

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

IGOR HENRIQUE ALMEIDA DE SOUZA LEAL

Técnicas, equipamentos e metodologias para avaliação de potencial eólico

São Paulo
2017

IGOR HENRIQUE ALMEIDA DE SOUZA LEAL

Técnicas, equipamentos e metodologias para avaliação de potencial eólico

Trabalho de conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Eólica.
Orientador: Prof. Dr. Demétrio Cornílios Zachariadis.

São Paulo
2017

Catálogo-na-publicação

Leal, Igor Henrique Almeida de Souza
Técnicas, equipamentos e metodologias para avaliação de potencial eólico
/ I. H. A. S. Leal -- São Paulo, 2017.
77 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia eólica 2.Anemometria 3.Avaliação de Potencial Eólico
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos que
buscam conhecimentos na área de
energias renováveis em prol do
desenvolvimento de uma sociedade
mais justa e consciente.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus pais, por sempre se dedicarem a me oferecer uma educação de qualidade e digna, fazendo com que eu tenha sucesso na minha formação pessoal e profissional, sempre me apoiando e dando voto de confiança.

Aos meus irmãos, que sempre me acompanharam e apoiaram em todas as fases da minha vida.

À minha esposa, pela paciência cedida no período em que estava realizando esse trabalho e por todo amor e cumplicidade que ela me oferece no dia-a-dia.

Ao meu orientador professor Dr. Demétrio Cornílios Zachariadis, cujo apoio e suporte cedidos foram fundamentais para a realização desse trabalho.

A todos os funcionários da Escola Politécnica da USP e a todos que pertencem ao Programa de Educação Continuada que de forma direta ou indireta me ajudaram na conclusão do curso.

Por fim, agradeço a todos os contribuintes do estado de São Paulo que fornecem recursos para sustentar o ensino na Universidade de São Paulo e fazer com que, além de mim, muitos outros possam se dedicar aos estudos para aprimorar seus conhecimentos.

RESUMO

LEAL, Igor Henrique Almeida de Souza. **Técnicas, equipamentos e metodologias para avaliação de potencial eólico.** 2017. 70 f. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – PECE – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

O constante crescimento dos recursos eólicos na matriz de energia elétrica brasileira foi o que impulsionou a realização desse trabalho. Ligado a isso, vê-se que as etapas anteriores à geração de energia em si, como a avaliação do potencial eólico de uma região, são de extrema importância para o resultado final do projeto (se realizada de forma equivocada pode-se colocar em risco anos de estudos e se ter um gasto imenso de recursos financeiros). A avaliação do potencial eólico de um determinado espaço se dá através do estudo longo e detalhado onde são abordados diversos fatores como, as características físicas do terreno, as características do vento esperado, condições da superfície (topografia, rugosidade, etc.), condições do solo, condições de infraestrutura, condições de segurança, dentre outras. Para se ter a leitura dessas informações são utilizados equipamentos para medição, como os anemógrafos, que são sistemas computadorizados que registram (interpretam e armazenam) os sinais dos vários sensores instalados. Após a coleta dos dados é feita a elaboração dos mapas eólicos, que têm como função a determinação do potencial eólico local e servem de base para se determinar a localização das turbinas eólicas. Esse trabalho irá abordar as principais técnicas, equipamentos e metodologias para a avaliação do potencial eólico de uma região.

Palavras-chave: recursos eólicos, avaliação do potencial eólico, características do vento, condições de superfície, equipamentos de medição, mapas eólicos.

ABSTRACT

LEAL, Igor Henrique Almeida de Souza. **Techniques, equipments and methodologies for wind potencial evaluation.** 2017. 70 p. Monograph (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – PECE – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

The constant growth of the wind resources on the Brazilian electric power matrix lead the development of this paper. Connected to that, it is clear that the steps before to the energy generation itself, as the wind potential evaluation of a specific region are extremely important for the final result of a Project (if it is executed at the wrong way it may put in risk years of study and you can have a huge spent of financial resources). The wind potential evaluation of a specific terrain it gives through a long and detailed study where are addressed many factors such as, physical characteristic of the terrain, expected wind characteristic, surface conditions (topography, roughness, etc.), soil conditions, infrastructure conditions, safety conditions, among others. To read these informations we use measurement equipments, as the anemograph, which are computerized systems which register (interpret and store) signals from many intaled sensors. After the data collection we can develop the wind maps, which function is to determine the wind potential of a specific region and it is used to determine a correct positions of the wind turbines. This paper will address the main techniques, equipments and methodology for the evaluation of the wind potential of a region.

Keywords: wind resources, wind potential evaluation, wind characteristic, surface conditions, measurement equipments, wind maps.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da potência eólica instalada acumulada (MW) (GWEC, 2015)	21
Figura 2 - Dez primeiros países em capacidade anual instalada em 2015 (MW) (GWEC, 2015)	22
Figura 3 – Densidade de potência a 100 metros de altura do território brasileiro (CRESESB, 2013)..	23
Figura 4 – Potência instalada (ABEEOLICA, 2017)	24
Figura 5 - Exemplos de aplicação da anemometria: (a) Aeroportos, (b) estações meteorológicas e (c) túneis de vento.....	25
Figura 6 - Parâmetros dimensionais para definição de relevo simples, adaptado de (SILVA,2006)....	27
Figura 7 - Fluxo de vento em falésias, adaptado de (SILVA, 2006).....	29
Figura 8 - Fluxo de vento em chapadas, adaptado de (SILVA, 2006).....	29
Figura 9 - Fluxo de vento sobre uma colina, adaptado de (SILVA, 2006)	30
Figura 10 - Definição de comprimento de rugosidade (LOUREIRO, 2011)	30
Figura 11 - Estrutura da CLA, adaptado de (ROEDEL, 2000)	32
Figura 12 - Esquema das massas de ar do planeta Terra (PENA, 2017).....	34
Figura 13 - Fluxo de ar através de uma área circular A (adaptado de CRESESB)	38
Figura 14 - Curva de potência do vento por unidade de área em função de sua velocidade, adaptado de (FADIGAS, 2011).....	40
Figura 15 - Curvas de função de distribuição de densidade de Weibull para diferentes valores de k , adaptado de (FADIGAS, 2011).....	43
Figura 16 - Esquema do posicionamento dos sensores numa torre de 50 metros de altura (Manual COPEL, 2007).....	46
Figura 17 - Exemplo de anemômetro de copo (manual COPEL, 2007)	47
Figura 18 - Esquema de um anemômetro mal projetado (Manual COPEL, 2007)	48
Figura 19 - Esquema de um anemômetro bem projetado (Manual COPEL, 2007)	48
Figura 20 - Exemplo de anemômetro sônico 2D (Manual COPEL, 2007)	49
Figura 21 - Exemplo de sensor de hélice combinado (Manual COPEL, 2007)	50
Figura 22 - Exemplos de sensores de direção (Manual COPEL, 2007).....	51
Figura 23 - Exemplos de <i>datalogger</i> (Manual COPEL, 2007)	53
Figura 24 - Montagem de torre de 100 metros de altura, Palmas/PR (Manual COPEL, 2007)	54
Figura 25 - Influência geométrica sobre o escoamento em uma torre treliçada (Manual COPEL, 2007)	55
Figura 26 - Desenho esquemático do içamento de uma torre cilíndrica (Manual COPEL, 2007).....	56
Figura 27 - Influência geométrica sobre o escoamento em uma torre cilíndrica (Manual COPEL, 2007)	56
Figura 28 - Esquema de uma haste bem dimensionada (Manual COPEL, 2007)	57
Figura 29 - Especificações técnicas do anemômetro de copo (catálogo NRG Systems)	59
Figura 30 - Histograma de velocidade e ajuste da distribuição de Weibull ajustada (Manual COPEL, 2007)	64
Figura 31 - Rosa-dos-ventos, adaptado de (FADIGAS, 2011)	65
Figura 32 - Efeito da incerteza na energia do vento (ALE, 2008)	67
Figura 33 - Incertezas de medidas em empreendimentos eólicos (ALE, 2008).....	68
Figura 34 – Erro (%) na estimativa da velocidade no cubo da turbina (ALE, 2008).....	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Faixas operacionais recomendadas – Principais parâmetros (SILVA, 2006)	26
Tabela 2 - Valores típicos dos comprimentos característicos de rugosidade de superfícies, adaptado de (ROHATGI, 1994)	31
Tabela 3 - Coeficiente de rugosidade para terrenos planos, adaptado de (FADIGAS, 2011).....	36
Tabela 4 - Exemplo de lista de compras para a instalação de uma torre de medição de vento (COPEL, 2007)	69
Tabela 5 - Decomposição dos custos nas fases de implementação de um parque eólico (adaptado de BRACIANI, 2011)	71

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1. Objetivo.....	20
1.2. Energia eólica no mundo.....	21
1.3. Energia eólica no Brasil	22
1.4. Anemometria.....	24
1.5. Principais parâmetros de medição.....	25
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	27
2.1. Topografia.....	27
2.1.1. Revelo simples	27
2.1.2. Relevo complexo.....	28
2.1.2.1. Terrenos não planos	28
2.1.2.2. Terrenos planos com elevação íngremes.....	28
2.1.2.3. Colina	29
2.2. Rugosidade.....	30
2.3. O vento	31
2.3.1. Camada Limite Atmosférica (CLA).....	31
2.3.2. Vento geostrófico	33
3. MODELOS DE CIRCULAÇÃO DOS VENTOS.....	34
3.1. Lei de Potência e Lei Logarítmica	35
3.1.1. Lei de Potência	35
3.1.2. Lei Logarítmica	36
3.2. Estimativa do Potencial Eólico	37
3.3. A distribuição de Weibull (representação da distribuição de vento).....	42
4. MEDIÇÃO DO VENTO.....	44
4.1. Fase 2 do manual da COPEL	45
4.1.1. Escolha dos sensores	45
4.1.1.1. Anemômetros de copos	46
4.1.1.2. Anemômetro sônico	49
4.1.1.3. Sensor de hélice combinado	50
4.1.1.4. Sensor de direção	50
4.1.1.5. SoDAR e LiDAR – medição remota.....	51
4.1.1.6. Sensores de pressão, temperatura e umidade	52
4.1.2. Datalogger.....	52

4.1.3.	Torres anemométricas.....	53
4.1.3.1.	Torres treliçadas	53
4.1.3.2.	Torres cilíndricas	55
4.1.3.3.	Dimensionamento de uma haste	56
4.2.	Classe dos anemômetros.....	57
4.3.	Calibração dos anemômetros.....	60
4.4.	Requisitos para a estação de medição.....	61
5.	RELATÓRIO DE PROCESSAMENTO E VALIDAÇÃO DOS DADOS	64
5.1.	Incertezas na velocidade do vento	65
6.	CUSTOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA TORRE DE MEDIÇÃO	69
6.1.	Comparação entre os custos totais.....	71
7.	CONCLUSÕES	73
	REFERÊNCIAS	75

1. INTRODUÇÃO

A energia eólica é a transformação da energia cinética do vento em energia útil, tal como na utilização de aerogeradores para produzir eletricidade, moinhos de vento para produzir energia mecânica ou vela para impulsionar veleiros. Essa energia cinética é resultante do deslocamento das massas de ar com velocidades variáveis no tempo e no espaço, provocadas por efeitos climáticos derivados do aquecimento da Terra por radiação solar incidente, rotação e translação da Terra, bem como pelos efeitos de superfície (rugosidade do terreno, obstáculos, gradiente térmico, dentre outros) (FADIGAS, 2017).

O seguinte trabalho será focado na utilização da energia eólica no primeiro tipo abordado no parágrafo anterior: na sua utilização de aerogeradores para produzir energia elétrica. Nesse contexto é importante ter em mente as etapas da campanha de medição do vento, que consiste em (SILVA, 2006):

- Avaliação preliminar da área: subsidiar a definição das estratégias adotadas na campanha de medição do vento;
- Planejamento da campanha de medição: definição de métodos, estratégias e procedimentos que serão adotados na campanha;
- Instalação e comissionamento da torre anemométrica: montagem, testes operacionais e comissionamento de mastros, anemógrafos e sensores;
- O&M das torres anemométricas: acompanhamento da operação dos equipamentos instalados, que balizam as ações preventivas e corretivas a serem realizadas. Também acompanhar a evolução das transformações na área do seu entorno;
- Descomissionamento: retirada dos equipamentos instalados, tentando restaurar as condições paisagísticas do local, diretamente influenciados pelos mesmos. Inclui a realização de testes operacionais mais criteriosos, visando identificar problemas.

(SILVA, 2006) indica que a parte de avaliação preliminar da área a ser estudada precisa levantar os seguintes aspectos:

- Características de vento esperada: dados sintéticos, estações meteorológicas, Atlas e mapas eólicos, informações de moradores locais e indicadores geomorfológicos;
- Características climatológicas: temperatura, pressão barométrica, umidade relativa, precipitação;

- Condições de superfície: mapas topográficos, imagens e fotografias aéreas, levantamentos planimétricos, levantamentos da rugosidade e obstáculos no entorno dos locais de medição;
- Condições de solo nos locais de medição;
- Condições de infraestrutura nos locais de medição do vento (acessos, energia elétrica, celular);
- Condições de segurança dos equipamentos instalados;
- Dinâmica da transformação do uso do solo, a partir de depoimentos locais;
- Estudo dos principais mecanismos condicionantes do vento;
- Fotografias do local e pontos georeferenciados.

Com base nessas informações se começa a entender a importância de fazer um trabalho de avaliação preliminar de qualidade, pois é ele que vai informar as reais possibilidades de se viabilizar a construção de um parque eólico em um determinado local. Se a avaliação for executada de forma errada ou pouco precisa o prejuízo é muito grande, pois ela demanda muito tempo de estudos e análises bem como recursos financeiros altíssimos.

1.1. Objetivo

O objetivo geral do trabalho é apresentar as algumas informações importantes para o estudo prévio de análise do potencial eólico para a viabilidade técnico-financeira da instalação de um parque eólico para uma determinada região. Essas informações vão desde as técnicas utilizadas, bem como os métodos e equipamentos que, juntos, darão as informações necessárias para se ter um estudo bem apurado, e com isso nortear os interessados no projeto.

Também será abordada de forma sucinta uma demonstração dos custos utilizados na implementação de uma torre de medição e seu valor será comparado ao valor de implementação de um parque eólico.

Por fim, também são demonstrados diversos softwares que auxiliam muito o estudo da análise de potencial eólico e seus principais objetivos de utilização.

1.2. Energia eólica no mundo

Nos últimos 15 anos a energia eólica tem sido uma das fontes de energia elétrica de maior expansão em relação a capacidade instalada, como pode ser vista na figura 1. Ao final de 2015 já eram mais de 432 mil MW de capacidade total mundial.

Na figura 2 podemos ver como cada um dos 10 principais países contribuem com a formação geral da capacidade anual instalada. (FADIGAS, 2017) observa que na Ásia tem forte expansão da geração eólica, em função da elevada participação de China e Índia. Na América Latina e África, a participação da fonte eólica em nível mundial é ainda pequena, porém na América Latina nos últimos cinco anos vem crescendo em taxa significantes, em virtude de investimentos realizados no Brasil.

