



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA DE PARQUE EÓLICO:  
ESTUDO DE CASO EM PERNAMBUCO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO  
POR

**ANDRÉ VICTOR RODRIGUES NASCIMENTO DA SILVA**

Orientador: Prof. Methódio Varejão de Godoy

RECIFE, AGOSTO / 2014

**Universidade Federal de Pernambuco-UFPE  
Centro de Tecnologia e Geociências-CTG  
Departamento de Engenharia Elétrica-DEE  
Curso de Engenharia Elétrica**



**Estudo de Viabilidade Técnica de Parque  
Eólico: Estudo de Caso em Pernambuco**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO  
POR**

**André Victor Rodrigues Nascimento da Silva  
Professor Orientador: Methódio Varejão de Godoy**

Agosto/2014

Catálogo na fonte

Bibliotecário Vimário Carvalho da Silva, CRB-4 / 1204

S586e Silva, André Victor Rodrigues Nascimento da.

Estudo de viabilidade técnica de parque eólico: estudo de caso em Pernambuco. / André Victor Rodrigues Nascimento da Silva. - Recife: O Autor, 2014.

91 folhas, il., color., p&b, gráfs., tabs.

Orientador: Profº. Dr. Methodio Varejão de Godoy.

TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Departamento de Engenharia Elétrica,

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, que esteve ao meu lado nesta jornada e tem demonstrado seu cuidado e graça de uma forma que eu jamais imaginei.

Aos meus pais, Azenilda Tavares e André Luiz, que com grande amor, cuidado e conselhos preciosos tem me ensinado a viver com integridade. Ao meu irmão André Hugo e meu primo Filipe pelo carinho, apoio e incentivo nesta etapa da minha vida.

A Nataly Rodrigues, minha namorada e amiga, por estar sempre ao meu lado e cujo amor, paciência e conselhos valiosos foram fundamentais no decorrer deste trabalho.

Ao prof. Methódio Varejão Godoy, pela orientação e por seus conhecimentos repassados durante o desenvolvimento deste trabalho, pela confiança demonstrada e suas preciosas críticas e sugestões.

A todos os meus colegas da Aeroespacial, que sempre me motivaram, e em especial a Caarem Studzinski, que me incentivou neste trabalho e contribuiu com suas ideias, conhecimento e experiência e tem sido uma referência e inspiração para mim.

A todos os meus colegas de curso e amigos que participaram desta esta jornada e, de forma direta ou indireta, colaboraram para que esse trabalho fosse realizado.

## RESUMO

Esta monografia trata-se de uma avaliação de um parque eólico real no norte de Pernambuco. O trabalho tem como objetivo principal expor os fundamentos e conceitos, como também técnicas, programas e equipamentos necessários para a realização de um estudo de viabilidade técnica de um empreendimento eólico. Foram utilizados programas e equipamentos fornecidos pela empresa Aeroespacial Tecnologia em Energia e Sistemas Renováveis LTDA, o que possibilitou e auxiliou a realização da pesquisa. Foram descritos no decorrer deste trabalho informações extraídas e consultadas de livros, artigos, trabalhos acadêmicos e sites que fundamentaram teoricamente a pesquisa na elaboração de um estudo de viabilidade técnica de parque eólico, com dados relevantes e indispensáveis, tais como: medições meteorológicas, velocidade e direção dos ventos, topografia, rugosidade, aerogeradores, produção de energia, dentre outros. A avaliação do parque eólico nesta localidade foi possível a partir das informações meteorológicas e geográficas, através da análise do regime dos ventos utilizando duas torres de medições anemométricas localizadas no sítio e utilizando as ferramenta WindSim para a previsão do potencial eólico e *WAsP* para o projeto do parque eólico, a fim de se estimar da produção de energia e do fator de capacidade da central eólica e se constatar a viabilidade do empreendimento frente ao cenário energético brasileiro. Para o parque eólico estudado foi verificada uma elevada eficiência média entre os aerogeradores e fator de capacidade excelente, constatando-se a viabilidade do empreendimento nesta região situada no norte do estado de Pernambuco. M

**Palavras-chave:** Viabilidade técnica de parque eólico. Campanha de medição. Estudo de caso. WindSim. *WAsP*. Micrositing. Produção anual de energia.

## ABSTRACT

This monograph is an evaluation of an actual wind farm in northern state of Pernambuco. The work aims to show the fundament and concepts, as well as techniques, software and equipment needed to lead a study of the technical feasibility of a wind project. To develop this study some software and equipment supplied by the company Aeroespacial Tecnologia em Energia e Sistemas Renováveis LTDA were used, which made it possible and supported the research. All information described on this paper were extracted and consulted from books, articles, academic papers and websites that theoretically substantiated this research for the development of a technical feasibility study of wind farm with relevant and essential data, as well as: meteorological measurements, wind speed and direction, topography, roughness, wind turbine generators, energy production, among others. The assessment of a wind farm in this location has been possible from meteorological and geographical information, through the analysis of wind regime using two towers of airspeed measurements located on the site and using the WindSim tool for the prediction of wind power and WAsP for design wind farm in order to estimate the energy production and the capacity factor of the wind farm in order to establish the feasibility of the project according the Brazilian energy scenario. For the mentioned wind farm above, it was verified a high average efficiency between the turbines and excellent capacity factor, evidencing the feasibility of the project in this region located in the northern state of Pernambuco.

**Key words:** Technical feasibility of wind farm. Measuring campaign. Study of case. WindSim. WAsP. Micrositing. Annual energy production.

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>9</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>13</b>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
<b>2 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO .....</b>	<b>16</b>
<b>2.1 Introdução .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2 Histórico .....</b>	<b>17</b>
<b>2.3 Cenário da Energia Eólica no Mundo .....</b>	<b>20</b>
<b>2.4 Cenário da Energia Eólica no Brasil .....</b>	<b>23</b>
2.4.1 Potencial Brasileiro .....	24
2.4.2 Atlas de Potencial Eólico Brasileiro .....	24
2.4.3 PROINFA .....	25
2.4.4 Leilões de Energia .....	26
<b>3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA PARA ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA .....</b>	<b>29</b>
<b>3.1 Ventos .....</b>	<b>29</b>
3.1.1 Tipos de Ventos .....	29
3.1.2 Camada Limite Superficial .....	30
3.1.3 Extrapolação Vertical do Vento .....	31
3.1.4 Lei de Betz .....	31
<b>3.2 Características de Escoamento Atmosférico .....</b>	<b>32</b>
3.2.1 Topografia .....	32
3.2.2 Rugosidade .....	34
3.2.3 Obstáculos .....	35
3.2.4 Características de Escoamento .....	35
<b>3.3 Medições Meteorológicas .....</b>	<b>36</b>
3.3.1 Campanha de Medição .....	36
3.3.2 Sensores e Grandezas Medidas .....	36
3.3.3 Datalogger .....	37
3.3.4 Importância de Validade dos Dados .....	38
<b>3.4 Dados de Longo Prazo .....</b>	<b>39</b>
3.4.1 Dados de Reanálise .....	39
3.4.2 Método MCP – Medir, Correlacionar e Prever .....	40

<b>3.5</b>	<b>Aerogeradores .....</b>	<b>41</b>
3.5.1	Componentes.....	43
3.5.2	Regulação de potência.....	44
3.5.3	Curva de Potência .....	45
3.5.4	Efeito Esteira.....	45
3.5.5	Classificação de Turbinas IEC .....	46
<b>3.6</b>	<b>Layout de Parques Eólicos .....</b>	<b>46</b>
3.6.1	Parque Eólico .....	46
3.6.2	Layout de Parque Eólico - “Micrositing” .....	47
<b>3.7</b>	<b>Produção de Energia .....</b>	<b>48</b>
3.7.1	Energia do Vento.....	48
3.7.2	Distribuição de Weibull.....	50
3.7.3	Estimativa de Produção de Energia .....	51
<b>3.8</b>	<b>Ferramentas para Projetos Eólicos.....</b>	<b>52</b>
3.8.1	WASP.....	52
3.8.2	WindSim.....	54
<b>3.9</b>	<b>Estudos para Interligação de uma Central Eólica a Rede Elétrica .....</b>	<b>55</b>
3.9.1	Requisitos Mínimos para Centrais Eólicas .....	56
3.9.2	Fluxo de Potência.....	57
3.9.3	Curto-circuito .....	58
3.9.4	Estabilidade Eletromecânica .....	58
3.9.5	Transitórios Eletromagnéticos .....	59
3.9.6	Qualidade de Energia Elétrica.....	59
<b>4</b>	<b><i>METODOLOGIA DO ESTUDO .....</i></b>	<b>60</b>
<b>4.1</b>	<b>Escolha e Características do Local .....</b>	<b>61</b>
<b>4.2</b>	<b>Dados de Vento: Medição, Análise e Validação .....</b>	<b>63</b>
<b>4.3</b>	<b>Cálculo de Mapa Eólico.....</b>	<b>64</b>
<b>4.4</b>	<b>Estudo de Disposição dos Aerogeradores.....</b>	<b>64</b>
<b>4.5</b>	<b>Predição de Produção Anual de Energia .....</b>	<b>65</b>
<b>5</b>	<b><i>ESTUDO DE CASO E RESULTADOS.....</i></b>	<b>66</b>
<b>5.1</b>	<b>Caracterização do Local .....</b>	<b>66</b>
5.1.1	Local .....	66
5.1.2	Características do terreno.....	68
5.1.3	WindSim: Terreno e Campos de Vento.....	69

<b>5.2</b>	<b>Estudo do Vento.....</b>	<b>70</b>
5.2.1	Medição do vento .....	70
5.2.2	Análise e validação dos dados de dados de vento .....	71
<b>5.3</b>	<b>Estimativa de Recurso Eólico .....</b>	<b>77</b>
<b>5.4</b>	<b>Estudo de Disposição dos Aero geradores .....</b>	<b>78</b>
5.4.1	Escolha de aerogerador .....	78
5.4.2	Definição de <i>layout</i> de aerogeradores.....	79
<b>5.5</b>	<b>Cálculo da Produção Anual de Energia .....</b>	<b>80</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>82</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>84</b>
	<b>APÊNDICE.....</b>	<b>90</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1 - Turbina de vento, invenção de Charles Francis Brush.....</b>	<b>18</b>
<b>Figura 2.2 - Crescimento global da capacidade de geração de energia eólica .....</b>	<b>19</b>
<b>Figura 2.3 - Comparativo entre os tamanhos dos aerogeradores de 1985 até 2005 .....</b>	<b>20</b>
<b>Figura 2.4 – Os 10 países com maior capacidade instalada de energia eólica em dezembro de 2013 .....</b>	<b>21</b>
<b>Figura 2.5 - Mapa de Potencial Eólico Brasileiro de 2001.....</b>	<b>25</b>
<b>Figura 3.1 - Aceleração do vento sobre uma elevação .....</b>	<b>33</b>
<b>Figura 3.2 - Formas de montes por ordem de preferência .....</b>	<b>33</b>
<b>Figura 3.3 - Tipos de superfície e comprimentos de rugosidade correspondentes.....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 3.4 - Escoamento de vento entorno de um obstáculo.....</b>	<b>35</b>
<b>Figura 3.5 - Esquema de aquisição e conversão de dados de um datalogger .....</b>	<b>37</b>
<b>Figura 3.6 - Sequencias de passos do MCP .....</b>	<b>41</b>
<b>Figura 3.7 - Moderno aerogerador de grande porte .....</b>	<b>42</b>

<b>Figura 3.8 - Vista do interior da nacele de um aerogerador utilizando um gerador convencional .....</b>	<b>43</b>
<b>Figura 3.9 - Efeito esteira de um turbina eólica.....</b>	<b>45</b>
<b>Figura 3.10 - Esquema de um Parque Eólico.....</b>	<b>47</b>
<b>Figura 3.11 - Exemplo de parque eólico com localização alinhada na perpendicular dos ventos dominantes .....</b>	<b>48</b>
<b>Figura 3.12 - Diagrama do Potencial Eólico.....</b>	<b>49</b>
<b>Figura 3.13 - Princípio de funcionamento do programa WASP .....</b>	<b>54</b>
<b>Figura 4.1 - Esquema da metodologia seguida no estudo de caso .....</b>	<b>60</b>
<b>Figura 4.2 - Consideração do modelo WASP de um fluido sobre uma colina (esquerda) e uma representação mais real das características do fluido sobre a colina (direita).....</b>	<b>61</b>
<b>Figura 4.3 - Critérios para validação de dados.....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 5.1 - Mapa de curvas de nível da região de foco da campanha de medição da torre AV01 .....</b>	<b>67</b>
<b>Figura 5.2 - Mapa de curvas de nível da região de foco da campanha de medição da torre AV02.....</b>	<b>67</b>
<b>Figura 5.3 - Curvas de nível da topografia da região analisada .....</b>	<b>68</b>

<b>Figura 5.4 - Características de rugosidade da região analisada e limites de terrenos .....</b>	<b>69</b>
<b>Figura 5.5 – Exemplos de anemômetro (esquerda) e windvane (direita)...</b>	<b>70</b>
<b>Figura 5.6 – Datalogger NRG Symphonie Plus Logger .....</b>	<b>71</b>
<b>Figura 5.7 - Rosa dos ventos das torres AV01 (direta) e AV02 (esquerda) a 100m .....</b>	<b>71</b>
<b>Figura 5.8 - Curvas de Weibull e distribuição de frequência da velocidade do vento da torre AV01 (acima) 100m, com velocidade média de 7,8m/s, parâmetros de Weibull <math>k= 4,21</math> e <math>c=8,5m/s</math> e da torre AV02 (abaixo) 100m com velocidade média de 8,3m/s, parâmetros de Weibull <math>k=3,65</math> e <math>c=9,0m/s</math> .....</b>	<b>72</b>
<b>Figura 5.9 - Gráficos de variação média diária de velocidade do vento para as torres AV01 (acima) e AV02 (abaixo) a 100 metros de altura .....</b>	<b>73</b>
<b>Figura 5.10 – Gráficos dos perfis verticais de vento de todo o período da torre AV01 (esquerda), com expoente de 0,144 e da torre AV02 (direita), com expoente 0,184.....</b>	<b>74</b>
<b>Figura 5.11 - Gráficos de velocidade de vento por turbulência para as torres AV01 (acima) e AV02 (abaixo) a 100 metros de altura .....</b>	<b>75</b>
<b>Figura 5.12 - Mapa eólico da região estudada a 120 metros de altura.....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 5.13 - Curva de potência do aerogerador V110-2.0 MW. ....</b>	<b>79</b>

**Figura 5.14 - Layout do parque eólico com aerogerador Vestas V110. .... 80**

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 2.1 - Países com mais de 200MW instalados que apresentaram maior crescimento proporcional na instalação de energia eólica em 2012 .....</b>	<b>22</b>
<b>Tabela 2.2 - Empreendimentos em operação no Brasil .....</b>	<b>23</b>
<b>Tabela 2.3 - Usinas contratadas no PROINFA .....</b>	<b>26</b>
<b>Tabela 2.4 - Projetos inscritos no Leilão de Energia de Reserva 2009 - Fonte Eólica .....</b>	<b>27</b>
<b>Tabela 3.1 - Classificações de Turbinas Eólicas segundo norma IEC.....</b>	<b>46</b>
<b>Tabela 3.2 - Níveis de tensão de acordo com condição operativa.....</b>	<b>57</b>
<b>Tabela 5.1 - Resumo de filtragem de dados da torre AV01.....</b>	<b>76</b>
<b>Tabela 5.2 - Resumo de filtragem de dados da torre AV02.....</b>	<b>76</b>
<b>Tabela 5.3 - Cálculo de Produção Anual de Energia da Fazenda Eólica. ..</b>	<b>80</b>

## 1 INTRODUÇÃO

As sociedades contemporâneas têm mostrado uma grande preocupação com a preservação do meio ambiente. No mercado de energia elétrica isto tem impulsionado o desenvolvimento de fontes renováveis de energia, que tem como principal característica o aproveitamento de recursos disponíveis na natureza gerando o mínimo de impacto ambiental. Dentre as fontes renováveis, a energia eólica para produção de energia elétrica, tem mostrado um maior potencial de aplicabilidade em grande escala, onde a capacidade mundial instalada já alcançou 318,14 GW em 2013, conforme GWEC (2014), além da vantagem do baixo impacto ambiental, pois não produz resíduos poluentes nem tem emissões de gases na sua fase de operação, não utiliza água e maior parte da terra onde a usina eólica é instalada pode ser utilizada para agricultura e pecuária.

O Brasil tem seguido essa tendência, possuidor de um dos maiores potenciais eólicos do mundo com o crescimento de investimentos e incentivos nesta área de geração de energia com os leilões de energia elétrica, promovidos pelo Governo Federal, além da evolução tecnológica no setor, esta fonte tem alcançado preços competitivos no mercado de energia, e já possui 3.106 MW, o que ainda é pouco em relação ao potencial eólico do país, que conforme Amarante (2001) é de 144 GW considerando geradores de 50 metros de altura, mas na verdade pode chegar a um valor bem maior, já que as modernas turbinas eólicas chegam a mais de 100 metros de altura.

Apesar de todas as vantagens dessa fonte de energia, ela possui uma desvantagem relacionada com a instabilidade dos ventos, que traz incerteza na determinação da energia que será gerada e fornecida ao sistema elétrico. Para tanto, é imprescindível para estudo de viabilidade técnica para o empreendimento de um parque eólico a escolha e caracterização do terreno e dos ventos do local e, a partir daí, o estudo da produção de energia elétrica do empreendimento.

O trabalho aqui exposto tem como objetivo principal apresentar os aspectos fundamentais para a realização do estudo de viabilidade técnica de um empreendimento eólico. Com esta finalidade Será realizado um estudo de caso referente a um parque eólico de 90 MW no estado de Pernambuco utilizando informações fornecidas pela empresa Aeroespacial Tecnologia em Energia e Sistemas Renováveis LTDA para fins acadêmicos, onde se efetuará a caracterização do recurso energético no local do empreendimento e a estimativa de produção de energia da central eólica.

No estudo de viabilidade técnica de um parque eólico são realizadas a caracterização geográfica do local e seu impacto no comportamento dos ventos, a estimativa do potencial eólico a partir das informações geográficas e medições de vento, a definição do aerogerador de acordo com as características de vento da região, o “*micrositing*” do parque eólico com base nas características elétricas do aerogerador escolhido, a produção anual de energia do parque e seu fator de capacidade e a ligação da central eólica com a rede elétrica.

O trabalho ficou organizado da seguinte forma: no capítulo dois é apresentada uma revisão bibliográfica da história e cenário atual da energia eólica no Brasil e no mundo, bem como a justificativa da importância da fonte eólica na atualidade e sua relevância no contexto energético brasileiro.

O capítulo três apresenta o referencial teórico para estudo de viabilidade técnica de um parque eólico onde estão presentes os conceitos utilizados no decorrer do estudo de caso. Neste capítulo estão os conceitos de medições meteorológicas, caracterização do vento de uma região, caracterização do escoamento atmosférico de uma região, método de extrapolação de correlação dos dados de vento, componentes e características de aerogeradores, fatores que influenciam o posicionamento das turbinas eólicas em um parque eólico, características da produção de energia e ferramentas para projetos eólicos.

No capítulo quatro é apresentada a metodologia adotada no estudo de caso e os *softwares* utilizados no trabalho, desde a escolha do local, passando pela análise dos dados de vento, cálculo do mapa eólico e estudo da disposição dos aerogeradores até a estimativa de produção de energia do parque.

No capítulo cinco são apresentados os resultados obtidos a partir do estudo de caso de viabilidade técnica do parque eólico. No capítulo seis são apresentadas as conclusões deste trabalho, o resumo dos capítulos precedentes a uma visão para futuros trabalhos.

## **2 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO**

### **2.1 Introdução**

Os ventos tem origem na dinâmica da atmosfera terrestre proveniente do movimento de rotação da terra aliado aos gradientes de pressão da atmosfera, que são causados pelo gradiente de temperatura resultante do aquecimento diferenciado da terra pelo sol (Dalmaz, 2007). As massas de ar se deslocam de regiões de maior pressão para regiões de menor pressão (Fontanet, 2012). A região próxima do equador recebe uma maior energia proveniente do sol, originando gradientes de temperatura causando a movimentação da atmosfera terrestre.

O ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por ar frio que se desloca das regiões polares (CRESESB, 2008). O sol aquece mais rapidamente as massas de ar presentes no solo que as massas de ar presentes no mar, esta diferença de temperatura faz com o deslocamento do vento seja do mar para a terra, movimento conhecido como brisa marítima. Durante a noite a temperatura da terra cai mais rapidamente que do oceano, provocando o deslocamento contrário chamado brisa terrestre (Leite, 2005).

A velocidade do vento varia ao longo dos anos, meses e dias, porém apresenta uma variação sazonal entre os anos. Ela também é influenciada pelas condições climáticas, obstáculos naturais e geográficos (Fontanet, 2012). Sendo assim, os ventos e a energia eólica são considerados uma fonte de energia renovável, pois são efeitos permanentes da dinâmica do planeta.

A energia eólica, além de ser um recurso abundante, seguro e limpo, não apresenta custos com aquisição de combustíveis ou riscos de alterações bruscas nos preços em longo prazo (Millais, 2005). Segundo GWEC (2005) o potencial eólico tecnicamente aproveitável é maior que o dobro do consumo mundial de eletricidade previsto pra 2020. O grande avanço tecnológico observado nos últimos anos na área de geração de energia eólica é outra vantagem desta fonte e que possibilita observarmos hoje fazendas eólicas que são capazes de fornecer energia na mesma escala que as usinas de fontes convencionais.

