (*data logger*), um amperímetro e um voltímetro, ambos com sistema de armazenamento de dados. Os dados de vento foram tratados estatisticamente utilizando-se a função densidade de probabilidade de Weibull. Para análise do desempenho, foram construídos os gráficos que expressam a variação da tensão, corrente e potência em função da velocidade do vento e a variação da tensão e da corrente ao longo de um dia de operação. A energia convertida pelo aerogerador também foi calculada.

PALAVRAS – CHAVE: Energia eólica, gerador eólico, tensão, corrente elétrica, potência.

1. INTRODUÇÃO

A curva de potência de um aerogerador tem como objetivo definir a potência gerada para cada velocidade de vento a que o aerogerador é submetido, permitindo, através de dados de vento tratados estatisticamente, prever o desempenho de deste equipamento em outros locais em que o mesmo possa ser instalado. A figura 1 apresenta um exemplo de uma curva de potência construída para dois geradores eólicos construídas através de dados extraídos do catálogo do fabricante.

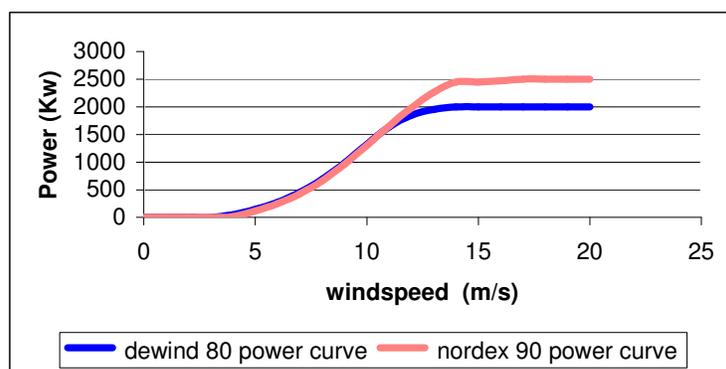


Figura 1 – Curvas de potência para dois geradores eólicos

Neste trabalho a potência convertida pelo aerogerador é calculada utilizando-se dados de tensão e corrente produzidos por este equipamento, medidos diretamente no local. Os valores de velocidade do vento necessários são medidos na provável altura do rotor do aerogerador (6 metros).

2. HIPÓTESES E CONCEITOS ADOTADOS

2.1 Recurso eólico

2.1.1 Estatística dos dados

O vento é um recurso natural e abundante no estado do Rio Grande do Sul. O potencial de geração poderá ser aproveitado gradualmente, nos limites técnicos de inserção da capacidade eólica no sistema elétrico regional, alavancando o crescimento econômico e a auto-sustentabilidade energética do estado. O aproveitamento dos recursos eólicos em algumas áreas do litoral do Estado proporcionaria um reforço à rede elétrica do sistema elétrico estadual [10].

Uma maneira conveniente de expressar os resultados da avaliação do potencial eólico de uma determinada região é utilizar expressões analíticas que caracterizem o comportamento do vento de forma contínua ao longo do tempo. Utiliza-se então, a expressão da distribuição de probabilidade calculada a partir dos dados medidos diretamente no local. O emprego desta técnica oferece uma ferramenta consistente para realizar extrapolações relativas a localização e alturas em relação aos dados originais e permitir comparações de diversos locais.

Muitos pesquisadores tais como: Justus (1978), Hennessey (1977), Koepl (1982), Silva (1999), Lopes (2000), demonstraram que a função de densidade de probabilidades de Weibull, representada pela equação (1), é um modelo adequado para caracterizar a distribuição de velocidades do vento em diversas regiões, além de representar de maneira bastante aproximada o histograma de distribuição de velocidades e ser uma função de fácil associação ao regime de ventos que se deseja simular [9].

Utilizando-se o conjunto de dados obtidos através de medições, calculam-se o parâmetro de escala c e o fator de forma k . Pela aplicação do modelo obtemos uma função que representa com uma boa aproximação a probabilidade de ocorrência dos diversos valores de velocidade:

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

onde c representa o parâmetro de escala, dado em unidades de velocidade, que está relacionado ao valor da velocidade média do vento e k é o fator de forma, o qual é adimensional e está relacionado com a uniformidade da distribuição das velocidades. Um valor de k próximo de 1 indica um regime de vento altamente variável, enquanto que $k > 3$ indica um regime estável de vento [6].

Se o desvio padrão e a velocidade média do vento são conhecidos, os parâmetros podem ser obtidos através da resolução de forma iterativa das equações (2) e (3):

$$\mu = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \quad (3)$$

onde:

Γ é a função gama completa;

μ é a velocidade média da amostra;

σ é o desvio padrão da amostra.

Se a média da amostra e o desvio padrão são conhecidos, o fator de forma k pode ser estimado com boa aproximação a partir da equação (4) (Justus, 1978):

$$k = \left(\frac{\sigma}{\mu} \right)^{-1,086} \quad (4)$$

onde σ é o desvio padrão e μ a velocidade média da amostra.

Combinando-se as equações (2.9) e (2.11), pode-se obter a solução direta dos dois parâmetros utilizados na distribuição de Weibull.

O último termo a ser calculado para a determinação do potencial eólico da região é dado pela equação (5):

$$E(V^3) = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \right] \mu^3 \quad (5)$$

onde $E(V^3)$ é o valor esperado do cubo da velocidade, que será utilizado na seção 2.1.2 para a determinação do potencial eólico do local em estudo.

Outra função densidade de probabilidade que também pode ser utilizada é a de Rayleigh. Esta função densidade de probabilidade representa bem o regime de ventos de velocidades moderadas e fica perfeitamente definida com o conhecimento da velocidade média.

A conveniência da utilização da distribuição de Rayleigh, representada pela equação (6), é devida à sua simplicidade, pelo fato de ficar definida apenas pela velocidade média. Esta é, também, a responsável pelas suas limitações em não representar com a necessária precisão muitas situações práticas de interesse, especialmente quando as velocidades do vento são altas [6].

A melhor alternativa a ser utilizada é então, distribuição de Weibull a qual coincide com a distribuição de Rayleigh, apresentada na equação (6), quando $K = 2$.

$$f(V) = \left(\frac{2}{c} \right) \left(\frac{V}{c} \right) \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^2 \right] \quad (6)$$

2.1.2 Determinação do potencial eólico

O potencial eólico é um aspecto de grande importância para o estudo da viabilidade da instalação, pois através dele é possível determinar a potência disponível no vento, capaz de ser convertida por uma turbina eólica. O potencial eólico é definido como a energia cinética, passando por unidade de tempo em uma coluna de ar com a mesma área de seção transversal de varredura das pás em rotação, viajando a uma velocidade V [7].