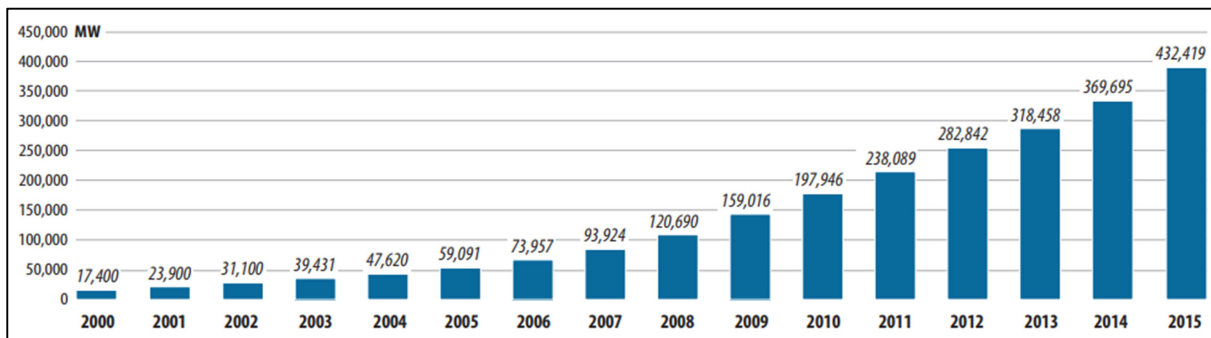


Figura 1 - Evolução da potência eólica instalada acumulada (MW) (GWEC, 2015)

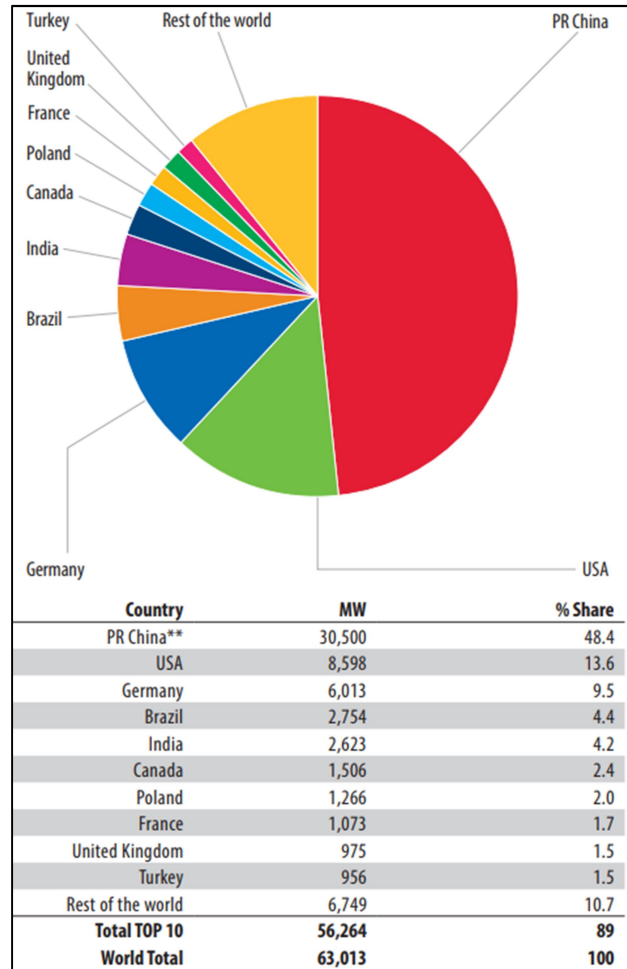


Figura 2 - Dez primeiros países em capacidade anual instalada em 2015 (MW) (GWEC, 2015)

1.3. Energia eólica no Brasil

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado no ano de 2001 pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (Cepel), vinculado à Eletrobras, indicava um potencial eólico a ser aproveitado de 143 GW, não incluindo o montante *offshore*.

O levantamento levou em conta a tecnologia de geração eólica então predominante na época, que se limitava a turbinas eólicas de menores potências, instaladas a 50 metros do solo. Atualmente, está em elaboração um novo Atlas Eólico Brasileiro que dá indicações, por meio de novas

tecnologias de turbinas eólicas instaladas em torres de 100 metros de altura, de que esse potencial possa atingir valores próximos de 350 GW de potência (FADIGAS, 2017).

A figura 3 apresenta a densidade de potência a uma altura de 100 metros.

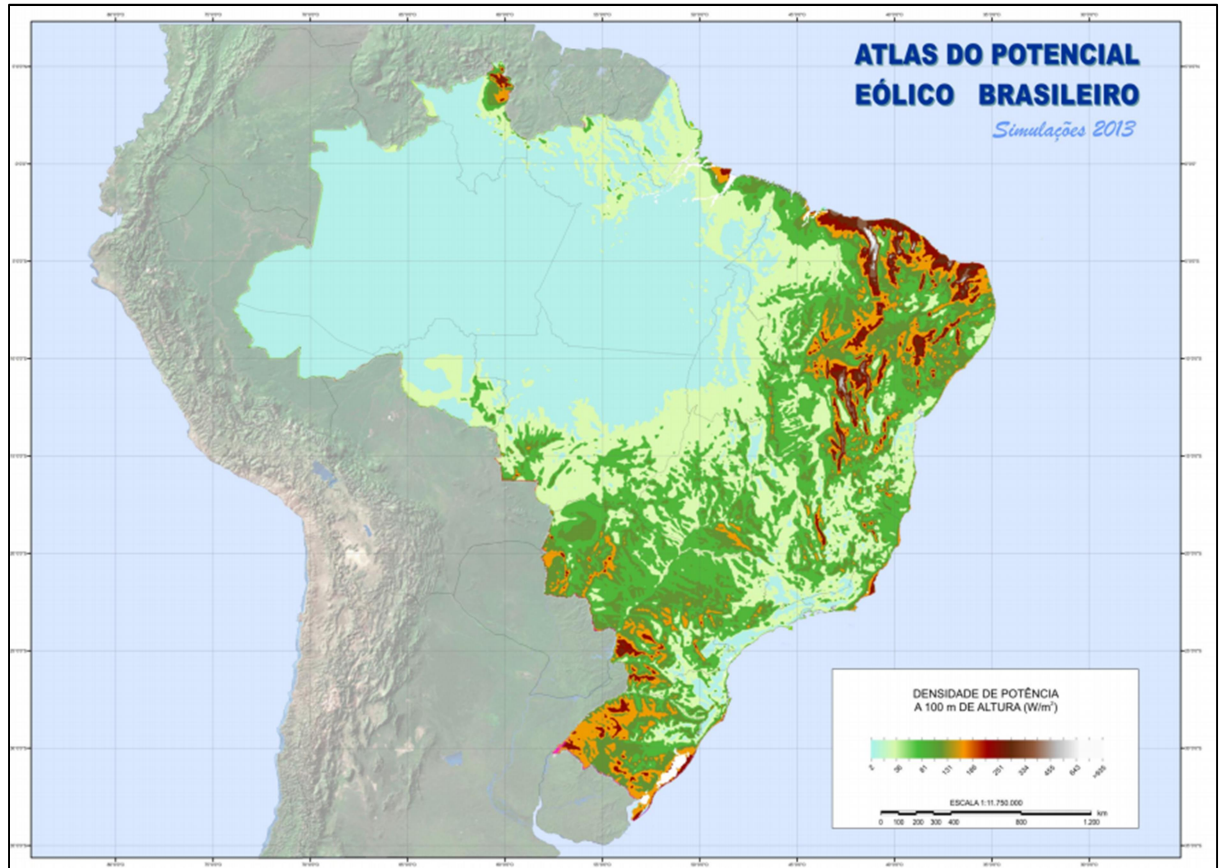


Figura 3 – Densidade de potência a 100 metros de altura do território brasileiro (CRESESB, 2013)

A figura 4 mostra a potência instalada no Brasil. Segundo a ABEEólica, a capacidade instalada no início de dezembro de 2017 foi de 12,64 GW.

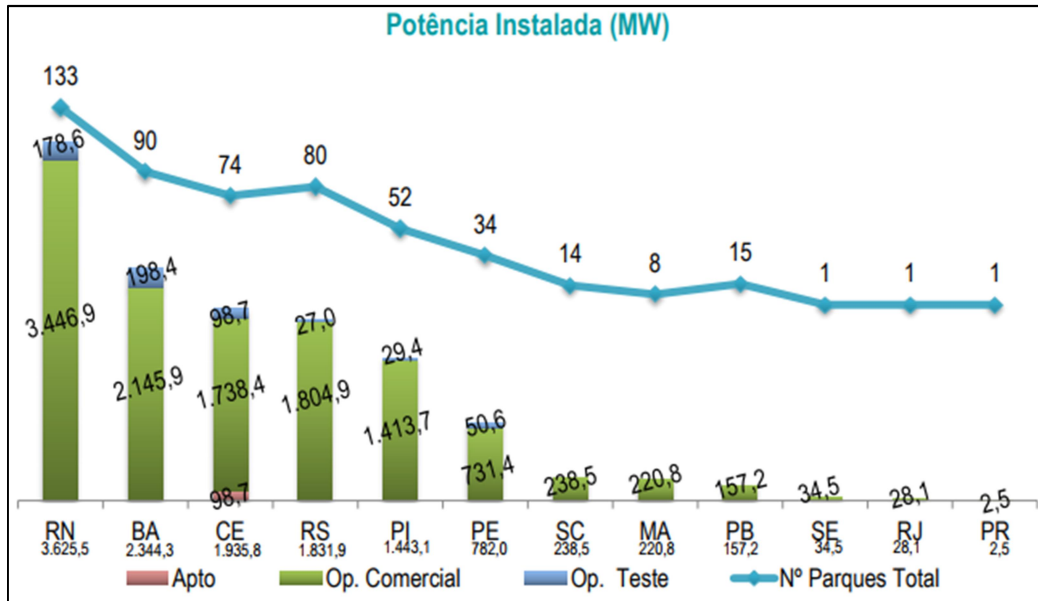


Figura 4 – Potência instalada (ABEEOLICA, 2017)

1.4. Anemometria

A Anemometria, por definição, é o estudo dos métodos de medição da velocidade ou intensidade, e direção do vento, e o instrumento utilizado é o anemômetro. É mais comumente utilizado para caracterização e representação da dinâmica de fluxos de ar, principalmente suas componentes de velocidade e de direção (*wind vane*), podendo ser analisadas em 1, 2 ou 3 dimensões. Ela tem várias aplicações, sendo as mais comuns em:

- Energia eólica: caracterização do vento para projetos de centrais eólicas e elaboração de atlas eólicos;
- Meteorologia: caracterização climatológica e modelos de propagação de partículas em suspensão;
- Indústria, aeronáutica e aerodinâmica: sensores de aeronaves e túneis de vento;
- Áreas afins da mecânica dos fluidos.



Figura 5 - Exemplos de aplicação da anemometria: (a) Aeroportos, (b) estações meteorológicas e (c) túneis de vento.

1.5. Principais parâmetros de medição

(SILVA, 2006) informa os principais parâmetros de medições climatológicas. As medições principais são a velocidade do vento, que é feito a partir de anemômetros de copos, e a direção do vento, que é feito a partir de *direction vanes* (instrumentos utilizados para esta finalidade). Algumas medições complementares são a temperatura, pressão barométrica e umidade relativa do ar, componente vertical da velocidade ("*W*" *propeller*) e também a radiação solar e índice pluviométrico.

Tabela 1 - Faixas operacionais recomendadas – Principais parâmetros (SILVA, 2006)

	Velocidade	Direção	Temperatura	Pressão barométrica	Umidade relativa
Unidade (SI)	m/s	graus	°C	kPa	%
Faixa de medição	0 a 50 m/s	0° a 360°	-40° a 60°C	94 a 106 kPa	0 a 100%
Início de movimento	≤ 1 m/s	≤ 1 m/s	-	-	-
Constante de distância	≤ 4 m	-	-	-	-
Precisão	≤ 3 %	≤ 5°	≤ 1°C	≤ 1 kPa	≤ 3 %
Resolução	≤ 0,1 m/s	≤ 1°	≤ 0,1°C	≤ 0,2 kPa	≤ 2%

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Topografia

O levantamento da topografia é de extrema importância, pois com ele se consegue garantir uma maior precisão do estudo e, assim, se tem uma qualidade final melhor. Curiosamente é nesse estudo que se concentra uma das maiores fontes de erros relacionados a modelagem dos casos.

Elementos topográficos como morros, dunas, colinas e penhascos afetam o gradiente vertical do vento. A definição dos limites e resolução do mapa topográfico a ser utilizado na análise é muito subjetiva e depende fundamentalmente da complexidade da região de interesse (SILVA, 2006).

2.1.1. Relevo simples

Um relevo pode ser considerado simples quando não há alterações abruptas de altitude e apresenta baixas e suaves inclinações e isso se reflete nos cálculos, que são mais simples do que para relevos complexos. Segundo (FROST, 1979), uma área é classificada como relevo simples quando:

$$\frac{h}{L} \leq 0,02 \quad (1)$$

onde,

h é a altura do relevo com maior elevação do terreno.

L é a largura do relevo com maior elevação do terreno.

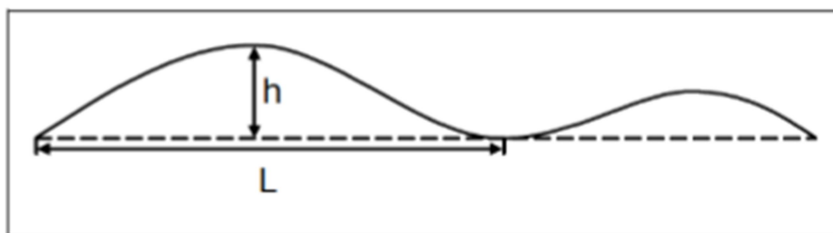


Figura 6 - Parâmetros dimensionais para definição de relevo simples, adaptado de (SILVA,2006)

Podemos também classificar os terrenos utilizando os cálculos de inclinação dos mesmos. Pontos com inclinações maiores de $5,4^\circ$ normalmente são inadequadas para a alocação dos aerogeradores e regiões com inclinações maiores do que 17° devem ter seus recursos eólicos calculados com cuidado. Para esses casos devem ser calculados através de modelos de dinâmica dos fluidos computacional (CFD, sigla em inglês), por causa do deslocamento do fluido induzido por essas inclinações.

2.1.2. Relevo complexo

Para ambientes com relevos complexos deve se tomar muito cuidado ao se fazer os cálculos para instalação de turbinas eólicas. Essa complexidade do terreno está ligada na forma de como o vento vai se comportar, acelerando ou desacelerando e isso envolve na dificuldade de se realizar um projeto em determinado local. A escolha do local deve levar em conta do seu potencial eólico e os esforços que as turbinas irão sofrer, que são maiores em terrenos de relevo complexo.

2.1.2.1. Terrenos não planos

(SILVA, 2006) diz que terrenos não planos podem ser classificados em isolados ou montanhosos. O primeiro se refere a elevações ou depressões isoladas em um terreno predominantemente plano. Já o segundo trata-se de várias elevações e depressões, no qual o fluxo de vento vai depender não só da característica do terreno, mas de todo o conjunto, somando-se todos os efeitos topográficos.

2.1.2.2. Terrenos planos com elevação íngremes

(SILVA, 2006) também define que existem dois tipos de elevações íngremes: (a) Elevação íngreme e plana na superfície superior, chamada de falésia e (b) Elevação íngreme, plana na

superfície superior e um declive também íngreme logo após, que pode ser chamado de chapada. A falésia pode ser aproximada, para efeito de cálculos e simulações, a um degrau de escada, possuindo certa inclinação.