Há pouco tempo eram poucos os investimentos de empreendedores na geração energética através de fontes eólicas, porém diversos fatores, dentre os quais se destacam o avanço tecnológico, a crescente preocupação com o meio ambiente, pressão da sociedade contra os meios convencionais e principalmente políticas governamentais de incentivos à

geração eólica e desenvolvimento tecnológico, contribuíram para a redução dos custos da energia eólica. As ações dos governos se dão através de obrigatoriedade de percentual mínimo de compra de energia de fontes alternativas, incentivos fiscais para compra de equipamentos e estabelecimento de valores de energia (Salles, 2004).

## **2.2 Histórico**

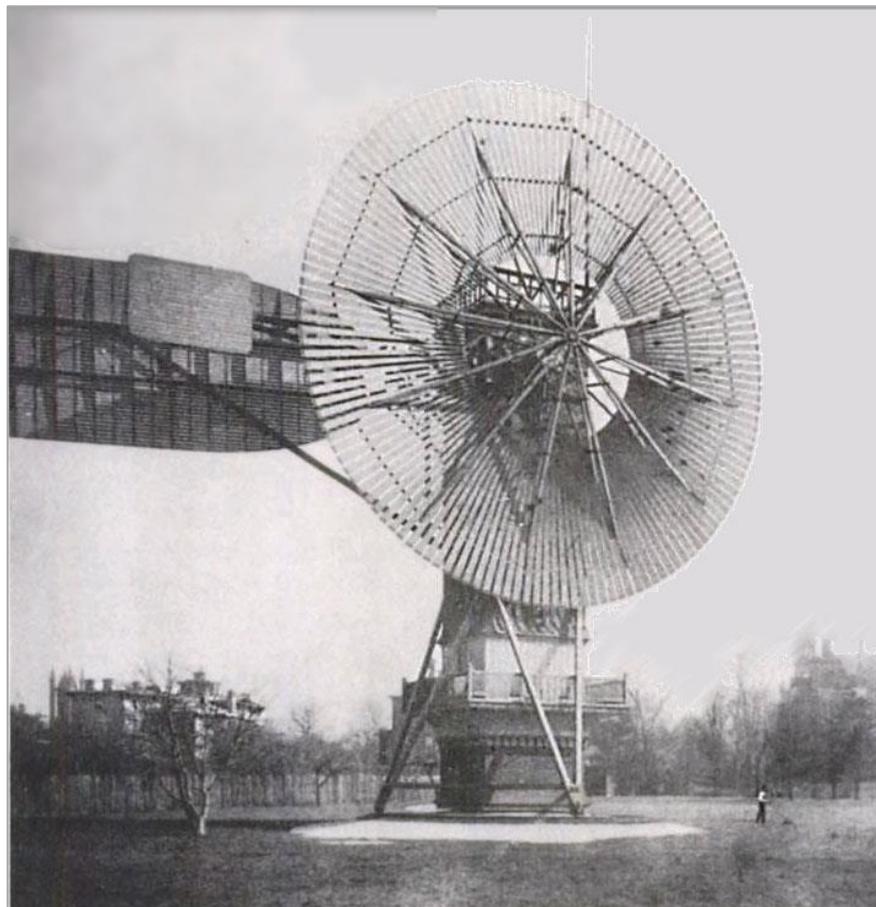
A conversão de energia cinética dos ventos em energia mecânica vem sendo utilizada pela humanidade há milênios. Embora não existam documentos comprobatórios, acredita-se que os egípcios foram os primeiros a utilizar a forma dos ventos para transporte por embarcações marítimas (E.Barsa, 2002). Por volta do ano 1000 a.C., os fenícios foram os primeiros a utilizar barcos movidos exclusivamente a velas para navegação comercial, segundo Dalmaz (2007). A partir do século XVI até o século XVIII o número de velas e de mastros de embarcações aumentou, possibilitando assim as grandes navegações naquela época (E.Barsa, 2002).

Outra forma de se aproveitar a força dos ventos ao longo dos séculos foi através de moinhos de vento. Os primeiros registros de moinhos de vento datam do século VII, na Pérsia. Os moinhos de vento apresentam maior vantagem em relação aos de água, pois, diferente dos moinhos de água cuja localização dependia do percurso de rios, os moinhos de vento podiam ser construídos onde se fazia necessário sua utilização, por conta da disponibilidade natural do vento (Dalmaz, 2007). Os moinhos de vento foram utilizados na Europa até o século XIX (E.Britânica, 1965), para diversos processos como moagem de grãos, bombeamento de água, movimentação de serrarias, entre outros.

Com a revolução industrial a partir do século XIX, devido ao emprego cada vez maior das máquinas a vapor alimentadas a combustíveis fósseis na produção de força motriz, houve o declínio do uso da energia eólica. Este declínio se intensificou após a I Guerra Mundial com o desenvolvimento dos motores de combustão interna (E.Barsa, 2002).

Durante o século XIX, nos Estados Unidos, a força do vento foi muito explorada para bombeamento de água, empregando-se rotores eólicos multipás, que chegaram a ser produzidos de forma industrial, chegando a milhares de fabricados por ano (Dalmaz, 2007). Neste mesmo século foi fabricada a primeira turbina eólica para geração de eletricidade, desenvolvida pelo americano Charles Brush (1849-1929), em 1888, que armazenava a energia em baterias e era composta de um gerador de 12 KW e 144 pás de madeira, com 17 metros de diâmetro, e operou durante 20 anos (Krohn, 2002). A empresa de Charles Brush

fundiou-se com o Edison General Electric Company, o que originou a General Electric Company em 1892.



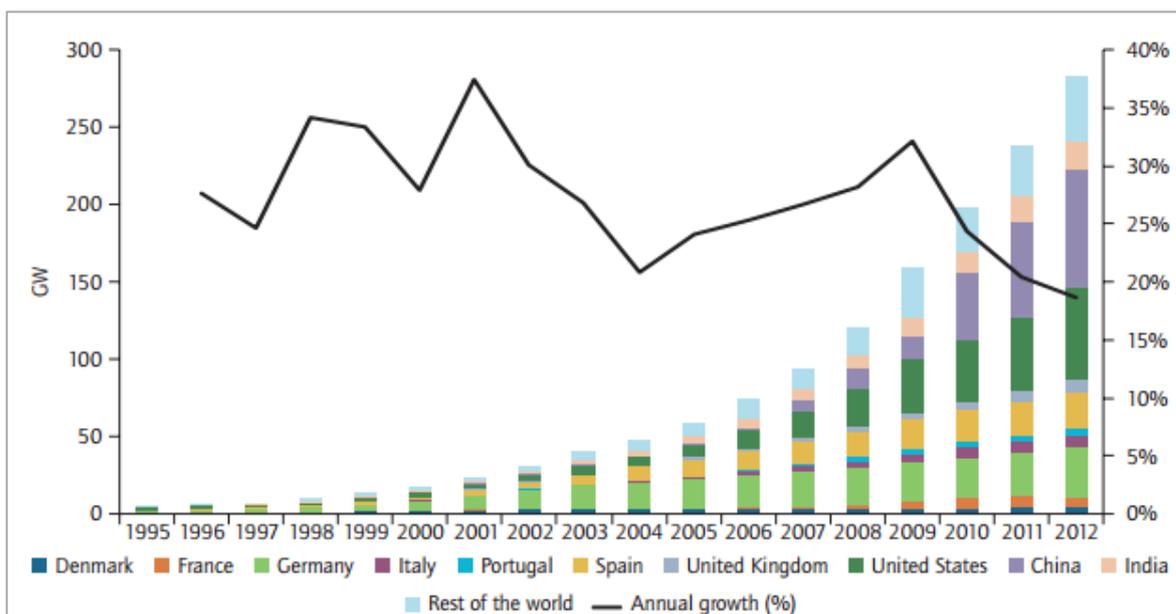
**Figura 2.1 - Turbina de vento, invenção de Charles Francis Brush**

**Fonte: Richter (1996, p. 44)**

A energia eólica passou a ser usada para produzir energia elétrica com pequenos aerogeradores ligados a baterias em 1930, nos EUA, para fornecer eletricidade a habitantes afastados de centros urbanos, e posteriormente foi perdendo a utilidade com a chegada de eletricidade por meio de cabos a estas áreas (Amarante, 2001).

Nas décadas de 1940 e 1950, nos Estados Unidos e na Europa se faziam experimentos de produção de energia eólio-elétrica, portanto, tecnologia para explorar a energia dos ventos para produção de eletricidade em larga escala já estava disponível décadas atrás (Dalmaz, 2007). O precursor dos modelos dos aerogeradores modernos nasceu na Alemanha, por volta de 1955, com pás fabricadas com materiais compostos, controle de passo de pá e torre tubular (Amarante, 2001).

O grande impulso da aplicação de energia eólica para geração de eletricidade foi dado pela primeira grande crise do petróleo. Na Dinamarca, em 1980, quando foram fabricadas as primeiras turbinas, que possuíam capacidade de geração de 30 a 55 KW, nos Estados Unidos parques eólicos de grande escala ligados diretamente à rede já complementavam a produção de energia. Estudos sobre o potencial de vento de aerogeradores no Brasil iniciaram-se no final da década de 1970 (Nascimento, 2003), porém só em 1992 foi instalada a primeira turbina eólica em Fernando de Noronha (PE), com um gerador de 75 KW, rotor de 17m e torre de 23m (Martins, 2011).



**Figura 2.2 - Crescimento global da capacidade de geração de energia eólica**

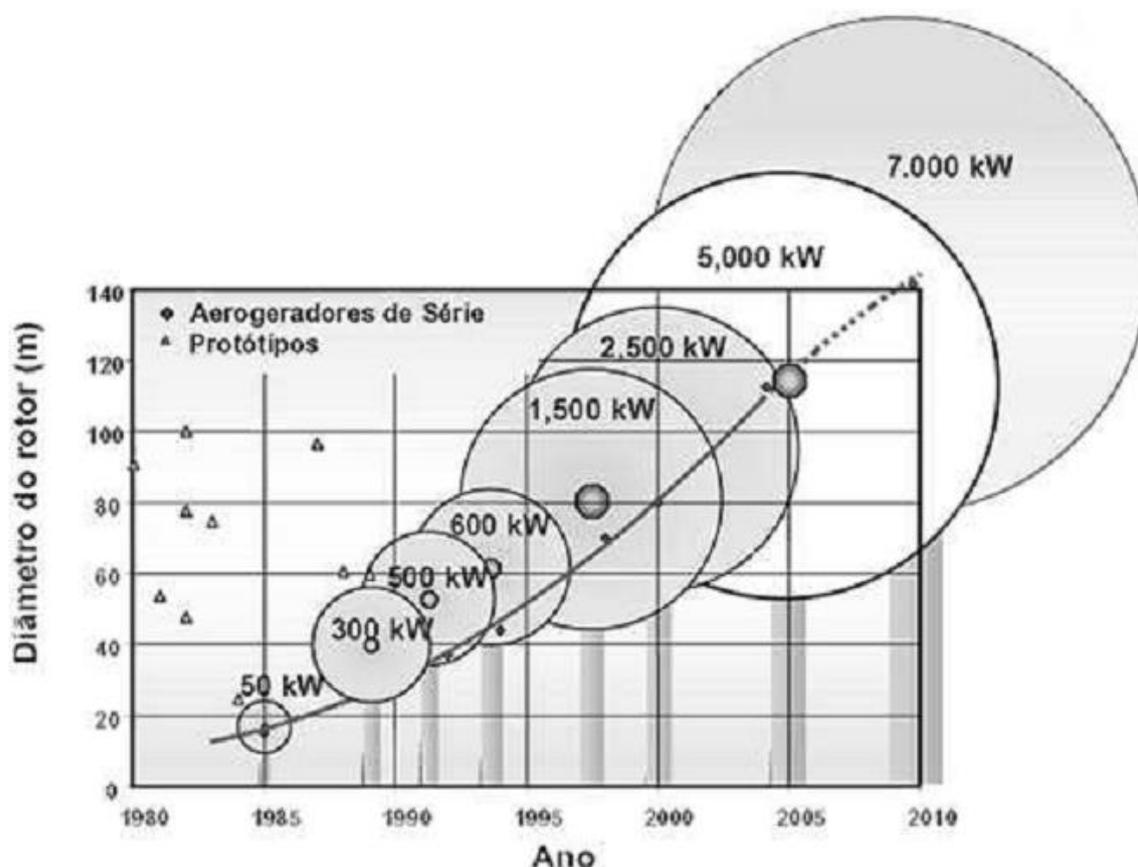
**Fonte: Barbosa (2013)**

Atualmente existem mais de 40 mil turbinas eólicas em funcionamento no mundo, onde os principais exploradores são a China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia, que juntos compõem quase três quartos da capacidade instalada no mundo (GWEC, 2014). Conforme apresentado na figura 2.2, o mundo vem observando ano a ano uma taxa de crescimento no fornecimento de energia de origem eólica acima de 20%, e em alguns países esse crescimento é ainda maior.

O Desenvolvimento dos aerogeradores sofreu uma grande revolução nas décadas de 1990 e 2000. Enquanto em 1985 um aerogerador com 10m de diâmetro produzia uma potência de 50 KW, hoje é possível observar aerogeradores que possuem potência de saída de 7MW com 140 m de diâmetro, o que corresponde a um crescimento, em menos de 30 anos, de 1400% (Alvarez, 2013).

### 2.3 Cenário da Energia Eólica no Mundo

A partir da primeira crise do petróleo, na década de 1970, a humanidade voltou a procurar alternativas de fontes de energia. Aliada a isto, a crescente pressão pela busca de fontes de energia menos poluentes fez a energia eólica voltar à tona nas últimas décadas. É possível observar uma verdadeira revolução no setor, aonde aerogeradores, antes máquinas de pequeno porte de poucos KW, hoje chegam a mais de 200 m de altura com alguns MW de potência produzidas (Figura 2.3).



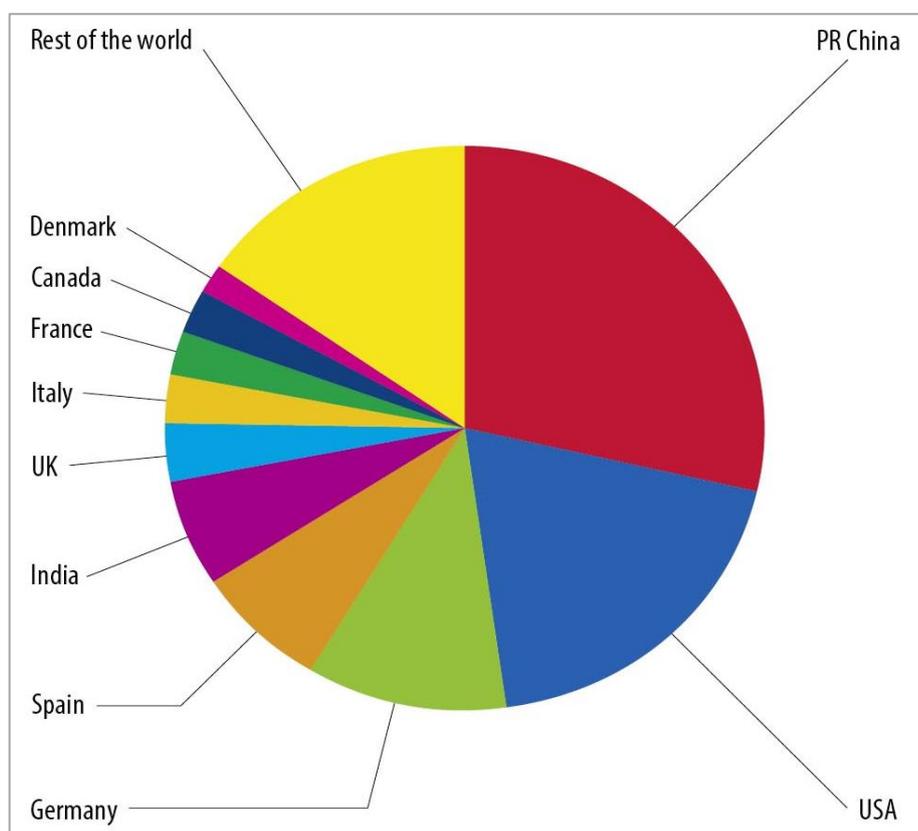
**Figura 2.3 - Comparativo entre os tamanhos dos aerogeradores de 1985 até 2005**

**Fonte: CRESESB (2008)**

Dados da WWEA (2013) apontam que, em 2012, a capacidade instalada do planeta chegou a 282 GW de geração de energia a partir do vento, o que equivale a 3% da demanda mundial de energia, com 100 países produzindo energia elétrica proveniente da fonte eólica, uma potência que equivale a duas vezes a capacidade elétrica instalada no Brasil (Alvarez, 2013).

Segundo a GWEC (2013), dentre os países que tem maior índice de energia eólica gerada no mundo a China se encontra em primeiro lugar, com cerca 28,7% da

capacidade eólica mundial, e é o país líder em investimentos eólicos, com cerca de 91,412 MW instalados até o ano de 2013. Em segundo lugar estão os Estados Unidos com uma capacidade eólica de 61,091 MW, com um crescimento estimado de 19,2% em seu parque eólico em 2013. Em terceiro lugar está a Alemanha com uma capacidade eólica de 34,250 MW. Logo depois, a Espanha com uma capacidade instalada de 22,959 MW, e em quinto está à Índia com participação de 20,150 MW em 2013, que representa algo próximo de 6,3% do total investido no mundo. Em sexto lugar está o Reino Unido que tem uma capacidade eólica de 10,531 MW, 3,3% de participação mundial. A Itália em sétimo, com 8,552 MW de capacidade instalada, em oitavo está a França com 8,254 MW em projetos eólicos, em nono o Canadá com total de 5,78 MW e em décimo está a Dinamarca com 4,772 MW. Segue na figura 2.4 o diagrama dos dados descritos acima, conforme GWEC (2013).



**Figura 2.4 – Os 10 países com maior capacidade instalada de energia eólica em dezembro de 2013**

**Fonte: GWEC (2014, p. 3)**

A Tabela 2.1 apresenta os países com mais de 200 MW de energia eólica instalada que tiveram, proporcionalmente, o maior crescimento em 2012. É importante ressaltar que a energia eólica gerada pelos três maiores produtores de energia eólica mundial, China, EUA e Alemanha, equivale a quase toda a geração elétrica brasileira. A

China adicionou ao seu potencial eólico o que equivale a o triplo do potencial eólico brasileiro instalado, apenas no primeiro semestre de 2012 (WWEA, 2013).

**Tabela 2.1 - Países com mais de 200MW instalados que apresentaram maior crescimento proporcional na instalação de energia eólica em 2012**

País	2012	2011
<b>Romênia</b>	130,60%	39,80%
<b>Ucrânia</b>	82,70%	73,00%
<b>Argentina</b>	80,50%	139,00%
<b>Brasil</b>	75,40%	53,70%
<b>Polônia</b>	46,20%	37,10%
<b>Estônia</b>	46,20%	23,50%
<b>Finlândia</b>	46,20%	0,00%
<b>México</b>	45,10%	78,30%
<b>Reino Unido</b>	40,30%	0,80%
<b>Bulgária</b>	36,00%	0,80%

**Fonte: WWEA (2013)**

Em toda a União Europeia, a energia proveniente da fonte eólica foi a renovável que mais cresceu de forma rápida e promissora em termos de rentabilidade na última década (Gass, 2011). A capacidade instalada cresceu de 814 MW em 1996 para 10.163 MW em 2009, tendo metas de aumento de contribuição da energia eólica maiores a cada ano. Estima-se que em 2020 12% da energia gerada no mundo sejam provenientes da energia dos ventos, com capacidade instalada de mais de 1.200 GW (ANEEL, 2002).

A Europa é a líder mundial em energia eólica, porém depende totalmente da criação de novos mercados devido à saturação no mercado interno, sendo necessária uma abertura de novos mercados, tanto dentro do continente quando em outros (Dalmaz, 2007). A abertura de mercados dentro do continente europeu é ainda possível, pela existência de mercados emergentes como a Itália, que ultrapassou 8.500 MW de potência instalada em 2013, e a Holanda, que chegou a quase 3.000 MW (GWEC, 2013).

Em questões de investimento, a energia eólica representou um terço de todas as aplicações em energias limpas no mundo em 2007 – 50,2 Bilhões de Dólares, 40% a mais que 2006, sendo a maior parte dos investimentos é proveniente na Europa, seguida dos Estados Unidos. Os países em desenvolvimento como a China, Índia e Brasil apresentam um interesse cada vez maior em investir neste setor e, para o período de 2009 a 2020, estão previstos investimentos no setor na ordem de 347 bilhões de euros em todo o mundo (Marques, 2008).

## 2.4 Cenário da Energia Eólica no Brasil

No Brasil, a demanda de Energia Elétrica cresce a taxas maiores que o PIB (Produto Interno Bruto). O país é caracterizado por ser país que mais utiliza recursos renováveis em sua matriz energética, devido ao amplo uso de hidrelétricas para a geração da energia, que corresponde a 63,4% da energia elétrica consumida no país (ANEEL, 2014).

**Tabela 2.2 - Empreendimentos em operação no Brasil**

Tipo		Capacidade Instalada		%
		N.º de Usinas	(KW)	
Hidro		1.111	87.122.988	63,5
Gás	Natural	116	12.538.531	9,13
	Processo	41	1.747.423	1,27
Petróleo	Óleo Diesel	1.167	3.568.360	2,6
	Óleo Residual	33	4.083.613	2,97
Biomassa	Bagaço de Cana	378	9.358.071	6,82
	Licor Negro	17	1.657.582	1,21
	Madeira	53	437.635	0,32
	Biogás	24	84.937	0,06
	Casca de Arroz	9	36.433	0,03
Nuclear		2	1.990.000	1,45
Carvão Mineral	Carvão Mineral	13	3.389.465	2,47
<i>Eólica</i>		<b>147</b>	<b>3.106.180</b>	<b>2,26</b>
Fotovoltaica		116	9.735	0
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46
	Argentina		2.250.000	2,17
	Venezuela		200.000	0,19
	Uruguai		70.000	0,07
Total		<b>3.229</b>	<b>137.305.303</b>	<b>100</b>

**Fonte: ANEEL (2014)**

Apesar de possuir um potencial hidrelétrico disponível enorme, uma boa parte já é aproveitada, e as atuais regiões disponíveis se encontram na Amazônia, onde há grande dificuldade para obtenção de licenças ambientais, além de ser muito distante dos centros urbanos, o que dificulta e muitas vezes inviabiliza o investimento nessa região do país (Moura, 2012).