Assim, considere-se um fluxo laminar perpendicular à seção transversal de um elemento cilíndrico com uma velocidade V mostrado na figura 2.

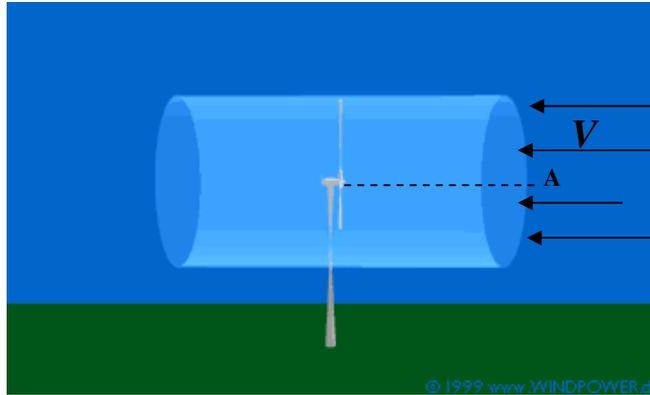


Figura 2 – Fluxo de ar sobre o disco do rotor

A energia cinética, E_c , do fluxo é dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2 \quad (7)$$

onde m é a massa de ar que escoou através da área A de varredura das pás e V é a velocidade do vento em m/s. A vazão em massa de ar, \dot{m} , dada em kg / s pode ser então, determinada através da equação (8)

$$\dot{m} = \rho A V \quad (8)$$

sendo ρ , a massa específica do ar; V , a velocidade do vento e A , a área de varredura das pás do rotor.

Assim, o potencial eólico disponível em um local, capaz de ser absorvido por um aerogerador será dado pela energia por unidade de tempo na corrente de ar:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} V^2 \quad (9)$$

podendo a equação (9) ser reescrita sob a forma:

$$P = \frac{1}{2} \rho A E (V^3) \quad (10)$$

onde $E(V^3)$ que é a esperança de V^3 , é determinado através da equação (5).

Dividindo-se a equação (10) pela área de varredura das pás do rotor, obtém-se outra equação que nos fornece a densidade do potencial eólico, que é a potência que pode ser absorvida do vento para cada metro quadrado de área projetada do rotor.

Se $E(V^3)$ e ρ (massa específica do ar na temperatura ambiente) forem tomados em unidades do Sistema Internacional de Unidades, (m^3/s^3 e kg/m^3 , respectivamente) o resultado da densidade de potencial eólico é dado em W/m^2 [9].

2.2 Determinação da energia convertida por um aerogerador

A energia é definida como a quantidade de trabalho que um sistema físico é capaz de realizar. Então, a energia não pode ser criada ou destruída, mas ela pode ser convertida ou transferida para outras formas de energia: a energia cinética do movimento das moléculas do ar pode ser convertida em energia de movimento pelo rotor de uma turbina eólica, que por sua vez pode ser convertida em energia elétrica por um gerador acoplado à turbina. Em cada conversão parte da energia original é convertida em calor.

A turbina eólica também é chamada de conversor de energia eólica (WEC – Wind Energy Converter), e sua performance é medida em termos da quantidade de energia eólica que ela pode converter da energia cinética do vento. Normalmente, essa energia é medida em kilowatts-hora (kWh) ou megawatts-hora (MWh) durante um certo período de tempo, geralmente uma hora ou um ano. Potência elétrica é medida em Watt (W), kilowatt (kW), megawatt (MW), etc, e representa a energia transferida por unidade de tempo. Potência pode ser medida em qualquer instante, enquanto que energia tem que ser medida durante um certo período de tempo.

Se uma turbina eólica tem potência nominal de 600 kW (por exemplo), isto significa que ela produz 600 kWh de energia por hora de operação, na sua máxima performance [1].

De acordo com Lopes e Almeida [5], pode-se determinar a energia capturada pela turbina em um determinado período, utilizando o procedimento descrito a seguir.

Multiplicando-se a função densidade de probabilidade de Weibull obtida para o local em estudo, pelo número de horas de captação dos dados como é mostrado na equação (11) pode-se obter um diagrama que relacione o número de horas mensais, durante o qual determinada velocidade do vento ocorreu, com a velocidade do vento.

$$N(x) = f(V).t \tag{11}$$

onde :

$N(x)$ é o intervalo de tempo durante o qual cada velocidade do vento ocorreu;

$f(V)$ é a função densidade de probabilidade de Weibull;

t é o número de horas do período considerado

A figura 3 apresenta uma curva do número de horas mensais durante o qual uma determinada velocidade do vento ocorre. A curva foi obtida através da equação (11), considerando-se o mês com 30 dias (o que corresponde a um valor de t igual a 720 horas). Os dados de vento correspondem ao estudo feito na cidade de Santa Vitória do Palmar no estado do Rio Grande do Sul, no período compreendido entre dezembro de 2001 e março de 2002 [5].

Através da curva de potência em função da velocidade do vento $P(V)$ para um aerogerador, fornecida por seu fabricante, é possível determinar a curva da energia convertida por este aerogerador como uma função da velocidade do vento para um certo período. Esta curva é obtida multiplicando-se a função densidade de probabilidade da velocidade do vento pelo número de horas do período de medição e pela curva de potência do aerogerador em análise, conforme a equação (12).

$$E_C(V) = f(V).t.P(V) \tag{12}$$

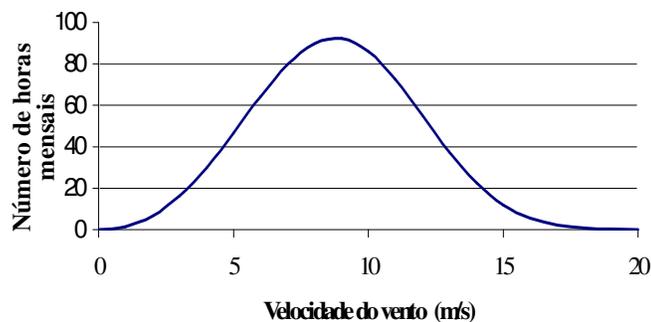


Figura 3 – Exemplo de uma curva do número de horas mensais como função da velocidade do vento.

A figura 4 mostra a curva de potência em função da velocidade do vento para um determinado aerogerador e a figura 5 mostra a energia convertida mensalmente como uma função da velocidade do vento para um certo período, calculada com a equação (12).

A energia total convertida pelo aerogerador E_{tc} para o período considerado é definida como sendo a área abaixo da curva da figura 5 e é calculada através da equação (13).