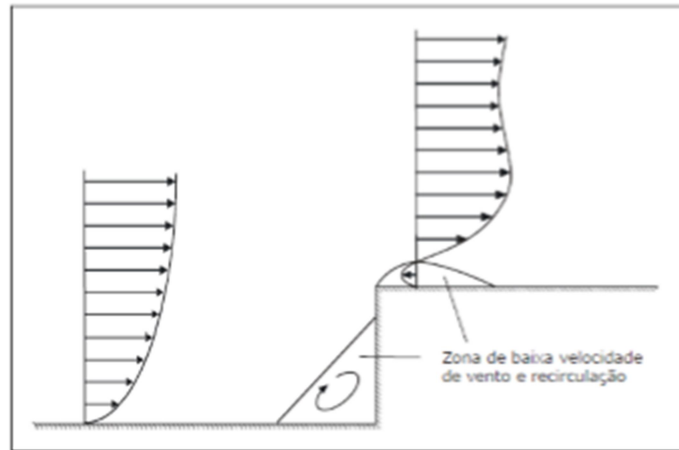


Figura 7 - Fluxo de vento em falésias, adaptado de (SILVA, 2006)

Já a chapada pode ser representada como um grande bloco de pequena largura. O fluxo de vento neste tipo de superfície é semelhante ao fluxo do vento em falésias, acrescentando mais uma zona de recirculação e baixa velocidade de vento a jusante da elevação.

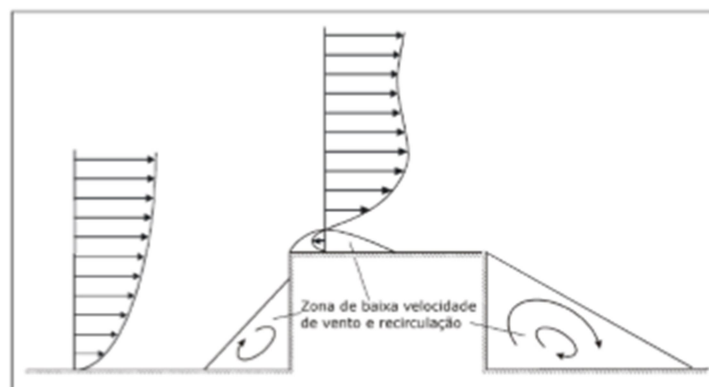


Figura 8 - Fluxo de vento em chapadas, adaptado de (SILVA, 2006)

2.1.2.3. Colina

Na figura abaixo podemos ver como o fluxo de vento se comporta ao passar por uma colina. Vemos que logo acima dela as linhas de fluxo estão mais perto uma das outras, e isso leva a um aumento da velocidade do vento naquele ponto. A montante e a jusante da colina formam-se vórtices que caracterizam a turbulência do vento e a diminuição da velocidade naqueles pontos (SILVA, 2006).

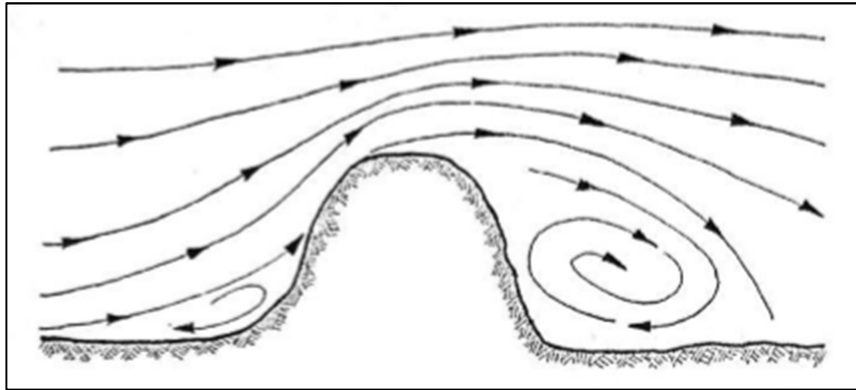


Figura 9 - Fluxo de vento sobre uma colina, adaptado de (SILVA, 2006)

2.2. Rugosidade

Outra característica importante de um terreno é em relação ao seu comprimento de rugosidade Z_0 , que por definição é a altura da região adjacente ao solo onde a velocidade do vento é nula.

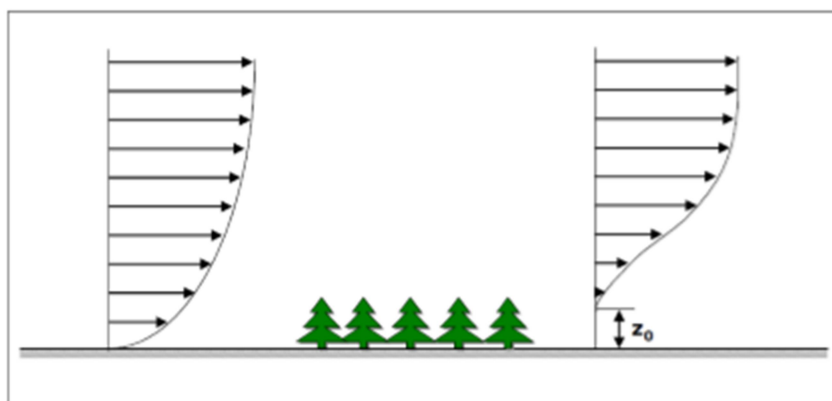


Figura 10 - Definição de comprimento de rugosidade (LOUREIRO, 2011)

A seguir temos uma tabela onde é fornecida a rugosidade para diversos tipos de terrenos.

Tabela 2 - Valores típicos dos comprimentos característicos de rugosidade de superfícies, adaptado de (ROHATGI, 1994)

Descrição do Terreno	z_0 (m)
Muito liso: gelo ou lama	1×10^{-6}
Mar aberto e calmo	2×10^{-5}
Mar agitado	5×10^{-5}
Superfície de neve	0,003
Gramado	0,008
Pastagem áspera	0,01
Descampado	0,03
Plantação	0,05
Poucas árvores	0,1
Várias árvores, cercas e poucos prédios	0,25
Floresta e mata	0,5
Subúrbios	1,5
Centros de cidades com prédios altos	3

(STULL, 1988) afirma que, para uma superfície particular, o comprimento de rugosidade não muda com variações na velocidade, estabilidade ou cisalhamento, mas sim com a estrutura física da vegetação, como altura e forma das plantas, tamanho e arranjo das folhas e por sua distribuição espacial pela área.

2.3. O vento

2.3.1. Camada Limite Atmosférica (CLA)

A CLA é definida como sendo a região da atmosfera diretamente influenciada pelas trocas de momentum, calor e vapor d'água que ocorrem entre superfície terrestre e a atmosfera. É uma

camada de 1 ou 2 quilômetros acima da superfície terrestre, onde ela é influenciada pelas características do solo. Forças que induzem estas trocas entre atmosfera e a superfície incluem atrito com a superfície, evaporação, transpiração, transferência de calor, emissão de poluentes e modificações no escoamento induzidos pela topografia. Acima da CLA a atmosfera não sofre essas influências do solo e é onde se encontra o vento geostrófico.

Pelas suas características, pode-se dividir a CLA abaixo da atmosfera livre em três camadas (ROEDEL, 2000):

1. A camada laminar ou subcamada viscosa primeira diretamente acima do solo. A sua espessura é de alguns milímetros e os processos dentro dela são principalmente dominados pelas forças moleculares, causados pela viscosidade.

2. A camada de Prandtl tem uma espessura entre 50 – 100 metros, ou equivalente a aproximadamente 10% da CLA. A dinâmica desta camada é principalmente dominada pelas forças de atrito causadas pela proximidade com o solo. A quantidade de movimento e o calor são transportados na forma turbulenta. A velocidade do vento aumenta significativamente com a altura.

3. A camada de Ekman é dominada pela força de Coriolis, pela força do gradiente de pressão e pela força de atrito. Com a altura, as forças de atrito diminuem e deixam de ter influência a uma altura de aproximadamente 1000 metros.

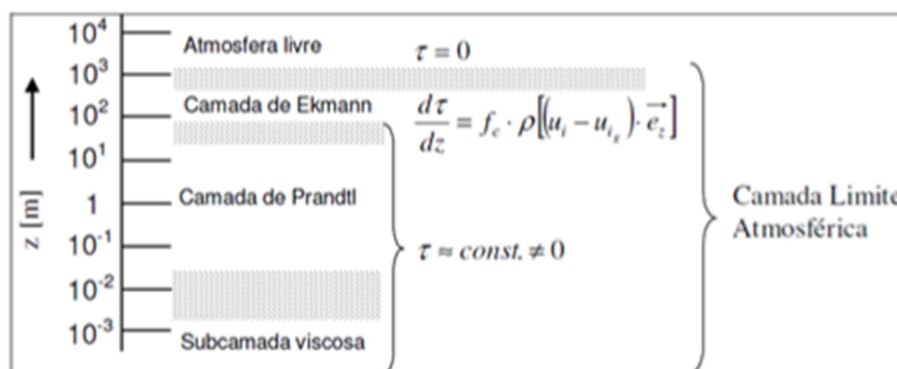


Figura 11 - Estrutura da CLA, adaptado de (ROEDEL, 2000)

(ROEDEL, 2000) também informa que se considerar somente a influência do atrito, pode-se partir da seguinte idealização:

1. Na atmosfera livre existe um vento geostrófico com uma tensão de atrito igual a zero.
2. Em consequência, surge acima do solo uma camada de influência pelo atrito, na qual a velocidade de vento cresce, começando de zero na superfície até a velocidade do vento geostrófico.

2.3.2. Vento geostrófico

Sua definição é tirada do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) e é escrito como “vento uniforme e estacionário tangencial às isóbaras retas e paralelas em uma atmosfera sem atrito. Ele é proporcional ao gradiente de pressão. No hemisfério sul, a força de Coriolis atua para a esquerda do vento geostrófico e a força do gradiente de pressão atua para a direita. As duas forças estando em perfeito balanço e as parcelas do ar não sofrem aceleração”.

3. MODELOS DE CIRCULAÇÃO DOS VENTOS

Existem dois tipos de circulação de ventos que sopram na Terra: os de circulação local e de circulação global. Os do primeiro grupo acontecem próximos à superfície da Terra, e eles sofrem influências de diversos parâmetros locais como: obstáculos próximos ao local de medição, rugosidade do terreno, orografia (nuances do relevo), estabilidade térmica, dentre outros.

Já os do segundo grupo, circulação global está relacionada com efeitos que abrangem todo o globo terrestre. Um desse efeito é a chamada Circulação Atmosférica.

Entende-se por Circulação Atmosférica a movimentação das massas de ar. Essa movimentação ocorre na Troposfera, a camada da atmosfera mais próxima da terra. A Circulação Atmosférica ocorre em razão do desequilíbrio da radiação recebida pela Terra ao longo de sua extensão. As regiões que se localizam mais próximas da linha do Equador recebem mais radiação solar e, conseqüentemente, tornam-se mais aquecidas. Enquanto nas regiões polares o índice de radiação é menor e o aquecimento também. Desse modo, de forma natural para que haja um maior equilíbrio, acontecem muitas trocas de massas de ar entre as regiões mais quentes e as mais frias.

A movimentação das massas de ar só é possível graças às diferenças de pressão. O ar mais frio é mais pesado e, por isso, tende a descer e provocar uma pressão maior, enquanto o ar quente, por ser menos denso, tende a subir e diminuir a pressão da atmosfera. Como essa movimentação ocorre de maneira simultânea, observa-se uma movimentação constante e circular dessas massas, que é responsável pela ocorrência dos ventos e pelas variações climáticas (PENA, 2017).

Com isso temos a formação do padrão de circulação na atmosfera, que se dá através de três células de movimentação, como podemos ver na figura abaixo:

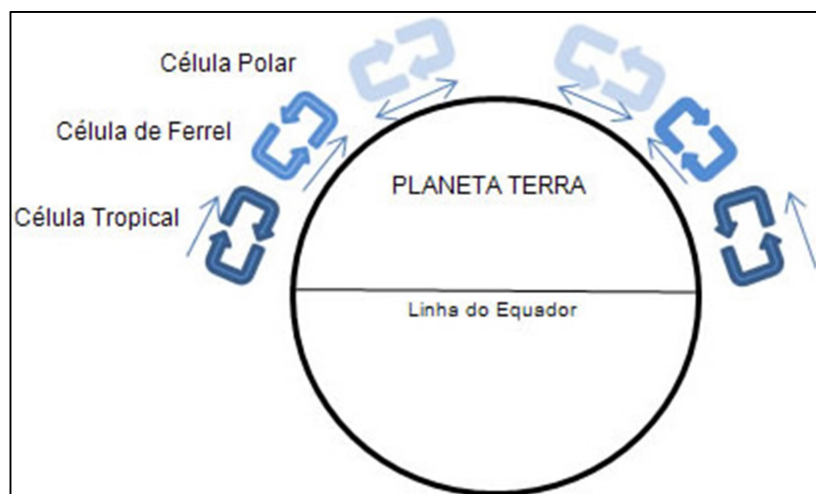


Figura 12 - Esquema das massas de ar do planeta Terra (PENA, 2017)

As células mais próximas à linha do Equador são chamadas de células Tropicais, e são caracterizadas pelos movimentos em direção aos polos acontecer na porção superior da atmosfera. Mais acima temos as células de latitude média, que são chamadas de células de Ferrel e caracteriza-se pela direção do movimento em direção aos polos ocorrer na porção inferior da atmosfera. Já a terceira célula é a Polar que vêm das outras células. Ao chegar nos polos, descem e formam uma forte pressão polar. Em seguida, a superfície desloca esse ar para zonas de menor pressão e para as zonas tropicais.

3.1. Lei de Potência e Lei Logarítmica

Uma característica que é de suma importância na hora de se fazer o estudo de potencial eólico é em relação à velocidade do vento em relação à altura do solo, pois ela influencia não só a avaliação do recurso eólico, mas também no projeto da turbina eólica, e, conseqüentemente, na escolha da turbina mais adequada ao perfil do vento, considerando-se a velocidade média, a densidade do ar e o índice de turbulência.

Normalmente os anemômetros das estações são instalados em diferentes alturas (altura essa diferente ao cubo da turbina), sendo assim necessário o ajuste da velocidade do vento com a altura.

Tendo em vista esse ponto, se faz necessário um estudo minucioso sobre essa relação entre altura versus velocidade do vento. Esse estudo é comumente feito utilizando dois modelos matemáticos que representam o perfil vertical dos ventos: a Lei de Potência e a Lei Logarítmica.

3.1.1. Lei de Potência

(FADIGAS, 2017) indica que a Lei de Potencia representa o modelo mais simples e resultou de estudos da camada limite sobre uma placa plana. É a mais simples de ser aplicada, porém ela não nos dá uma precisão muito apurada. Ela pode ser expressa por:

$$V = V_r \left(\frac{H}{H_r} \right)^n \quad (2)$$

onde:

V = velocidade do vento na altura H ;

V_r = velocidade do vento na altura de referência (medida);

H = altura desejada;

H_r = altura de referência;

n = expoente da Lei de Potência – coeficiente de rugosidade

A tabela 3 a seguir mostra os diferentes valores de n para terrenos planos.

Tabela 3 - Coeficiente de rugosidade para terrenos planos, adaptado de (FADIGAS, 2011)

Descrição do Terreno	Fator n
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3 m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22 – 0,24
Áreas residenciais	0,28 – 0,40

Deve-se tomar cuidado ao usar a Lei de Potência para regiões onde se possui orografia acentuadas, ou seja, em terrenos onde se tenha elevações e depressões e valores de H maiores do que 50 metros. Para esses casos deve-se usar a Lei Logarítmica, conforme mostrado a seguir.

3.1.2. Lei Logarítmica

O modelo com base na Lei Logarítmica é aplicado a terrenos complexos, com orografia mais acentuada, e leva em conta que o escoamento da atmosfera é altamente turbulento (FADIGAS, 2011).