No contexto apresentado, a fonte eólica surge como energia de alta competitividade. Esta energia é de rápida implementação, reduzido impacto ambiental e o conhecimento sobre esta fonte tem crescido por parte dos diversos agentes do setor elétrico brasileiro, além de ter um custo atraente a consumidores privados (Estaqueiro, 2007).

### 2.4.1 Potencial Brasileiro

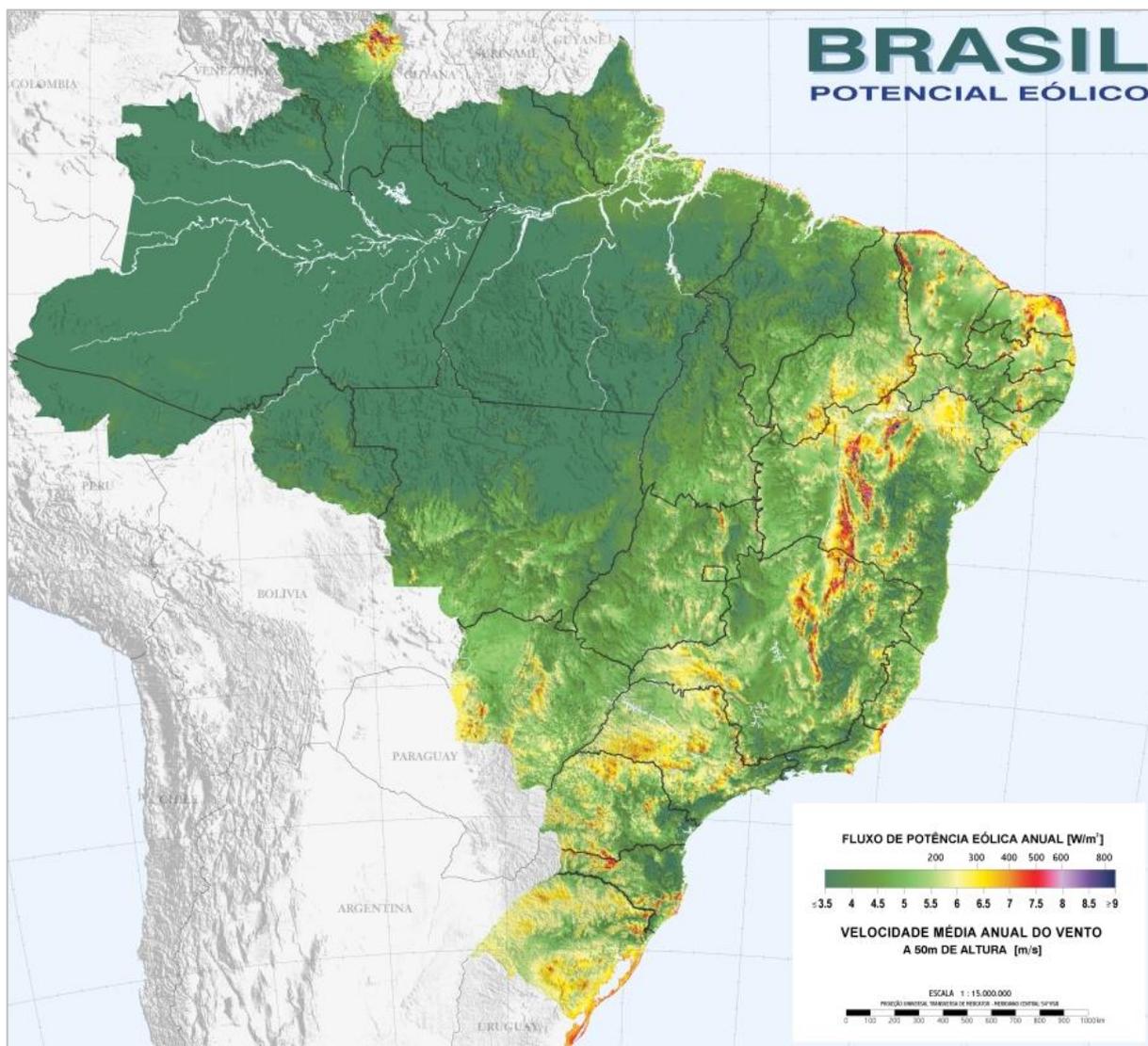
Atualmente, a potência de energia elétrica proveniente da fonte eólica é de 3.106 MW, como ilustrado na tabela 2.2, aproximadamente três quartos do último colocado entre os 10 maiores produtores mundiais de energia eólica. Tendo em vista que, segundo Amarante (2001), o país tem um potencial de 144 GW de geração para aerogeradores na altura de 50 m, o Brasil não está longe de entrar para os 10 maiores produtores de energia eólica. É importante ressaltar que a velocidade dos ventos cresce consideravelmente com a altura (Hau, 2005). Levando-se em conta os novos geradores que se situam entorno de 100 metros, o potencial brasileiro se torna ainda maior.

Considerando-se o fato de que o Brasil possui mais de 8.000 km de costa (Alvarez, 2013), observa-se que o aproveitamento da energia eólica no país ainda é muito pequeno perto de sua capacidade de geração. Em relação à geração eólica *offshore*, que é a instalação de equipamentos na água, ainda não há aproveitamento desta capacidade, apesar da grande extensão do litoral brasileiro, além de existirem poucos trabalhos e estudos acadêmicos nessa área.

### 2.4.2 Atlas de Potencial Eólico Brasileiro

A geração de energia a partir da fonte eólica se expandiu de forma acelerada nas últimas décadas do século XX, porém a falta de dados consistentes e confiáveis era um fator limitante para os empreendimentos eólicos no país, o que impossibilitou uma exploração deste recurso abundante e renovável de forma expressiva. Em meio a essa realidade, no ano de 2001 foi lançado o Atlas de Potencial Eólico Brasileiro (Figura 2.5), que foi um marco para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil. Ele cobre todo o território nacional e fornece informações para a tomada de decisão na identificação de áreas adequadas para o aproveitamento do recurso eólico.

O Atlas é composto de mapas com o regime dos ventos, contendo informações de velocidade, direção e parâmetros Weibull, e fluxo de potência eólica para a altura de 50 metros e com resolução horizontal de 1 km x 1 km (Amarante, 2001). Ele é uma ótima ferramenta para a determinação da região de estudo e identificação de áreas promissoras a nível regional. Entretanto, não é adequado para a escala do problema de busca de sítios por possuir uma baixa resolução.



**Figura 2.5 - Mapa de Potencial Eólico Brasileiro de 2001.**

**Fonte: Amarante (2001, p. 27)**

### 2.4.3 PROINFA

Para incentivar a utilização das fontes alternativa de energia, o Governo brasileiro criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Este programa foi criado em 2002, pela Lei Nº 10.438, e revisado em 2003, pela Lei Nº 10.762, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME (Fontanet, 2012), e teve como objetivo “aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional” (Lei Nº 10.438, art. 3º, 2002).

Foram assinados contratos de compra e venda de energia (CCVE), seguindo os procedimentos estabelecidos pelo PROINFA, com prazo de vinte anos a partir da data

planejada para entrada em operação comercial, para viabilidade e 54 Centrais Eólicas, somando 1.423 MW distribuídos entre alguns estados do país (Moura, 2012) com preço médio de R\$ 210,00/MWh com base no ano de 2004, que reajustados para 2012 atingiram o patamar de R\$ 310,00/MWh (Tabela 2.3). Contudo, estes projetos passaram por barreiras econômicas, ambientais, políticas e fundiárias antes que fossem construídos e iniciasse a operação, o que causou lentidão para implantação dos mesmos.

**Tabela 2.3 - Usinas contratadas no PROINFA**

Estado	Nº de usinas	Capacidade [MW]	%MW
<b>SC</b>	11	226,73	15,90%
<b>CE</b>	14	500,53	35,20%
<b>PB</b>	13	64,85	4,60%
<b>PE</b>	5	21,25	1,50%
<b>PI</b>	1	17,85	1,30%
<b>RJ</b>	2	163,05	11,50%
<b>RN</b>	3	201,1	14,10%
<b>RS</b>	5	227,56	16,00%
<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>1422,92</b>	<b>100,00%</b>

Todavia o PROINFA teve fundamental importância para que a energia eólica se tornasse realmente competitiva no mercado energético nacional, sendo o ponto de partida para viabilidade econômica desta fonte de energia. Além disto, o PROINFA estimulou que vários fabricantes da indústria eólica se instalassem no país, contribuindo também para o crescimento econômico, geração de empregos e qualificação de mão de obra, além disto, gerou uma demanda de diversos estudos de problemas de conexão (Moura, 2012).

#### **2.4.4 Leilões de Energia**

Após os contratos de compra e venda assinados pelo PROINFA, por conta do elevado preço da energia eólica, em comparação aos das PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e termelétricas movidas a gás natural e biomassa, surgiu uma grande dificuldade para viabilizar novos projetos, até que, em 2009, foi realizado pela EPE o 1º leilão de energia exclusivo para contratação de energia proveniente de fonte Eólica (2º Leilão de Energia de Reserva – Leilão Aneel N°03/2009), como investida do Governo Federal para promover o crescimento da energia eólica no país.

Este leilão foi um novo marco para a energia eólica no Brasil. Nele, foram inscritos 441 projetos, totalizando 13.341 MW distribuídos em 11 estados, dos quais saíram 71

projetos vencedores, que somavam 1.806 MW em cinco estados. O grande número de projetos inscritos mostrou claramente o interesse de empresas e empreendedores em investir em projetos eólicos (Tabela 2.4).

De acordo com informações do MME (Ministério de Minas de Energia), em 2009 houve a contratação de 1.805,7 MW de energia eólica, com preço médio de R\$148,39 MWh. Viabilizou-se no 2º Leilão de Reserva, a construção de 71 empreendimentos localizados em cinco cidades da Região Sul e Sudeste.

**Tabela 2.4 - Projetos inscritos no Leilão de Energia de Reserva 2009 - Fonte Eólica**

Estado	Nº de projetos	% de Nº de projetos	Potência [MW]	% de Pot.
<b>Bahia</b>	51	11,60%	1.575	11,80%
<b>Ceará</b>	118	26,80%	2.743	20,60%
<b>Espírito Santo</b>	6	1,40%	153	1,10%
<b>Paraíba</b>	1	0,20%	20	0,10%
<b>Paraná</b>	23	5,20%	625	4,70%
<b>Piauí</b>	16	3,60%	413	3,10%
<b>Rio de Janeiro</b>	2	0,50%	45	0,30%
<b>Rio Grande do Norte</b>	134	30,40%	4.745	35,60%
<b>Rio Grande do Sul</b>	86	19,50%	2.894	21,70%
<b>Santa Catarina</b>	2	0,50%	75	0,60%
<b>Sergipe</b>	2	0,50%	54	0,40%
<b>Total</b>	<b>441</b>	<b>100,00%</b>	<b>13.341</b>	<b>100,00%</b>

**Fonte: EPE (2009, p. 2)**

Em 2010, foram realizados o 3º Leilão de Energia de Reserva e o 2º Leilão de Fontes Alternativas, onde foram contratados 20 Parques Eólicos com um preço médio de R\$122,69/MWh e 50 Parques Eólicos com um preço médio de R\$134,46/MWh e um total de 2333,9 MW de capacidade contratada.

Em 2011 foram realizados o 4º Leilão de Energia de Reserva, 12º Leilão de Energia Nova e o 13º Leilão de Energia Nova, que totalizaram 123 projetos e uma capacidade total contratada de 2905,2 MW, com preços médios de R\$99,58/MWh, R\$99,37/MWh e R\$105,53/MWh.

No leilão de energia A-5/2012, foram aprovados 10 projetos com preço médio de R\$87,94/MWh e potência instalada de 281,9 MW.

Em 2013 ocorreram dois leilões com energia eólica. No leilão de energia A-3/2013 foram aprovados 39 projetos com preço médio de R\$124,43/MWh e potência instalada de 867,6 MW. No 2º leilão de energia A-5/2013 foram aprovados 97 projetos com preço médio de R\$119,03/MWh e potência instalada de 2.337,8 MW.

No leilão de energia A-3/2014 foram aprovados 21 projetos com preço médio de R\$129,97/MWh e potência instalada de 551 MW.

É possível mensurar a grande redução de preço de comercialização da energia eólica. Enquanto no PROINFA era da ordem de R\$300,00/MWh, nos leilões mais recentes atingiu um preço algumas vezes inferior a R\$100,00/MWh. A energia eólica está posicionada como a segunda fonte de energia elétrica mais barata do país, de onde é possível comprovar o sucesso da metodologia de leilões de energia, além da atratividade devido a possibilidade de geração de energia em larga escala decorrente do desenvolvimento tecnológico que tem ocorrido neste setor nas últimas décadas (Moura, 2012).

## **3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA PARA ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA**

Um parque eólico tem como objetivo a produção de energia elétrica através do aproveitamento da velocidade do vento. Este capítulo apresenta os principais conceitos utilizados durante o estudo de viabilidade técnica de um Parque Eólico. Conceitos referentes à energia eólica, às características dos ventos e do escoamento atmosférico, à avaliação e aquisição de dados, ao estudo de potencial eólico e à previsão de ventos para geração de energia elétrica.

### **3.1 Ventos**

#### **3.1.1 Tipos de Ventos**

O vento é a principal característica da movimentação das massas de ar existentes na atmosfera e o seu surgimento está diretamente relacionado às variações das pressões de ar que por sua vez é originada termicamente através da radiação solar e das fases de aquecimento das massas de ar. Cerca de 1 a 2% da energia solar é convertida em energia dos ventos. As regiões onde esse tipo de conversão de energia inicia-se são nas regiões existentes na linha do equador, onde a latitude é  $0^{\circ}$  e ocorre um maior aquecimento nas massas de ar e posteriormente é estendida para as regiões norte e sul do planeta (Santos, 2006).

Os ventos podem ser classificados de acordo com suas origens, sendo assim divididos da seguinte maneira:

##### a) Ventos Globais:

Os ventos globais (ou geostróficos) envolvem grandes massas de ar. Conforme definido em Santos (2006), o vento sobe desde o equador em direção aos polos pelas camadas mais altas da atmosfera e, por volta dos  $30^{\circ}$  de latitude, a força de Coriolis evita que continue na direção dos polos. O vento que sobe do equador origina uma zona de baixas pressões perto do solo, e atrai ventos do sul e do norte, e devido ao frio dos polos, surgem zonas de altas pressões. São ventos que ocorrem a partir de altitudes de 1000 metros.

As direções predominantes do vento são importantes na localização dos aerogeradores, porém a geografia local também exerce grande influência nestas direções (Santos, 2006).

b) Ventos de Superfície:

Conforme Santos (2006, p. 23):

“Os ventos são muito influenciados pela superfície terrestre até altitudes de 100 metros. A intensidade do vento é reduzida pela rugosidade da superfície da terra e pelos obstáculos. As direções perto da superfície são diferentes das direções dos ventos geotrópicos, devido à rotação da terra.”

c) Ventos Locais:

Os ventos locais são importantes na determinação dos ventos predominantes em uma determinada área. Eles podem ser classificados em brisas marítimas/terrestres e ventos de vale/montanha (Santos, 2006).

A terra é aquecida mais rapidamente que os oceanos, o que faz com que o ar da terra ascenda, criando uma baixa pressão que atrai o ar do mar, chamado brisa marítima. Durante a noite, os oceanos se esfriam mais lentamente que os continentes, gerando o que é chamado de brisa terrestre, que circula na direção oposta da brisa marítima.

Os ventos de vale e montanha se dão durante o dia dos vales subindo as encostas das montanhas, devido ao aquecimento do ar no fundo do vale no começo do dia, e se invertendo durante a noite, dando origem aos ventos de montanha.

### **3.1.2 Camada Limite Superficial**

Camada Limite Superficial (CLS) é definido em Martins (2008) como a região compreendida entre a superfície e uma altura que varia entre 100 m e 3000 m, e que representa um comportamento diferente do restante da atmosfera, graças à interação entre a superfície e a atmosfera. Na CLS ocorrem trocas mais intensas de momento, calor e umidade, devido às grandes variações de temperatura, umidade e do vento com a altura (Linard, 2010).

Outro fator importante que ocorre na CLS é o cisalhamento do vento, que apresenta um valor de velocidade nulo próximo à superfície, e aproximadamente geostrófico próximo à atmosfera livre. Segundo Roballo (2009) o escoamento é descrito pelos perfis médios de velocidade do vento no local.

### 3.1.3 Extrapolação Vertical do Vento

Usualmente, são utilizadas duas leis experimentais para efetuar os ajustes de velocidades médias do vento, a Lei Logarítmica e a Lei de Potência.

A Lei Logarítmica relaciona a velocidade média  $v$  com a altura  $z$  acima da superfície rugosa pela Equação (3.1).

$$v(z) = \frac{v^*}{k} \ln \left( \frac{z}{z_0} \right) \quad (3.1)$$

Onde  $z$  é a altura onde se deseja estimar a velocidade,  $v(z)$  é a velocidade na altura calculada,  $v^*$  é a velocidade de fricção, relacionado ao cisalhamento da superfície,  $k$  é a constante de Von Kármán, cujo valor adotado geralmente é 0,40, e  $z_0$  é o comprimento da rugosidade aerodinâmica em metros (Linard, 2010). A estimativa de  $z_0$  é realizada através de dados de perfis verticais do vento e extrapolada para a altura em que o vento é nulo, e será abordada no tópico 3.3.2.

A Lei de Potência pode ser definida pela Equação (3.2), em que  $U(z_n)$  e  $U(z_r)$  são valores de velocidade médias correspondentes, respectivamente, a uma altura  $z_n$  e a uma altura referência  $z_r$  (Loureiro, 2011):

$$\frac{U(z_r)}{U(z_n)} = \left( \frac{z_r}{z_n} \right)^\alpha \quad (3.2)$$

### 3.1.4 Lei de Betz

Conforme Santos (2006, p. 26):

“Quanto maior for a energia cinética extraída do vento pelo aerogerador de um sistema eólico, maior será a travagem que sofrerá o vento que deixa o aerogerador. Se teoricamente fosse possível extrair toda a energia do vento, o ar sairia com velocidade nula, ou melhor, o ar não poderia abandonar a turbina. Nesse caso não seria possível extrair nenhuma energia, uma vez que também não entraria ar no rotor do aerogerador. No outro caso extremo, consideramos o ar a passar pelo tubo de vento sem nenhum impedimento, também não será possível extrair energia do vento. Entre estes dois extremos existe um valor para o qual é mais eficiente a conversão da energia do vento em energia mecânica: um aerogerador irá frear até cerca de 2/3 da sua velocidade inicial. Este valor é referente a uma formulação de 1919, realizada pelo físico Albert Betz, e conhecida como Lei de Betz.”

A Lei de Betz é a relação entre a potência útil máxima e a potência total disponível no vento. Ela considera possível converter no máximo 59,3% da energia cinética em energia mecânica utilizando um aerogerador de três pás, e sua dedução pode ser consultada em Pinto (2002).

### **3.2 Características de Escoamento Atmosférico**

A caracterização do recurso eólico em determinado local depende de vários parâmetros que condicionam o escoamento atmosférico. Os efeitos locais podem ser caracterizados como decorrentes de topografia, rugosidade e obstáculos dos terrenos.

#### **3.2.1 Topografia**

O estudo da topografia constitui um importante elemento para caracterização do escoamento atmosférico, que este possui uma elevada dependência relativa à complexidade do terreno (Población, 2012). De acordo com Riso (2010), são necessários ao menos 10 km de informações topográficas a partir de qualquer ponto do terreno que se deseja estimar os recursos, para uma boa modelagem dos recursos eólicos.

Em um terreno plano, a velocidade de vento aumenta gradativamente do solo até a fronteira da camada limite, onde fica livre da influência da superfície, e o perfil vertical de velocidades do vento apresenta forma logarítmica. A existência de montanhas em determinada zona altera o escoamento atmosférico de muitas formas.

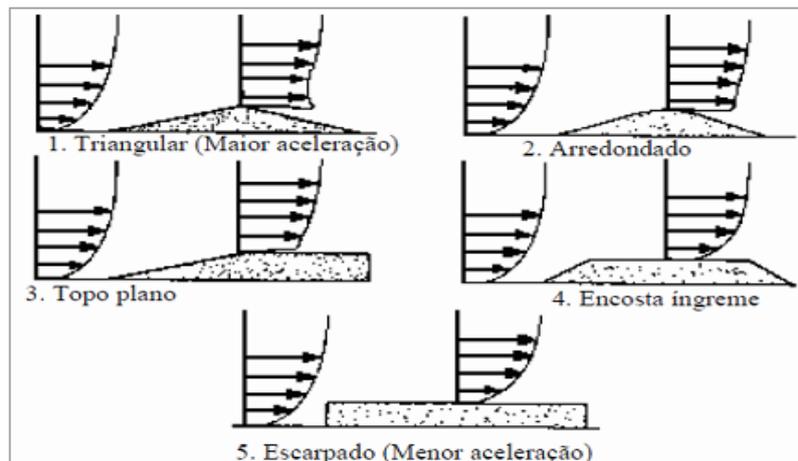
Conforme descrito em Soares (2009, p.20), “A orientação das linhas de cumeada em relação à direção predominante do vento é um fator importante na determinação da quantidade de aceleração do vento sobre a mesma. Em terreno acidentado o escoamento é forçado a contornar elementos da orografia, como elevações, resultando numa consequente aceleração do fluxo. Por outro lado, a forma dos montes condiciona o escoamento tornando-se num fator importante para a escolha do local, uma vez que influencia a velocidade do vento e a energia proveniente do mesmo”.