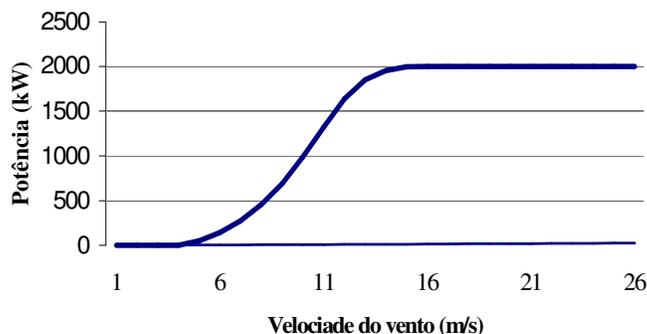


Figura 4 – Curva de potência de um aerogerador

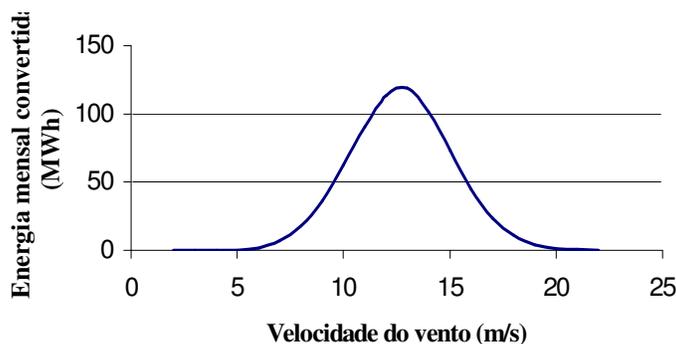


Figura 5 – Energia mensal convertida como função da velocidade do vento

$$E_{tc} = \int_{V_{\min}}^{V_{\max}} E_c(V) \quad (13)$$

onde:

V_{\min} é a mínima velocidade de trabalho do aerogerador (cut-in)

V_{\max} é a máxima velocidade de trabalho do aerogerador (cut-out)

A curva de potência poderá, ainda, ser determinada de forma experimental utilizando-se os valores de potência obtidos através de medições na saída de potência do gerador eólico. Estes valores de potência podem ser medidos diretamente através de um wattímetro ou calculados através da equação (14), utilizando-se dados de tensão e corrente também medidos na saída de potência do aerogerador.

$$P = V.i.\cos \varphi \quad (14)$$

onde:

P é a potência calculada (em watt);

V é a tensão medida (em volt);

i é a corrente medida (em ampère);

φ é o ângulo de fase entre a tensão e a corrente.

2.3 Cálculo da incerteza dos resultados

A incerteza de medição indica a precisão da medida executada. Para o caso de valores de tensão e corrente elétrica medidos por instrumentos calibrados na fábrica, a incerteza de cada uma das grandezas medidas separadamente é fornecida pelo fabricante. Porém, quando precisamos utilizar mais de uma grandeza obtidas através de medição direta para determinar uma terceira (como potência elétrica), será necessário calcular a incerteza combinada dos dois instrumentos. A potência elétrica determinada pela equação (14) apresenta uma incerteza ΔP , que é dada por [4]:

$$\Delta P = \sqrt{\left(\frac{\partial P}{\partial V} \Delta V\right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial i} \Delta i\right)^2} \quad (15)$$

onde:

P é a potência instantânea calculada;

V é a tensão medida em volts;

i é a corrente elétrica medida em ampère ;

ΔV é a incerteza da tensão medida, dada pelo catálogo do instrumento de medição;

Δi é a incerteza da corrente medida, dada pelo catálogo do instrumento de medição;

sendo,

$$\frac{\partial P}{\partial V} = i \quad (16)$$

e,

$$\frac{\partial P}{\partial i} = V \quad (17)$$

A equação (15) pode ser reescrita sob a forma

$$\Delta P = \sqrt{(i \cdot \Delta V)^2 + (V \cdot \Delta i)^2} \quad (18)$$

Finalmente, dividindo a equação (18) pelo produto $V \cdot i$, a incerteza dos resultados é dada pela equação (19):

$$\frac{\Delta P}{P} = \sqrt{\left(\frac{\Delta V}{V}\right)^2 + \left(\frac{\Delta i}{i}\right)^2} \quad (19)$$

onde os termos $(\Delta V/V)$ e $(\Delta i/i)$ são fornecidos pelo fabricante ou obtidos de calibração dos instrumentos.

2.4 Critério de Chauvenet para descarte dos dados inconsistentes

Durante a medição de grandezas envolvidas em procedimentos experimentais a ocorrência de dados pouco ou nada consistentes poderá estar presente. Neste caso, estes dados a serem descartados devem-se ao fato de que rajadas de vento de muito curta duração podem não ser suficientes para acelerar o rotor do aerogerador, mas poderão ser medidos pelo anemômetro. No caso da redução de velocidade do vento também com curta duração, o anemômetro poderá medir baixos valores de velocidade, enquanto que a rotação do aerogerador sofrerá muito pouca redução. Em ambos os casos, a corrente medida não terá relação com a velocidade do vento nos instantes considerados.

O descarte destes dados pode ser feito utilizando critérios apropriados. Um destes critérios é conhecido como “Critério de Chauvenet” [4], o qual apresenta um procedimento para selecionar quais dados serão excluídos da série de dados medidos de forma que o dado será descartado se a probabilidade de ocorrência do desvio por ele apresentado, em relação a média, for menor que $1/2n$ (onde n é o número de dados da amostra). O número de medidas

deve ser grande o suficiente para que a distribuição de probabilidade do erro seja considerada gaussiana. O procedimento a ser desenvolvido para aplicação do método é descrito a seguir. Primeiramente deve-se determinar a média aritmética da amostra utilizando-se a equação (20):

$$x_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (20)$$

onde n é o número de medições e x o valor da grandeza medida.

A equação (21) é utilizada para determinar o desvio d_i , de cada medida em relação a média.

$$d_i = x_i - x_m \quad (21)$$

A próxima etapa do procedimento é a determinação do desvio padrão σ , o qual é dado pela equação (22).

$$\sigma = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (d_i)^2 \right]^{1/2} \quad (22)$$

Finalmente, dividindo-se os desvios d_i pelo desvio padrão tem-se a relação d_i / σ , que deverá ser menor do que a mesma relação constante na tabela 1, a qual apresenta esta relação para cada número de dados constantes na amostra. Caso esta relação seja maior do que o valor da tabela, o dado medido deve ser descartado da amostra. Após o descarte dos dados duvidosos, uma nova média e desvio padrão deverão ser calculados [4].