Para velocidades elevadas, o perfil vertical do vento segundo a Lei Logarítmica é calculado como:

$$V_{(z)} = \frac{v_0}{K_c} \ln \frac{z}{z_0} \quad (3)$$

onde,

V_z = a velocidade do vento na altura z ;

z_0 = comprimento de rugosidade – conforme mostrado na tabela 2 (localizada na seção 2.2 deste trabalho);

K_c = constante de Von Kármán ($K_c = 0,4$);

v_0 = velocidade de atrito relacionada com a tensão de cisalhamento na superfície e a massa específica do ar.

Quando se deseja usar a Lei Logarítmica para estimar a velocidade do vento de uma altura de referência Z_r para outro nível de altura (Z), a seguinte equação é utilizada:

$$\frac{V_{(z)}}{V_{(z_r)}} = \frac{\ln \left(\frac{Z}{z_0} \right)}{\ln \left(\frac{Z_r}{z_0} \right)} \quad (4)$$

3.2. Estimativa do Potencial Eólico

Para se fazer a estimativa do potencial eólico de uma determinada região se faz a coleta da velocidade do vento continuamente, em certos intervalos de tempo, como por exemplo, 10 minutos ou 1 hora. Assim, se tem a informação da velocidade de vento em diferentes períodos. A partir daí pode-se tirar dados importantes que irão estimar, não só a produtividade energética de determinada turbina, mas também escolher o melhor lugar para sua instalação, em busca de maior produtividade. Dentre desses dados podemos destacar, além da velocidade em si, indicações de direção predominante, altura de medição, características do terreno, parâmetros atmosféricos (como temperatura e pressão), dentre outros.

A potência é definida como a razão pela qual a energia é usada ou convertida por unidade de tempo (como exemplo J/s). A sua unidade no Sistema Internacional é o watt (W), que por definição é igual a 1 J/s. Essa energia contida nos ventos é a energia cinética, responsável pela movimentação da massa de ar.

A energia do vento é dada pela seguinte equação:

$$E = \frac{1}{2} mV^2 \quad (5)$$

onde:

m = massa de uma partícula de ar;

V = sua velocidade.

A energia por unidade de tempo é igual à potência. Sendo assim,

$$P = \frac{E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \dot{m}V^2 \quad (6)$$

sendo:

\dot{m} = fluxo de massa ou vazão mássica;

P = potência.

Para ficar mais fácil o entendimento do cálculo da energia cinética do vento observando a figura a seguir.

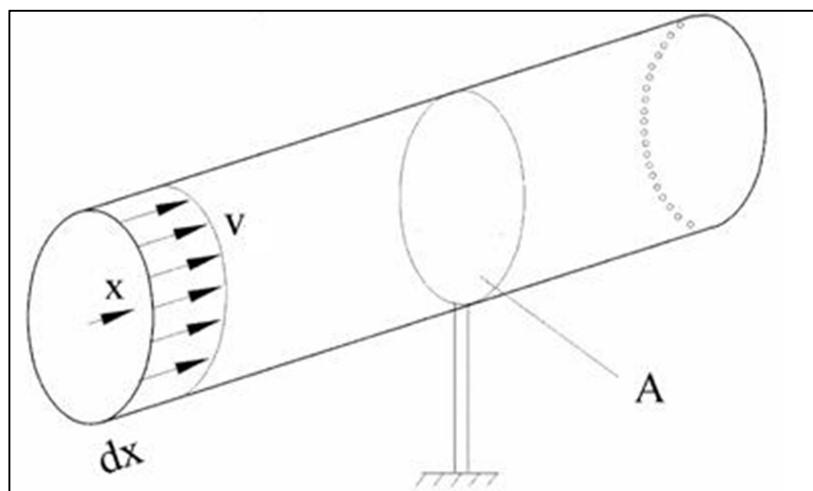


Figura 13 - Fluxo de ar através de uma área circular A (adaptado de CRESESB)

Para fins de exemplificação vamos considerar a área $A = 100 \text{ m}^2$ e a velocidade $V = 10 \text{ m/s}$. À medida que o ar se move à velocidade de 10 m/s , um cilindro de ar com um comprimento de 10

metros vai se formando a cada segundo. Dessa forma, um volume de ar de $100 \times 10 = 1000 \text{ m}^3$ passará pelo anel a cada segundo. Multiplicando esse volume pela massa específica do ar, obtemos a massa de ar movendo-se através do anel a cada segundo. Isso é, a massa de ar que se move por determinada área na unidade de tempo (fluxo de massa) é igual à massa específica do ar vezes o volume de ar passando a cada segundo, que é igual a massa específica do ar x área x distância percorrida pelo ar a cada segundo (velocidade do ar), ou seja:

$$\dot{m} = \rho AV \quad (7)$$

O produto AV representa a taxa de fluxo volumétrico de ar passando pelo anel circular.

Substituindo a equação (7) na equação (6), temos:

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (8)$$

Trazendo essas equações para nosso estudo de avaliação de potencial eólico, podemos considerar que a área A representada nas equações acima representa a área varrida pelas pás de uma turbina eólica do tipo “hélice de eixo horizontal”, e assim temos que:

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (9)$$

sendo D o diâmetro do rotor.

É mais adequado fazer a representação da equação (8) por intermédio da razão da potência pela área, pois para uma mesma velocidade média dos ventos temos diferentes valores de potência. Então a equação pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho V^3 \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (10)$$

A razão P/A é a potencia contida no vento que atinge a parte frontal da turbina e apenas uma parte dela é aproveitada nas pás do rotor. A parte não aproveitada é levada pelo ar que deixa as pás movendo-se com velocidade reduzida.

A massa específica do ar varia de acordo com a pressão e temperatura. Por sua vez, a temperatura do ar e a pressão atmosférica variam com a altura. Isso significa que, para duas turbinas

instaladas num mesmo lugar, porém com alturas de rotor diferentes, podem captar energia com diferentes densidades de potência.

Pela equação (10) podemos ver que a potência do vento varia de acordo com a área de captação linearmente e ao cubo de sua velocidade. Isso significa que pequenas variações da velocidade do vento podem ocasionar grandes mudanças na sua potência. A figura abaixo ilustra exatamente essa variação. Com isso, confirma-se a importância dos dados de vento medido serem inteiramente confiáveis.

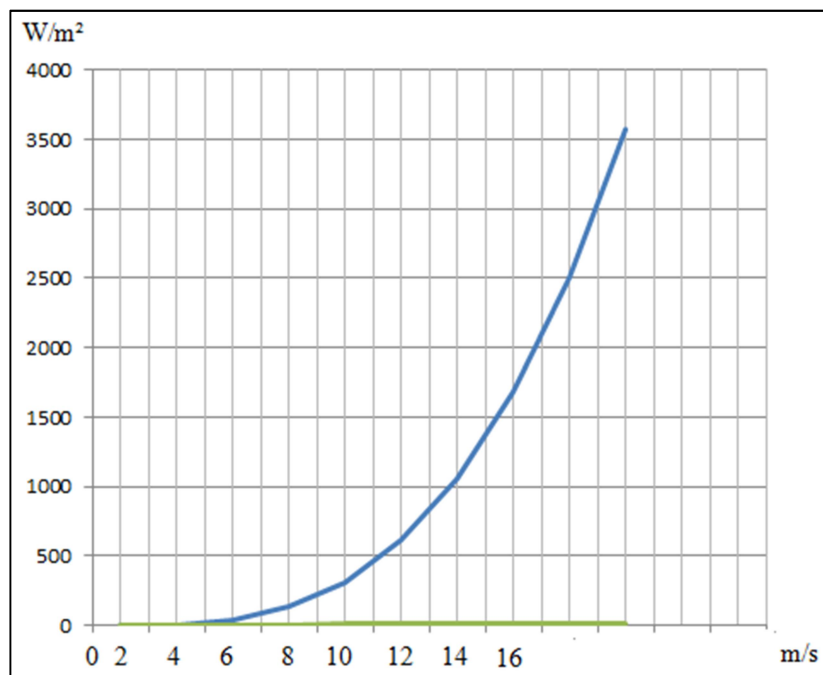


Figura 14 - Curva de potência do vento por unidade de área em função de sua velocidade, adaptado de (FADIGAS, 2011)

(FADIGAS, 2017) diz que a série de dados obtida de determinada estação anemométrica pode ser utilizada para calcular os parâmetros a seguir, com os quais é possível determinar a produção de energia de uma turbina eólica:

a) Velocidade média

A velocidade média, \bar{V} , de determinado período, pode ser calculada conforme abaixo:

$$\bar{V} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i \quad (11)$$

onde:

N = número de observações ou registros de velocidade de vento no período de medição considerado (por exemplo, 1 ano);

V_i = cada valor médio da velocidade do vento, fornecido a cada intervalo de tempo (por exemplo, valor médio a cada 10 min (Δt)).

b) Desvio padrão

O desvio padrão σ_V de uma velocidade média individual pode ser calculado pela seguinte equação:

$$\sigma_V = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V})^2} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left\{ \sum_{i=1}^N V_i^2 - N\bar{V}^2 \right\}} \quad (12)$$

c) Densidade média de potência

$$\frac{\bar{P}}{A} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^3 \quad (13)$$

sendo ρ igual à massa específica do ar (kg/m^3), considerada constante nesse caso.

Da mesma forma pode-se calcular a energia eólica disponível por unidade de área pela seguinte equação:

$$\frac{\bar{E}}{A} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^N V_i^3 \Delta t = \left(\frac{\bar{P}}{A}\right) (N\Delta t) \quad (14)$$

3.3. A distribuição de Weibull (representação da distribuição de vento)

Durante anos diversos pesquisadores tentaram fazer uma representação da distribuição de vento através de distribuições probabilísticas. O problema é que cada uma delas, apesar de servirem para a função, representam cada uma um determinado padrão eólico, sendo ela muito restrita. Por anos se procurou uma distribuição que representasse o maior número de comportamentos de vento.

Estudos realizados nessa área constataram que a distribuição de Weibull conseguia retratar bem um grande número de padrões de comportamentos dos ventos. Isso se dá porque a distribuição de Weibull incorpora tanto a distribuição exponencial ($k = 1$) quanto a distribuição de Rayleigh ($k = 2$), além de fornecer uma boa aproximação da distribuição normal (k próximo de 3,5). Além disso a distribuição de Weibull retrata bem ventos extremos.

A função densidade de probabilidade de Weibull requer o conhecimento de dois fatores:

- k , sendo o fator de forma, e
- c , fator de escala.

Esses parâmetros são função da velocidade média (\bar{V}) e do desvio padrão (σ^2).

Ela pode ser descrita como:

$$p(V) = \left[\frac{k}{c}\right] \times \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \times e \left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (15)$$

Por sua vez, os parâmetros k e c podem ser calculados analiticamente pelas equações abaixo:

$$k = \left(\frac{\sigma_V}{\bar{V}}\right)^{-1,086} \quad (16)$$

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (17)$$

A figura abaixo mostra o comportamento da função de distribuição de Weibull para diversos valores de k , considerando c constante. (FADIGAS, 2011) analisa que à medida que o parâmetro k aumenta, a distribuição tende a se concentrar, indicando uma grande ocorrência de registros em torno do valor da velocidade média.

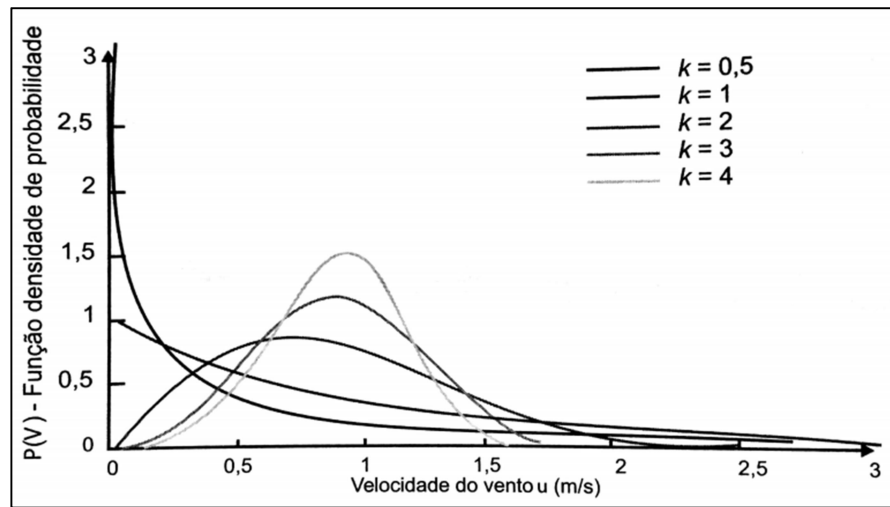


Figura 15 - Curvas de função de distribuição de densidade de Weibull para diferentes valores de k , adaptado de (FADIGAS, 2011)

4. MEDIÇÃO DO VENTO

Uma etapa de muita importância para a avaliação do potencial eólico de uma determinada região é a medição do vento no local. Esse estudo é fundamental no estudo de dimensionamento e viabilidade técnica e econômica de uma central eólica, sendo necessário se ter um conhecimento com maior exatidão possível.

Segundo o Manual de Avaliação Técnico-econômica de Empreendimentos Eólico-elétricos, elaborado pela COPEL em 2007, a metodologia de avaliação técnico e econômica de empreendimentos eólico-elétrico foi organizada em seis fases:

- Fase 1 – Seleção do local do projeto: começa com pesquisas em escritório, onde se observam dados de vento ou inventários de potencial eólico existentes, cartas topográficas e imagens de satélite. Após isso, procede-se ao trabalho em campo, onde são visitados os locais previamente definidos, observando a rugosidade, relevo, presença de construções e obstáculos, escolhendo-se, assim, o sítio de projeto. Já nesta fase, é importante saber se o proprietário do terreno tem interesse no desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica.
- Fase 2 – Medição de vento: começa após a conclusão da primeira fase. O trabalho conta com a escolha do sistema de medição (anemômetros, sensores de direção e *datalogger*), torre e instalação.
- Fase 3 – *Micrositing* e estimativa de geração de energia: nesta fase escolhem-se os modelos de turbinas a serem utilizadas e os *layouts* do parque eólico planejado (*micrositing*). São realizadas, assim, as estimativas de geração de energia. Ao final dessa fase, o empreendedor terá em mãos os cenários de produção de energia do projeto.
- Fase 4 – Análise econômico-financeira de usinas eólico-elétricas: apresenta os custos de implantação de um parque eólico, custos de operação e manutenção, e a análise de viabilidade do empreendimento eólico-elétrico, indicando a taxa de rentabilidade para cada modelo de turbina eólica selecionada na fase 3.
- Fase 5 – Apresentação do projeto: o projeto será apresentado à comunidade eólica, investidores, autoridades políticas e ambientais, e demais interessados. Inclui os principais números do projeto e também uma apresentação visual do parque planejado.
- Fase 6 – Implantação, operação, manutenção e desativação de usinas eólicas.

4.1. Fase 2 do manual da COPEL

Para o presente trabalho é importante detalhar mais um pouco da fase 2 – medição de vento. O nível de exatidão exigido na medição do potencial eólico supera e muito outras áreas que utilizam o mesmo sistema para suas aplicações e objetivos (como meteorologia, aeroportos, etc). Um pequeno desvio na medição do vento pode colocar em risco todo o estudo de viabilidade técnico-econômico do projeto.

As medições de vento para avaliação de um sítio eólico devem ser realizadas por um período mínimo de um ano, possibilitando a análise dos regimes diurnos, mensal e sazonal ao longo de um ciclo climatológico.

A qualidade da medição é a base para o estudo de vento, produção de energia e viabilidade econômica, fundamental na busca por financiamento e investidores para o projeto.

4.1.1. Escolha dos sensores

As grandezas que devem ser medidas nessa fase 2 são a velocidade e direção do vento, a temperatura, a umidade relativa e a pressão atmosférica, sendo as de maior importância as duas primeiras. Para escolher os sensores adequados, deve-se entender a grandeza física medida e quais as características mais desejáveis do instrumento. É de suma importância que o equipamento funcione sem falhas durante o tempo em que estiver atuando (1 ano).

