



EDUARDO VICTOR DIAS

**VARIAÇÃO INTERANUAL DOS VENTOS DO
NORDESTE**

LAVRAS – MG

2013

EDUARDO VICTOR DIAS

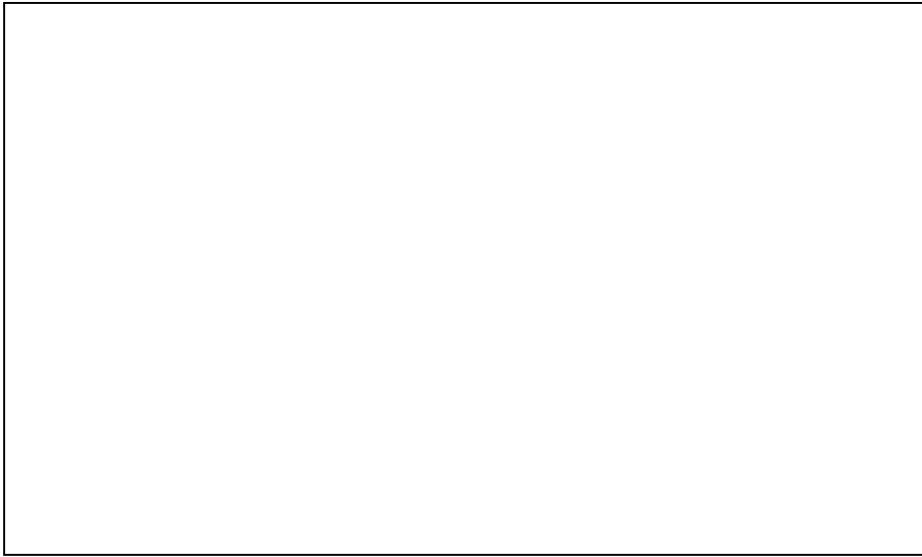
VARIAÇÃO INTERANUAL DOS VENTOS DO NORDESTE

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Curso de Pós-Graduação em Formas Alternativas de Energia, para obtenção do título de Especialista em Formas Alternativas de Energia

ORIENTADOR
PROF. CARLOS ALBERTO ALVARENGA

LAVRAS – MG

2013



EDUARDO VICTOR DIAS

VARIAÇÃO INTERANUAL DOS VENTOS DO NORDESTE

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Curso de Pós-Graduação em Formas Alternativas de Energia, para obtenção do título de Especialista em Formas Alternativas de Energia

APROVADA em _____ de _____ de _____

Dr.

Dr.

Dr.

PROF. CARLOS ALBERTO ALVARENGA

LAVRAS – MG

2013

Dedico,

À minha querida Pâmela,

my wonderwall.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, à minha família, que nunca economizou esforços para que eu tivesse oportunidades em ter uma educação sólida e de qualidade. Em especial, à minha mãe, *auxiliadora* em todas as horas que necessitei. Ao meu pai, que mesmo a distância, sempre acompanhou minha formação.

À minha namorada Pâmela, doce como mel pela significação do nome e pelas próprias atitudes.

Aos amigos da Voltalia Energia do Brasil, Ricardo, Pierre, Laurene e Natália, onde iniciei meus conhecimentos em projetos eólicos e troquei muitas informações e alegrias.

Aos amigos da Atlantic Energias Renováveis, Henrique, Miguel, Bárbara, Rafael, Cibele, Thiago e Marcelo, pela troca de conhecimento e confiança.

À Universidade Federal de Lavras (UFLA) pela oportunidade de especialização num ramo de estudo ainda raro no Brasil. Ao professor Carlos, pela orientação. Ao professor Gilmar, pela presteza.

Ao INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) por organizar e fornecer os dados de estações meteorológicas, fundamentais para este trabalho.

A todos que acreditam nas energias renováveis e tornam estes projetos uma realidade.

Eduardo Victor Dias

“Os ventos do norte
não movem moinhos.”

Secos & Molhados
em Sangue Latino, 1973

RESUMO

A qualidade de vida de uma sociedade está intrinsecamente ligada ao seu consumo de energia. Neste contexto, as fontes renováveis de energia são apresentadas como alternativa para o suprimento de eletricidade de forma sustentável e com baixo impacto ambiental. Ultimamente, têm crescido de forma acelerada a participação da energia eólica na matriz energética brasileira. Esta fonte responde hoje com 1888MW instalados, relativos então a 1,5% de toda a energia produzida pelo país. O que é pouco, porém tem para os próximos três anos em torno de 6500MW em projetos contratados devem entrar em operação. Por ser uma indústria nova, muitos aspectos relativos à energia eólica dependem de capital e tecnologia estrangeiras, seja na forma de equipamentos, mão-de-obra ou metodologias. Uma grande incerteza acerca da produção eólica é seu comportamento ao longo do tempo, visto que o vento tem uma natureza variável. Nos estudos de produção eólica, em geral, adota-se a premissa que o vento brasileiro tem um comportamento semelhante com o vento europeu, em termos de variabilidade interanual. Os resultados obtidos, consolidados através dos dados coletados e analisados de 6 (seis) estações do litoral do Nordeste mostram que a variação interanual dos ventos nordestinos é bastante semelhante a variação europeia, atingindo o valor de variação típica na velocidade média anual do vento de 6%. O resultado da pesquisa ajuda então a confirmar o que era até o momento uma premissa, quantificando a variação típica na velocidade média do vento para a realidade nordestina.