As Figuras 3.1 e 3.2 a seguir ilustram o comportamento dos ventos em diferentes inclinações topográficas.



**Figura 3.1 - Aceleração do vento sobre uma elevação**

**Fonte: Soares (2009, p. 20)**



**Figura 3.2 - Formas de montes por ordem de preferência**

**Fonte: Soares (2009, p. 21)**

Alterações súbitas na topografia provocam deslocamento da camada limite, gerando zonas de turbulências e perfis verticais de vento invertidos. Zonas, escarpas e falésias geram zonas de recirculação, daí a importância na escolha de um bom local para posicionamento do sistema de medição, de forma a representar bem o local onde se deseja extrair a energia do vento.

Um relevo pode ser classificado como simples ou complexo. Conforme Frost (1979), uma área é classificada com relevo simples quando, dados  $h$  (altura do relevo com maior elevação do terreno) e  $L$  (largura do relevo com maior elevação do terreno), Equação (3.3) é válida, senão, o relevo é considerado complexo.

$$\frac{h}{L} \leq 0,02 \quad (3.3)$$

Os terrenos complexos devem ser tratados com maior cautela, no que se refere à alocação de turbinas, pois a topografia está diretamente ligada à aceleração e desaceleração do vento (Loureiro, 2011). No relevo complexo é possível encontrar diferentes tipos de terrenos. Terrenos não planos, classificados como isolados ou

montanhosos. O primeiro se refere a elevações ou depressões isoladas em um terreno predominantemente plano. O segundo se trata de um terreno com várias elevações e depressões (Silva, 2006).

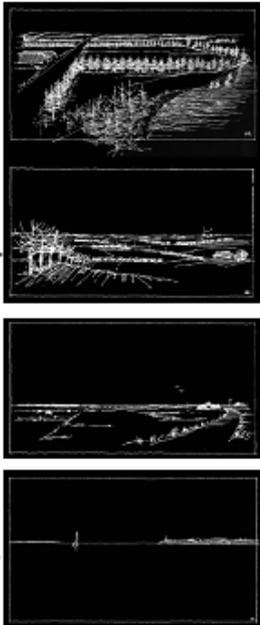
Terrenos planos com elevação íngremes, que são falésias e chapadas também pertencem à classificação de terrenos complexos. Outra caracterização de terrenos complexos são colinas, já que acima delas as linhas de fluxo ficam mais próximas, aumentando a velocidade de vento, enquanto a montante e a jusante se formam vórtices de turbulência, caracterizando uma diminuição na velocidade do vento (Silva, 2006).

### 3.2.2 Rugosidade

A rugosidade da superfície do terreno e seus elementos rugosos tem como efeito o retardo do vento próximo ao solo. Conforme Población (2012, p. 23), “Quando o terreno não é suficientemente homogêneo, o conjunto de elementos no solo pode provocar resistência à passagem do escoamento, originando mudança na direção e pequenas turbulências na superfície”.

A rugosidade característica ( $Z_0$ ) de um elemento depende da altura e densidade da área estudada. O Atlas Europeu de Vento divide os tipos de terrenos em quatro, caracterizados por seus elementos de rugosidade (Soares, 2009), como são ilustrados na Figura 3.3 a seguir.

$Z_0$ [m]	Características Superficiais do terreno	Classe Rugosidade
1.00	Cidades	3 (0,40 m)
0.80	Florestas	
0.50	Arredores	
0.40	Zonas cobertas com árvores	
0.30	Muitas árvores e/ou arbustos	
0.10	Terreno agrícola com aparência fechada	2 (0,10 m)
0.05	Terreno agrícola com aparência aberta	1 (0,03 m)
0.03	Terreno agrícola com poucas árvores/edifícios	
0.02	Área de aeroporto com árvores e edifícios	
0.01	Área de pistas de aeroporto	0 (0,0002 m)
0.008	Vegetação rasteira	
0.005	Solo com pouca vegetação	
0.001	Superfícies com neve (lisas)	
0.0003	Superfícies com areia	
0.0002		
0.0001	Superfícies com água (lagos, mar)	

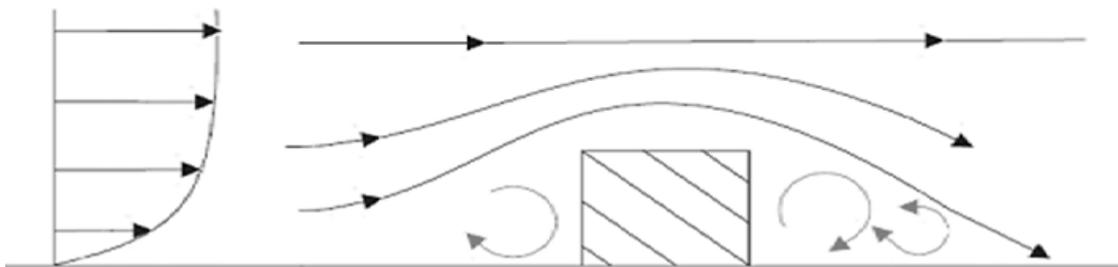


**Figura 3.3 - Tipos de superfície e comprimentos de rugosidade correspondentes**

**Fonte: Soares (2009, p. 23)**

### 3.2.3 Obstáculos

Os obstáculos devem ser identificados e caracterizados segundo sua influência no desenvolvimento do escoamento, pois podem induzir fenômenos turbulentos próximos a suas proximidades. Podem ser de várias naturezas, como casas, depósitos de água, aglomerados de árvores ou mesmo grandes estruturas de pedra (Soares, 2009). A Figura 3.4 mostra o modo como o escoamento é afetado na área em torno do obstáculo, onde se verifica que “a zona turbulenta se pode estender até cerca de três vezes a altura do obstáculo, sendo mais intensa na parte de trás do que na parte da frente do obstáculo” (Castro, 2007, p. 39).



**Figura 3.4 - Escoamento de vento entorno de um obstáculo**

**Fonte: Población (2012, p. 8)**

Se for necessário instalar uma estação de medição próxima a um obstáculo, ela deve ser instalada perto deste, mas com uma altura considerável, onde o escoamento não é perturbado.

### 3.2.4 Características de Escoamento

Outros aspectos a serem destacados como fatores que influenciam no comportamento do vento são a turbulência e a inclinação do escoamento, que afeta diretamente o comportamento dos aerogeradores, conforme Población (2012).

Em relação à turbulência, ela está relacionada à velocidade do vento em uma escala relativamente rápida, em torno de 1 segundo. A origem da turbulência se dá por fricção com a superfície terrestre e efeitos térmicos que fazem que as massas de ar se desloquem na vertical como resultado das variações de temperatura. Normalmente estes dois aspectos estão interligados.

A turbulência é um fenômeno de alta complexidade que obedece as leis físicas de conservação da massa, do momento e da energia (Población, 2012), contudo, existe um termo simplificado conhecido como intensidade de turbulência, que está relacionado a um nível global de turbulência, e é definido como:

$$IT = \frac{\sigma}{v} \quad (3.4)$$

Onde  $\sigma$  é o desvio padrão da velocidade, e  $v$  é a velocidade média, em médias de 10 minutos ou uma hora, com frequência de 0,5 Hz. A intensidade de turbulência depende da rugosidade da superfície do terreno e da altura acima do solo, além das características topográficas e dos obstáculos (Población, 2012).

### **3.3 Medições Meteorológicas**

Quando se pretende fazer a medição do potencial do recurso eólico de uma região é imprescindível estabelecer as condições nas quais a estação de medição será implementada. A localização da estação deve ser avaliada e documentada. Conforme Población (2012), os seguintes passos devem ser seguidos na seleção de um local para estabelecer uma estação anemométrica:

- Identificação das áreas potenciais de desenvolvimento;
- Inspeção e posição dos locais candidatos;
- Seleção da localização da torre de entre os locais candidatos.

Existem dois tipos de torres para montagem de sensores: as tubulares (menor custo) e de treliça. As torres devem possuir uma altura que seja suficiente para alcançar os níveis mais altos de medição e devem superar condições ambientais adversas (Bailey, 1997).

#### **3.3.1 Campanha de Medição**

A campanha de medição de vento deve seguir as melhores práticas para obterem-se dados confiáveis e precisos. As melhores técnicas para realizar medições de vento, montagem de sensores na torre de medição de modo a minimizar as influências da própria torre nos registros dos sensores e quais tipos de sensores se fazem necessários, objetivando um parque eólico, podem ser encontrados em normas internacionais, como a IEC61400-12, e em recomendações técnicas disponibilizadas pela Empresa de Pesquisa Energética Brasileira (EPE, 2012).

#### **3.3.2 Sensores e Grandezas Medidas**

Na estação de medição, as grandezas meteorológicas relevantes para definir o regime dos ventos são os seguintes, com seus respectivos sensores:

- i. Velocidade do vento, anemômetro;

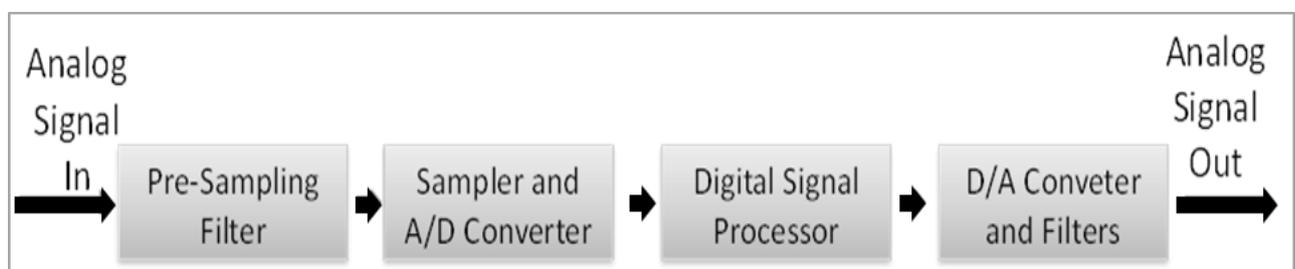
- ii. Direção do vento, anemoscópio ou *windvane*;
- iii. Intensidade de turbulência, anemômetro;
- iv. Temperatura, termômetro ou termo higrômetro;
- v. Pressão atmosférica, barômetro;
- vi. Umidade, higrômetro ou termo higrômetro;
- vii. Inclinação do escoamento.

Onde os três primeiros são essenciais à medição, outros são recomendados e podem ser utilizados como parâmetros de entradas dos softwares utilizados para estimativas e previsões de vento, e alguns são recolhidos no local ou baseados em estimativas, como inclinação de escoamento.

### 3.3.3 Datalogger

O *datalogger* (ou *data logger*) é um dispositivo utilizado para aquisição e armazenamento de dados. Ele tem a finalidade de receber sinais elétricos dos dispositivos de medição e registrar os fenômenos físicos que são transformados em sinais elétricos pelos sensores.

Este equipamento realiza o conjunto de operações sobre os sinais de entrada conforme descritos na Figura 3.1. Primeiramente é realizada uma filtragem dos sinais, depois uma conversão analógica-digital dos sinais. A seguir os sinais passam por um processador de sinais, e então os sinais são armazenados no datalogger para serem coletados e analisados.



**Figura 3.5 - Esquema de aquisição e conversão de dados de um datalogger**

**Fonte: Alvarez (2013, p. 42)**

### **3.3.4 Importância de Validade dos Dados**

A qualidade dos dados de entrada é crucial, pois apenas 3% de erro de medição na determinação da velocidade de vento podem originar elevadas perdas financeiras (Población, 2012). As campanhas de medição local devem seguir características que assegurem que as medições efetuadas estão corretas. A rede de institutos de medição MEASNET estabelece pautas para medição através de procedimentos acordados. O procedimento MEASNET é o mais usado e aceito internacionalmente para avaliação de locais de medição (MEASNET, 2014).

Os procedimentos de avaliação do local incluem a avaliação das condições de vento e topografia, avaliação e interpretação dos dados meteorológicos. Dentre todos os parâmetros, o mais crítico é a velocidade de vento. A maioria das medições é feita por sensores simples, como anemômetros de copos tradicionais. O comportamento destes instrumentos é conhecido, bem como sua origem de erros, que incluem efeitos de torre, suporte e outros dispositivos de montagem, o desenho do sensor e sua resposta às características turbulentas do vento, além do procedimento de calibração.

Às vezes, os problemas vem de valores repetidos na sua medição, o que é chamado de congelamento do sensor (ou sensor travado) ou da deterioração em zonas perto do mar. Os anemômetros de copos devem ser mantidos e calibrados com regularidade para assegurar a precisão das medições.

Outra fonte de erro é a própria torre de medição, que interfere no vento e introduz erros na medição da velocidade. Quando o suporte horizontal do sensor está em uma direção que a torre faz “sombra”, o sensor não faz uma medição correta do vento. Existem orientações específicas para mitigar este problema que consistem na marcação da distância mínima para evitar a interferência na medida do possível.

As verificações recomendadas para identificar e tratar dos erros e, assim, assegurar a integridade dos dados recolhidos (MEASNET, 2009), incluem:

- i. Verificação dos valores de erro;
- ii. Verificação visual: inclui comparar com os dados recolhidos a outras alturas;
- iii. Comprovar que os dados estão completos;
- iv. Teste de intervalos para verificar que o número de dados é correto;
- v. Teste de valores constantes para detectar repetições de dados;

- vi. Teste de parâmetros relacionados baseado nos valores esperados pelas relações de diferentes parâmetros;
- vii. Teste de correlação para detectar a relação entre diferentes sensores.

### **3.4 Dados de Longo Prazo**

Institutos de pesquisa, instituições de ensino, entre outras organizações, como aeroportos, realizam rotineiramente medidas de dados de vento e de outras variáveis meteorológicas que são úteis no estudo e estimativa energética (Lira, 2012). É necessário salientar que, mesmo estes dados obedecendo a normas estabelecidas, estas medições não se destinam ao setor energético. Sendo assim, deve ser realizada uma análise cuidadosa nos dados antes de sua utilização.

As principais fontes de dados de longo prazo são torres de avaliação de recurso eólico, instaladas anteriormente em parques eólicos existentes a mais de dez anos, dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), que possuem estações meteorológicas espalhadas por todo o Brasil, e dados de reanálise. Neste trabalho foram utilizados dados de reanálise, que serão definidos no item a seguir.

#### **3.4.1 Dados de Reanálise**

Dados climatológicos em escala global são gerados em projetos de reanálise de dados meteorológicos. Conforme Lira (2012, p. 44), “Essas bases de dados contemplam um conjunto homogêneo de dados de vento para o intervalo de uma década ou mais e são preparadas com o uso de modelos numéricos de previsão do tempo alimentados com dados coletado em boias oceânicas, satélites, embarcações, etc.”.

Os dados que são assimilados no modelo passam por um rígido controle de qualidade e são manipulados para gerar uma grade de modelo numérico. Estas bases servem de visão geral da climatologia global dos ventos e podem ser utilizadas para estimativas em regiões do globo.

Outro aspecto é que os dados de vento disponíveis nas bases de dados de reanálises correspondem a todo o período englobado pelo projeto, não apresentando falhas ou lacunas. A desvantagem principal, no entanto, é a baixa resolução espacial, por serem dados de mesoescala, onde a malha não apresenta resoluções tão grandes a fim de reduzir o esforço computacional dos modelos.

Existem várias bases de dados de reanálises, onde o mais antigo é o produzido durante a década de 1990 pelo *National Center for Environmental Prediction* (NCEP) e pelo *National Center for Atmospheric Research* (NCAR), e era o único disponível gratuitamente para uso comercial até 2009, quando foram disponibilizados outros conjuntos de dados. Entre eles estão o *Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications* (MERRA), publicado pelo *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) e o *Climate Forecast System Reanalysis* (CFSR), publicado pelo NCEP. O mais recente conjunto de dados é a ERA-Interim, lançado pelo *European Centre for Medium Range Weather Forecasts* (ECMWF).

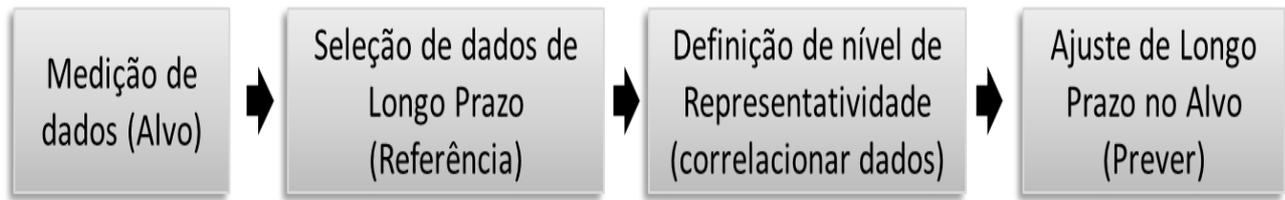
### 3.4.2 Método MCP – Medir, Correlacionar e Prever

O vento apresenta um comportamento estocástico, onde pode ser verificada uma variabilidade interanual significativa. Por conta disto, as medições de vento em períodos curtos (1 a 3 anos) não representam bem o recurso eólico da região no longo prazo (Lira, 2012).

Para uma boa avaliação do potencial eólico de uma região ou local, é necessário um longo período de dados, para reduzir o erro associado às variações do vento entre os anos. Para diminuir os erros na estimativa de produção de energia de um parque eólico, é feita a correlação dos dados medidos locais com dados de longo prazo de uma localidade próxima (Lira, 2012), e então realizar uma previsão meteorológica no local através da técnica MCP (Medir, Correlacionar e Prever).

Os passos do procedimento MCP estão ilustrados na Figura 3.6. O procedimento MCP consiste em inicialmente medir o vento em um local, chamado de “alvo”, onde será avaliado o recurso eólico. Depois se buscam, em sítios localizados próximo ao local de medição, dados de longo prazo, que são chamados de “referência”. Então no período coincidente entre o alvo e a referência, conhecido como período de dados concomitantes, é calculado a correlação entre estas séries e estabelecida uma relação matemática entre estes dois locais.

Por fim, sendo boa a correlação entre a referência e o alvo, com a relação matemática encontrada, é possível estimar o vento no alvo no período semelhante à referência. A figura a seguir descreve o procedimento MCP.



**Figura 3.6 - Sequências de passos do MCP**

Segundo Guimarães (2006), não se obtém apenas uma relação matemática para a velocidade do vento no alvo e na referência, mas é comum obter a relação em função dos diferentes setores de direção, pressupondo que as velocidades não se relacionam da mesma forma para todas as direções.

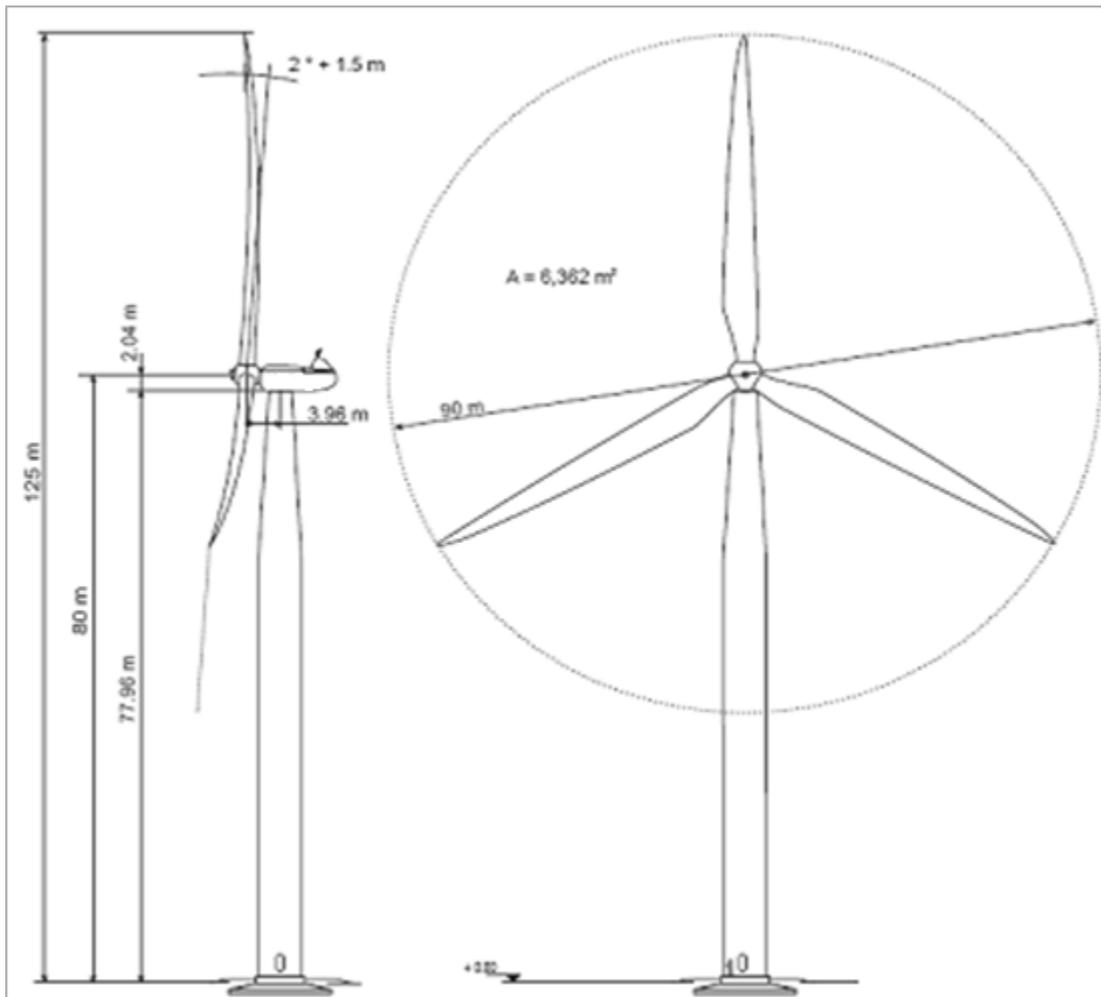
O ideal é que a referência esteja próxima do alvo, com aproximadamente 5 km de distância no máximo (Lira, 2012). Quando isto não acontece, pode existir, no mesmo intervalo de tempo, um atraso do vento entre o alvo e a referência, devido ao percurso do vento, que, se não bem avaliado, pode prejudicar a correlação.