Na figura abaixo podemos ver esquematicamente um exemplo de instalação dos sensores básicos em torres de 50 metros de altura. Ele pode variar em função das exigências conforme aplicação.

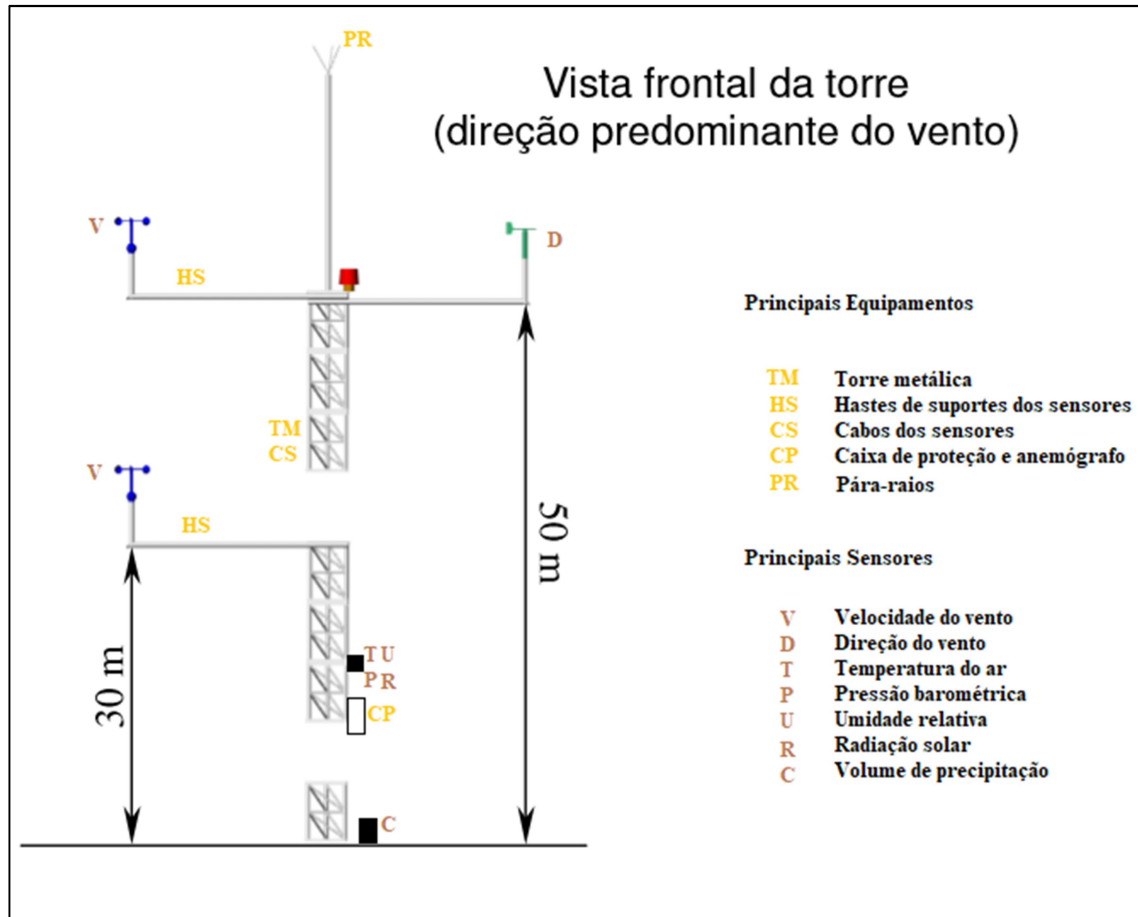


Figura 16 - Esquema do posicionamento dos sensores numa torre de 50 metros de altura (Manual COPEL, 2007)

4.1.1.1. Anemômetros de copos

Usados para medir a velocidade do vento, os anemômetros do tipo copo são mais usados devido a sua precisão adequada, por serem robustos e possuírem preços relativamente mais baratos do que outros tipos. Como desvantagem eles possuem maior inércia dos rotores e o efeito de *overspeeding*.

Na avaliação do potencial eólico de um determinado lugar é importante conhecer a distribuição do vento em relação a altura. A melhor forma de fazer essa medição é utilizar torres altas (60 a 100 metros) da altura do rotor das turbinas que serão utilizadas no projeto e distribuir sensores a duas ou três alturas diferentes. Esse método reduz as incertezas de extrapolação na velocidade do vento e de produção de energia, o que reduz os riscos na avaliação da viabilidade econômica.



Figura 17 - Exemplo de anemômetro de copo (manual COPEL, 2007)

Para os anemômetros vários fatores devem ser considerados para a escolha do mais adequado, como a linearidade do sinal de saída com a velocidade do vento e a pouca sensibilidade em relação à componente vertical do vento e à turbulência causada pelos braços de suporte e torre.

Abaixo vemos duas figuras em que é apresentado um caso de anemômetro mal projetado e outro de um anemômetro bem projetado. Podemos ver as características construtivas de um e outro e ver em que eles se diferenciam.

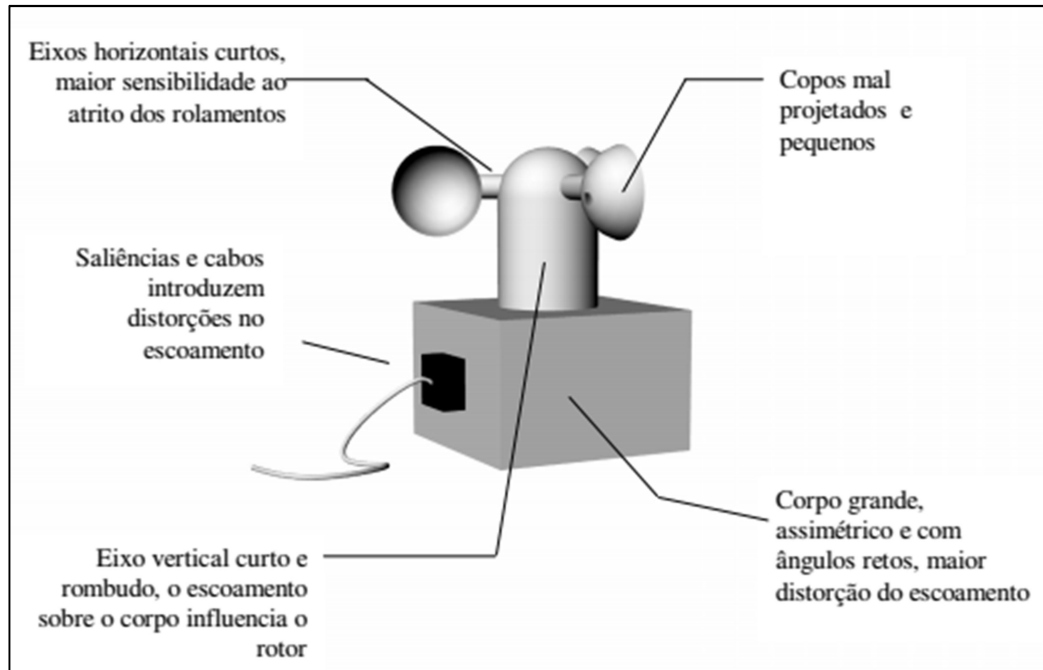


Figura 18 - Esquema de um anemômetro mal projetado (Manual COPEL, 2007)

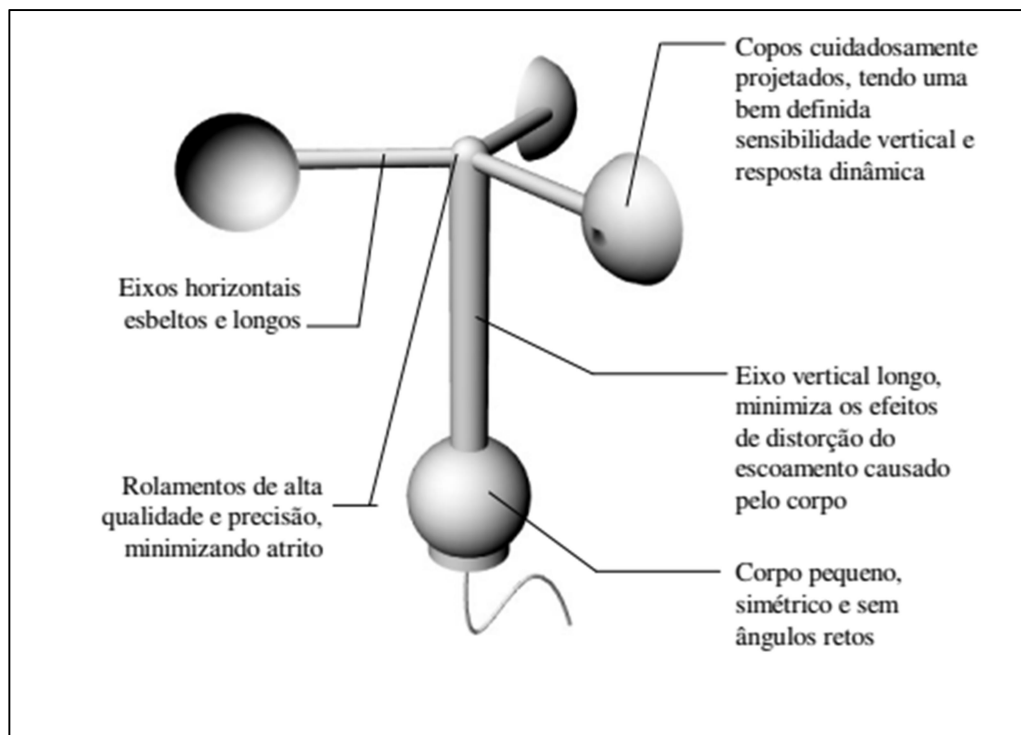


Figura 19 - Esquema de um anemômetro bem projetado (Manual COPEL, 2007)

4.1.1.2. Anemômetro sônico

Essa é uma geração de classe de anemômetros mais recentes, e eles podem registrar o fluxo de ar em uma, duas ou três dimensões, registrando a velocidade e direção do vento. Por não terem partes desgastáveis eles levam vantagem pelo fato de que não precisam de manutenção ou calibração durante todo o tempo de uso. Mas por outro lado a leitura dos dados pode ser afetada pela ocorrência de chuva.

Normalmente não são utilizados anemômetros sônicos para o uso de avaliação de potencial eólico pelo fato que não são tão exatos como os do tipo copo e terem um custo mais elevado. Porém eles são recomendados em áreas de relevo complexo, onde as influencias de turbulência sejam maiores. Em regra geral eles são utilizados de forma complementar, e não substituindo os de tipo copo.

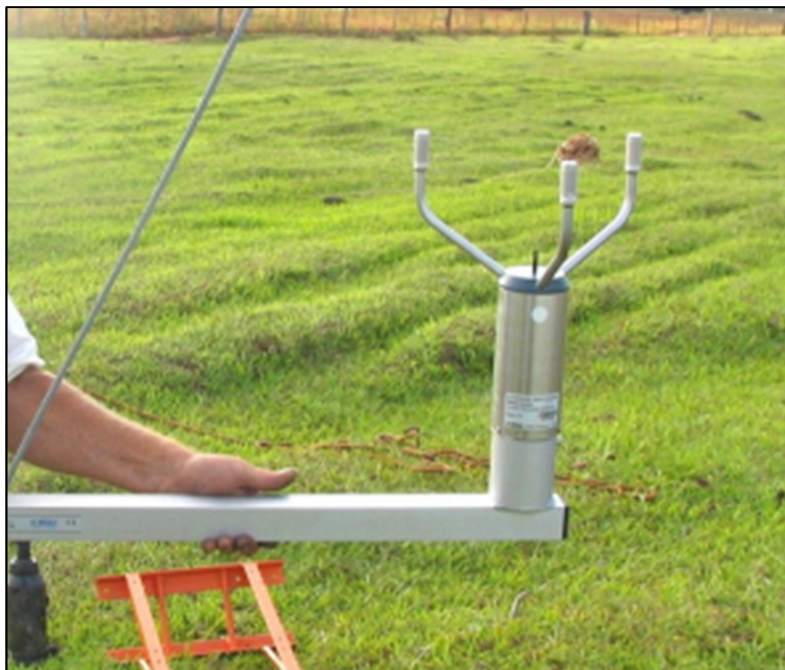


Figura 20 - Exemplo de anemômetro sônico 2D (Manual COPEL, 2007)

4.1.1.3. Sensor de hélice combinado

Esse tipo de sensor combina um anemômetro de hélice e um sensor de direção. Ele não é recomendado para ser usado para prognóstico de energia eólica pelo fato de que o anemômetro nem sempre está posicionado diretamente para o vento incidente. Além disso, em ventos turbulentos o sensor pode oscilar.

Outro ponto negativo é que a haste e o sensor ficam muito próximos, fazendo com que se tenha erros que não são toleráveis para essa aplicação. O seu uso deve ser, da mesma forma que o anemômetro sônico, complementar.



Figura 21 - Exemplo de sensor de hélice combinado (Manual COPEL, 2007)

4.1.1.4. Sensor de direção

Para fazer a leitura da direção do vento são utilizados os sensores potenciométricos, pois apresentam boa resolução e seu consumo de energia é bastante baixo. Existe no mercado uma grande gama de produtos para se medir a direção do vento, e eles vêm em diversos tamanhos, pesos e preços. O sinal de saída deve cobrir um círculo completo sem lacunas (360°). Em regra geral, os mais pesados são mais resistentes e os maiores mais sensíveis a ventos de baixa velocidade.

Cuidados especiais devem ser tomados durante a instalação do sensor de direção, orientando sua referência de norte (inclinação 0°) corretamente em relação ao norte geográfico.



Figura 22 - Exemplos de sensores de direção (Manual COPEL, 2007)

4.1.1.5. SoDAR e LiDAR – medição remota

Também são utilizados hoje em dia sensores que fazem a leituras de informações remotamente. Esses sistemas são projetados para complementar o mastro meteorológico tradicional nas campanhas de avaliação de recursos eólicos, bem como para fins de monitorização de parques eólicos. Os sistemas de detecção remota medem as condições de vento até uma altura de 200m. Assim, a velocidade do vento e os dados da direção do vento, mesmo à altura da ponta da pá estão disponíveis para calcular a energia eólica para toda a área das pás (AMMONIT, 2017).

SoDAR, sigla em inglês para Sonic Detection And Ranging, é um instrumento meteorológico capaz de medir a velocidade de vento em diversas camadas acima do solo. É utilizado com o objetivo de avaliar o potencial eólico que uma região possui.

O sistema SODAR funciona com ecolocalização, da mesma forma que um radar, porém usa ondas sonoras ao invés de ondas de rádio. Outros nomes usados para SODAR são: sounder, echosounder e radar acústico.

LiDAR (da sigla inglesa Light Detection And Ranging) é uma tecnologia óptica de detecção remota que mede propriedades da luz reflectida de modo a obter a distância e/ou outra informação a respeito um determinado objecto distante. O método mais utilizado para determinar a distância a um objecto é a utilização de laser pulsado. A distância a um objecto é determinada medindo a diferença de tempo entre a emissão de um pulso laser e a detecção do sinal reflectido, de forma semelhante à tecnologia do radar, que utiliza ondas de rádio.

4.1.1.6. Sensores de pressão, temperatura e umidade

Esses tipos de sensores não são obrigatórios na campanha de medição de um sitio eólico, pois esses dados podem ser coletados a partir de informações das estações meteorológicas da região. Porém se forem usados, se tem uma precisão maior das informações obtidas, tendo assim melhores resultados finais. Os dados de temperatura e pressão atmosférica são utilizados no cálculo da densidade do ar, e correção da curva de potência da turbina eólica.