Tabela 1 – Critério de Chauvenet para Rejeição de Dados Inconsistentes

Número de Medições (n)	Relação entre o máximo desvio aceitável e o desvio padrão (d_i / σ)
3	1,38
4	1,54
5	1,65
6	1,73
7	1,80
10	1,96
15	2,13
25	2,33
50	2,57
100	2,81
300	3,14
500	3,29
1000	3,48

[4]

3. EQUIPAMENTOS E INSTRUMENTAÇÃO UTILIZADOS

Para aquisição dos dados de vento utilizados neste trabalho foi instalada uma torre anemométrica com altura de 6 m contendo dois anemômetros com resolução de 0,1 m/s e incerteza de medição de 0,1 m/s, um sensor de direção com resolução de 1° e incerteza de medição de 1°, e um sistema de armazenamento de dados (*data logger*). Um anemômetro foi instalado a 4,5m de altura e o outro na provável altura do rotor do aerogerador que é de 6m.

O aerogerador analisado tem potência nominal de 250 watt, rotor de 1,12 m de diâmetro, sistema de controle de rotação por estol ativo controlado mecanicamente e encontra-se instalado em uma torre tubular também com 6 m de altura. A potência convertida é retificada para 12V_{CC} (valor nominal). O conjunto possui para armazenamento, um banco composto por

duas baterias 110 Ah cada, ligadas em paralelo. Para dissipação do excesso de energia o sistema conta com uma resistência de descarte com potência nominal de 250 Watt, garantindo que o aerogerador permaneça sempre conectado a alguma carga, evitando assim que o mesmo alcance rotações elevadas (mesmo com baixas velocidades do vento) e tornando possível o funcionamento do sistema de controle de rotação por passo controlado. A conversão $12V_{CC} / 120V_{CA}$ é feita por um inversor de frequência de 1000 Watt. O sistema conta, ainda com um controlador de carga que monitora a carga das baterias e direcionando a saída de energia para o banco de baterias, para o inversor de frequência ou para a resistência de descarte conforme a necessidade. O consumo da energia convertida é feito por um banco formado por três lâmpadas de 100 Watt cada, localizadas próximas à torre do aerogerador para iluminação deste durante a noite. O A figura 6 apresenta um desenho esquemático do sistema.

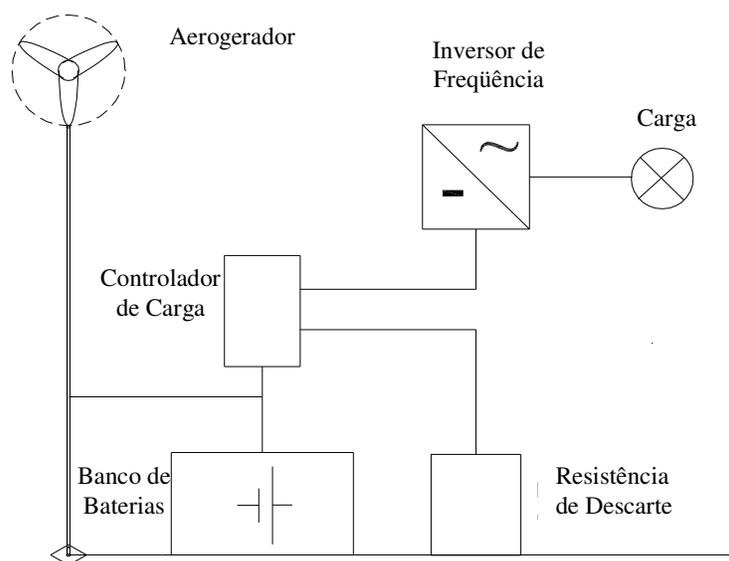


Figura 6 – Aerogerador instalado na Fundação Universidade Federal do Rio Grande

As medições de tensão foram feitas através de um multímetro, dotado de um sistema de armazenamento de dados com capacidade para armazenar quarenta mil dados, ligado aos terminais de saída do aerogerador, medindo e registrando os valores instantâneos da tensão. As medições foram feitas a cada 10 minutos no período entre 10 e 17 de março de 2006, sendo reduzido para 4 minutos no período entre 17 e 28 de março de 2006. De 17 de março até 25 de abril o intervalo entre medições foi alterado para 1 minuto.

As características deste multímetro, o qual é mostrado na figura 7, são:

- Resolução de 10 mV;
- Escala de 0 a 20V;
- Incerteza de medição de $\pm (0,06\% + 10 \text{ dígitos})$.



Figura 7 – Multímetro

No período de 10 de março de 2006 à 03 de abril de 2006, as medições de corrente foram feitas utilizando-se um amperímetro tipo alicate dotado de um sistema de armazenamento com capacidade para três mil e quinhentos dados com registro dos valores a cada medição efetuada, também ligado à saída de potência do aerogerador. Os intervalos entre medições também foram modificados durante os meses estudados. No período de 10 a 17 de março de 2006, o intervalo entre medições foi de 200s, sendo aumentado durante as medições feitas entre 17 e 28 de março de 2006 para 240s. De 28 de março à 06 de abril de 2006 o intervalo entre medições foi reduzido para 60s.

As características deste amperímetro, o qual é mostrado na figura 8, são:

- Resolução de 0,1A;
- Escala de 0 a 1000A;
- Incerteza de medição de $\pm (1,5\% +5 \text{ dígitos})$.



Figura 8 –Amperímetro utilizado para medição corrente

A partir do dia 03 de abril de 2006, foi instalado um multímetro do mesmo modelo utilizado para medição de tensão, com intervalo entre medições de 60s, permanecendo com este intervalo até o dia 25 de abril de 2006 (dia em que foram encerradas as medições de tensão e corrente). Este instrumento foi ligado em série com o circuito, sendo ligado entre a saída de potência do aerogerador e o banco de baterias.

No período de 03 à 06 de abril, as medições de corrente foram realizadas pelo amperímetro tipo alicate e pelo multímetro simultaneamente. No dia 06 de abril, o amperímetro tipo alicate foi retirado do circuito e as medições de corrente foram feitas apenas pelo multímetro, até o dia 25 de abril. As características deste instrumento, quando utilizado para medição de corrente, são:

- Resolução de 1 mA;
- Escala de 0 a 10A;
- Incerteza de medição de $\pm (0,2\% +4 \text{ dígitos})$.

4 METODOLOGIA APLICADA

4.1 Dados de vento

A torre anemométrica instalada contém um dos anemômetros instalado na altura provável do rotor do aerogerador, garantindo uma fonte mais segura dos dados a respeito do comportamento do vento no local. Este equipamento foi instalado no dia 11 de novembro de 2005, iniciando as medições às 15 horas e 39 minutos, registrando a média das velocidades, a velocidade máxima (rajada) e a média das direções. As leituras foram executadas durante os meses de novembro e dezembro de 2005, janeiro, fevereiro, março e abril de 2006. Com o auxílio das equações (1), (2), (3) e (4), determinou-se a função densidade de probabilidade de Weibull.