Palavras chave: Variabilidade interanual, produção eólica, análise de incertezas.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Modelo conceitual de circulação global modificado (Lutgens ET Tarbuck, 1995)	15
Figura 2 - Aerogeradores e suas respectivas curvas de potência	18
Figura 3 - - Distribuição de Weibull para a estação de Natal – RN	19
Figura 4 - Distribuição de Weibull para a estação de Parnaíba – PI	20
Figura 5 – Incerteza da variabilidade do vento europeu	25
Figura 6 – Função de distribuição normal	29
Figura 7 – Probabilidade de exceder (P50, P75, P90...)	30
Figura 8– Mapa das estações e variações interanuais do Nordeste	35
Figura 9– Mapa de variações interanuais da Europa	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Exemplo de cálculo da produção eólica	21
Tabela 2 - Quadro de incertezas (passado)	27
Tabela 3 - Quadro incerteza do vento futuro	27
Tabela 4 - Quadro incerteza global	28
Tabela 5 - Localização das estações meteorológicas	32
Tabela 6 - Variações Interanuais	34

LISTA DE ABREVIATURAS

P	Potência
E	Energia
V	Velocidade
Pn	Potência nominal
I	Incerteza
VI	Varição interanual
P50	Probabilidade de 50% de ser superada
P90	Probabilidade de 90% de ser superada
Pch	pequena central hidrelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

Δ	variação
t	tempo
m	massa
ρ	massa específica
k	fator de forma
C	parâmetro de escala
W	watt
kW	kilowatt
MW	megawatt
h	hora
σ	desvio-padrão
\bar{x}	valor médio

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	12
2.	REFERENCIAL TEÓRICO	14
2.2	Os aerogeradores e sua curva de potência	16
2.3	O vento e a distribuição de Weibull.....	18
2.4	Cálculo da energia produzida por um aerogerador	20
2.5	Análise de Incerteza	22
2.5.1	Incertezas relativas ao vento.....	23
2.5.2	Incerteza na energia	25
2.5.3	Incerteza do vento futuro.....	25
2.5.4	Sensibilidade.....	26
2.5.5	Cálculo da incerteza global.....	26
2.6	Análise das incertezas e a probabilidade de exceder (P50, P75, P90...)	28
3.	MATERIAL E MÉTODOS	31
3.1	A escolha das estações meteorológicas.....	31
3.2	Localização das estações meteorológicas	32
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	33
5.	CONCLUSÃO.....	37
	REFERÊNCIAS	38
	ANEXOS	40

1. INTRODUÇÃO

O consumo de energia é uma questão de grande importância para o desenvolvimento da sociedade. Os países emergentes têm experimentado uma demanda de energia de forma acelerada, seja para a produção de bens materiais ou para a utilização de bens de consumo e serviços. As fontes renováveis de energia são apresentadas como alternativa para atender as demandas de eletricidade de forma sustentável e com baixo impacto ambiental.

A geração eólica no Brasil é ainda bastante nova e pouca representativa, apenas em 2011 conseguiu passar a marca de 1000 MW em operação, o que corresponde com um pouco mais de 1% de todos os projetos em operação no país (ANEEL, 2011). Contudo, os projetos de energia eólica no Brasil têm experimentado um crescimento vertiginoso nos últimos anos. Não é exagerado comentar que há uma onipresença eólica nos leilões de energia que o governo realiza, em geral, anualmente. No primeiro leilão exclusivo da fonte eólica, realizado em dezembro de 2009, o governo contratou 1.805 MW, já em agosto de 2010 ocorreram 2 (dois) leilões onde o governo contratou outros 2047 MW. Em 2011 foram realizados 3 (três) leilões que contrataram 2904MW e em 2012 foi contratado mais 282MW. Destaca-se que somente em 2009 o leilão foi exclusivo para fonte eólica, em todos outros certames houve disputa direta com projetos de outras fontes, como projetos hídricos (pchs), biomassa (térmicas a biomassa) e gás natural. Mesmo com disputa entre diversas fontes, os projetos eólicos têm se sobressaído. Devido a toda uma conjuntura regulatória, tecnológica e econômica, o mercado está

favorável e os preços atrativos, tanto para fabricantes de aerogeradores, governo e investidores.

Dos empreendimentos contratados (algo em torno de 300 projetos nos leilões realizados em 2009, 2010, 2011 e 2012) a grande maioria, localiza-se no Nordeste brasileiro, o que têm movimentado a economia da região com construção de parques, abertura de fábricas e geração de inúmeros empregos diretos e indiretos. Porém, como o prazo para a entrega da energia vendida nos leilões é de 03 (três) anos, a grande maioria dos projetos já contratados ainda está por operar. Fica a questão se todos os projetos serão realmente construídos e se gerarão o montante de energia prometido.

Como a geração eólica no Brasil é bastante nova, há importação de vários aspectos, físicos (como aerogeradores importados ou partes destes importadas), mão-de-obra especializada estrangeira e também metodologias, nem sempre adaptadas para a realidade brasileira. Em relação ao cálculo de energia e a previsão de como esta energia variará no futuro, devido à falta de estudos e de base de dados de vento de longo-prazo, adota-se, em geral, que a variabilidade do vento no Brasil será semelhante à variabilidade do vento europeu.

Este estudo se propõe a investigar esta consideração, recolhendo dados de vento de estações do Nordeste e comparando com os estudos de estações européias.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

O vento é o ar em movimento. De forma geral, este movimento é causado pelo aquecimento desigual da superfície terrestre, onde a irradiação solar incide com maior intensidade nas regiões próximas ao Equador. Através das diferenças de temperatura e pressão, correntes de convecção são criadas e promovem a circulação das camadas de ar. Estima-se que 2% da energia solar total que atinge a Terra seja convertida em energia eólica (Amarante, 1984).

Para caracterizar os ventos da região de estudo (região nordestina brasileira) se deve observar que na zona equatorial há uma faixa de baixas pressões, devido à maior incidência de radiação solar, e uma zona de alta pressão localizada em torno de 30 ° S. A circulação dessas massas de ar formam os ventos alísios, que sopram do nordeste no hemisfério norte e do sudeste no hemisfério sul.