De acordo com o manual da COPEL, o conhecimento do perfil vertical de temperatura, através de medições em duas alturas, juntamente com a medição do vento, possibilita avaliar a estabilidade térmica da atmosfera, que influencia o gradiente vertical da velocidade do vento, nas distintas condições de estratificação atmosférica: neutra, instável ou estável.

4.1.2. Datalogger

Com todas essas informações captadas com os diversos equipamentos mencionados acima, se faz necessário que essas informações fiquem armazenadas. É o *datalogger* que tem esse objetivo, e

ele deve ser capaz de armazenar toda a série temporal de dados, registrar eventos de rajadas e as estatísticas dos dados de vento.

Normalmente a amostragem de dados é feita a cada 1-3 segundos, e a média e o desvio padrão são gravados a cada 10 ou 60 minutos. Isso faz com que o *datalogger* necessite de uma grande capacidade de armazenamento de dados, e que seja feito durante vários meses consecutivos. Para não se ter preocupação com o armazenamento de dados localmente, o *datalogger* pode ainda ter um sistema de transmissão de dados automática para um computador remoto via telefonia (GPRS).



Figura 23 - Exemplos de *datalogger* (Manual COPEL, 2007)

4.1.3. Torres anemométricas

A torres anemométricas são aquelas onde ficam todo o aparato para se fazer a medição dos dados mencionados anteriormente.

4.1.3.1. Torres treliçadas

No Brasil normalmente são utilizadas as torres treliçadas ou então as torres estaiadas com cabos de aço. A grande vantagem desse tipo de torre em comparação com as torres tubulares é a facilidade de acesso e manutenção da torre e sensores de medição.

Antes de sua instalação é preciso conhecer a direção predominante do vento local, pois a assimetria da torre treliçada influencia de diferentes modos o comportamento aerodinâmico do fluxo de ar, dependendo da direção do vento.



Figura 24 - Montagem de torre de 100 metros de altura, Palmas/PR (Manual COPEL, 2007)

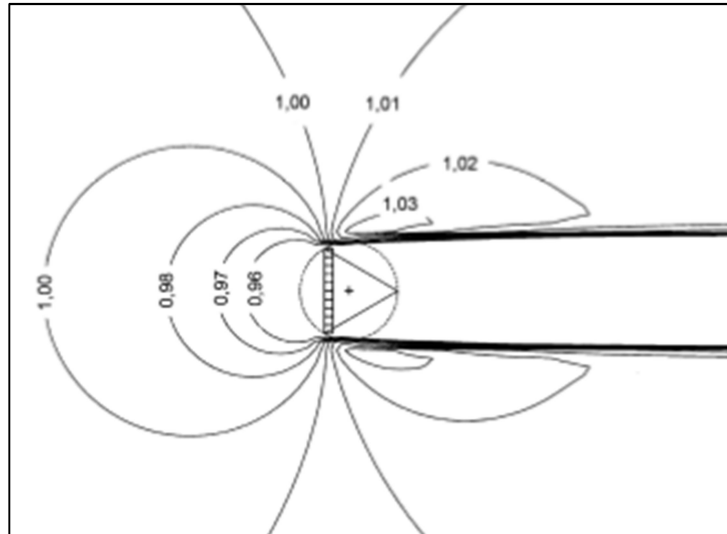


Figura 25 - Influência geométrica sobre o escoamento em uma torre treliçada (Manual COPEL, 2007)

4.1.3.2. Torres cilíndricas

Como informado anteriormente, a grande desvantagem dessa torre é pelo fato que o acesso para retirada e instalação é mais difícil do que comparada com a torre treliçada. Para fazê-lo precisa deitá-la no chão afim de que se tenha acesso a todos os sensores instalados nela.

A sua montagem é feita horizontalmente ao solo e somente após o término da instalação de todos os equipamentos a torre pode ser levantada. Abaixo podemos ver um esquema de instalação dos sensores, que são feitos antes do seu içamento.

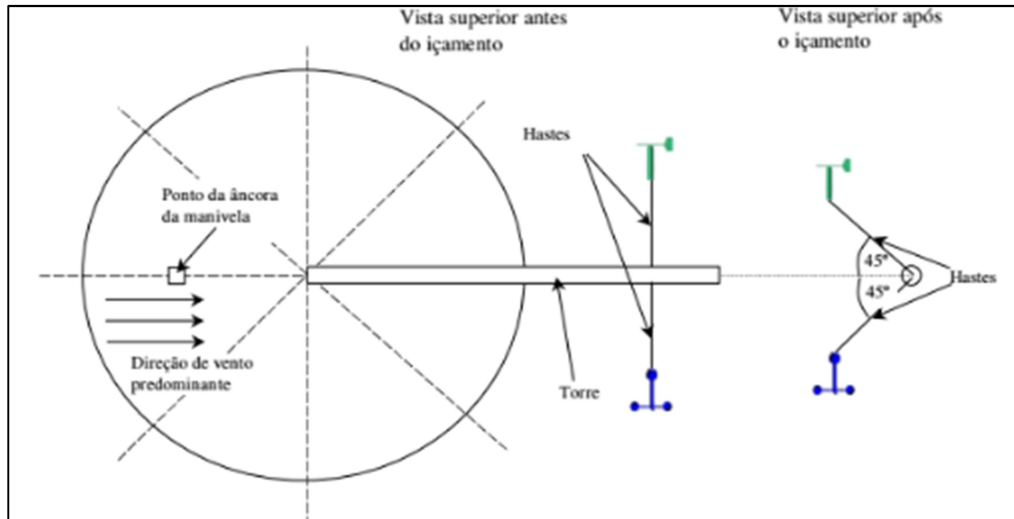


Figura 26 - Desenho esquemático do içamento de uma torre cilíndrica (Manual COPEL, 2007)

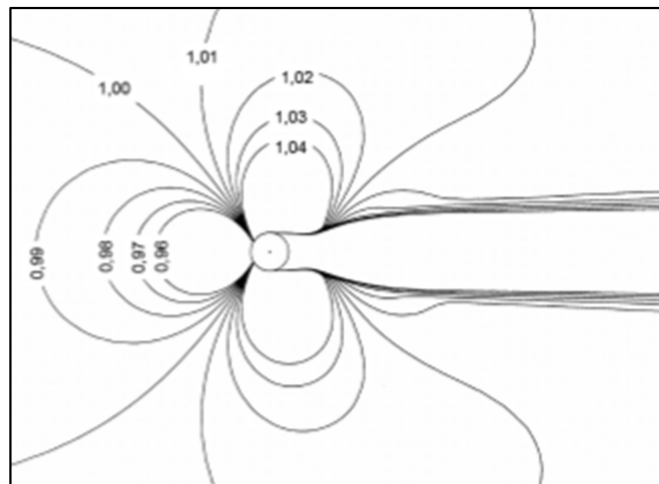


Figura 27 - Influência geométrica sobre o escoamento em uma torre cilíndrica (Manual COPEL, 2007)

4.1.3.3. Dimensionamento de uma haste

Todos os equipamentos de medição precisam ser posicionados de tal forma a minimizar os erros de leitura e para isso precisam ser minimizados os efeitos de interferência aerodinâmica da torre e estruturas de suporte (conforme as recomendações da *International Energy Agency* – IEA e da *International Electrotechnical Commission* - IEC). A própria haste de sustentação dos sensores produz turbulência, por isso seu dimensionamento deve ser realizado com cuidado. A

recomendação da IEA é de que as distorções de velocidade do vento induzidas pelas estruturas da torre e suporte de fixação dos sensores não deve ultrapassar 0.5%.

A figura abaixo mostra como se deve fazer esse dimensionamento para atender à essas exigências. O comprimento da haste (D) deve ser tal que a distância do sensor ao centro da torre seja pelo menos 5,7 vezes a largura da face no caso de uma torre treliçada triangular ($D=6,2 \times L$) e para a torre cilíndrica 8,5 vezes o diâmetro da torre ($D=8,5 \times \phi_{torre}$). Normalmente, em torres treliçadas com altura de 50m, a largura L da face não ultrapassa 40 cm, e em torres cilíndricas o diâmetro não passa dos 20 cm.

A altura do braço vertical deve ser tal que o plano do rotor do anemômetro (altura do braço + anemômetro) situe-se a pelo menos 12 a 15 vezes o diâmetro do braço horizontal ($12 \text{ a } 15 \times \phi_{braço\ horizontal}$).

As hastes de suporte devem preferencialmente ter seção circular e seu diâmetro deve ser o menor possível e suficientemente robusto para dar sustentação aos sensores e não vibrar com o vento.

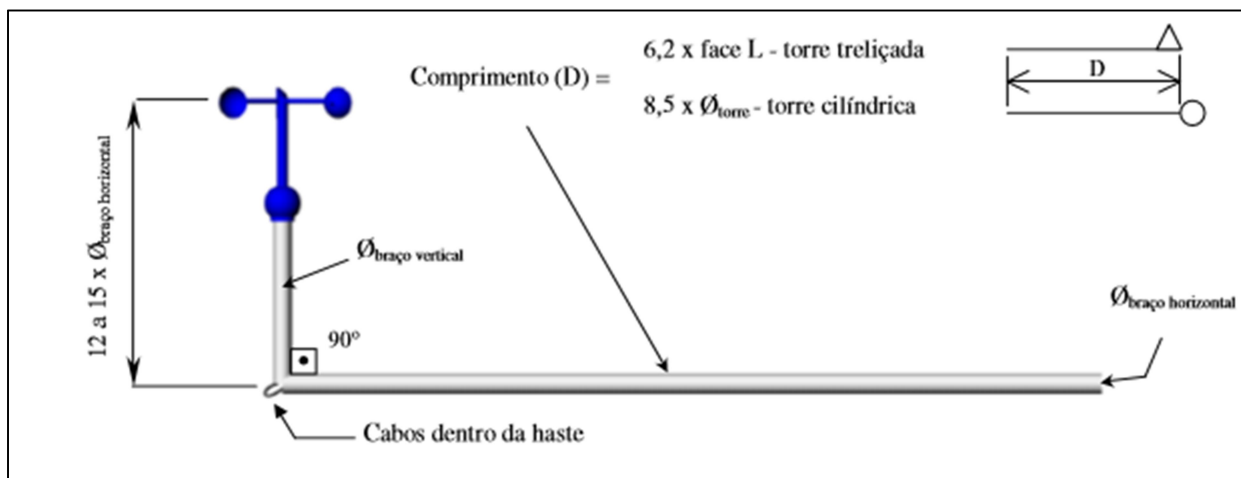


Figura 28 - Esquema de uma haste bem dimensionada (Manual COPEL, 2007)

4.2. Classe dos anemômetros

A IEC – *International Electrotechnical Commission* introduziu, através da normal IEC 61400-12-1 2017, uma classificação para os anemômetros. Ela informa que, por serem instrumentos de medição da velocidade do vento, eles estão sujeitos a condições externas que podem influenciar

nessa medição, trazendo incertezas nos resultados. Alguns dos parâmetros que influenciam nas medições dos anemômetros de copo são: turbulência, temperatura do ar, densidade do ar e a inclinação do escoamento incidente.

Por isso, os anemômetros que são utilizados para a avaliação de potencial eólico devem ser avaliados tomando em conta esses parâmetros.

Para a utilização de anemômetros para avaliação do potencial eólico a norma recomenda o uso de anemômetros Classe 1. Esses anemômetros são calibrados em túneis de vento para várias faixas de inclinações, intensidades de turbulência e temperaturas.

Um exemplo de anemômetro de Classe 1 pode ser visto abaixo. Segundo seu fabricante, esse anemômetro garante um excelente desempenho em relação ao atrito dentro do intervalo de temperaturas especificadas pela IEC, assegurando mudanças mínimas na função de transferência calibrada. Esse modelo possui um sistema que protege os rolamentos de detritos e de cargas de impacto, que são comuns em climas mais rigorosos. Na figura abaixo pode ser visto as especificações técnicas desse tipo de anemômetro.



Tipo de Sensor

- anemômetro de 3 copos

Alcance do Sensor

- de 1m/s até 96m/s (2.2mph a 215mph) (máximo testado)

Compatibilidade do Instrumento

- todos os data loggers da NRG Systems

Aplicações

- estimativa de recurso eólico
- estudos meteorológicos
- monitoramento ambiental

Tipo de sinal

- onda senoidal AC de baixo nível de ruído, e frequência linearmente proporcional à velocidade do vento

Função de transferência do anemômetro

- consulta o relatório individual de calibração para obter a função de transferência do anemômetro
- todos os anemômetros de Classe 1 da NRG são calibrados pela norma IEC 61400-12-1, Anexo F

Voltagem de saída no limiar

- 80mV (pico-a-pico), no mínimo

Voltagem de saída a 60Hz

- 12V (pico-a-pico), típica
- amplitude de saída NÃO proporcional à velocidade do vento

Calibração

- individualmente calibrado, relatório de calibração fornecido via download eletrônico

Alcance do sinal de saída

- de 0 a 125 Hz

Incerteza

Classificação IEC 61400-12-1

- Classe 1.01A
- Classe 8.44B

Incerteza operacional padrão IEC 61400-12-1

- $\pm 0,06\text{m/s}$ a 10m/s, para Classe A
- $\pm 0,49\text{m/s}$ a 10m/s, para Classe B
- consulta o relatório individual de calibração para obter informação sobre a incerteza na calibração

Resistência inicial

- 0,79m/s (1.77mph) segundo ASTM D 5096-02

Área varrida pelo diâmetro do rotor

- 190mm (7.5pol)

Constante de distância (63% de recuperação)

- 2,36m (7.74ft) a 5m/s, segundo ASTM D 5096-02
- 2,28m (7.48ft) a 10m/s, segundo ASTM D 5096-02

Momento de inércia

- $1,01 \times 10^{-4} \text{ kg.m}^2$
- $74,5 \times 10^{-6} \text{ S.ft}^2$

Figura 29 - Especificações técnicas do anemômetro de copo (catálogo NRG Systems)

4.3. Calibração dos anemômetros

Existem diversas marcas de anemômetros disponíveis no mercado e o usuário deve escolher qual melhor se encaixa nas suas necessidades. Porém, é muito importante saber que o seu bom funcionamento está ligado a uma boa manutenção. Por ficarem em locais abertos e serem muito expostos às intempéries é necessário que se faça de tempos em tempos a limpeza dos anemômetros, lubrificação dos rolamentos e a recalibração dos sensores.

Para assegurar a qualidade dos instrumentos, cada um deles deve ter seu certificado de calibração emitido antes da instalação.

Normas e procedimentos para calibração de anemômetros são fornecidos pela IEC e pela MEASNET (do inglês, rede de medição do instituto de energia eólica). A segunda é uma rede internacional de metrologia que agrupa instituições e laboratórios de energia eólica com finalidade de padronizar os procedimentos para a calibração de anemômetros, curva de potência de turbinas eólicas, nível de ruído de turbinas eólicas e qualidade de energia de turbinas eólicas. A norma IEC 61400-12-1 aborda no seu Anexo F os procedimentos para calibração de anemômetros.

Segundo a IEA, é recomendado que cada anemômetro seja recalibrado a cada 6 meses. Essa recalibração deve ser feita em um túnel de vento e em instituições que tenham rastreabilidade a padrões internacionais e que seja compatível com outras organizações competentes, garantia da qualidade técnica e plena compreensão das características do túnel de vento.