As técnicas de MCP também podem ser utilizadas para preencher lacunas decorrentes de dados inválidos ou ausentes na série de medição.

### **3.5 Aerogeradores**

Um aerogerador é um dispositivo destinado a converter a energia cinética contida no vento em energia elétrica. A quantidade de energia gerada depende da velocidade do vento, do diâmetro do rotor e do rendimento de todo o sistema (Rossi, 2014).

Os modernos aerogeradores de grande capacidade (2 a 3 MW) são constituídos por uma fundação redonda, quadrada ou hexagonal com cerca de 300 m<sup>3</sup> de concreto armado, com cerca de 80m de altura, uma cabine com o gerador e transformador (em alguns modelos está na base), caixa de velocidades (alguns modelos não têm), o sistema de transmissão, o circuito de arrefecimento e todo o sistema de quadros elétricos e respectivas interligações. Também são constituídos pelo *hub*, que serve de encaixe às pás (Pinho, 2008).



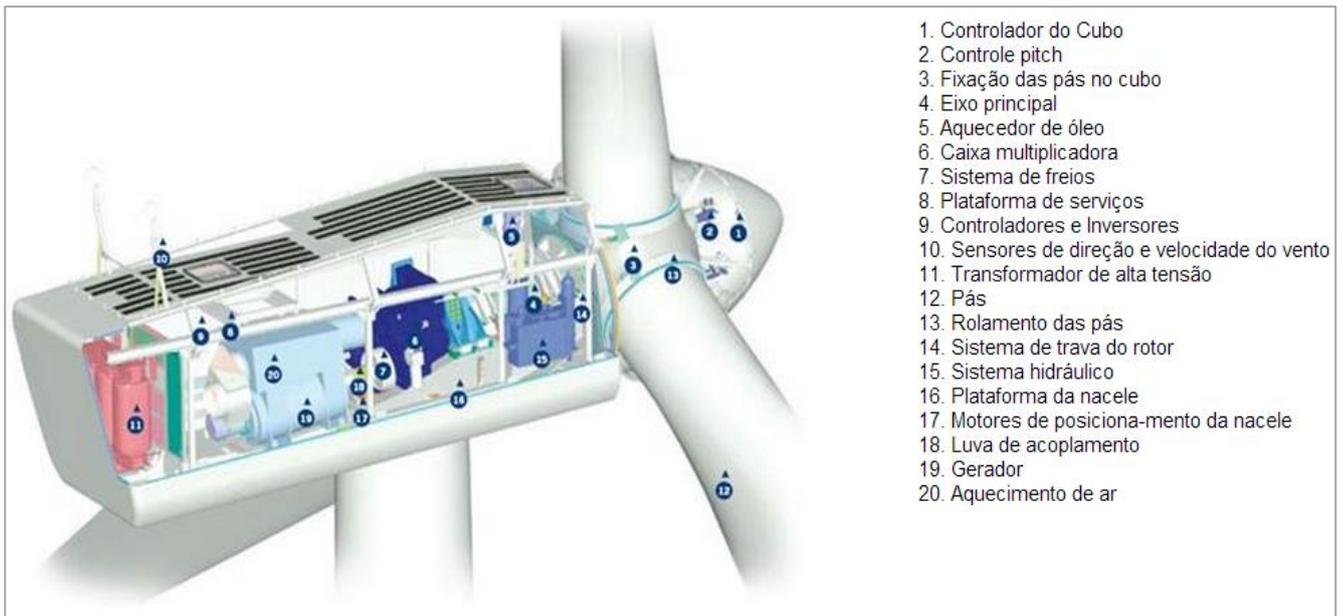
**Figura 3.7 - Moderno aerogerador de grande porte**

**Fonte: Pinho (2008, p. 34)**

Algumas características de funcionamento são descritas por Pinho (2008, p. 35):

“Os aerogeradores têm um sistema deslizante em rotação (*yaw*) que faz com que estejam permanentemente virados de frente para a direção predominante do vento. Além disso, também têm um sistema de ajuste à direção do vento (*pitch*) que faz variar o ângulo de ataque ao vento conforme a sua velocidade. As variações das características do vento estão permanentemente a ser analisadas por anemômetros (em alguns casos ultra sônicos), montadas na cabine e a transmitir os dados para o sistema de controle do aerogerador (tempo de reação na ordem dos milionésimos de segundo).”

Na Figura 3.8 é mostrado o esquema básico de uma turbina eólica moderna.



**Figura 3.8 - Vista do interior da nacela de um aerogerador utilizando um gerador convencional**

**Fonte: CRESESB (2008)**

### 3.5.1 Componentes

Seguem abaixo a descrição dos componentes de um aerogerador que devem ser considerados no estudo global da conversão da energia eólica para elétrica (Braga, 2012).

**Rotor Eólico:** O rotor é o componente do sistema eólico responsável por captar a energia cinética dos ventos e transformá-la em energia mecânica de rotação. Por ser o componente mais característico de um sistema eólico, a configuração do rotor influenciará diretamente no rendimento global do sistema (Pinho, 2008).

**Transmissão e Caixa Multiplicadora:** possui a finalidade de transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até o gerador. É composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos. A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa de 20 a 150 RPM, devido às restrições de velocidade na ponta da pá (*tip speed*). Entretanto, geradores, sobretudo síncronos, trabalham a rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1200 a 1800 rpm), tornando necessária a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos. Atualmente os fabricantes desenvolverem geradores múltiplos de baixa velocidade e grandes dimensões para substituir a caixa de engrenagens (CRESESB, 2008).

**Gerador Elétrico:** Responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica (Braga, 2012).

Torre: Responsável por sustentar e posicionar o rotor na altura conveniente (Braga, 2012).

Sistema de Armazenamento: Responsável por armazenar a energia para produção de energia firme a partir de uma fonte intermitente (Braga, 2012).

Transformador: Responsável pelo acoplamento elétrico entre o aerogerador e a rede elétrica (Braga, 2012).

Mecanismos de controle: Responsáveis pela orientação do rotor, controle de velocidade, controle da carga, etc. São chamados de controle estol (stall) e controle de passo (pitch). No passado, a maioria dos aerogeradores usava o controle estol simples; atualmente, entretanto, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas (Pinho, 2008).

### **3.5.2 Regulação de potência**

Os aerogeradores recentes utilizam essencialmente dois princípios de controle aerodinâmico diferentes para limitar a potência elétrica de saída. São chamados de controle de passo das pás (Pitch) e controle por descolamento aerodinâmico (Estol ou Stall).

Controle de Passo: é um controle ativo que normalmente precisa de uma informação vinda do controlador do sistema. Sempre que a potência gerada se aproxima da potência nominal do gerador é ultrapassada devido ao aumento da velocidade do vento, as pás mudam o ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque, de forma a atenuar as forças aerodinâmicas atuantes e a extração de potência (Pinho, 2008).

Controle de Estol: é um controle passivo que reage a velocidade do vento. As pás são fixas e não giram em torno do eixo. O ângulo de passo é escolhido de forma que para velocidade de vento superior à nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá, reduzindo a forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. Menores sustentações e maiores arrastos atuam contra um aumento da potência do rotor. Para evitar que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito (Pinho, 2008).

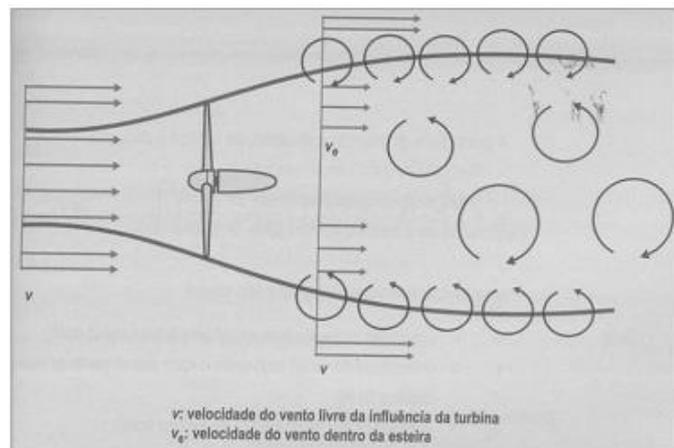
### 3.5.3 Curva de Potência

Para que se consiga determinar a quantidade de energia a ser produzida por um aerogerador instalado num certo terreno, é necessário que se conheça, principalmente, as características do aerogerador que será instalado e o regime de ventos do lugar em questão. As características de um aerogerador referem-se à Curva de Potência do mesmo. Ela leva em consideração os rendimentos aerodinâmicos e dos componentes formadores da turbina como a transmissão (caixa de engrenagens) e o gerador elétrico (Dalmaz, 2009).

É usual o fornecimento, por parte do fabricante do aerogerador, de uma curva de potência associada a cada tipo de aerogerador, que indica a energia produzida para cada velocidade de vento. A Curva de Potência é medida por um anemômetro posicionado em frente a turbina em uma região com pouca intensidade de turbulência (Salles, 2004).

### 3.5.4 Efeito Esteira

O Efeito Esteira é um aspecto que afeta diretamente o regime dos ventos. Este consiste na perturbação da parte posterior do aerogerador em virtude da passagem do vento, isto porque o vento resultante da energia mecânica aproveitada pela turbina eólica apresenta-se com um conteúdo energético muito inferior, muito turbulento e abrandado em relação ao vento incidente. É por esta razão que a instalação das turbinas eólicas no interior de um parque eólico tem de ser efetuada de modo criterioso (Lopes, 2009).



**Figura 3.9 - Efeito esteira de um turbina eólica**

**Fonte: Custódio (2007,p. 179)**

A fim de reduzir o Efeito Esteira, é efetuada a separação entre aerogeradores de 5 a 9 vezes o diâmetro do rotor na direção dos ventos dominantes e de 3 a 5 vezes o diâmetro do rotor nas direções perpendiculares aos ventos dominantes. As perdas típicas de energia devido a este efeito são de cerca de 5% (Lopes, 2009).

### 3.5.5 Classificação de Turbinas IEC

A IEC 61400-1 (2005) é uma norma da *International Electrotechnical Commission* (IEC) que contém um conjunto de requisitos de projeto feito para garantir que as turbinas eólicas sejam projetadas adequadamente contra danos decorrentes de riscos em relação à vida útil planejada. Esta norma define uma classificação de aerogeradores quanto à intensidade de turbulência e velocidade média de vento de projeto suportáveis pela máquina de forma a garantir a vida útil da mesma.

A Tabela 3.1 ilustra as classificações de turbinas segundo a norma IEC 614400-1(2005).

**Tabela 3.1 - Classificações de Turbinas Eólicas segundo norma IEC**

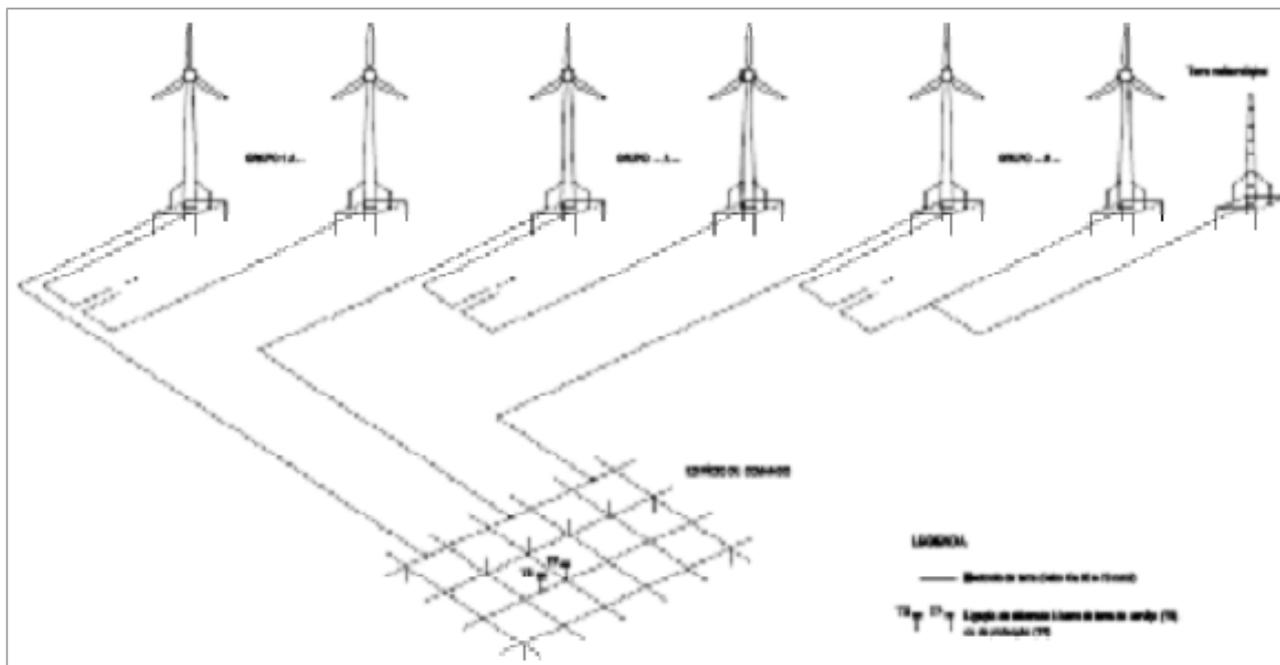
Parâmetros de Projeto	Classe I	Classe II	Classe III	Classe S
Velocidade de referência	50	42,5	37,5	Definidos pelo projetista do aerogerador
Velocidade média anual	10	8,5	7,5	
Rajada de 1s com recorrência de 50 anos	70	59,5	52,5	
Rajada de 1s com recorrência de 1 anos	52,5	44,6	39,4	
Categoria A para turbulência alta, $I_{ref}$	0,16			
Categoria B para turbulência alta, $I_{ref}$	0,14			
Categoria C para turbulência alta, $I_{ref}$	0,12			

**Fonte: IEC 614400-1(2005)**

## 3.6 Layout de Parques Eólicos

### 3.6.1 Parque Eólico

Um parque eólico tem como objetivo a produção de energia elétrica através do aproveitamento da velocidade do vento. O parque eólico consiste num conjunto de aerogeradores interligados por cabos de média tensão e cabos de comunicação conectados a uma subestação e a um edifício de comando, que por sua vez, têm uma linha de ligação à rede elétrica nacional (Pinho, 2008).



**Figura 3.10 - Esquema de um Parque Eólico**

**Fonte: Pinho (2008, p. 33)**

### 3.6.2 Layout de Parque Eólico - “Micrositing”

O objetivo principal do posicionamento das turbinas eólicas em um parque eólico é obter o maior rendimento possível de energia eólica durante sua vida útil. Todavia, outras condicionantes devem ser levadas em consideração por desempenharem um papel importante no que refere a este posicionamento (Pinho, 2008), que são as condições de custo de instalação, tais como a construção de linhas elétricas entre as turbinas e o transformador e com a estação de interligação e a abertura de estradas para montagem e manutenção dos aerogeradores.

Atualmente, estão disponíveis um grande número de instrumentos computacionais para o estudo de planejamento adequado, rápido e eficiente de *layouts* de parques eólicos, como o WindPRO e o Windfarmer. Restrições adicionais à disposição do parque eólico, como distâncias mínimas a edifícios, restrições de proteção ambiental, devem ser previamente levantadas a fim de se providenciar previamente as respectivas licenças para evitar futuras mudanças, geralmente muito lentas e dispendiosas (Pinho, 2008).

Além da eficiência do parque eólico e de restrições ambientais que devem ser respeitadas, existem outros aspectos importantes que devem ser observados durante a definição do layout do parque, como o relevo do terreno, a emissão de ruído pelas máquinas, a proteção a aves e os impactos de sombra de pá. Abaixo está ilustrado um

exemplo de parque eólico com a localização alinhada na perpendicular dos ventos dominantes (Pinho, 2008).



**Figura 3.11 - Exemplo de parque eólico com localização alinhada na perpendicular dos ventos dominantes**

**Fonte: Pinho (2008, p. 38)**

### **3.7 Produção de Energia**

#### **3.7.1 Energia do Vento**

Um dos componentes mais importantes na análise de um parque eólico consiste no conhecimento da potência do vento. Caso essa etapa não seja realizada corretamente, além do investimento tornar-se inviável do ponto de vista econômico e financeiro, pode colaborar para erros na previsão da geração de energia (Fontanet, 2012).

Segundo Salles (2004), o potencial de energia elétrica produzida pela geração eólica é obtido através da energia cinética dos ventos, ou seja, o vento é convertido em energia mecânica a partir de um processo que transforma sua força em um torque que age sobre as pás do rotor. Os aerogeradores não são capacitados para gerar energia de forma

integral, ou seja, existem perdas tanto na redução do rendimento quanto nas frequentes variações na velocidade do vento, reduzindo a produção de energia. A potência de uma turbina eólica é dada pela equação abaixo, que leva em consideração as perdas de um aerogerador (Fontanet, 2012):

$$P_t = \frac{1}{2} \rho v^3 A \eta C_p \quad (3.5)$$

Onde:

$P_t$  = potência da turbina eólica no instante  $t$ ;

$\rho$  = massa específica do ar ( $\text{Kg/m}^3$ );

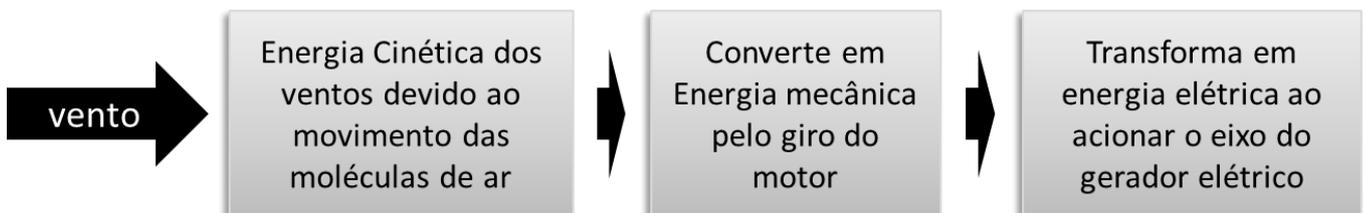
$v$  = velocidade do vento que incide na turbina eólica (m/s);

$A$  = área varrida pelo rotor da turbina eólica ( $\text{m}^2$ );

$\eta$  = eficiências mecânicas e elétricas do sistema;

$C_p$  = coeficiente de desempenho aerodinâmico (coeficiente de potência).

Segundo Custódio (2010), o coeficiente de desempenho aerodinâmico de uma turbina eólica varia de acordo com a velocidade do vento. Essa variação é decorrente do fato de as pás do rotor da turbina eólica alterarem suas eficiências de acordo com a velocidade do vento de forma que, conforme aumenta a velocidade do vento, cresce a potência da turbina eólica até alcançar a potência nominal máxima (Figura 3.12).



**Figura 3.12 - Diagrama do Potencial Eólico**

**Fonte: Salles (2004, p. 20)**

No entanto, para acionar uma turbina eólica, é preciso uma velocidade de vento mínima estipulada para cada aerogerador. Na presença de velocidades de vento muito altas,

a turbina retrai sua operação, diminuindo sua eficiência (Fontanet, 2012). A quantidade de energia transferida ao rotor pelo vento, como pode ser observado pela Equação 3.5, depende basicamente dos seguintes fatores (Santos, 2006):

Densidade do ar: A energia cinética de um corpo em movimento é proporcional a sua massa, assim a energia cinética do vento depende da densidade do ar, que é sua massa por unidade de volume. Quanto mais denso seja o ar, maior quantidade de energia a turbina receberá. Em elevadas altitudes a pressão do ar diminui e o ar é menos denso.

Área de varredura do rotor: A área de varrimento do rotor determina quanta energia do vento à turbina eólica é capaz de captar. Dado que a área do rotor aumenta com o quadrado do raio.

Distribuição de pressão do rotor: A pressão do ar aumenta gradualmente à medida que o vento se aproxima do rotor, uma vez que o rotor atua como barreira ao vento, na parte posterior do rotor a pressão cai imediatamente, estabilizando gradualmente à medida que se afasta. À medida que o vento se afasta do rotor a turbulência do vento provoca que o vento mais lento se misture com o vento mais rápido da área circundante, reduzindo o efeito de “abrigo ao vento” (Santos, 2006).

### 3.7.2 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é a expressão analítica mais utilizada, dentro do campo da energia eólica, para representar a probabilidade de velocidades de vento, ou seja, é uma função densidade de probabilidade (Población, 2012), que é expressa por:

$$f(v) = \frac{k}{A} \times \left(\frac{v}{A}\right)^{(k-1)} \times e^{-\frac{v^k}{A}} \quad (3.6)$$

Onde  $f(v)$  é a frequência de ocorrência da velocidade  $v$ ,  $k$  representa o fator de forma e  $A$  representa o fator de escala, parâmetros que definem a distribuição estatística e são relacionados com a forma da curva de distribuição e com a velocidade média dos ventos, respectivamente (Población, 2012).

A distribuição de frequências acumuladas de Weibull,  $F(v)$ , para a probabilidade de ocorrência de velocidade iguais e menores que uma velocidade  $v$  é dada pela integração da Equação (3.7):

$$F(v) = 1 - e^{-\frac{v^k}{A}} \quad (3.7)$$

A distribuição de Weibull é muito utilizada na indústria de energia por permitir ajustar uma grande variedade de regimes de vento com uma boa aproximação e através de apenas dois parâmetros,  $k$  e  $A$ , disponibilizando o regime de ventos de um local para realizar cálculos e simulações (Población, 2012). Nos modelos de programas que calculam previsão de vento e estimativa de recursos de produção de aerogeradores em pontos específicos, a distribuição de Weibull é utilizada como ferramenta para gerar estes resultados.