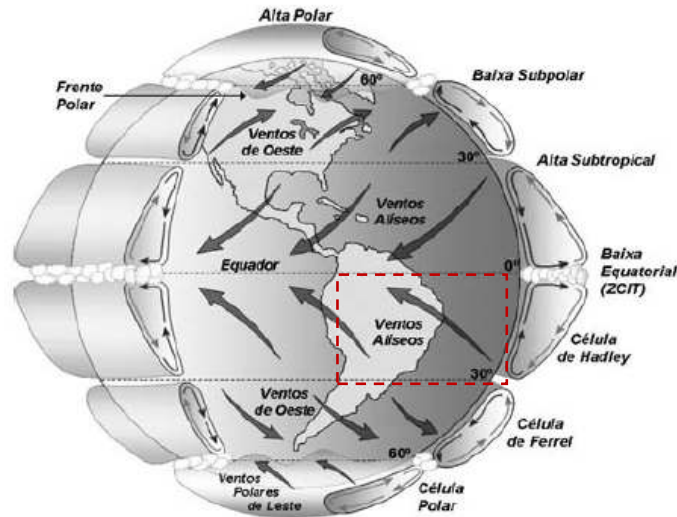


Figura 1 - Modelo conceitual de circulação global modificado (Lutgens ET Tarbuck, 1995)

Pode-se também facilmente demonstrar que o vento carrega consigo energia.

A energia E contida em uma corrente de ar de massa específica ρ atravessando uma área A em um intervalo de tempo Δt é proporcional ao cubo da velocidade v dessa corrente, resultando em uma potência P que pode ser expressa por:

$$P = \frac{E}{\Delta t} = \frac{\frac{1}{2} m \cdot v^2}{\Delta t} = \frac{\frac{1}{2} \rho \cdot \text{vol} \cdot v^2}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot \frac{l}{\Delta t} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Equação 1- potência do vento

Potência \sim velocidade³

Equação 2 – relação da potência do vento



A extração desta energia contida no vento vem motivado o homem há bastante tempo. Gasch e Twele (2002) detalham a evolução da tecnologia da energia eólica desde seu emprego em moinhos de vento a partir de 1700 a.C. até os modernos aerogeradores de eletricidade.

2.2 Os aerogeradores e sua curva de potência

A conversão da energia do vento em energia elétrica realizada pelo mecanismo de uma turbina eólica também não se dá de forma linear. Resumidamente, a energia cinética (energia de movimento) do vento é convertida em energia mecânica pelo giro das pás do rotor e transformada em energia elétrica pelo gerador. Tipicamente, um aerogerador começa a produzir potência a um mínimo de velocidade do vento, cerca de 4 m/s, velocidade chamada de *cut-in*. Para velocidades superiores, essa potência cresce aproximadamente com o cubo da velocidade até o limite máximo do gerador elétrico, que é a potência nominal do aerogerador, ocorrendo em cerca de 12 m/s. Para velocidades superiores a esta, mecanismos aerodinâmicos do projeto do rotor procuram conter um aumento da potência, mantendo-a próxima ao valor nominal. Se o vento chega a velocidades extremas, como superiores a 25 m/s, a turbina eólica se desliga por motivos de segurança, esta é sua velocidade de *cut-out*.

Embora semelhantes nessas linhas gerais, cada modelo de turbina eólica reage de maneira ligeiramente diferente às diferentes velocidades de vento. Tal comportamento é representado no gráfico chamado “curva de potência”, característico de cada aerogerador, ou seja, de cada modelo, para certa massa específica do ar, que deve ser informada pelo fabricante.

A curva de potência varia com a massa específica do ar, visto que este é um fator determinante da energia contida no vento (vide Eq.1). As figuras a seguir apresentam curvas de potência de diversos modelos de aerogeradores presentes no mercado brasileiro.

	
<p>Fabricante: Alstom Modelo: Eco 80 Potência nominal: 1,67 MW Diâmetro do rotor: 86m</p>	<p>Fabricante: Enercon Modelo: E82 Potência nominal: 2 MW Diâmetro do rotor: 82m</p>
	
<p>Fabricante: General Electric (GE) Modelo: sle1.5 Potência nominal: 1,5 MW Diâmetro do rotor: 77m</p>	<p>Fabricante: Vestas Modelo: V90 Potência nominal: 1,8 MW Diâmetro do rotor: 90m</p>

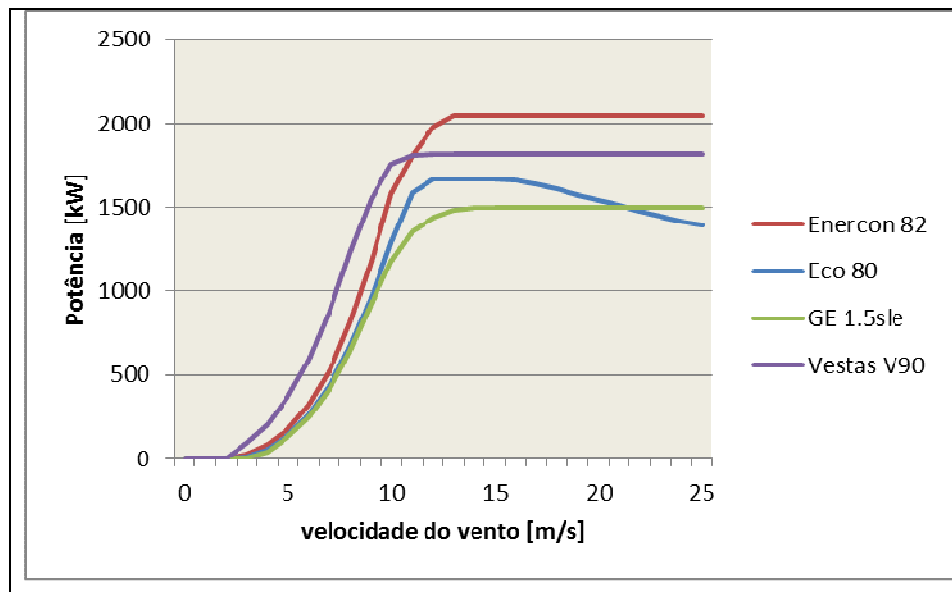


Figura 2 - Aerogeradores e suas respectivas curvas de potência¹

Conforme já citado, observa-se que há diferenças entre as velocidades de cut-in, cut-out e potência nominal de cada modelo.

2.3 O vento e a distribuição de Weibull

Hennessey (1977) notou que os mínimos parâmetros estatísticos requeridos para se estimar o potencial energético do vento são a velocidade média e seu desvio padrão. No estudo da energia eólica, a distribuição de Weibull (criada por Wallodi Weibull na década de 30) é bastante aceita para representar a distribuição de velocidades do vento e suas características, assim como é uma ferramenta para a análise da potência e geração de energia.