O procedimento de calibração deve incluir:

- Calibração prévia do túnel de vento para relacionar as condições em uma posição de referência com aquelas na posição do anemômetro;
- Cálculo das velocidades do vento a partir de medições da cabeça dinâmica e densidade do ar, devendo o último estar baseado na medição da temperatura, pressão barométrica e umidade relativa;
- Correção das velocidades do vento para explicar os efeitos de bloqueio;
- Calibração em intervalos de 1, 4 e 16 m/s;
- Amostragem do comportamento de estado estacionário em cada velocidade do vento acima de um período de 30 segundos.

A calibração de anemômetros é realizada num túnel de vento e consiste em instalar o anemômetro na seção de teste e correlacionar diferentes velocidades à frequência de saída do

anemômetro. A velocidade nesta seção é determinada com auxílio de tubos de Pitot. No procedimento são utilizados transdutores para medir a pressão diferencial dos tubos de Pitot, temperatura média do ar, pressão atmosférica e umidade relativa. Um sistema de aquisição de dados permite o condicionamento dos sinais assim como o registro das variáveis envolvidas. O procedimento é realizado na faixa de 4m/s a 16m/s. Após o levantamento dos dados, se realiza uma análise de regressão linear determinando parâmetros estatísticos como os coeficientes angular e linear que definem a equação da reta que representa a velocidade do vento em função da rotação do anemômetro. A frequência da amostragem deve ser de pelo menos 1Hz durante pelo menos 30 segundos. A velocidade média de referência é determinada medindo a pressão diferencial no tubo de Pitot e levando em consideração as correções do coeficiente de correção do tubo de Pitot, do túnel de vento e do efeito de bloqueio. A massa específica do ar é determinada em função da temperatura média do ar, da umidade relativa e da pressão atmosférica (ALÉ *et al*, 2008).

Após a coleta dos dados, deve-se realizar uma análise de regressão linear com o objetivo de obter os seguintes parâmetros: coeficiente linear (*offset*), coeficiente angular (*slope*), desvio padrão e coeficiente correlação. Na regressão linear se correlaciona a velocidade de referência, obtida no túnel de vento a partir da pressão dinâmica dos tubos de Pitot, com a frequência de saída do anemômetro. O procedimento de calibração é considerado satisfatório quando o coeficiente de correlação é maior que 0,99995 (Alé *et al*, 2008).

4.4. Requisitos para a estação de medição

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE divulgou a Nota Técnica DEA 08/14 que orienta a realização e envio à EPE das medições anemométricas e climatológicas a serem realizadas nos parques eólicos que venceram os leilões promovidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

A nota técnica apresenta as instruções gerais para o cumprimento das determinações legais e infra legais referentes às medições anemométricas e climatológicas para os parques eólicos, a partir de maio de 2014.

Nessa nota técnica, vale destacar as partes pertinentes às estações de medições dos parques eólicos.

Lá é informado que as estações de medições devem ser instaladas em local definitivo e iniciar as medições, registros e envios das informações à EPE dentro do prazo estabelecido pelo MME.

Também informa que a estação de medição deverá ser posicionada na parte frontal do parque eólico tendo como referencia a direção predominante dos ventos, em local representativo do parque e onde a interferência por obstáculos naturais ou turbulências produzidas por aerogeradores de parques adjacentes seja mínima.

Ela deverá receber manutenção preventiva anual, e corretiva sempre que necessário, para garantir a qualidade das medições e não ultrapassar o índice máximo de perda de medições.

Além disso, a estação deve ter adequada proteção contra descargas atmosféricas e atender às normas relativas à sinalização luminosa para o tráfego aéreo.

A estação de medição deve conter, além do registrador de medições (*data logger*), pelo menos os seguintes medidores:

- Três anemômetros de concha;
- Dois medidores de direção dos ventos;
- Um medidor de umidade de ar;
- Um medidor de pressão barométrica; e
- Um termômetro.

Algumas observações devem ser feitas a respeito do posicionamento dos equipamentos de medição, em especial:

- Um anemômetro deverá ser instalado no topo da estação de medição (anemômetro superior), em altura do solo igual à do eixo das turbinas do parque eólico e, no mínimo, a 50 metros de altura do solo;
- O anemômetro superior deve estar livre de perturbações e interferências causadas por outros instrumentos de medição ou de sinalização;
- O segundo anemômetro (anemômetro intermediário) deve ser instalado à distância de até 2,5 metros abaixo do anemômetro superior;
- O terceiro anemômetro (anemômetro inferior) deve ser instalado à distância mínima de 20 metros abaixo do anemômetro superior e, preferencialmente, na altura inferior da ponta da pá das turbinas;
- O medidor superior de direção de vento deve ser instalado à distância mínima de 1,5 metros abaixo do anemômetro superior e máxima de 10% da altura do eixo das turbinas do parque eólico;
- O barômetro, o medidor de umidade relativa do ar e o termômetro devem ser instalados preferencialmente entre 1,5 metros e 10 metros abaixo do topo da estação de medição;

- A estação de medição deve ter sua verticalidade verificada.

5. RELATÓRIO DE PROCESSAMENTO E VALIDAÇÃO DOS DADOS

Após todas as medições serem feitas se faz necessário reportar esses dados anemométricos validados em um relatório para documentação.

Segundo o Manual o COPEL de 2007, esse relatório precisa conter as seguintes informações:

- Distribuições estatísticas: histogramas de velocidade e ajuste da Distribuição Estatística de Weibull total e por direção em cada altura de medição;

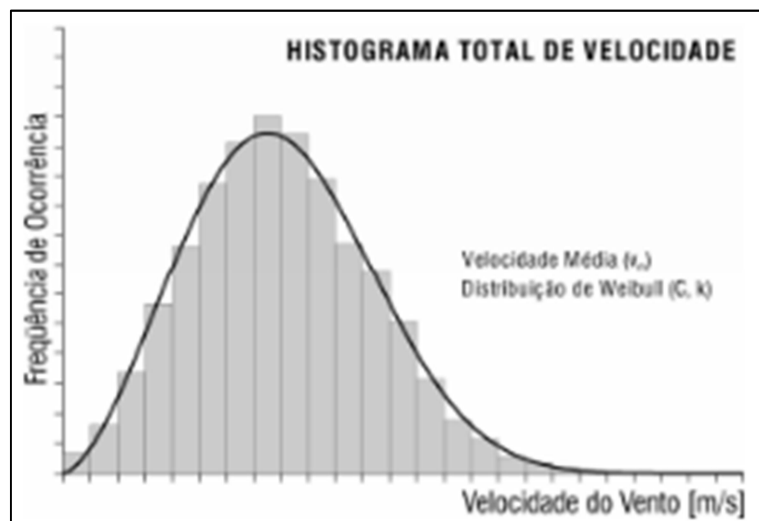


Figura 30 - Histograma de velocidade e ajuste da distribuição de Weibull ajustada (Manual COPEL, 2007)

- Rosas-dos-ventos: os dados medidos de direção da velocidade dos ventos são representados nesse tipo de gráfico, que consiste em um diagrama que mostra a distribuição temporal da direção dos ventos e a distribuição azimutal da velocidade do vento. Na sua forma mais comum consiste em diversos círculos concêntricos, igualmente espaçados, com 16 linhas radiais intercaladas de maneira uniforme. O comprimento da linha é proporcional à frequência do vento com relação ao ponto central. A linha mais longa indica a direção prevalecente do vento. A rosa-dos-ventos é utilizada, em geral, para representar dados mensais, sazonais e anuais.

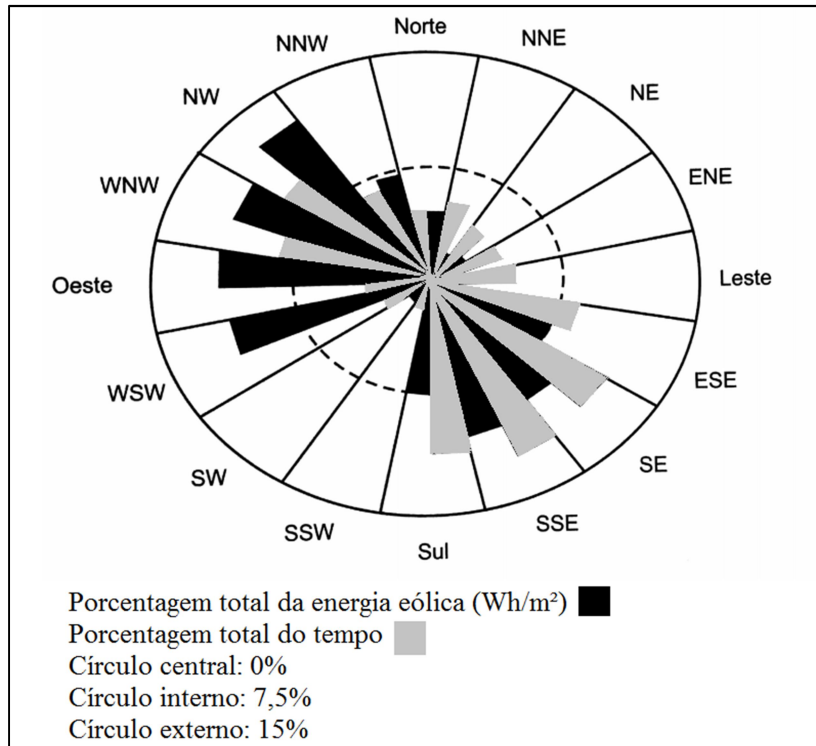


Figura 31 - Rosa-dos-ventos, adaptado de (FADIGAS, 2011)

- Densidade de potência eólica: cálculo do fluxo ou densidade de potência eólica total e por direção;
- Parâmetros físicos: gráficos e tabelas com análises do expoente de camada-limite, rugosidade e intensidade de turbulências;
- Regimes de vento: análise do regime diurno e sazonal da velocidade e direção do vento, intensidade de turbulência e expoente de camada-limite;
- Séries temporais: gráficos com as séries temporais de velocidade e direção do vento, e dados meteorológicos de temperatura, pressão e densidade do ar;
- Taxa de recuperação de dados: tabelas e sumários com a taxa de recuperação mensal e anual dos dados.

5.1. Incertezas na velocidade do vento

A análise dos dados de vento deve abranger a estimativa das incertezas nas velocidades médias do vento, que servem de referência para o cálculo das incertezas na produção de energia do parque.

A incerteza na velocidade do vento resulta da contribuição das seguintes fontes de incertezas:

- Incertezas de medição: incertezas de calibração dos anemômetros; inclinação e assimetria do escoamento incidente no anemômetro; distorção do escoamento devido às estruturas da torre, fixações, hastes de suporte, cabos, etc.; sobre-velocidade (*overspeeding*); incertezas estatísticas no próprio cálculo da velocidade média a partir das séries temporais de vento;
- Extrapolação vertical: incerteza na extrapolação da velocidade do vento das alturas de medição, para as alturas dos rotores das turbinas (alturas de extrapolação);
- Extrapolação horizontal: incertezas na extrapolação dos dados medidos no local das torres para a posição das turbinas eólicas, resultante da modelagem de cálculo utilizado na simulação dos ventos na área da usina;
- Climatologia: incertezas associadas à representatividade do período de medições em relação ao ano climatológico médio (longo prazo). Estimada com base na abrangência das medições, qualidade da correlação com a referência de longo prazo, e vida útil do projeto.

A energia eólica disponível no vento, conforme mostrado no capítulo 3.2 deste trabalho, esta relacionada com o cubo da velocidade do vento (V^3). Os anemômetros apresentam uma determinada incerteza na medição da velocidade e pode-se realizar uma análise entre esta incerteza e sua influencia na energia disponível. A figura 32 mostra que existe um aumento da variação da energia em função da incerteza do anemômetro para diferentes velocidades médias. Por exemplo, para uma velocidade média de 7,0m/s, e utilizando um anemômetro com incerteza de $\pm 0,5$ m/s, a variação na energia gerada pode ser maior que $\pm 21\%$. Para tornar confiáveis os resultados de energia disponível, Peter e van Emden (2008) recomendam a utilização de anemômetros com incerteza compreendida entre 0,1 m/s a 0,2 m/s.

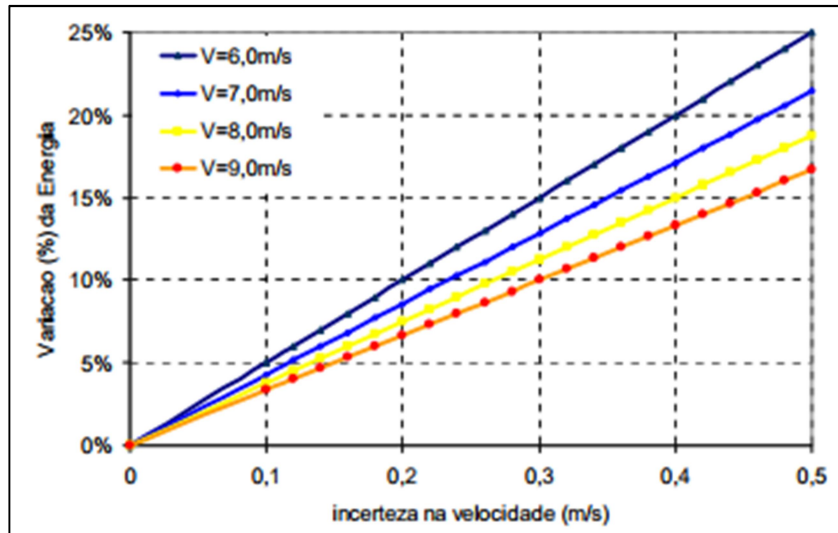


Figura 32 - Efeito da incerteza na energia do vento (ALE, 2008)

De modo geral, em um levantamento de potencial eólico, outros fatores contribuem para o aumento da incerteza da velocidade medida. No trabalho de Albers e Klug (1999) mostra-se que a determinação da velocidade do vento para a estimativa da produção de energia depende da qualidade do anemômetro e sua calibração, da correta instalação na torre, do período da campanha das medições, das correlações a longo prazo de estas medições assim como da extrapolação da velocidade do vento. O resumo da faixa de incertezas é apresentado na figura 33. Observa-se que campanhas de medições poderão apresentar incertezas de 1,5% até 14%. Isto representa uma incerteza na produção de energia de um parque eólico na ordem de 3,0% a 30%. Desta forma um levantamento de potencial eólico será de alta qualidade quando a energia produzida apresentar uma incerteza menor que 3,0%.

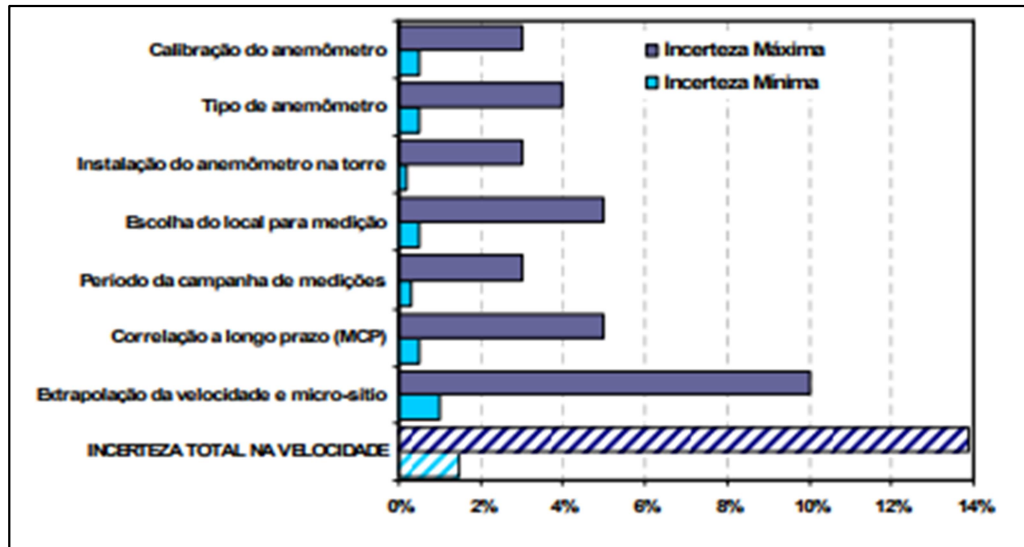


Figura 33 - Incertezas de medidas em empreendimentos eólicos (ALE, 2008)

Taylor et al.(2004) apresentam o efeito da incerteza do anemômetro no erro cometido para obter por extrapolação (lei logarítmica) a velocidade do vento no cubo da turbina. Para isto se considera uma torre com anemômetro instalado na altura máxima da torre (50m) e outro anemômetro instalado numa altura inferior (figura 34) concluindo que o erro aumenta quando os anemômetros estão muito próximos, contudo o segundo anemômetro não pode estar posicionado muito próximo do nível do solo podendo ocorrer erros por efeito da rugosidade do local.