4.2 Construção da curva de potência do aerogerador

Para o monitoramento da energia convertida pelo aerogerador foram executadas medições da tensão e da corrente gerada durante o funcionamento do mesmo no período de 10 de março a 27 de abril de 2006. A potência convertida foi calculada utilizando-se a equação (14) e a incerteza dos resultados foi determinada utilizando a equação (19). Com os valores de potência calculados e a velocidade do vento medida no local, foi traçada a curva de potência para o aerogerador em estudo.

4.3 Determinação da energia convertida pelo aerogerador

Utilizando-se o procedimento descrito na seção 2.2 foi determinada a energia convertida pelo aerogerador durante os meses estudados. Para os meses de novembro e dezembro de 2005 e, janeiro, fevereiro e março de 2006, a energia convertida foi calculada através da curva de potência fornecida pelo fabricante. Para o mês de abril de 2006 a energia convertida foi calculada utilizando-se a curva de potência fornecida pelo fabricante e a curva de potência construída através dos dados medidos.

5. RESULTADOS OBTIDOS

5.1 Dados de vento

Os dados de vento medidos, mostrados a seguir, são referentes apenas ao anemômetro localizado a 6 m de altura, o qual está localizado na altura do rotor do aerogerador. No período entre 11 de novembro de 2005 e 17 de março de 2006, o sistema de medição e armazenamento de dados anemométricos efetuou medidas com intervalos de 1 minuto, registrando a média dos dados à cada 10 minutos. De 17 a 28 de março de 2006, os dados de vento foram medidos a cada 10 segundos, sendo a média registrada a cada 240 segundos. A partir de 28 de março de 2006 foram medidos os dados de vento a cada minuto, sendo registrados os valores instantâneos.

Os gráficos referentes aos dados de vento apresentados a seguir referem-se aos dados medidos no período de 1º a 31 de dezembro de 2005, para os demais meses estudados, os gráficos são apresentados nos anexos. A figura 9 mostra o perfil de velocidade do vento, a

distribuição de Weibull, os parâmetros de forma e escala para distribuição de Weibull e a velocidade média. A distribuição de frequência representa um percentual de tempo no qual um determinado valor de velocidade ocorreu e pode ser utilizada para avaliar a potência possível de ser convertida. A distribuição de Weibull apresenta uma boa aderência aos dados de vento representados no diagrama de distribuição de frequência. Este período apresentou uma velocidade média de 3,0 m/s a qual ocorreu, aproximadamente, durante 20% do período estudado.

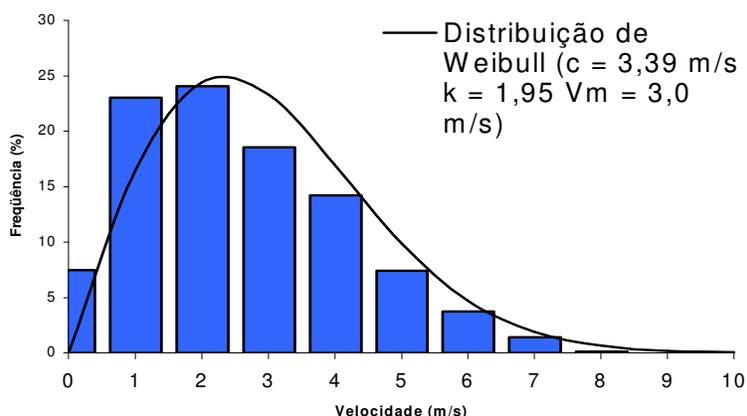


Figura 9 – Distribuições de velocidade para o mês de dezembro

Os dados referentes aos meses de novembro de 2005, janeiro, fevereiro, março e abril de 2006 foram utilizados juntamente com os dados apresentados para o mês de dezembro para construir a tabela 2, onde é apresentado um resumo dos resultados obtidos tais como: velocidade média; os parâmetros de forma e escala da distribuição de Weibull e o desvio padrão para cada mês estudado, durante o período compreendido entre 11 de novembro de 2005 e 25 de abril de 2006.

Tabela 2 – Resultados para os dados de vento

Mês (ano)	Vmédia (m/s)	Desvio padrão	k	c (m/s)
Novembro (2005)	2,7	1,26	2,17	3,04
Dezembro (2005)	2,69	1,57	1,80	3,57
Janeiro (2006)	2,70	1,20	2,22	3,04
Fevereiro (2006)	2,62	1,49	1,82	2,92
Março (2006)	2,70	1,33	2,16	3,04
Abril (2006)	2,40	1,26	1,96	2,71

5.2 Curva de potência

A curva de potência do aerogerador foi obtida inicialmente através de dados do fabricante, determinando-se assim, a potência gerada para velocidade do vento conforme ilustra o diagrama da figura 10. Esta curva foi utilizada juntamente com a distribuição de Weibull calculada a partir da velocidade do vento medida no local, para determinar a energia que poderia ser convertida pelo aerogerador em cada um dos meses estudados.

A curva também foi construída através da potência calculada com os dados de tensão e corrente medidos durante a operação do aerogerador, através do procedimento descrito na seção 4.2. O gráfico de tensão em função da velocidade do vento obtido através destas medições é mostrado na figura 11. Após a aplicação do critério de Chauvenet nestes dados, calculou-se o valor médio da tensão para cada classe de velocidade do vento, obtendo-se os valores utilizados para a construção do gráfico da figura 12. Através deste gráfico percebe-se que a tensão gerada não depende diretamente da velocidade do vento, pois permanece praticamente estável durante a operação, com a maior diferença entre os valores máximo e mínimo sendo menor que 1,0 V, dependendo apenas do estado de carga das baterias.