¹ Os dados da curva de potência, assim como as imagens, foram retirados dos sites dos fabricantes.

A distribuição de Weibull depende de dois parâmetros, k e C , respectivamente fator de forma e parâmetro de escala, estes se relacionam com a velocidade do vento da seguinte maneira:

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

Equação 3 – distribuição de Weibull

Onde, V é a velocidade do vento, k é o fator de forma e C é o parâmetro de escala.

A seguir alguns exemplos de distribuições de Weibull aplicadas em estudos de vento:

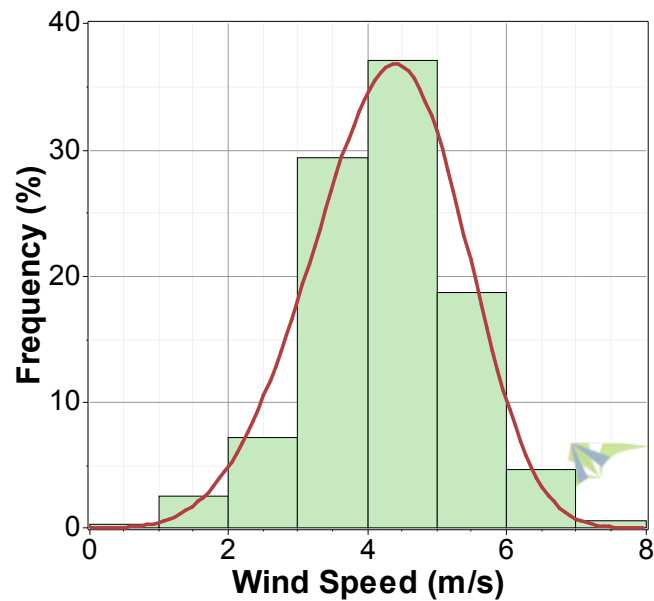


Figura 3 - Distribuição de Weibull para a estação de Natal – RN medida a 10m durante o ano de 2010 ($k=4.528$; $C=4.655$)

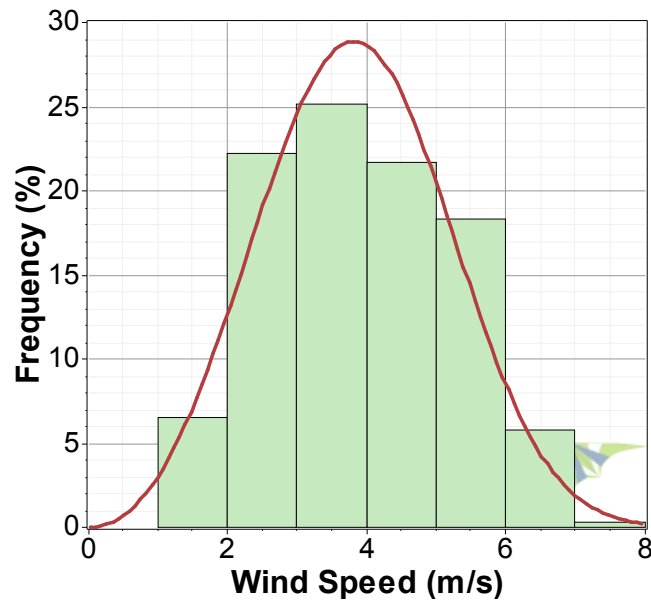


Figura 4 - Distribuição de Weibull para a estação de Parnaíba – PI medida a 10m em 2010 ($k=3.199$, $C=4.305$)

2.4 Cálculo da energia produzida por um aerogerador

A produção da energia eólica é o resultado do produto da distribuição de vento com a curva de potência do aerogerador para cada instante. De forma geral, pode-se dizer que:

$$Energia = t \int_{V_{cut-in}}^{V_{cut-out}} f(V) \cdot P(V) \cdot dV$$

Equação 4 – cálculo da energia

Onde, t é o tempo, V é velocidade, P é a potência, V_{cut-in} é a velocidade de cut-in e $V_{cut-out}$ é a velocidade de cut-out.

Em geral, calcula-se a energia média anual e neste caso a variável t assume o valor de 8760 horas.

É também comum, além de mostrar o resultado em kWh/ano, apresentar em termos de fator de capacidade [%], sendo este parâmetro a relação da energia produzida pela energia máxima possível, considerando a potência nominal do aerogerador.

$$\text{fator de capacidade} = \frac{\text{Energia}}{t \cdot P_n}$$

Equação 5 – fator de capacidade

Onde t é o tempo (para 1 ano, adotar 8760 horas) e P_n é a potência nominal do aerogerador.

O exemplo hipotético-numérico a seguir tem o intuito de ilustrar os passos necessários para o cálculo:

Tabela 1 - Exemplo de cálculo da produção eólica

Velocidade de vento	Distribuição do vento	Curva de Potência do aerogerador	Energia elétrica gerada - kWh/ano
V (m/s) ₁	Freq.(%)	P (kW)	Eq. 4
0 - 3	10	2	1,752
3 - 5	15	56	73,584
5 - 7	20	240	420,480
7 - 9	25	626	1,370,940
9 - 11	25	1223	2,678,370
11 - 13	3	1900	499,320

13 - 15	1	2230	195,348
15 - 17	1	2310	202,356
17 - 19	0	2310	0
19 - 21	0	2310	0
Total	100	xxx	5,442,150
fator de capacidade (Eq.5)			27%

No exemplo acima, foi escolhido o aerogerador E-71, da fabricante Enercon², com 71m de diâmetro de rotor e potência nominal de 2.3MW. Para a condição de vento hipotética, observa-se que o somatório da energia gerada em cada faixa de velocidade resultaria em uma produção de 5.442.150,00 kWh/ano, tendo assim, um fator de capacidade de 27%.