### 3.7.3 Estimativa de Produção de Energia

A estimativa de produção de energia é gerada a partir do cálculo dos parâmetros da distribuição Weibull, e, através disso, é realizada a compatibilização dos dados de velocidade dos ventos com a curva de potência do aerogerador utilizado no layout do parque eólico. Desta forma é possível conseguir um prognóstico de energia gerada considerando a altura de Hub do aerogerador e a densidade do ar do local. É possível ainda desenvolver uma análise comparativa entre várias máquinas.

O conhecimento da velocidade média do vento é fundamental para a estimativa da energia gerada, primeiramente porque os aerogeradores começam a gerar energia elétrica a partir de uma determinada velocidade de vento de partida (*cut-in*) e param de gerar quando a velocidade ultrapassa determinado valor (*cut-out*) estabelecido por questões de segurança, com o objetivo de prevenir a fadiga do material das torres e pás por vibrações excessivas (Petry&Mattuella, 2007).

Os dados de vento de um sítio onde se pretende estimar a produção de energia de um parque eólico são essenciais para a definição da classe da turbina, conforme a IEC 61400-1 (2005). As velocidades médias de vento, rajadas e turbulência média do período mostram que classe de máquina suportará o regime de ventos da região.

A energia, o desempenho médio de energia e o fator de capacidade são calculados de acordo com os padrões do Internacional Energy Agency (IEA) e Internacional Energy Comition (IEC).

Um dos principais aspectos a ser analisado para medir o bom desempenho de um parque eólico na estimativa de produção de energia é o fator de capacidade, que é percentual de aproveitamento energético, que é a expresso pela relação entre a produção

do parque em determinado período pela capacidade máxima instalada que o parque poderia produzir no mesmo período.

Outro fator determinante para a viabilidade de um parque eólico é a eficiência das turbinas. Para uma melhor eficiência dos aerogeradores é imprescindível um posicionamento de forma a observar vários fatores, como captar a melhor capacidade de vento da região e para a classe da turbina, minimizar o efeito esteira das máquinas umas sobre as outras, além de observar as regiões onde há declividade do terreno proibitiva ou próximo a inclinações muito elevadas, para evitar ventos cisalhantes que provocam turbulência na máquina e diminuem sua vida útil.

### **3.8 Ferramentas para Projetos Eólicos**

#### **3.8.1 WAsP**

O *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)* é um modelo linear desenvolvido pelo laboratório dinamarquês RISØ (*Riso National Laboratory*) entre 1987 e 1993. O WAsP é uma ferramenta computacional utilizada para a caracterização de recursos eólicos. Com ele, é possível trabalhar a partir de módulos de cálculo que auxiliam na descrição do vento para diversos tipos de terreno, através de uma descrição linear do escoamento do fluxo dos ventos (Población, 2012). A metodologia do WAsP consiste em cinco blocos de cálculo principais:

Análise de série de dados de vento: permite a análise de séries de dados de medições de vento e outras grandezas meteorológicas e produz um resumo estatístico das condições climáticas dos dados observados em um local.

Geração de mapa eólico: Os dados de vento que são convertidos em um regime de vento regional. As séries de dados observadas são extrapoladas para as condições específicas do local e as distribuições de vento são reduzidas a condições padrão.

Estimativa de regime de vento: Utilizando o atlas de vento obtido pelo WAsP, ou por qualquer outro programa, ele estima o regime de vento em um ponto específico, efetuando o cálculo inverso usado para a criação do mapa eólico.

Estimativa de potencial de energia eólica: O WAsP é capaz de calcular a energia total contida no vento e a partir da informação da curva de potência do aerogerador em questão, calcular a Produção Anual de Energia.

Cálculo da Produção do Parque Eólico: Sabendo a curva do coeficiente de potência de um aerogerador e o layout do parque eólico, o *WAsP* consegue estimar as perdas de energia provocadas pela esteira dos aerogeradores e a produção total anual de energia de cada aerogerador de todo o parque eólico.

O programa possui submódulos que processam informações de topografia, rugosidade e obstáculos da região onde se encontra a estação anemométrica. Estes fatores, bem como as informações de regimes de vento e das turbinas eólicas que se pretendem utilizar, são tratados independentemente pelo programa, e então é possível avaliar as condições climáticas e energéticas da região.

Conforme Soares (2009) o *WAsP* em linhas gerais funciona da seguinte forma, recebe informações de vento das estações meteorológicas, juntamente com as informações topográficas do local. Após o processamento destas entradas, são retiradas as influências da região (topografia, rugosidade e obstáculos), e obtém-se o regime livre de vento do local se o terreno fosse perfeitamente liso, plano e livre de obstáculos. Após isto ele insere as informações que dão as características de escoamento da região e o regime de vento dos sítios é mensurado.



**Figura 3.13 - Princípio de funcionamento do programa WAsP**

**Fonte: Silva (1999, p. 55)**

Segundo Bowen & Mortensen (2004), o modelo está baseado em condições atmosféricas padrões voltadas para as características da atmosfera europeia. Correções para uma atmosfera diferente desses padrões podem ser aplicadas manipulando os parâmetros do fluxo de calor superficial do modelo. O WAsP é recomendado para preferencialmente terrenos com topografia de declives baixos ou suavizados por conta do modelo linear sobre o qual o programa é desenvolvido, não sendo recomendado para terrenos significativamente complexos (Loureiro, 2011).

### 3.8.2 WindSim

O WindSim é um modelo do tipo CFD (*Computational Fluid Dynamics*) baseado na equação de Navier–Stokes para fluido incompressível, para simulação numérica de escoamentos turbulentos, onde tem sua aplicabilidade tanto para terrenos simples quanto complexos. As equações de Navier-Stokes são aplicações da segunda lei de Newton que descrevem o escoamento de um fluido. Apresentam um grande gama de aplicações, desde

correntes oceânicas e climáticas até o deslocamento dos ventos na atmosfera (Loureiro, 2011).

O WindSim foi um dos primeiros programas comerciais a utilizar soluções no modelo CFD, utilizando as equações de Navier-Stokes. Potencialmente este modelo tem maior capacidade de fornecer resultados precisos comparado com o *WAsP* (Wallbank, 2008). O WindSim pode ser considerado um programa prognóstico, pois permite descrever a evolução de fenômenos atmosféricos sobre o domínio tridimensional, integrando as equações diferenciais de conservação da massa, quantidade de movimento, energia cinética turbulenta da umidade e do calor (Loureiro, 2011). Uma das maiores vantagens do modelo do WindSim, em relação ao *WAsP*, é a capacidade de modelar o desacoplamento dos fluidos em regiões de grandes inclinações.

Similarmente ao modelo *WAsP*, as entradas do modelo CFD são as características de vento, topografia, rugosidade, localização dos aerogeradores e seus parâmetros.

As saídas são similares ao que é obtido no *WAsP*, tais como a análise de séries de dados de vento, modelagem do terreno, geração do mapa eólico e estimativa de vento, estimativa de potência eólica e cálculo de produção anual de energia de parque eólico, bem como as perdas aerodinâmicas.

### **3.9 Estudos para Interligação de uma Central Eólica a Rede Elétrica**

A caracterização da rede elétrica é fundamental na definição dos parâmetros elétricos e na otimização da capacidade da central eólica. Para a entrada de operação de uma central eólica alguns requisitos mínimos devem ser satisfeitos para garantir o desempenho da rede básica, que auxiliam na elaboração do projeto da usina eólica e das instalações do ponto de conexão (Rosas & Estanqueiro, 2003). Apesar destes estudos não entrarem no estudo de caso do trabalho, é importante destacar sua importância na caracterização da viabilidade de uma usina eólica.

Além disto, para a conexão de uma central eólica é necessário que sejam realizados quatro estudos fundamentais a serem realizados: fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade eletromecânica e distorção harmônica, sendo o último uma parcela dos estudos de qualidade de energia. Em seguida, são descritos os requisitos mínimos para a entrada em operação de uma central eólica e os objetivos de cada um dos estudos necessários para a conexão à rede básica.

### 3.9.1 Requisitos Mínimos para Centrais Eólicas

Os requisitos mínimos para centrais eólicas estão relacionados, em sua maioria, às características dos sistemas de proteção e às capacidades nominais dos aerogeradores, assim como a condições operativas do parque eólico. As seguintes questões são abordadas: operação em regime de frequência não nominal, geração/absorção de potência reativa, operação em regime de tensão não nominal, participação em SEP (Sistemas Especiais de Proteção), potência ativa de saída, variação de tensão em regime permanente, instabilidade de tensão e capacidade de suportar afundamentos de tensão. Abaixo estão descritos alguns requisitos determinados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) para a entrada em operação de um parque eólico no Brasil.

O sistema de controle e os aerogeradores devem ser especificados para correta operação nas seguintes condições:

- Entre 58,5 e 61,5 Hz sem a atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados;
- Entre 56,5 e 63 Hz sem a atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos;
- Abaixo de 58,5 ou acima de 61,5 Hz por até 10 segundos, podendo esse intervalo de tempo ser alterado de acordo com os resultados dos estudos de estabilidade eletromecânica.

O parque eólico deve ser capaz de fornecer um fator de potência indutivo ou capacitivo de no mínimo 0,95 em qualquer situação de geração de potência ativa, no ponto de conexão, e caso a usina eólica não esteja produzindo potência ativa, o fluxo de reativo deve ser nulo no ponto de conexão. Além disto, a usina deve operar no intervalo entre 0,9 e 1,1 p.u. de tensão sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados e entre 0,85 e 0,9 p.u. por até cinco segundos.

Os aerogeradores devem possuir controle de passo (*pitch*) e/ou de *stall* a fim de controlar a potência de saída ou possibilitar a desconexão automática dos aerogeradores.

Para operação com tensão no intervalo de 0,9 a 1,1 p.u. aplicam-se as seguintes determinações:

- Para frequências entre 58,5 e 60,0 Hz não é permitida redução da potência disponível;

- Para frequências entre 57,0 e 58,5 Hz é permitida redução de até 10% da potência de saída;

A variação da tensão em regime permanente não poderá apresentar variação de tensão superior a 5% no ponto de conexão.

As análises referentes aos estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade eletromecânica, transitórios eletromagnéticos e de qualidade de energia elétrica, que também são partes integrantes dos requisitos mínimos, serão tratadas nas seções posteriores.

### 3.9.2 Fluxo de Potência

O estudo de fluxo de potência (ou fluxo de carga) determina a condição operativa em regime permanente de um sistema elétrico. Mais especificamente, é capaz de calcular as tensões fasoriais e injeções de potência ativa e reativa nos barramentos, assim como o carregamento de linhas, transformadores e outros equipamentos, a depender de como a rede esta configurada.

Os critérios que devem ser observados durante este estudo são os níveis de tensão, os limites para controle de potência reativa, os limites de carregamento para capacitores em série e os limites de carregamento de linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores. Os níveis de tensão estabelecidos pela ONS, descritos na Tabela (3.2).

**Tabela 3.2 - Níveis de tensão de acordo com condição operativa**

Tensão nominal de operação (kV)	Operação normal		Operação em emergência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

**Fonte: Silva (1999, p. 55)**

### **3.9.3 Curto-circuito**

Este estudo tem por objetivo analisar o nível de curto-circuito – em kA – na barra em que é instalado o parque eólico e naquelas que constituem seu entorno. É uma boa prática considerar pelo menos a segunda vizinhança do ponto de conexão.

A partir dos níveis de curto-circuito, torna-se possível avaliar o impacto da entrada em operação da usina eólica, por meio da análise de evolução desses níveis. Além disso, este estudo fornece dados para o dimensionamento de disjuntores da usina, assim como permite a análise da conformidade dos disjuntores existentes nesse trecho da rede quanto à suas capacidades de interrupção de corrente simétrica - definida como a maior corrente que um disjuntor pode interromper sem que haja prejuízos ao equipamento.

Essa análise é realizada por meio do estudo de superação de disjuntores, baseado na razão  $X/R$  das barras curto-circuitadas. Esse fator representa a razão entre as componentes indutiva e resistiva da impedância equivalente da rede, vista da barra em curto, e indica, basicamente, o nível de assimetria da corrente de defeito. O estudo de curto-circuito fornece dados para o dimensionamento elétrico e mecânico de novos disjuntores, bem como de chaves seccionadoras, linhas de transmissão, transformadores, sistemas de aterramento, dentre outros, além de contribuir para a coordenação, o ajuste e a especificação do sistema de proteção.

### **3.9.4 Estabilidade Eletromecânica**

A estabilidade eletromecânica de um sistema de potência pode ser definida, de uma maneira geral, como sua capacidade de manter o equilíbrio em condições normais de operação ou de restabelecê-lo em caso de perturbação da rede. Portanto, o estudo de estabilidade eletromecânica de um sistema elétrico tem por finalidade analisar o comportamento do sistema após a ocorrência de distúrbios, responsáveis por tirá-lo de seu ponto de operação. Esses distúrbios, que podem ser um curto-circuito ou a perda de um ou mais elementos do sistema, são responsáveis por fazer com que as máquinas rotativas entrem em movimento oscilatório, sofrendo acelerações e desacelerações, podendo ou não se estabilizar em torno de um novo ponto de operação. Caso a estabilidade não seja alcançada, há perda de sincronismo e a rede entra em colapso, sendo necessárias medidas corretivas para restabelecer o sincronismo.

Este estudo deve observar, principalmente, o comportamento da tensão e da frequência no tempo para as barras sob análise. A escolha das barras analisadas segue o

mesmo critério de seleção dos estudos de curto-circuito. Como complemento, também pode ser examinado a evolução temporal do deslocamento angular entre o ângulo do rotor do aerogerador e o eixo síncrono.

### **3.9.5 Transitórios Eletromagnéticos**

Os estudos de transitórios eletromagnéticos têm por objetivo avaliar os níveis de sobretensão e sobrecorrente a que os equipamentos do sistema elétrico são submetidos quando há uma perturbação na rede. Esses resultados são importantes não apenas para garantir a integridade dos equipamentos, mas também para que sejam evitadas atuações indesejadas dos sistemas de proteção, fornecendo dados para seu ajuste.

Como principais causas de fenômenos transitórios estão os curto-circuitos, chaveamentos, descargas elétricas, rejeições de carga, entre outros. Esses fenômenos podem ser classificados, conforme seu grau de amortecimento e duração, em temporário, manobra e atmosférico. Nesse estudo, são analisadas apenas as manobras, que se caracterizam por uma maior amplitude e duração intermediária em relação aos outros tipos de fenômenos. Podem ainda ser classificados em internos (rejeição de carga, por exemplo) ou externos (descargas, curtos-circuitos, etc.) de acordo com sua origem.

Vale lembrar que, em alguns casos, como religamento – monopolar e tripolar – de linhas de transmissão a energia dissipada nos para-raios também deve ser analisada.

### **3.9.6 Qualidade de Energia Elétrica**

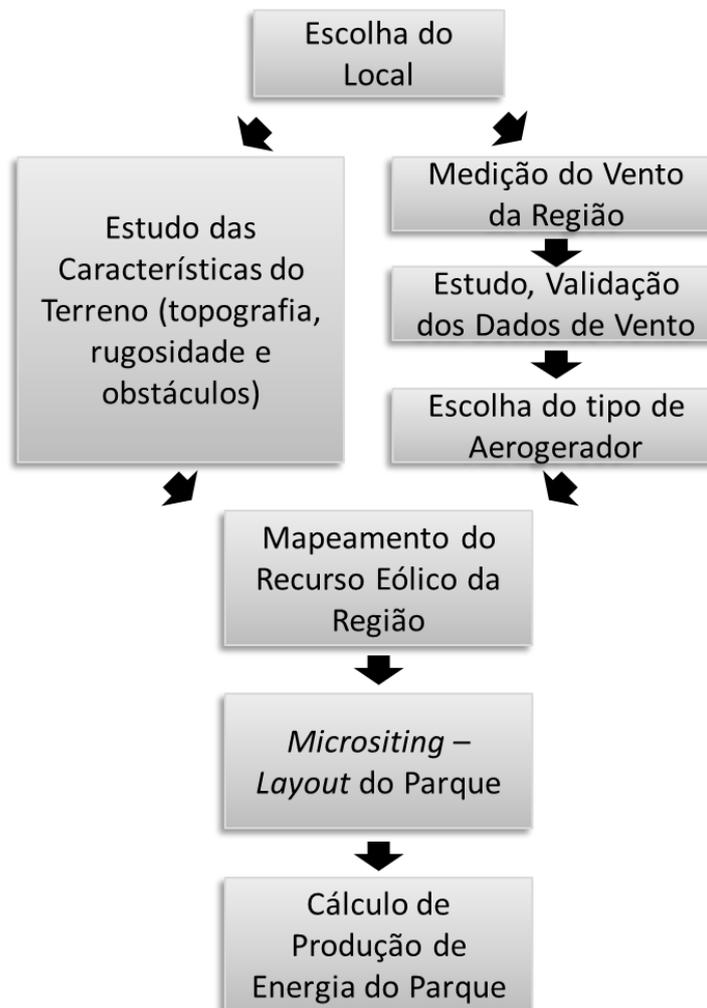
Os estudos de qualidade de energia elétrica englobam estudos de distorção harmônica, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão. Este estudo tem por objetivo determinar possíveis pontos de ressonância na rede, a partir de sua modelagem em frequência e da resposta em frequência das impedâncias próprias dos barramentos indicados. Além disso, é possível determinar o valor da distorção harmônica total (THD - *Total Harmonic Distortion*) das tensões nos barramentos pertencentes à usina eólica e sua vizinhança.

Em função dos resultados obtidos e quando necessário, é possível também projetar filtros e sistemas de compensação estática para a rede, de forma a atender os requisitos mínimos indicados pelo Operador do Sistema.

## 4 METODOLOGIA DO ESTUDO

Para o estudo de viabilidade técnica de um parque eólico, existem diversos fatores e parâmetros necessários para garantir a qualidade e segurança do projeto. Estes critérios são o estudo do terreno e sua influência no comportamento do vento, o estudo do vento da região, o estudo das disposições dos aerogeradores da central eólica (*micrositing*) e o estudo da conexão da fazenda eólica a rede elétrica, onde este último item não faz parte do escopo deste trabalho.

O diagrama da figura abaixo descreve a metodologia seguida neste estudo de caso.

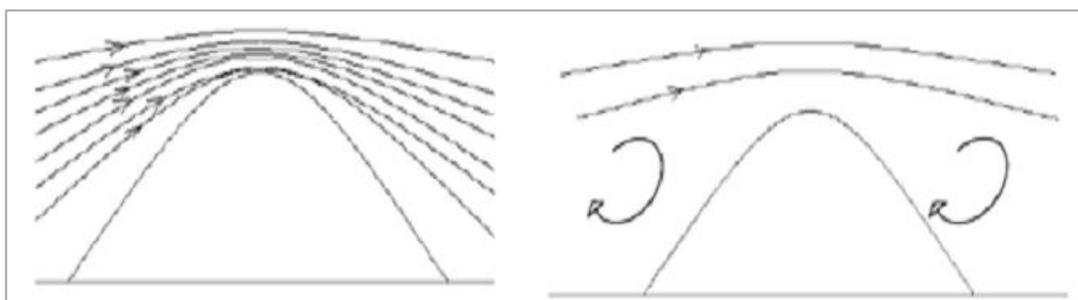


**Figura 4.1 - Esquema da metodologia seguida no estudo de caso**

Para as análises e estudos realizados no trabalho que se segue, foram utilizadas diversas ferramentas computacionais. Os principais softwares utilizados foram o WindSim e o WindPRO, que são ferramentas utilizadas para o projeto de modernos parques eólicos. O

WindPRO, através da interface *WAsP*, e o WindSim possuem funcionalidades parecidas, ambos moldam o terreno e os ventos através de ferramentas com a finalidade de estimar o recurso de ventos da região e a Produção Anual de Energia levando em conta o efeito esteira entre os aerogeradores em seus cálculos.

As diferenças entre os dois modelos é que o WindSim, como já explicado anteriormente, utilizada a dinâmica dos fluidos computacional para capturar os efeitos do terreno nas condições de vento da região, e, por isto, é capaz de representar melhor terrenos complexos do que o *WAsP*, cujo modelo é linear. A limitação do *WAsP* para a representação de terrenos complexos pode ser observada na figura a seguir.



**Figura 4.2 - Consideração do modelo *WAsP* de um fluido sobre uma colina (esquerda) e uma representação mais real das características do fluido sobre a colina (direita)**

**Fonte: Loureiro (2011, p. 35)**

A ferramenta WindPRO foi utilizada para o tratamento dos dados de topografia, rugosidade e dados de vento, representação das características do local e *micrositing* do layout do parque eólico. Por se tratar de um modelo mais robusto e pela natureza do terreno escolhido, os cálculos do mapa eólico da região e da Produção Anual de Energia (PAE) foram realizados no *software* WindSim.

Outras ferramentas foram utilizadas neste trabalho, com o Windographer, Google Earth e rotinas implementadas no MATLAB com o objetivo de facilitar o manuseio e análise dos dados de vento usados no presente estudo.

#### **4.1 Escolha e Características do Local**

A escolha do local é o primeiro passo para a implantação de um parque eólico. Para a escolha do local alguns fatores devem ser levados em consideração. A região onde se situa o local escolhido para a futura implantação de um parque deve ter um bom potencial eólico além de espaço para a instalação de aerogeradores (Custódio, 2007). A facilidade de interligação a rede elétrica é outro ponto importante na escolha do local (Trapp, 2009).

Para uma maior eficiência da central eólica, é importante que o terreno seja livre de obstáculos. Distâncias até os aerogeradores superiores a vinte vezes a altura do objeto devem ser consideradas (Custódio, 2007).