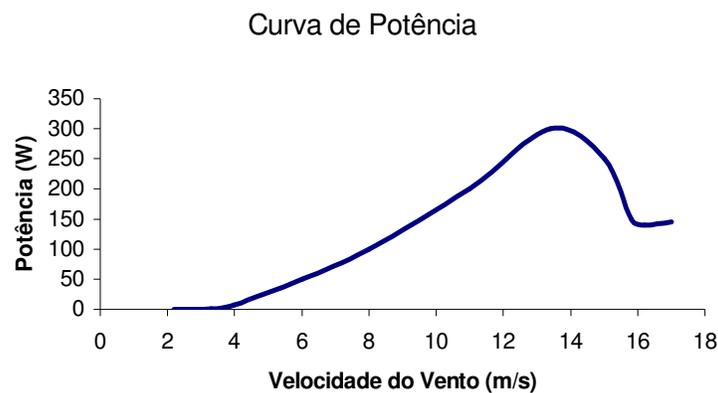


Figura 10 – Curva de potência obtida através de dados do fabricante

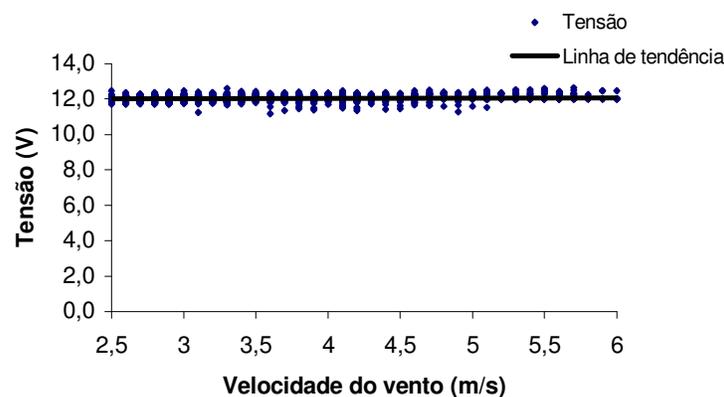


Figura 11 – Tensão em Função da Velocidade do Vento

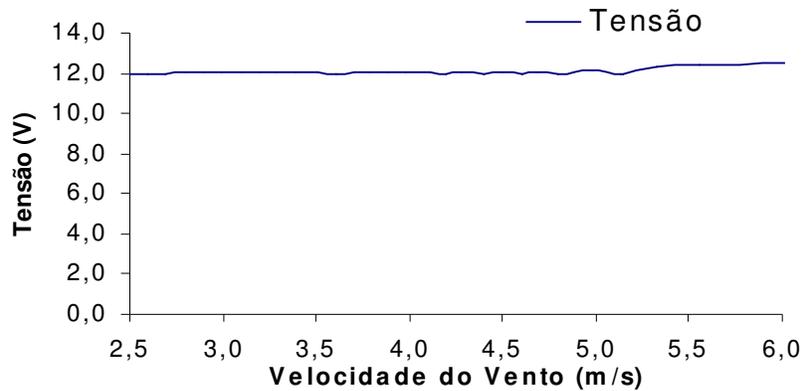


Figura 12 – Tensão média em função da velocidade do vento

A figura 13 apresenta a variação da tensão durante as 24 horas do dia 15 de abril de 2006, através do qual percebe-se que a tensão permanece praticamente constante durante este período.

A incerteza apresentada pelo instrumento de medição é bastante pequena (da ordem de mV) e pouco altera os resultados finais.

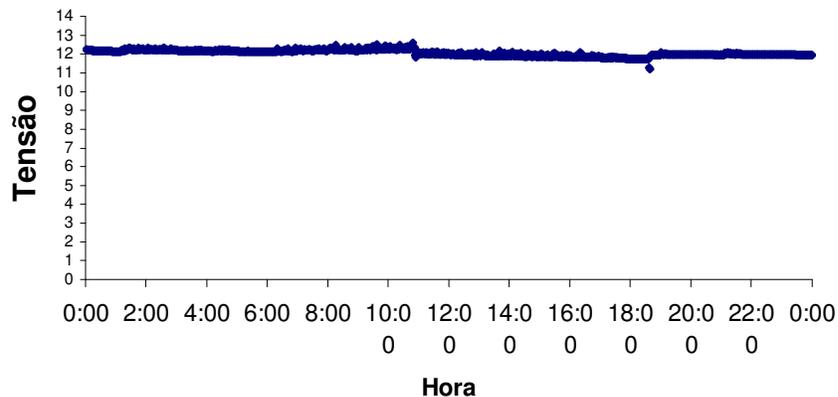


Figura 13 – Variação horária da tensão para o dia 15 de abril de 2006

A corrente, no entanto, depende diretamente da velocidade do vento crescendo na medida em que a velocidade do vento cresce, conforme é mostrado na figura 14. A incerteza dos resultados obtidos através das medições de corrente é bastante pequena (da ordem de mA) não acarretando, também, variações significativas no resultado.

Após a aplicação do critério de Chauvenet nos dados de corrente medidos, calculou-se o valor médio da corrente para cada classe de velocidade do vento, obtendo-se os valores utilizados para a construção do gráfico da figura 15, através do qual pode se verificar a variação da corrente com a velocidade do vento.

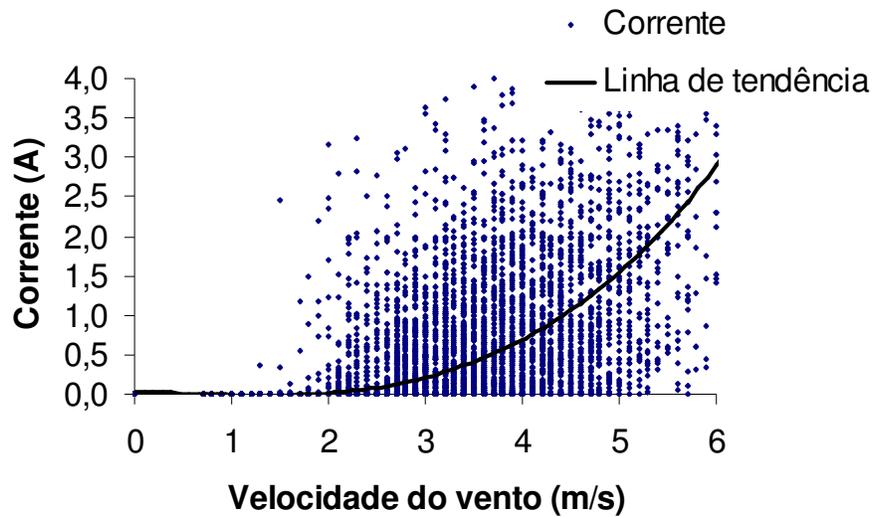


Figura 14 – Corrente em função da velocidade do vento

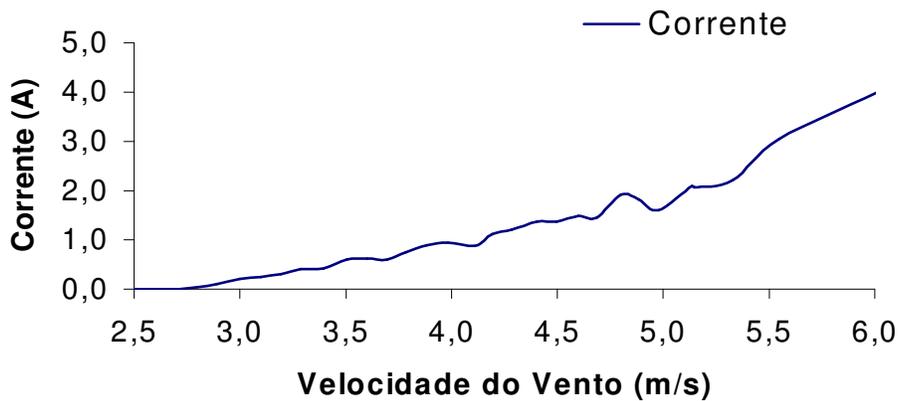


Figura 15 – Corrente média em função da velocidade do vento

A figura 16 apresenta a variação da corrente durante as 24 horas do dia 15 de abril de 2006, através do qual verifica-se a variação da corrente nos intervalos: das 2 horas às 6 horas e das 12 horas às 18 horas, aproximadamente.