2.5 Análise de Incerteza

Todo resultado de medição carrega consigo uma incerteza. O cálculo da energia produzida por um aerogerador está sempre sujeito a incertezas que devem ser consideradas para que seja atingido um maior grau de precisão no resultado (GARRAD et al, 1997).

As incertezas podem ser calculadas ou estimadas. A seguir relatam-se as principais incertezas consideradas no cálculo da produção eólica.

² Os valores relativos ao aerogerador foram retirados do site do fabricante

2.5.1 Incertezas relativas ao vento

As incertezas relativas ao vento possuem diversos fatores. Primeiramente, se pode citar a medição em si, ou seja, o instrumento que mede a velocidade do vento (anemômetro) e o instrumento que mede a direção do vento (biruta ou *wind-vane*) carregam consigo uma incerteza. Recomenda-se a calibração destes instrumentos justamente para auxiliar o projetista eólico a quantificar esta incerteza. Nomeia-se esta incerteza como “precisão das medições”.

O vento pode ser medido em uma estação de medição, em geral, em uma torre anemométrica ou em várias. Muitas vezes correlaciona-se dados de diferentes estações, qualidade e períodos, havendo então uma incerteza relativa à correlação.

O vento não será medido (velocidade e direção), no exato ponto onde será colocado o aerogerador. Com isto, existem as parcelas de incerteza na extrapolação vertical e extrapolação horizontal do vento. Em geral, o cálculo da extrapolação horizontal e vertical da velocidade e direção do vento é realizado por modelos matemáticos que incorporam as equações da mecânica dos fluidos, cita-se o programa computacional WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) desenvolvido pelo Risoe (Dinamarca) como o software-padrão da atual indústria eólica (Mortesen et AL., 1993).

Os modelos matemáticos não são capazes de prever o regime de ventos em todos os casos. A complexidade do terreno pode gerar incertezas em relação à topografia.

A velocidade do vento é estocasticamente variável ao longo de um período histórico e também ao longo de um período futuro. Em geral, é assumido que a variabilidade da velocidade anual é a mesma para um período no passado e no futuro.

Em algumas regiões existem dados suficientes para descrever o valor específico para a variabilidade na velocidade anual. Na ausência desses dados, uma variabilidade anual fixa é utilizada.

Na Europa, por exemplo, foram reunidos os conjuntos de dados de vento de cerca de 30 anos de duração, e para cada local foi calculada a média de cada ano, juntamente com seu desvio-padrão. Verificou-se que a taxa variou muito pouco de local para local. Assim, na Europa, adota-se como variabilidade interanual da velocidade do vento o valor de 6%, conforme demonstram diversos estudos (Thomas et al, 2009).

Verificou-se também que a incerteza na variação do vento decai com o tempo de forma exponencial, segundo a relação:

$$\text{incerteza} = \frac{\text{variabilidade do vento}}{\sqrt{\text{tempo}}}$$

Equação 6 – incerteza da variabilidade do vento

Onde o tempo é, em geral, expresso em anos.

Com isto, para o vento típico europeu obtêm-se a seguinte curva característica:

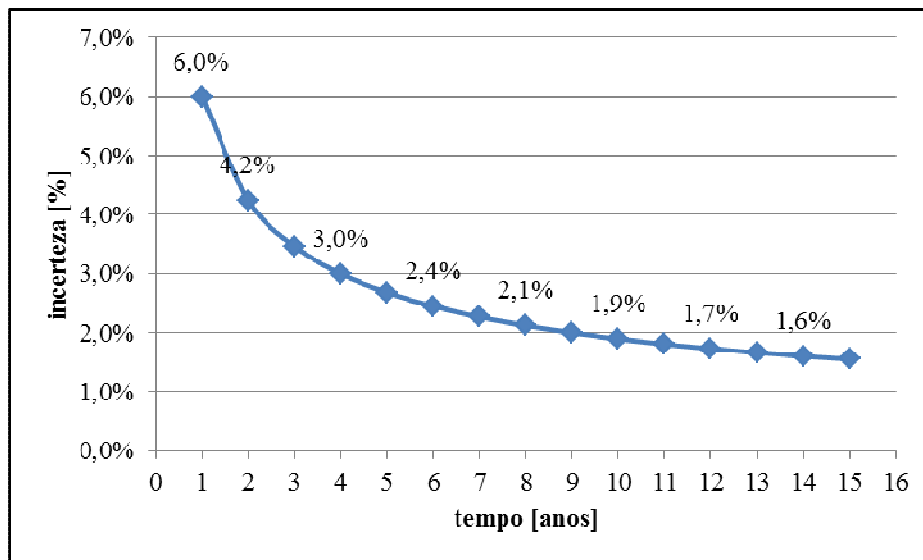


Figura 5 – Incerteza da variabilidade do vento europeu

2.5.2 Incerteza na energia

A curva de potência apresentada pelo fabricante é muitas vezes teórica, pois foi levantada em ambientes e condições (temperatura, pressão, etc) diferentes daquelas experimentadas no local de instalação do aerogerador. Há também o risco do aumento da depreciação da curva com o tempo e o maior risco de pior desempenho em um ano aleatório. Por isto, associa-se a curva de potência uma incerteza.

2.5.3 Incerteza do vento futuro

Mesmo que a velocidade média do vento de longo prazo estivesse perfeitamente definida, existe uma incerteza associada à variação das velocidades médias de vento no futuro (Pereira, 2010).

Para a incerteza futura, adota-se a mesma curva variabilidade (Eq.6) normalmente determinadas para 01 (um) ano para avaliar a incerteza sobre um único ano em operação da central eólica, 10 (dez) anos que é um período típico para se obter o retorno do investimento e 20 (vinte) anos como sendo a vida útil da central eólica.

2.5.4 Sensibilidade

As incertezas até o momento apresentadas estão divididas em incertezas relativas ao vento e a energia. O parâmetro de sensibilidade $\Delta E/\Delta V$ (variação da energia produzida, E, em função da variação da velocidade do vento, V), converte todas as incertezas para uma mesma unidade.

2.5.5 Cálculo da incerteza global

Todos os valores de incerteza acima citados são considerados de forma independente para o cálculo da incerteza global:

$$\text{Incerteza global} = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots}$$

Equação 7 – incerteza global

Onde I é cada incerteza independente.