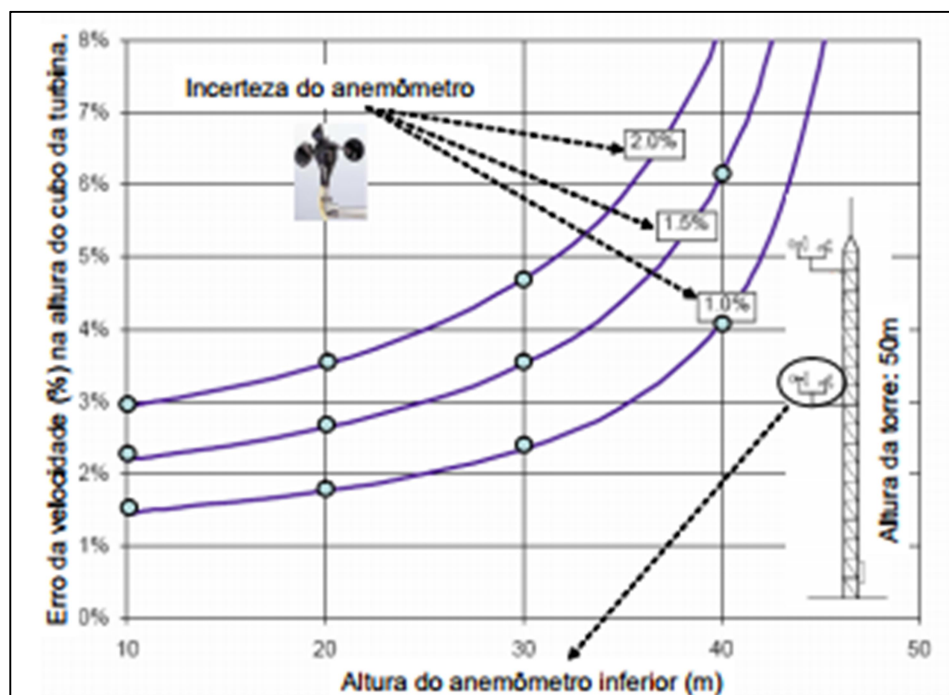


Figura 34 – Erro (%) na estimativa da velocidade no cubo da turbina (ALE, 2008)

6. CUSTOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA TORRE DE MEDIÇÃO

Como foi visto ao longo desse trabalho, a implementação de uma torre de medição para avaliação do potencial eólico de uma região exige muito estudo e muitos equipamentos para que se tenha um trabalho bem feito e eficaz. Para se ter uma ideia, e se fazer um resumo da quantidade de equipamentos necessários podemos ver a tabela abaixo, que nos dá um exemplo de lista de compras para instalação de uma torre de medição de vento.

Tabela 4 - Exemplo de lista de compras para a instalação de uma torre de medição de vento (COPEL, 2007)

Quantidade	Descrição
Sensores e Aquisição de Dados	
01	Datalogger 01 Mbytes de memória, com as entradas para a ligação dos sensores
01	Sensor de direção do vento Indicador de direção do vento com potenciômetro de 0 a 2 kΩ. Faixa de medição de 0° a 360° sem lacunas no norte. Velocidade de sobrevivência de 60 m/s. Resolução 1°.
02	Anemômetro de Copo Anemômetro opto-eletrônico. Velocidade de 0,3 a 50 m/s. Resolução 0,3 m/s. Saída 0 – 1042 Hz. Constante de distância menor que 5 m. Velocidade de sobrevivência de 60 m/s.
02	Certificados de Calibração Certificados de Calibração dos Anemômetros conforme os padrões MEASNET (Measuring Network of Wind Energy Institutes).
01	Cabeamento 02 cabos de 60 m cada e 01 cabo com 40 m blindado.
03	Conectores (caso necessário)* 02 conectores para os anemômetros e 01 conector para o sensor de direção.
01	Caixa de Fixação e Proteção IP 55. Aço com pintura de epoxi ou plástico, com fechadura Yale para instalação do <i>datalogger</i> e acessórios (as dimensões dependem do tamanho dos equipamentos).
01	Painel Solar Painel solar de 20W com suporte de instalação e cabo de 04m.
01	Bateria 12V Bateria recarregável de chumbo-ácido selada, 12V e 12Ah.
01	Controlador de Carga Controlador de carga para painel solar. Corrente máxima de 08A.
Sistemas de Comunicação	
01	Modem para celular GSM Modem para celular com sistema de envio de dados por GPRS.
01	Antena Antena 14dB, de 800 a 900 MHz.
Sensores e Aquisição de Dados	
02	Sensores de Temperatura e Umidade (opcionais) Faixa: Umidade Relativa: 0 a 100%. Temperatura: -40°C a 60°C. Precisão: Umidade Relativa +/- 3%. Temperatura: +/- 0,4°C. Saídas: 0 a 1V. Alimentação: 4,5 a 30V corrente contínua.
01	Sensor de Pressão Atmosférica (opcional) Faixa: 600 a 110 hPa. Precisão: maior que +/- 0,015 hPa. Saída: 0 a 2,5V / 0 a 5V / 600 a 1100 Hz. Temperatura: -10°C a 50°C.

Quantidade	Descrição
Torre para Medição	
01	Torre Estalada Torre de 50m de altura, galvanizada à fogo, pintada nas cores branco e vermelha. Construção de acordo com as normas da ABNT vigentes, com 1,5m de carga no topo e para ventos de até 45 m/s, com âncoras, pivot central, esticadores e estaiamento.
01	Sistema de pára-raios Sistema de pára-raios com mastro de 03m de altura, suportes isolados e cabos de cobre com diâmetro de 35mm. Pára-raios e sinalização de acordo com as normas do Ministério da Aeronáutica.
Sistema de Sinalização Noturna	
01	Luz de sinalização a 50m Luminária com 03 lâmpadas vermelhas estroboscópicas de média intensidade luminosa (1600 candelas), com frequência de 20 a 60 lampejos por minuto, ligada durante a noite por um fotosensor de 12V.
02	Luzes de sinalização a 25m Luz vermelha de baixa intensidade luminosa (10 candelas) com conjunto de LED's, ligada durante a noite por um fotosensor de 12V.
02	Caixa de Fixação e Proteção IP 55. Aço com pintura de epoxi ou de polipropileno, sem fechadura para instalação da eletrônica e acessórios.
02	Painéis Solares Painéis solares de 20W cada um com suporte de instalação e cabo de 04m.
01	Controlador de Carga Controlador de carga para painel solar. Corrente máxima de 08A.
01	Bateria 12V Bateria recarregável de chumbo-ácido selada, 12V e 100Ah.
01	Bateria 12V Bateria recarregável de chumbo-ácido selada, 12V e 35Ah.

Os custos de uma torre instrumentada podem variar bastante, a depender do tipo dos equipamentos a serem utilizados, sua precisão e altura da torre. Também devem ser levados em consideração os custos com transporte, montagens e desmontagens da torre.

Abaixo temos uma lista com os preços médios dos equipamentos básicos para uma torre de 50 metros (COPEL, 2007).

- Uma torre treliçada de 50 metros montada – R\$20.000,00 a R\$30.000,00;
- Três anemômetros de copo com certificado de calibração – R\$1.000,00 a R\$8.000,00 cada;
- Dois sensores de direção de vento – R\$1.000,00 a R\$4.000,00;
- Um *datalogger*: R\$5.000,00 a R\$20.000,00;
- Um sistema de painel solar/controlador de carga/bateria – R\$1.000,00 a R\$3.000,00;
- Cabeamento – R\$1.000,00 a R\$5.000,00;
- Dois sistemas de sinalização noturna (painel solar, bateria e luzes de sinalização) – R\$2.000,00 a R\$4.000,00;
- Sistema de para-raios – R\$2.000,00 a R\$5.000,00.

Como itens complementares ou opcionais temos a seguinte lista(COPEL, 2007):

- Sistema de comunicação GPRS – R\$4.000,00 a R\$10.000,00;
- Um termo-higrômetro – R\$2.500,00 a R\$5.000,00;
- Um barômetro – R\$1.000,00 a R\$3.000,00.

Somando-se todos os itens acima podemos ter uma noção do preço de uma torre de medição. Para uma torre de medição de 50 metros, equipada com *datalogger* e sensores de medição importados e de alta qualidade situados em 2 nível (30 e 50 metros), com anemômetros calibrados em túnel de vento, o valor médio fica em R\$70.000,00, incluindo os custos de transporte e montagem. Para uma torre de 100 metros, com as mesmas características da anterior, somando-se sensores de medição em 3 níveis e sensores meteorológicos em 2 níveis, o custo fica em torno de R\$130.000,00.

6.1. Comparação entre os custos totais

Segundo o trabalho desenvolvido por Ricosti (2011), o investimento total de um parque eólico no Brasil oscilou muito nos últimos anos. Como informações mais recentes, de 2010, o valor do custo de instalação de um parque eólico fica na ordem de R\$4.313,00/kW.

Na tabela abaixo podemos ver como é distribuído o custo por kW de acordo com cada fase de implementação de um parque eólico.

É importante observar que o custo da construção e instalação da torre de medição está embutido no valor do custo do projeto em si.

Tabela 5 - Decomposição dos custos nas fases de implementação de um parque eólico (adaptado de BRACIANI, 2011)

Custos	Participação no Custo Total - %	Custo em R\$/kW instalado
Projeto	5,0	216,00
Infraestrutura	15,0	646,00
Equipamentos	60,0	2.588,00
Financiamento	13,0	561,00
Linhas de Transmissão	7,0	302,00
TOTAL	100,0	4.313,00

Se considerarmos um parque eólico que tenha 30 MW de capacidade instalada, pela tabela anterior, temos um custo total de R\$129.390.000.

A quantidade de torres de medição vai depender das características do terreno, se é mais plano ou mais complexo. Se for considerado que tenha apenas uma torre de medição, o custo irá representar apenas 0,1% do valor total do custo do projeto.

Esse valor é muito pequeno se comparado com o custo total do projeto, logo podemos perceber como é importante a realização um estudo prévio do comportamento do vento para o sucesso do empreendimento.

7. CONCLUSÕES

Como resultado desse trabalho temos uma visão mais detalhada sobre o universo que compõe a avaliação do potencial eólico de uma determinada região, passando pela teoria de estudo envolvida no comportamento do vento, os equipamentos mais importantes e suas características e programas computacionais que ajudam nessa avaliação.

É importante destacar o fato de que a na campanha de medição do vento é onde estão as principais fontes de incertezas no desenvolvimento de um projeto eólico, por isso deve-se ter cuidado redobrado ao se realizar as medições.

Como é um assunto onde se tem muitos detalhes para prestar atenção, o sucesso da campanha de medição está relacionado não só na escolha certa dos equipamentos, mas também a um plano de execução satisfatório e bem realizado. Para a escolha desses tópicos deve-se levar em conta as características do projeto, buscando, assim, a mitigação das incertezas.

Com isso se tem a real dimensão da importância da campanha de medição do vento, levando a conclusão de que qualquer investimento nessa etapa é importante. Por outro lado, se for analisar o gasto total com a implementação de um parque eólico comparado com o valor gasto na medição de vento, como vimos na seção 6.1, é um valor mínimo (aproximadamente 0,1% do valor total), e por isso é um valor se tem a recompensa por investi-lo.

REFERÊNCIAS

ALBERS A. and KLUG H. **High Quality Wind Speed Measurements for Site Assessment.** DEWI Magazine (1999) No 15, pag.6-16.

ALE, J. A. V.; SIMONI G. DA S. HACK P. DA S. **Importância Da Calibração De Anemômetros Nos Empreendimentos Eólicos.** CIMMEC - 1º Congresso Internacional de Metrologia Mecânica, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 8 a 10 de out 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEOLICA). Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br>.

BOWEN, A. J; MORTENSEN, N. G. **Exploring the limits of WAsP - The wind Atlas analysis and application program.** Anais. Goteborg, Sweden: Proc. Euro. Union Wind Energy Conference. 1996. p. 584 - 587.

BRACIANI, U. **Estrutura De Custos Para Implantação Das Usinas De Geração De Energia Elétrica No Brasil.** Dissertação de graduação no curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/>.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). **Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólico-Elétricos.** Curitiba, 2007

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE). **Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos.** Nota tecnica DEA 08/14, Rio de Janeiro, 2014.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Eólica.** Série Sustentabilidade. 1. Ed. São Paulo: Ed Manole, 2011.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. Capítulo 8 – Energia Eólica. 1. ed. São Paulo: Ed. LTC, 2017.

FROST, W. N. D. K. **Summary of Guidelines for Siting Wind Turbine Generators Relative to Small-Scale, Two-Dimensional Terrain Features**. Tennessee. 1979.

GWEC (Global Wind Energy Council). **Global Wind Energy Outlook**, 2015

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **International Standard 61400-12-1. Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. Genebra, 2017.

LOUREIRO, B. A. **Avaliação de ferramentas e métodos para elaboração de mapas eólicos**. Dissertação de mestrado da Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011.

MANWELL, J. F. *et al.* **Wind Energy Explained: Theory, Design and Applications**. Londres: John Wiley & Sons, Inc., 202, 577p.

MORTENSE, N. G. *et al.* **Wind atlas analysis and application program: WAsP 8 hep facility**. Roskilde, Denmark. 2005.

PENA, Rodolfo F. Alves. **Circulação Atmosférica**; Brasil Escola. Disponível em <<http://brasilecola.uol.com.br/geografia/circulacao-atmosferica.htm>>.

PETER H. van Emden. **Accuracy of Wind Speed Data: a key-factor in the economic analysis of wind energy projects**. Disponível em: www.ekopower.nl/know_how_accur.htm (2008).

RICOSTI, J. F. C. **Inserção de energia eólica no sistema hidrotérmico brasileiro**. São Paulo, 2011. 211 fls. Dissertação de Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2011.

ROEDEL, W. **Physik unserer Umwelt – Die Atmosphäre**. Verlag: Springer, 2000.

ROHATGI, J. S. **Wind characteristics: An analysis for the generation of wind power.** 1a. ed. Canyon: Alternative Energy Institute, West Texas A&M University, 1994. ISBN 0808714783.

SILVA, C. C. **Análise dos Aspectos Meteorológicos e Estruturais na Geração de Energia Elétrica de Centrais Eólicas.** Recife: UFPE, 2006. Dissertação (Mestrado em Energia Eólica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, UFPE, 2006.

STULL, R. B. **An introduction to boundary layer meteorology.** New York: Kluwer Acad. Publis. 1988. p. 666 p.

TAYLOR M., Mackiewicz P., Brower M.C., Markus M. **An Analysis of Wind Resource Uncertainty in Energy Production Estimates.** EWEC 2004.