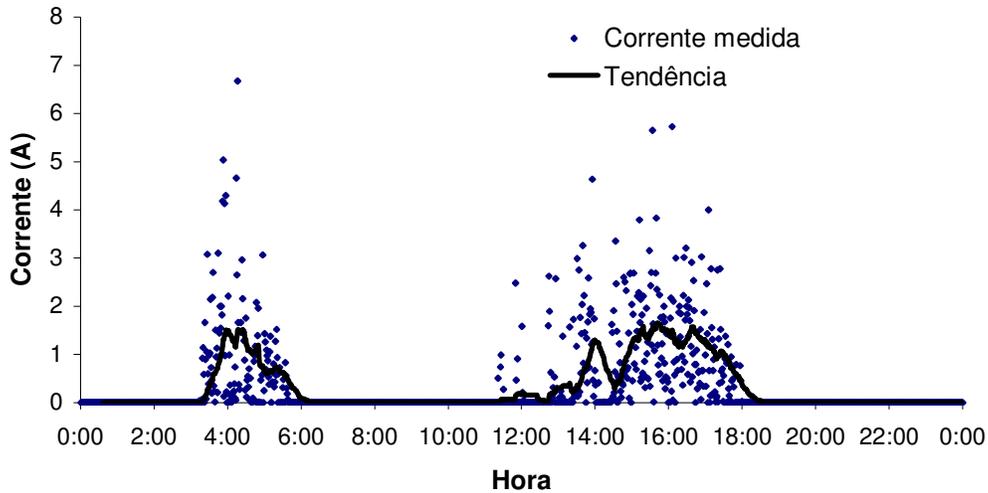


Figura 16 – Variação horária da corrente para o dia 15 de abril de 2006

A figura 17 apresenta a curva de potência construída, utilizando-se a potência calculada através da multiplicação dos dados de tensão e corrente, obtidos através destas medições, em função da velocidade do vento. Pode-se perceber através deste gráfico que a curva gerada é muito semelhante a curva da corrente em função da velocidade do vento visto, que a tensão permanece praticamente constante. A incerteza para os valores calculados foi determinada conforme descrito na seção 2.3 e a sua influência sobre os resultados é bastante pequena (da ordem de mW).

A figura 18 mostra as curvas que expressam: a potência convertida segundo o fabricante e a potência realmente convertida (calculada através dos dados medidos). Através destas curvas pode-se observar que os valores de potência fornecidos pela curva do fabricante são bem próximos dos valores de potência verificados na prática para as mesmas velocidades do vento.

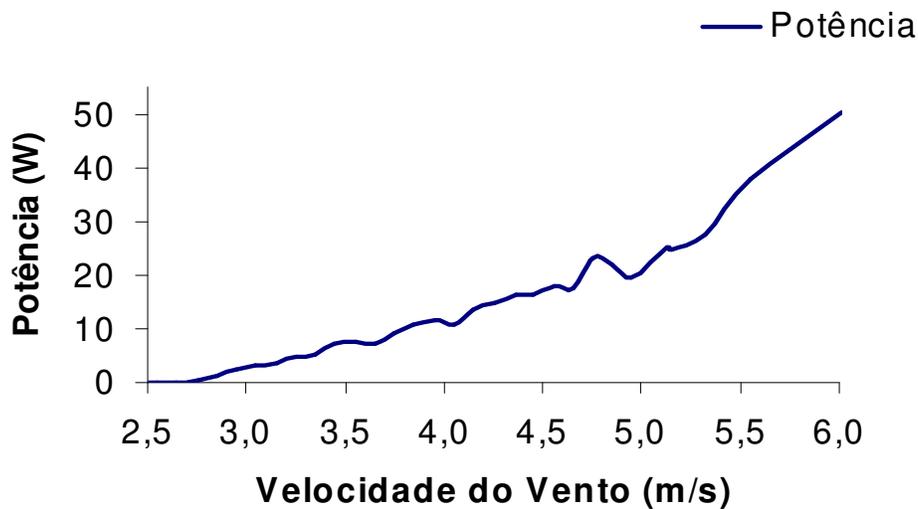


Figura 17 – Curva de potência obtida através de dados medidos

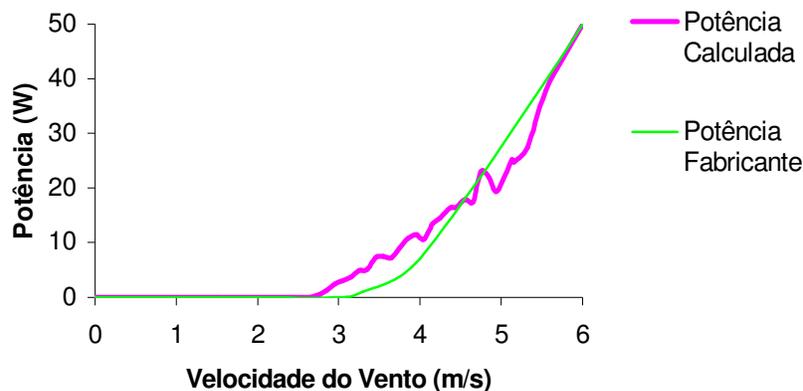


Figura 18 – Comparação entre as curvas de potência calculada e do fabricante

5.3 Energia convertida e energia disponível

A energia que teoricamente seria convertida pelo aerogerador, calculada utilizando-se os dados fornecidos pelo fabricante é apresentada no gráfico da figura 19, juntamente com a energia disponível no vento para o mesmo período, sendo estes valores lidos na ordenada do lado esquerdo do gráfico. Este gráfico também apresenta a curva de potência do aerogerador segundo dados do fabricante, cujos valores são lidos na ordenada do lado direito. Estas grandezas são expressas em função da velocidade do vento para o período considerado, o qual está compreendido entre 1º e 31 de dezembro de 2005.