Em estatística, nos eventos independentes, se uma fonte de incerteza é muito grande, se torna dominante em relação às demais. Por exemplo:

$$\text{Incerteza}_{\text{dependente}} = 7 + 6 + 5 = 18$$

$$\text{Incerteza}_{\text{independente}} = \sqrt{7^2 + 6^2 + 5^2} = 10,48$$

Considerando um caso hipotético de um projeto eólico com vento típico europeu, um ano de medição, valor da incerteza da curva de potência de 8% e fator de sensibilidade de 2,5 (incerteza na energia = incerteza no vento*2,5), têm-se:

Tabela 2 - Quadro de incertezas (passado)

Fonte de Incerteza	tipo	incerteza	sensibilidade	incerteza energia
Representatividade das medições	vento	6%	250%	15.0%
Precisão das medições	vento	2%	250%	5.0%
Topografia	topografia	6%	2%	0.1%
Efeito Esteira - interferência entre aerogeradores	modelo	15%	0.9%	0.1%
Correlação das medições	vento	0%	250%	0.0%
Curva de potência	energia	8%	100%	8.0%
Extrapolação vertical	vento	0.50%	250%	1.3%
Extrapolação horizontal	vento	0.50%	250%	1.3%
Incerteza total (passado)	17.8%			

Tabela 3 - Quadro incerteza do vento futuro

Incerteza para o vento futuro	incerteza vento	sensibilidade	incerteza energia
1 ano	6%	250%	15%
10 anos	1.9%	250%	5%
20 anos	1.3%	250%	3%

Tabela 4 - Quadro incerteza global

Incerteza Global	
1 ano	23%
10 anos	18.4%
20 anos	18.1%

2.6 Análise das incertezas e a probabilidade de exceder (P50, P75, P90...)

De forma geral, pode-se dizer que o retorno do investimento dos parques eólicos é uma função direta de sua produção anual de energia que é comercializada.

Conforme apresentado nos itens anteriores, o resultado do cálculo da produção de energia eólica carrega consigo diversas incertezas. Quanto maior a incerteza, maior o risco daquela produção energética não se confirmar. Por isto, o estudo de cada parcela causadora de dúvida ou incerteza deve ser feito cuidadosamente.

Para estudos financeiros sobre o retorno do investimento, é prática comum considerar que as parcelas de incerteza são eventos independentes e obedecem a uma distribuição normal (Gaussiana):

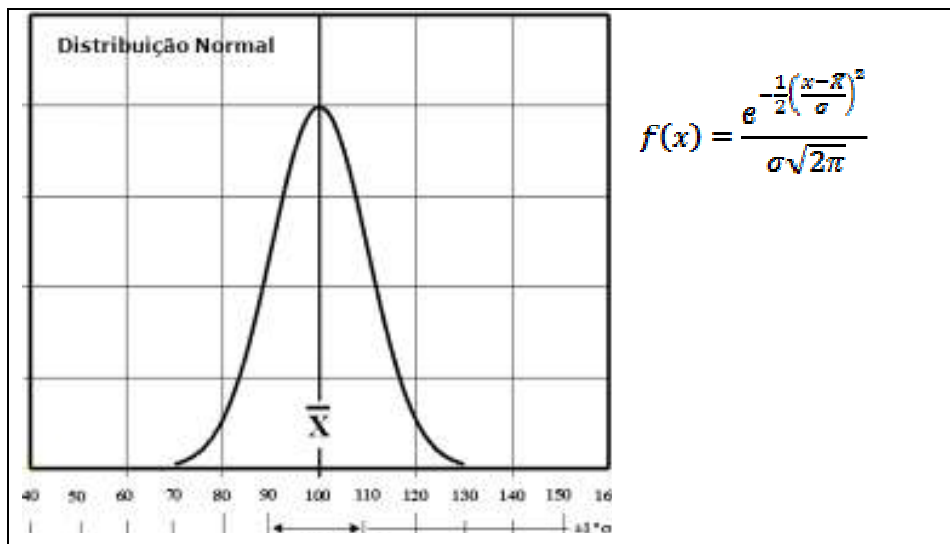


Figura 6 – Função de distribuição normal

Uma distribuição normal é inteiramente descrita por seus parâmetros de valor médio e desvio padrão, ou seja, conhecendo-se estes é possível determinar qualquer probabilidade da distribuição. Para os estudos eólicos propostos, assume-se que o valor médio da distribuição \bar{X} é a produção eólica prevista e o desvio-padrão σ é a incerteza global.

$$\text{Produção eólica}_{\text{prevista}} \pm \text{incerteza}_{\text{global}} \cong \bar{X} \pm \sigma$$

O valor médio é denominado de P50, pois tem uma probabilidade de 50% de ser excedido. Já o valor de P90 é a produção de energia anual que poderá ser superada com uma probabilidade de 90% (Chaves-Schwintek, 2011).

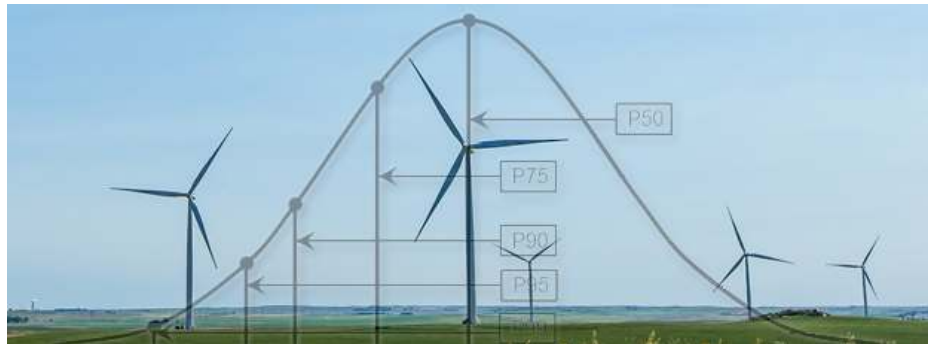


Figura 7 – Probabilidade de exceder (P50, P75, P90...)