A autorização do proprietário para a instalação de uma torre de medições anemométricas deve ser observada, além do levantamento de possíveis restrições ambientais e legais que devem ser levadas em consideração.

A caracterização do terreno escolhido para o parque é obtido através do levantamento da topografia, rugosidade e terreno da região. É importante que o terreno não tenha muitas elevações, para a viabilidade da instalação dos aerogeradores. É importante ser feita uma análise da rugosidade em um raio de 15 km, onde se deve ter preferencialmente baixa rugosidade, para uma menor influência na velocidade do vento (Custódio, 2007).

A rugosidade da região foi descrita de acordo com as imagens de satélite observadas nos locais. A classificação dos comprimentos de rugosidade da área estudada foi definida de acordo com a tabela da Figura (3.4).

Devido ao grande impacto da topografia na extrapolação dos ventos, o levantamento topográfico deve ser preferencialmente executado localmente, com a melhor resolução possível. Os dados topográficos utilizados foram levantados na região por uma equipe de cartografia especializada.

Outras informações muito importantes e que servirão de entradas utilizadas para a melhor escolha do posicionamento dos aerogeradores, são as regiões de exclusões. Estas regiões são definidas por reservas ecológicas, bordas de mata ciliar de rios, limites ambientais e limites de terrenos e casas onde não será possível a instalação de aerogeradores. Apesar desses dados não influenciarem na estimativa do mapa eólico da região, elas são essências para evitar futuros problemas judiciais ou multas por conta de turbinas mal alocadas.

Após serem obtidos todos estes dados de exclusões, rugosidade, obstáculos, topográfica e limites da região escolhida para o estudo de viabilidade técnica do parque eólico, estes dados serão utilizados como entradas para os softwares WAsP e WindSim como objetos, para serem utilizados nos cálculos posteriores.

## 4.2 Dados de Vento: Medição, Análise e Validação

Após a escolha do local onde a central eólica será implementada, deve ser definido em que posição será realizada a instalação de torre(s) anemométrica(s) para medição e aquisição de dados de vento. As medições devem ser de alta qualidade na sua instalação e execução.

Para garantir a qualidade dos dados, é importante observar a escolha dos anemômetros e dos demais sensores quanto à instalação, calibração e manutenção, e devem ser adotadas as boas práticas tanto na instalação da torre anemométrica, quando no acompanhamento da campanha de medições, com inspeções e manutenções periódicas para evitar a perda ou degradação dos dados.

Na análise estatística e gráfica dos dados, é possível observar a validade dos dados medidos. Havendo inconformidades, é realizada uma filtragem de dados, utilizando critérios definidos na tabela da Figura 4.3, de forma a obter, a partir dos dados medidos, o máximo de representatividade das características de vento da região.

Sample Parameter*	Validation Criteria
<b>Wind Speed: Horizontal</b>	
Average	Offset < Avg. < 30 m/s
Standard Deviation	0 < Std. Dev. < 3 m/s
Maximum Gust	Offset < Max < 35 m/s
<b>Wind Direction</b>	
Average	0° < Avg. < 360°
Standard Deviation	3° < Std. Dev. < 75°
<b>Temperature</b>	Varies seasonally
Typical Range	-35° < Avg. < 35°C
<b>Solar Radiation</b>	Varies seasonally
Typical Range	Offset < Avg. < 1200 W/m <sup>2</sup>
<b>Wind Speed: Vertical</b>	Varies with terrain
Average **(S/C)	Offset < Avg. < ± (2/4) m/s
Standard Deviation	Offset < Std. Dev. < ± (1/2) m/s
Maximum Gust	Offset < Max < ± (3/6) m/s
<b>Barometric Pressure</b>	Optional: Sea Level Shown
Average	94 kPa < Avg. < 106 kPa
<b>Differential Temperature</b>	Optional
Average Difference	> 1.0° C (daytime)
Average Difference	< 1.0° C (overnight)
* All monitoring levels except where noted	
** (S/C): Simple/Complex Terrain	

**Figura 4.3 - Critérios para validação de dados**

Fonte: Delorio&Murray (2010, p. 9-4)

Feitas as medições do vento da região, os dados devem ser estatisticamente tratados e analisados para a caracterização e classificação dos ventos da região a fim de definir quais tipos de aerogeradores podem ser utilizados. A obtenção de dados de longo prazo em outro local próximo à estação de medição é importante para a predição do comportamento do perfil do vento em longo prazo, utilizando o método MCP.

Os dados da estação de medição, após serem analisados, calibrados e validados, bem como suas coordenadas, foram utilizados como entradas dos softwares WAsP e WindSim, juntamente com os dados e informações de terreno para o cálculo do mapa eólico, definição do *layout* do parque e cálculo da PAE, como descrito nos itens a seguir.

### **4.3 Cálculo de Mapa Eólico**

O cálculo do mapa eólico da região deste trabalho foi realizado no *software* WindSim. Para este cálculo, são inseridos dados provenientes da modelagem da topografia e da rugosidade no *software* WindSim, bem como os dados de vento das torres anemométricas utilizadas. O mapa eólico gerado possui duas dimensões, com valores de velocidades médias de vento extrapoladas horizontalmente na altura do rotor do aerogerador escolhido para o parque eólico.

### **4.4 Estudo de Disposição dos Aerogeradores**

Para definir o aerogerador que será utilizado na região selecionada, deve-se levar em conta a Classe IEC de vento da região, a fabricação e assistência técnica oferecida pelo fabricante, à infraestrutura para transporte e montagem, custos de instalação, operação e manutenção e produção do aerogerador no local.

Definido o aerogerador que será utilizado no local e tendo a informação de umidade relativa do ar na região, é possível obter junto ao fabricante da máquina dados mais específicos, inclusive a curva de potência, necessária nos cálculos de previsão de energia.

Para a alocação das turbinas eólicas na região, obedecendo as melhores práticas, de forma a maximizar a eficiência e o fator de capacidade do parque eólico, são necessárias as características da turbina eólica que será utilizada no *Micrositing*, de vento estimado pelo mapa eólico da região, inclinações proibitivas para posicionamento das máquinas, localização de exclusões, além da potência que se deseja obter para o parque eólico e o número de aerogeradores dos quais o parque disporá.

A definição das melhores posições para os aerogeradores deve ser feita, principalmente, levando em conta as características do relevo e da rosa do vento de forma a buscar a maximização da eficiência da turbina, observando a interferência de um aerogerador sobre os outros. A acessibilidade às turbinas e as dificuldades na implantação da rede elétrica interna também devem ser levados em consideração. O *Micrositing* do parque eólico é realizado no *software* WindPRO.

#### **4.5 Predição de Produção Anual de Energia**

Após a escolha do aerogerador e da definição do *layout* do parque eólico, é possível determinar a produção de energia da usina considerando-se a eficiência. O cálculo da Produção Anual de Energia (PAE) deve ser feito para todas as turbinas do parque. As perdas pelo efeito esteira das turbinas umas sobre as outras e a interação das máquinas com a atmosfera são levados em consideração durante os cálculos. O Cálculo da PAE considera o vento na posição dos aerogeradores para a produção de energia levando em conta sua distribuição de frequência apresentados graficamente pela rosa dos ventos e também pela distribuição de Weibull, tomando em consideração a densidade do ar no local, a curva de potência do aerogerador e a área varrida pelo rotor, conforme a Equação (3.5).

## 5 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

O estudo de caso deste trabalho trata da análise da viabilidade técnica de um parque eólico de 90 MW no norte de Pernambuco. As informações, dados e softwares utilizados no presente estudo de caso foram fornecidos pela empresa Aeroespacial Tecnologia em Energia e Sistemas Renováveis LTDA. Foram levados em consideração neste estudo as características do terreno do local escolhido e sua influência nas características de vento da região, o estudo dos dados de vento coletados na campanha anemométrica realizada, bem como a validação dos dados e a escolha do aerogerador de acordo com estas características de vento.

Depois de obtido os dados topográficos e de rugosidade da região, além das séries de dados de vento medidas no local, é realizado o cálculo do potencial eólico que servirá de base, juntamente com as características topografias de inclinação e as exclusões, para o posicionamento ótimo dos aerogeradores, de forma a se obter um parque eólico com uma elevada eficiência e capacidade de geração.

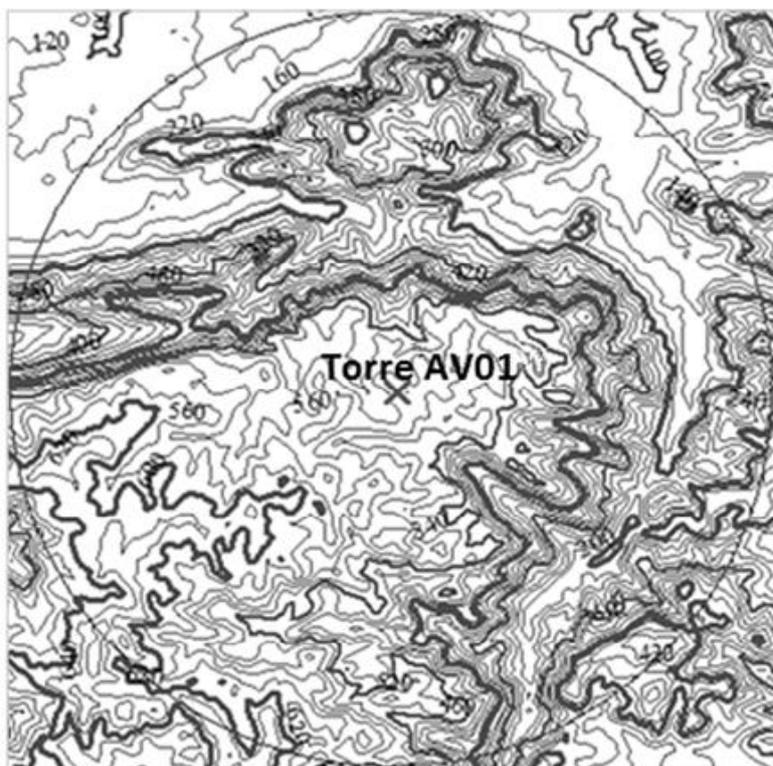
De posse do mapa eólico do local e do posicionamento dos aerogeradores, além das características do terreno e da curva de potência das máquinas utilizadas, é possível estimar o cálculo da Produção Anual de Energia do parque em estudo para então ser verificada a viabilidade deste empreendimento.

### **5.1 Caracterização do Local**

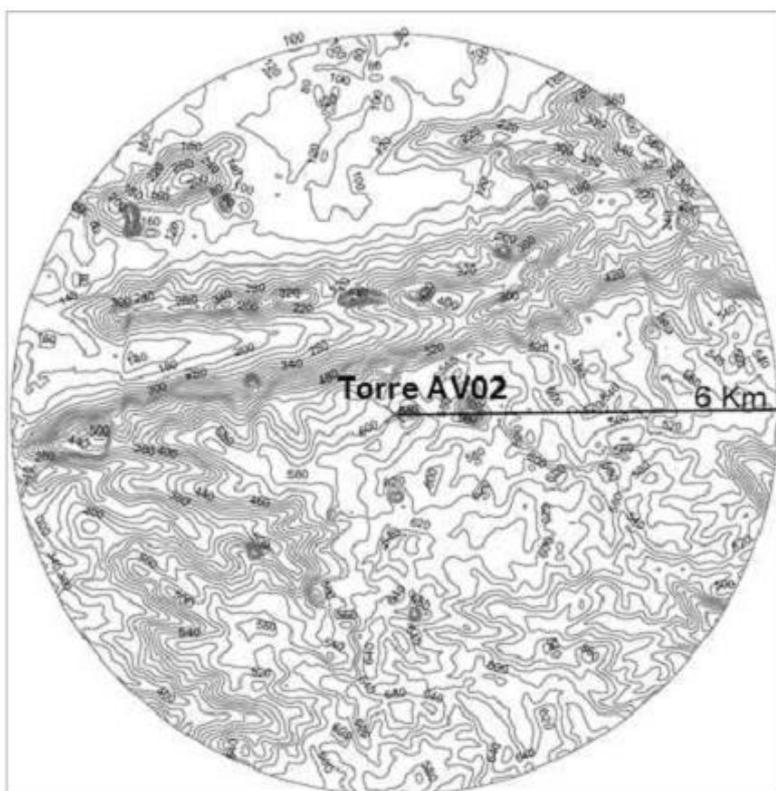
#### **5.1.1 Local**

O local escolhido para implantação de um Projeto Eólico se encontra ao norte de Pernambuco, próximo à divisa com a Paraíba. Para a prospecção dos dados de vento foram instaladas na região duas torres de medição anemométricas em locais que representassem bem as características da região. Os nomes fictícios escolhidos para estas torres neste trabalho foram AV01 e AV02.

As Figuras 5.1 e 5.2 abaixo mostram as curvas de nível da região de interesse do estudo aqui realizado, com as localizações das torres AV01 e AV02, respectivamente. A área de influência de cada torre é identificada pelos círculos inscritos nas figuras, que , conforme normativa da ANEEL, tem raio de alcance de seis quilômetros para terrenos complexos.



**Figura 5.1 - Mapa de curvas de nível da região de foco da campanha de medição da torre AV01**

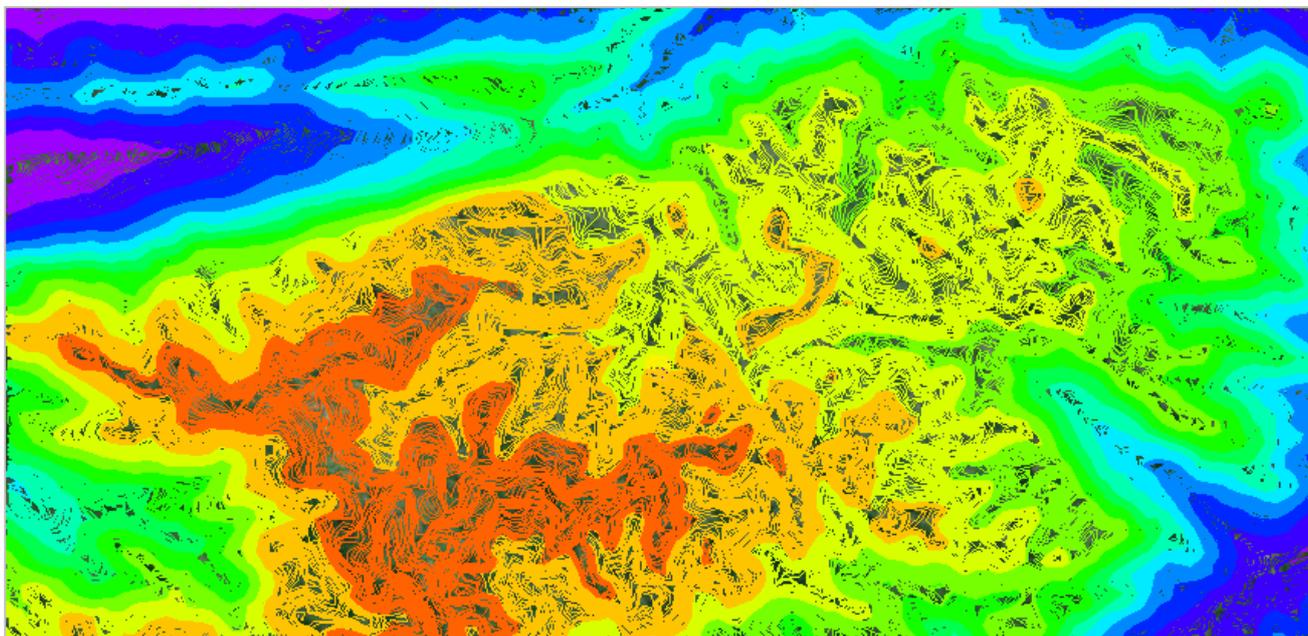


**Figura 5.2 - Mapa de curvas de nível da região de foco da campanha de medição da torre AV02**

### 5.1.2 Características do terreno

A região da torre AV01 tem uma altitude média de 420 metros, com picos de 620 metros e a menor altitude de 220 metros. De forma a capturar a condição ótima do vento, a torre foi posicionada num ponto de aproximadamente 560 metros de altitude. O vento predominante desta região está na região Sudeste. A região da torre AV02 tem uma altitude média de 500 metros, com picos de 660 metros e a menor altitude de 60 metros. De forma a capturar a condição ótima do vento, a torre foi posicionada num ponto de aproximadamente 552 metros de altitude. O vento predominante desta região está na região Sudeste.

As informações de rugosidade e topografia da região de estudo foram obtidas e estão explicitadas nas figuras 5.3 e 5.4. A topografia foi obtida, como exposto na metodologia, via prospecção local do terreno. A figura 5.4 é possível ver a rugosidade, que obedece a tabela da figura 3.4, e os polígonos de contorno da região, que delimitam as posições onde poderão ser alocadas turbinas eólicas no estudo do *Micrositing* do Parque Eólico.



**Figura 5.3 - Curvas de nível da topografia da região analisada**



**Figura 5.4 - Características de rugosidade da região analisada e limites de terrenos**

### 5.1.3 WindSim: Terreno e Campos de Vento

No *software* WindSim, através do módulo *Terrain*, são inseridas informações de topografia e rugosidade. Neste módulo também são definidas as fronteiras do terreno que será estudado e outras informações para o modelo numérico utilizado, como refinamento, suavização e dados de floresta, como altitude, porosidade dentre outros.

Com base na geração do modelo 3D do terreno, usa-se o Módulo *Wind Fields*, que simula os campos de vento pela resolução das equações de Reynolds Averaged Navier-Stokes (RANS). O modelo *k-epsilon* padrão é utilizado para a caracterização da turbulência. As equações são não lineares e o procedimento é iterativo, começando com as condições iniciais que são estimadas, a solução é resolvida progressivamente por interação até uma solução convergente ser alcançada. As variáveis de fluxo de saída deste modelo são a pressão, os componentes de rugosidade, a energia cinética turbulenta e a taxa de dissipação turbulenta.

As entradas do Módulo *Wind Fields* são os setores de vento que serão analisados (12, 16 etc.), altura da camada limite, velocidade acima da camada limite, informações de contorno, densidade do ar e parâmetros de cálculo. A densidade do ar da região é de 1,118 kg/m<sup>2</sup>. Os modelos utilizados para o cálculo dos campos dos ventos não fazem parte do escopo deste trabalho e podem ser encontrados em Yap (1987) e Yakhot (1992), além de outros artigos no site do *software* WindSim.

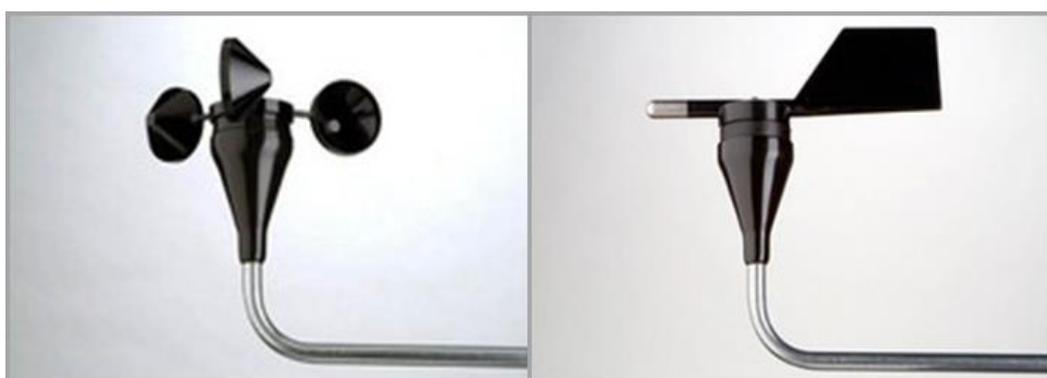
## 5.2 Estudo do Vento

### 5.2.1 Medição do vento

Foram obtidos dados de vento através de uma campanha de medição realizada com duas torres anemométricas AV01 e AV02 no norte de Pernambuco, como dito anteriormente. As torres utilizadas com propósitos de modelagem eólica devem fornecer os dados provenientes dos seus sensores da forma mais precisa possível. Para isso faz-se necessário o uso de anemômetros calibrados e que tenham a precisão necessária para diminuir ao máximo os erros intrínsecos a uma medição.

A torre AV01 é uma torre metálica treliçada e estaiada com 100 metros de altura. Foram montados nesta torre quatro anemômetros, individualmente calibrados, posicionados as alturas de 100, 80, 50 e 20 metros de altura e três sensores de direção (*windvane*) nas alturas de 100, 80 e 50 metros de altura. Foram utilizados dados de vento no período de 18/02/2011 até 21/05/2014.

A torre AV02 é uma torre metálica treliçada e estaiada com 100 metros de altura. Foram montados nesta torre três anemômetros, individualmente calibrados, posicionados as alturas de 100, 80 e 50 metros e três sensores de direção nas alturas de 100, 80 e 50 metros de altura e dois sensores de direção a 100 e 80 metros. Foram utilizados dados de vento no período de 15/07/2013 até 21/05/2014. Na Figura 5.5 estão exemplos de anemômetros e windvanes para prospecção de dados.



**Figura 5.5 – Exemplos de anemômetro (esquerda) e windvane (direita)**

Para o armazenamento e pré-processamento dos dados provenientes dos sensores, foi utilizado o *Datalogger NRG Symphonie Plus Logger* (Figura 5.6) com taxa de amostragem de 0,5 Hz e intervalo de integração de 10 minutos, armazenando valores das médias, desvios padrões, valores máximos, mínimos e a hora em que foram medidos.