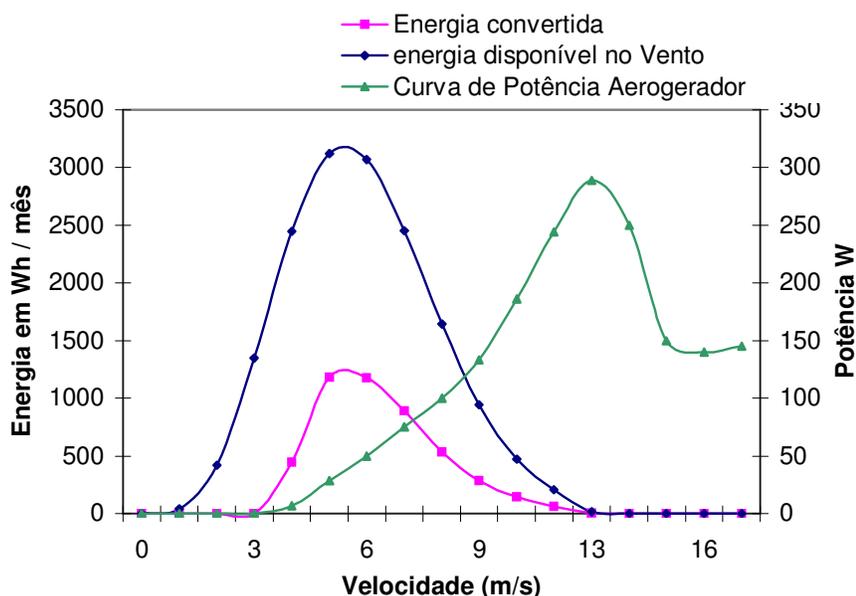


Figura 19 – Curvas da energia e potência expressas em função da velocidade do vento

A tabela 3 apresenta um resumo dos resultados obtidos para a energia convertida pelo aerogerador, para cada um dos meses analisados neste trabalho. Para o mês de abril foram considerados os dados referentes a curva traçada com os dados do fabricante e a curva traçada

com a potência calculada utilizando-se os dados medidos. Durante o mês de abril, a energia convertida determinada utilizando-se a curva de potência calculada, foi maior do que a energia que seria convertida, se o aerogerador mantivesse o comportamento previsto na curva do fabricante. O fator de capacidade também apresentou um valor mais elevado, quando obtido através da potência calculada. Os valores obtidos para o fator de capacidade foram muito pequenos devido aos baixos valores e pequena constância das velocidades do vento acima de 3,0 m/s, ocorridas.

Tabela 3 – Energia convertida e consumida

Mês (ano)	Energia Consumida (Wh)	Energia Convertida (Wh)
Novembro (2005)	-	1.946,12
Dezembro (2005)	1704	8.937,67
Janeiro (2006)	1060	3.200,50
Fevereiro (2006)	545	2.190,58
Março (2006)	2653	3.325,12
Abril (2006) Potência fabricante	252	1.841,26
Abril (2006) Potência calculada	252	2091,47

6. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a análise do desempenho de um sistema de conversão de energia eólica através de um aerogerador, que opera com velocidade variável. O desempenho foi avaliado utilizando-se os valores medidos de tensão e corrente que foram gerados para cada velocidade do vento experimentada durante o seu funcionamento. Também foi feita a análise do potencial eólico do local, na altura do rotor deste aerogerador, através dos dados de vento medidos.

As principais conclusões obtidas são:

- ✓ o potencial eólico do local, na altura do rotor do aerogerador, mostrou-se baixo para os meses estudados, os quais apresentaram períodos de calmaria muito grandes, permitindo um consumo bastante reduzido de energia elétrica;
- ✓ na faixa de velocidades em que o aerogerador foi colocado em operação o seu desempenho foi muito próximo do desempenho esperado, quando comparado com os dados fornecidos pelo fabricante do equipamento sendo, por vezes, melhor do que este;
- ✓ devido ao fato da faixa de velocidades do vento estar muito próxima da velocidade do vento em que o aerogerador entra em operação e que na situação real de operação o equipamento está sujeito a rajadas, que podem ser de muito curta duração, as quais podem não ser capazes de acelerar o equipamento na mesma proporção em que o anemômetro é acelerado devido a diferença na inércia destes, algumas oscilações são evidenciadas na curva de potência calculada;
- ✓ visto que a tensão de geração é sempre próxima a $12 V_{CC}$, a energia convertida depende essencialmente da corrente, a qual varia sensivelmente com a velocidade do vento.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALDABÓ, Ricardo. Energia Eólica. São Paulo. Artliber Editora. 2002. 157 p.
2. Danish Wind Industry Association. Disponível em: <<http://www.windpower.org/>>. Acessado em: 07/11/2004
3. EGGLESTON, M. David e STODDARD, S. Forrest. Wind Turbine Engineering Design. Copyright. 1987. 352 p. ISBN 0-0442-22195-9.
4. HOLMAN, J. P. Experimental Methods For Engineers. 6ª ed. Copyright, 1994. ISBN 0-07-029666-9
5. LOPES, T. M. F., and ALMEIDA J. A., 2003, " Análise de Dados da Velocidade do Vento e Potencial Eólico na Cidade do Rio Grande", Anais do II Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, (CD-ROM).
6. MACEDO, Wilson Negrão, Estudos de Sistemas de Geração de Eletricidade Utilizando as Energias Solar Fotovoltaica e Eólica, Belém, 2002. 154 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UFPA – Universidade Federal do Pará.
7. MELLO, V.F.e SILVA, W.S., 2003, "Análise da Viabilidade Econômica de Instalação de Uma Turbina Eólica na Lagoa dos Patos", Projeto de Graduação em Engenharia Mecânica da Fundação Universidade Federal do Rio Grande.
8. OLINTO, C. R., Lopes, T. M. F., et al, 2001, " Metodologia para Obtenção de Potencial Eólico sobre o Mar a partir de Dados de Vento Medidos no Continente", Anais do XIV Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos e V Simpósio de Hidráulica e Recursos Hídricos dos Países de Língua Oficial Portuguesa (CD-ROM).
9. OLINTO, C. R., 2001, "Um Estudo Sobre Métodos e Técnicas para Aproveitamento de Energia Eólica com Aplicação à Região Sul do Extremo Sul do Rio Grande do Sul", Tese de Mestrado em Engenharia Oceânica da Fundação Universidade Federal do Rio Grande.
10. SILVA, F.J.L. e AMARANTE, O. A. C. Atlas Eólico Brasileiro, 2000. (CD-ROM)
11. SIMONE, Gílio Aloísio, Máquinas de Indução Trifásicas, Érica. 2000. ISBN 7082.
12. VALE, Silvio Bispo do, Monitoração e Análise de Um Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade. Belém, 2000. 176 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UFPA – Universidade Federal do Pará.