Quanto menor for a incerteza global, menor será o valor assumido para o desvio-padrão da distribuição normal e, conseqüentemente, menor será a diferença entre o P90 e o P50.

A grande importância desses conceitos se deve ao fato da maioria dos estudos para financiamento de projetos eólicos, considerar como valor de produção o P90, visto é que um valor tem possui 90% de chances de ser superado, ou em outras palavras, um valor cujo risco de não se confirmar é baixo.

3. MATERIAL E MÉTODOS

Os dados de vento utilizados neste trabalho provêm de estações meteorológicas gerenciadas pelo INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) que possui um banco de dados para apoiar as atividades de ensino e pesquisa e outras aplicações em meteorologia.

O banco abriga dados meteorológicos, referentes às medições diárias de 10m (dez metros) de altura, seguindo rigorosamente as normas técnicas internacionais da Organização Meteorológica Mundial (OMC).

3.1 A escolha das estações meteorológicas

Das inúmeras opções de estações disponíveis, optou-se por aquelas que apresentaram os seguintes critérios de controle de qualidade:

- Estações situadas no litoral do Nordeste, minimizando assim as influências topográficas de serras e chapadas, comuns no interior nordestino;
- Estações com histórico de medições contínuo e de longo período (5 anos ou mais);
- Medições válidas nos últimos 30 (trinta) anos³;
- Foi considerado como ano de medições válidas, aquele ano cuja taxa de recuperação dos dados foi $\geq 90\%$;

³ A vida útil de um projeto eólico é estimada em torno de 20 anos; Nos últimos 30 anos as medições meteorológicas, em geral, ganharam muito em precisão e confiabilidade devido a difusão do uso da eletrônica nos sistemas de medição/armazenamento de dados;

3.2 Localização das estações meteorológicas

Foram escolhidas 6 (seis) estações para estudo, localizadas conforme tabela a seguir:

Tabela 5 - Localização das estações meteorológicas

Nome da Estação	PRINCIPAL DE PARNAIBA/PI	PRINCIPAL DE CARAVELAS/BA	PRINCIPAL DE MACAU/RN
Altitude	79,5m	2,88m	3,43m
Latitude	03°05'S	17°44'S	05°07'S
Longitude	41°46'W	39°15'W	36°46'W
Nome da Estação	PRINCIPAL DE NATAL/RN	PRINCIPAL DE MACEIO/AL	AUTOMATICA DE CALCANHAR/RN
Altitude	48,6m	64,5m	17m
Latitude	05°55'S	09°40'S	05°09'S
Longitude	35°12'W	35°42'W	35°27'W

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O condicionamento, processamento e análise dos dados de vento destas estações mostradas na tabela acima foram realizados no programa Windographer (Mistaya Engineering Inc, Canadá). Após encontrados os valores de velocidade, suas médias e porcentagens foram tratadas em planilhas do software Excel (Microsoft).

Para cada ano é calculada a variação percentual da velocidade em relação a média total:

$$VI[\%] = \frac{\text{média do ano } x}{\text{média total}_n} \cdot 100$$

Equação 8 – variação percentual da velocidade média

Onde x é um ano qualquer, n são todos os anos da série e VI é a variação interanual.

O resultado principal avaliado é a média absoluta desta variação interanual:

$$\text{Resultado} = \text{média } |VI|$$

Equação 9 – Média absoluta da variação interanual

Os resultados serão apresentados para os estados do Rio Grande do Norte (RN), Bahia (BA), Piauí (PI) e Alagoas (AL). Os resultados da estação de Natal representaram o Rio Grande do Norte (RN), as estações de Calcanhar e Macau, ambas no Rio Grande do Norte, foram utilizadas para consolidar os resultados da estação de Natal:

Tabela 6 - Variações Interanuais

Estado	RN	BA	AL	PI
ano	VI [%]	VI [%]	VI [%]	VI [%]
1980				
1981				
1982				
1983				
1984				
1985				
1986	-10.6%			
1987	-10.3%	15.1%	3.0%	
1988	-8.9%	11.4%		
1989				
1990	9.0%			
1991	10.0%			
1992	5.6%			
1993	18.2%	10.4%		
1994	2.9%	2.1%	-3.1%	7.1%
1995	-0.3%	4.7%	12.4%	-6.9%
1996	0.4%	9.3%	3.9%	0.0%
1997	0.1%	4.4%	2.2%	14.8%
1998	6.6%	7.7%	8.2%	14.5%
1999	4.3%	1.8%	1.6%	2.7%
2000	-2.9%		-16.2%	
2001	4.3%	2.2%	-8.4%	
2002	-6.6%	1.2%	-7.0%	-1.0%
2003	-2.4%	4.8%	-0.3%	-2.2%
2004	4.6%	-1.4%	-1.6%	-6.6%
2005	0.6%	-6.0%	5.3%	1.0%
2006	-2.4%	-3.4%	0.1%	-2.8%
2007	2.4%	-14.4%		-0.8%
2008	-6.6%	-14.0%		-11.9%
2009	-15.7%	-14.1%		-9.0%
2010	-2.3%	-21.9%		1.2%
média absoluta	5.8%	7.9%	5.2%	5.5%

Ressalta-se que os resultados apresentados seguem os critérios de qualidade apresentados na seção 3.1.

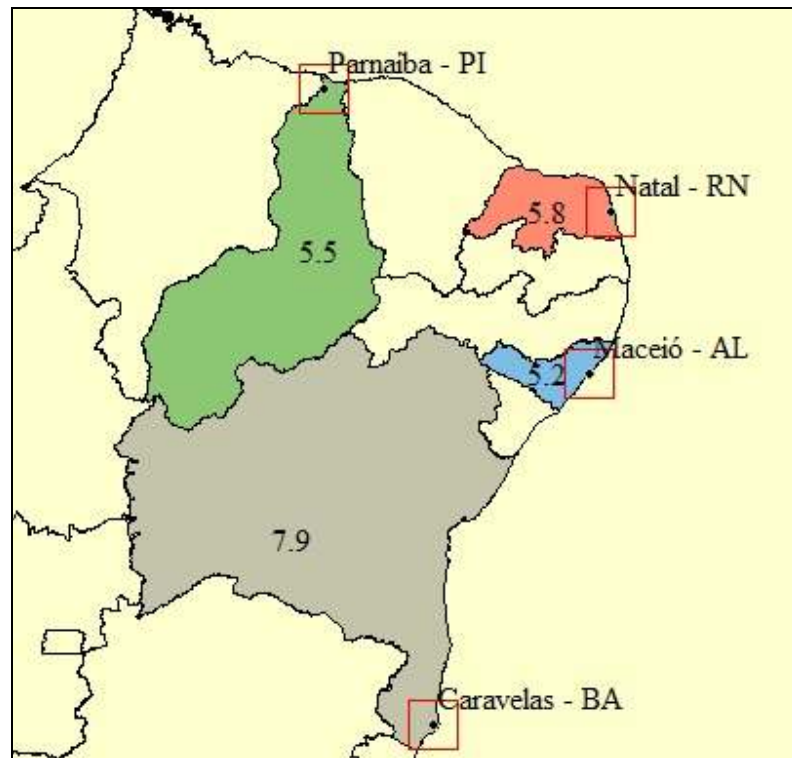


Figura 8 – Mapa das estações e variações interanuais do Nordeste Mostrado como uma porcentagem da média.

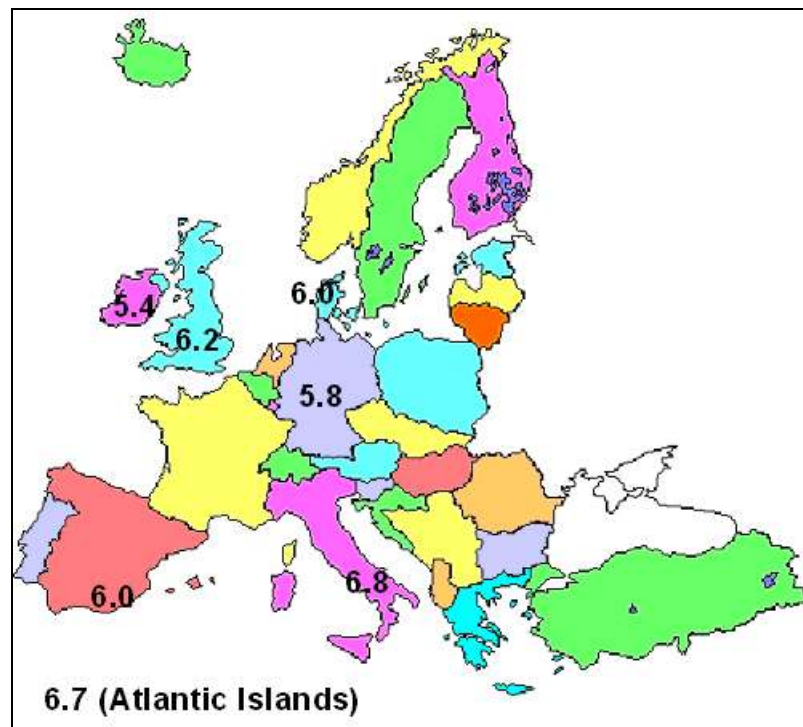


Figura 9 – Mapa de variações interanuais da Europa.
Mostrado como uma porcentagem da média. (fonte: Garrad Hassan)

O mapa construído das variações interanuais do Nordeste (fig. 8) assemelhou-se bastante com o mapa europeu (fig. 9), sendo que, em ambos os casos, uma variação interanual de 6% mostrou-se como boa escolha para a quantificação desta importante parcela de incerteza.

5. CONCLUSÃO

A partir de 6 (seis) estações meteorológicas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) foram analisados os dados a fim de quantificar a variação interanual da velocidade do vento na região Nordeste.

Como os estudos econômicos do retorno de investimento e financiamento de projetos são, em geral, focados na análise de risco, a boa quantificação das parcelas de incerteza é fundamental ao setor eólico como um todo, pois atua como ferramenta na viabilização dos projetos.

O principal objeto de estudo, a incerteza relativa a variação interanual da velocidade, é uma parcela de grande contribuição no resultado da incerteza global.

Os resultados indicam que a consideração feita sobre o comportamento do vento nordestino ser semelhante ao comportamento do vento europeu, no que tange a variação interanual, é consistente.

Com isto, o valor de 6% na variação interanual da velocidade média do vento no Nordeste, pode ser adotado e representa bem as características da região.

O estudo tenta também servir de ferramenta de ensino, mostrando os principais passos para o cálculo da produção eólica e, em especial, da análise das incertezas.

REFERÊNCIAS

AMARANTE, O.A.C. **Fontes Energéticas Brasileiras-Inventário/ Tecnologia-Energia Eólica**. Volume IV, Composite tecnologia Indústria e Comércio Ltda, 1984.

LUTGENS, F.K. and TARBUCK, E.J. **The Atmosphere: An Introduction to Meteorology** (Prentice Hall, Inc., New Jersey, 1995), 6th ed.

GASCH, R. and TWELE, J., **Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation** (Solarpraxis AG, Alemanha, 2002).

HENNESSEY, J.P., **Some Aspects of Wind Power Statistics** (J. Appl. Meteor, 16, p.119-128, 1977).

GARRAD, A. D., TINDAL, A. J., RAFTERY, P., **Understanding the Risks of Financing Wind Farms** (EWEC – Dublin, 1997).

MORTESEN, N. G., LANDBERG, I. TROEN, E. L. PETERSEN, **Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP): Getting Started** (Riso National Laboratory, Roskilde – Dinamarca, 1993).

THOMAS, P., COX, S. and TINDAL, A., **Long-term wind speed trends in northwestern Europe**, (EWEC, 2009).

PEREIRA, A., **Incertezas em Projeto de Parques Eólicos**, (Natal, 2010).

SCHIEINTECK-CHAVES, P., **The Modern Portfolio Theory Applied to Wind Farm Financing**, (Oldenburg, Alemanha, 2011).

ANEXOS