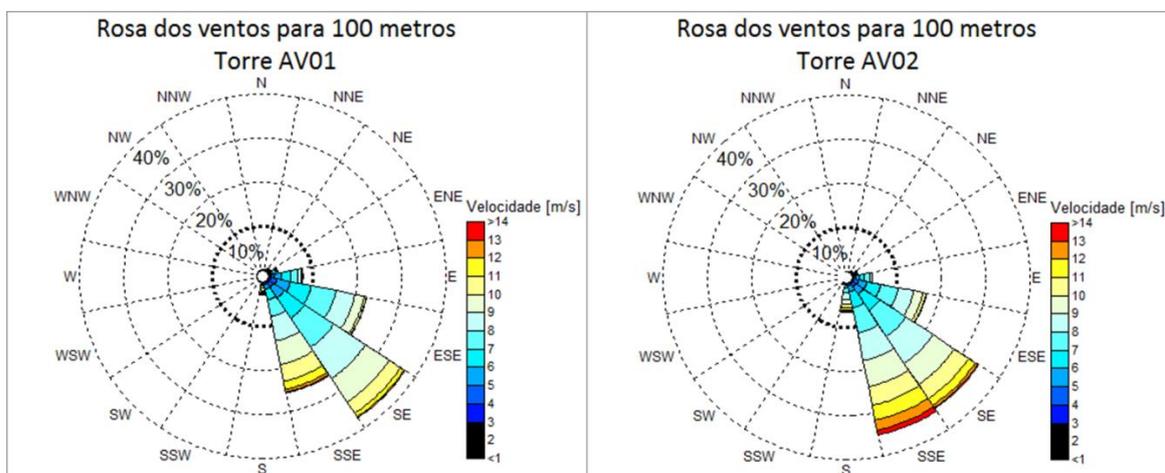
**Figura 5.6 – Datalogger NRG Symphonie Plus Logger**

### 5.2.2 Análise e validação dos dados de dados de vento

Os dados de vento provenientes das torres foram analisados criteriosamente para identificação de possíveis erros de medição decorrente de falhas nos sensores ou no datalogger.

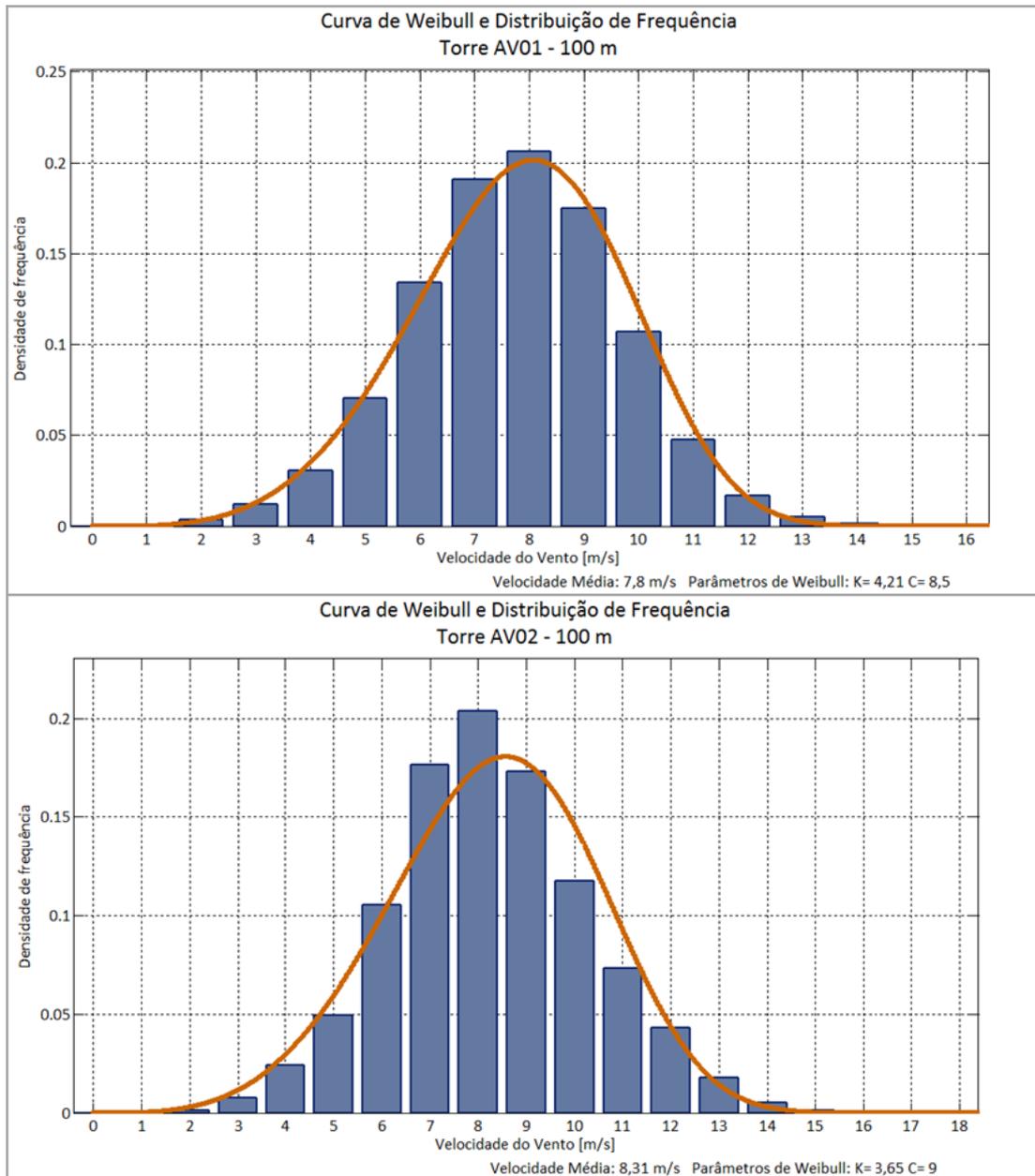
A seguir serão apresentados uma série de gráficos que representam as características do vento na região onde foram colocadas as torres de medição. Nas Figuras 5.7, 5.8, 5.9 e 5.10 estão ilustrados os gráficos de rosa dos ventos, curva Weibull de velocidade, perfil diário de velocidade e perfil vertical do vento, respectivamente, para 100 metros das duas torres.

O gráfico da Rosa dos Ventos apresenta a frequência da velocidade do vento para todas as direções, esta frequência é representada com graduação escalada conforme intensidade do vento. As direções predominantes da região são SSE, SE e ESE. Seguem abaixo as rosas dos ventos das torres estudadas.



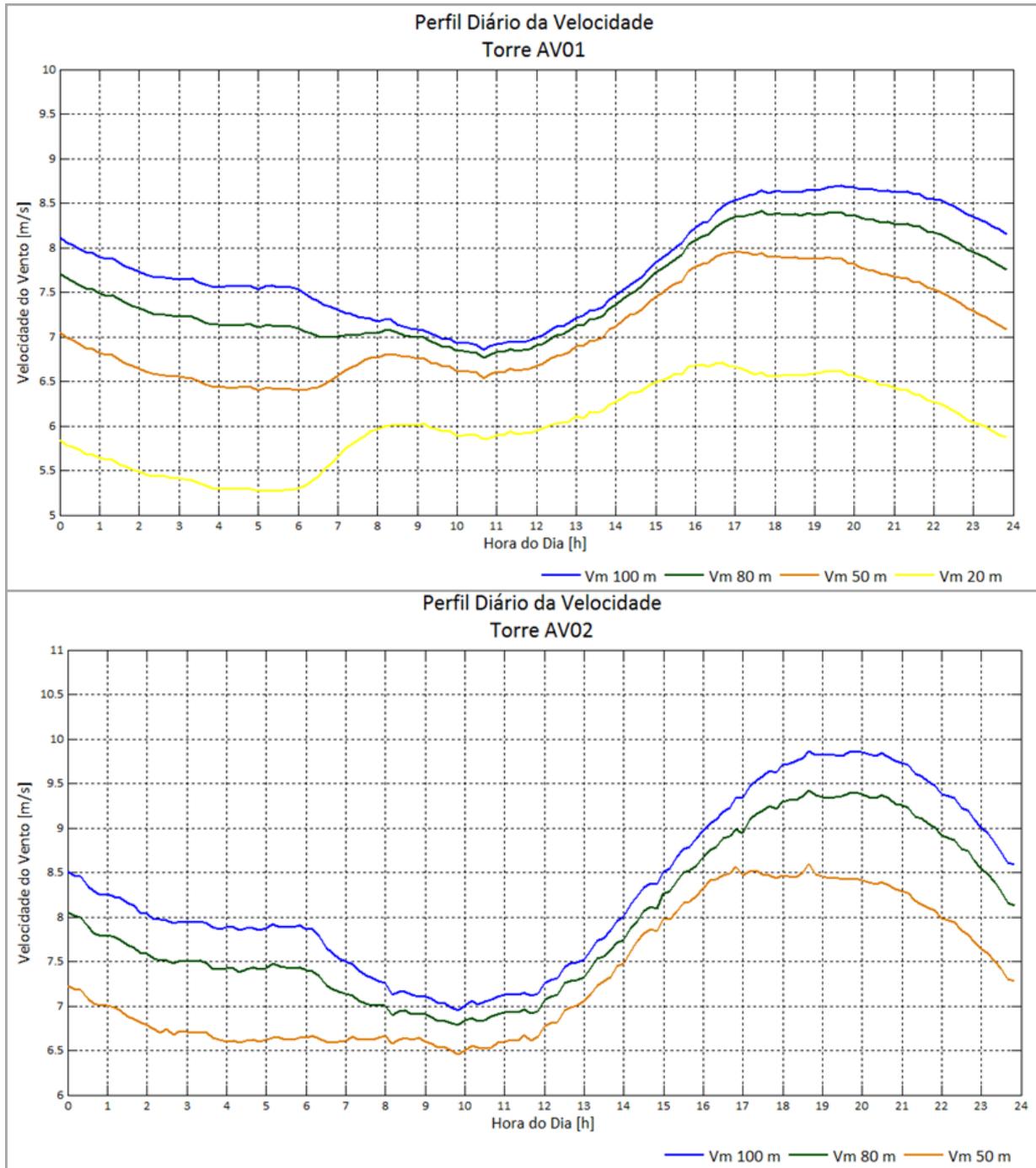
**Figura 5.7 - Rosa dos ventos das torres AV01 (direta) e AV02 (esquerda) a 100m**

O gráfico da distribuição de frequência Weibull segue as recomendações internacionais e estima os parâmetros do mesmo. Logo a quantidade de energia da curva é o mesmo presente na distribuição de frequência dos dados de vento. O parâmetro de forma (k) da curva de Weibull indica a dispersão da distribuição de frequência em relação a um valor médio. Observam nos gráficos abaixo que os valores do parâmetro de forma (k) são relativamente altos, isso significa que há na região um vento com uma baixa dispersão em relação à velocidade média, o que é um bom fator para geração de energia eólica.



**Figura 5.8 - Curvas de Weibull e distribuição de frequência da velocidade do vento da torre AV01 (acima) 100m, com velocidade média de 7,8m/s, parâmetros de Weibull  $k=4,21$  e  $c=8,5m/s$  e da torre AV02 (abaixo) 100m com velocidade média de 8,3m/s, parâmetros de Weibull  $k=3,65$  e  $c=9,0m/s$**

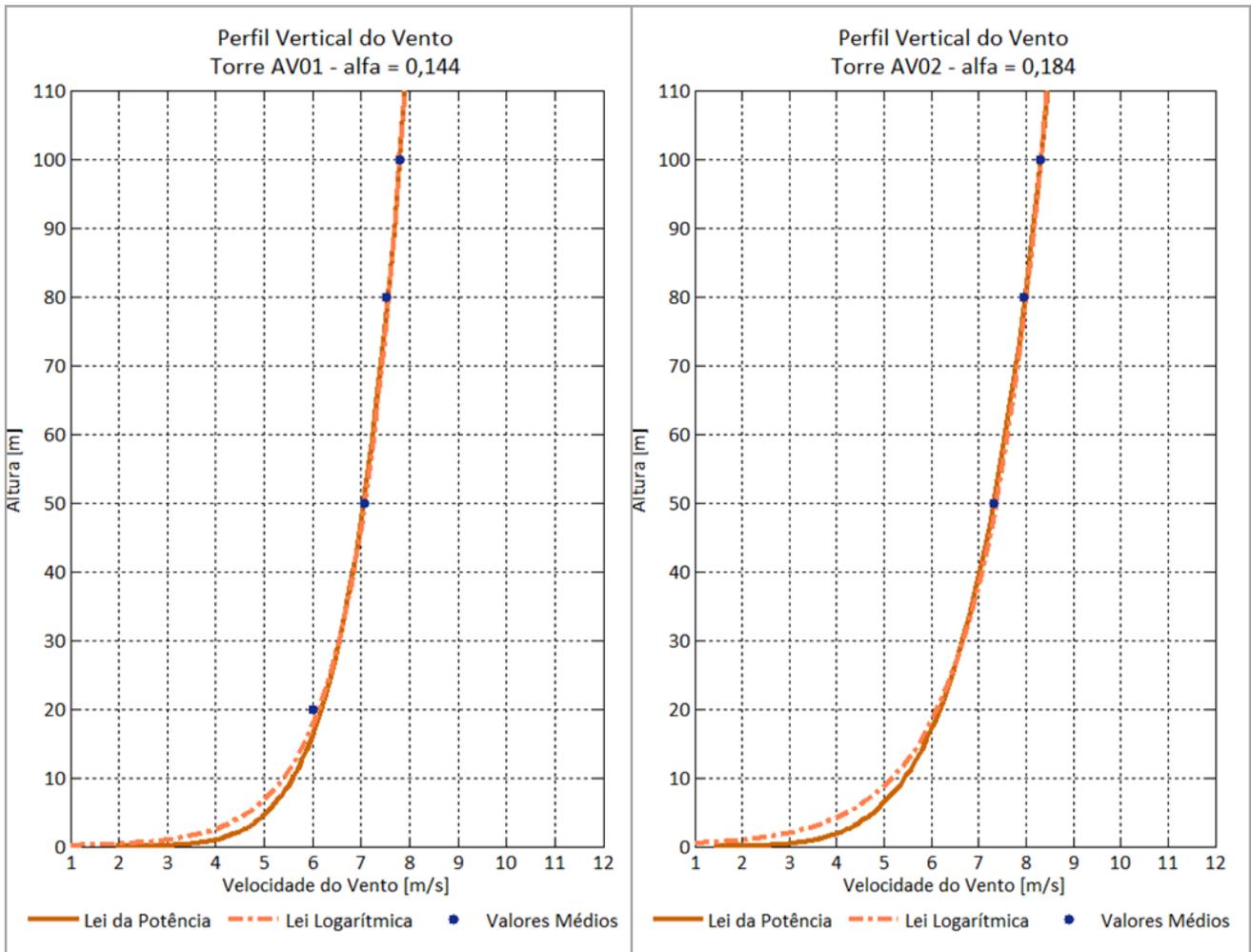
Na figura 5.9 está presente o perfil diário da velocidade do vento. Observa-se que todos os níveis de velocidade medidos aproximam-se mais no período diurno, isso é devido a maior estabilidade atmosférica durante o dia.



**Figura 5.9 - Gráficos de variação média diária de velocidade do vento para as torres AV01 (acima) e AV02 (abaixo) a 100 metros de altura**

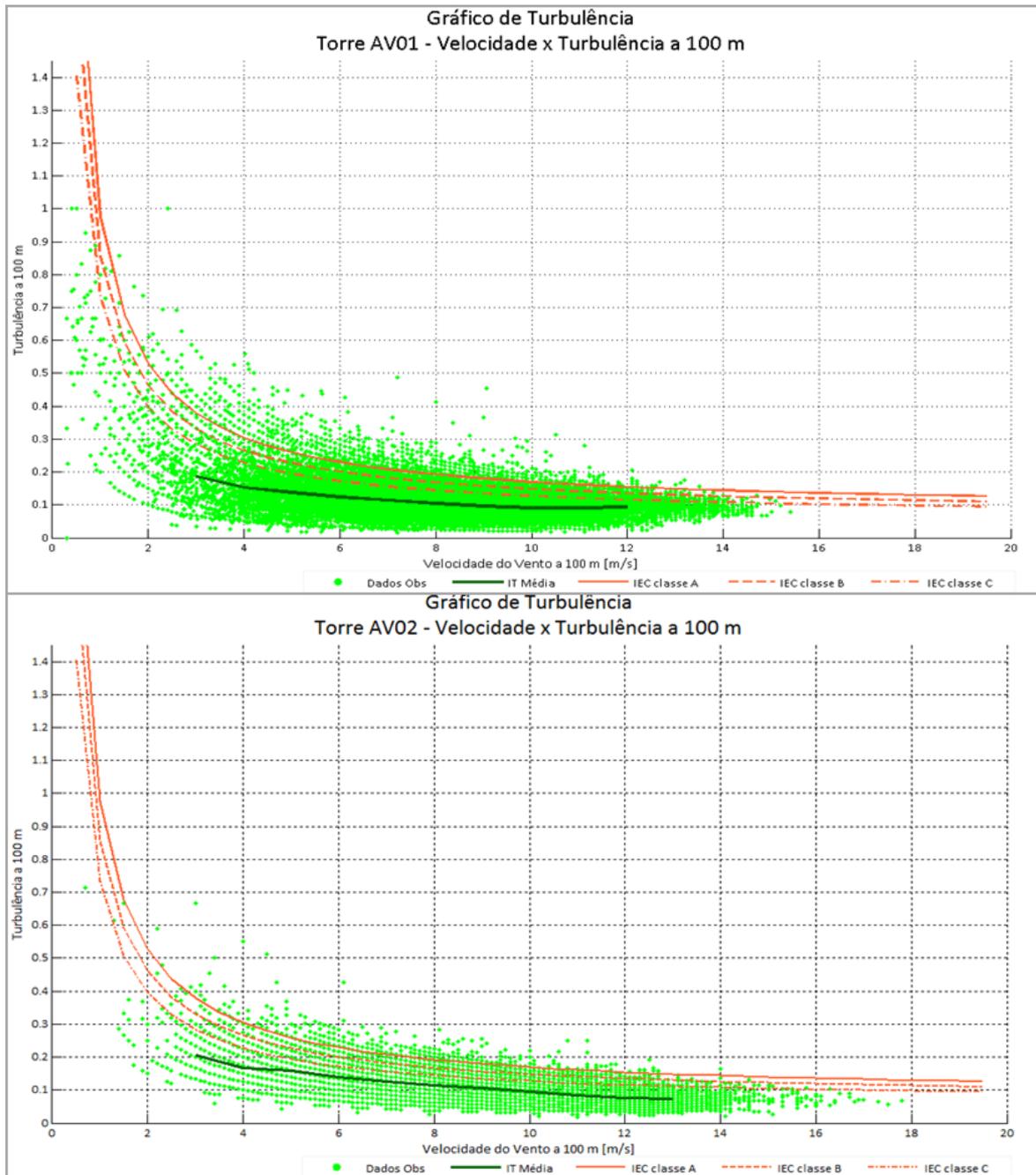
A Figura 5.10 mostra a variação da velocidade do vento em relação à altura através dos diferentes níveis de medição para as torres AV01 e AV02. A curva contínua representa o perfil vertical do vento calculado pela lei da potência. A lei da potência,

equação (3.2), é usada para cálculo da variação de velocidade de vento vertical modelada em uma condição de terreno particular.



**Figura 5.10 – Gráficos dos perfis verticais de vento de todo o período da torre AV01 (esquerda), com expoente de 0,144 e da torre AV02 (direita), com expoente 0,184**

Os gráficos de turbulência da Figura 5.11 apresentam as curvas das classes IEC de turbulência A, B e C (linhas laranja) e, para as torre estudadas, a curva dos valores médios de turbulência (linha verde) e os dados observados (pontos). Percebe-se nestes gráficos que para alturas elevadas se tem a classe IEC de turbulência C.



**Figura 5.11 - Gráficos de velocidade de vento por turbulência para as torres AV01 (acima) e AV02 (abaixo) a 100 metros de altura**

Após a caracterização do vento a partir dos gráficos descritos acima, faz-se a validação dos dados de vento obtidos durante a campanha de medição. Utilizando a tabela da figura 4.3 foi criada uma rotina implementada no MATLAB que identifica valores inválidos, tanto de velocidade quanto de direção de vento, além de identificar valores errôneos por conta de travamento de sensores. As tabelas com as saídas da filtragem dos dados estão descritas nas tabelas 5.1 e 5.2. É possível observar que há um índice muito baixo de dados inválidos, decorrente da boa instalação, além de visitas e manutenções periódicas das torres no campo e acompanhamento diário de seu comportamento.

**Tabela 5.1 - Resumo de filtragem de dados da torre AV01**

TORRE AV01			
INÍCIO	FIM	SENSOR	OBSERVAÇÃO
18/02/2011	21/05/2014	vel1 - 100m	Quantidade de dados: 171015
			Dados inválidos: 770
			Porcentagem de dados válidos: 99,55%
18/02/2011	21/05/2014	vel2 - 80m	Quantidade de dados: 171015
			Dados inválidos: 796
			Porcentagem de dados válidos: 99,53%
18/02/2011	21/05/2014	vel3 - 50m	Quantidade de dados: 171015
			Dados inválidos: 842
			Porcentagem de dados válidos: 99,51%
18/02/2011	21/05/2014	vel4 - 20m	Quantidade de dados: 171015
			Dados inválidos: 882
			Porcentagem de dados válidos: 99,48%
18/02/2011	21/05/2014	dir1 - 100m	Quantidade de dados: 171015
			Dados inválidos: 1750
			Porcentagem de dados válidos: 98,98%
18/02/2011	21/05/2014	dir2 - 80m	Quantidade de dados: 171015
			Dados inválidos: 1189
			Porcentagem de dados válidos: 99,30%
18/02/2011	21/05/2014	dir3 - 50m	Quantidade de dados: 171015
			Dados inválidos: 1887
			Porcentagem de dados válidos: 98,90%

**Tabela 5.2 - Resumo de filtragem de dados da torre AV02**

TORRE AV02			
INÍCIO	FIM	SENSOR	OBSERVAÇÃO
15/07/2013	21/05/2014	vel1 - 100m	Quantidade de dados: 44588
			Dados inválidos: 5
			Porcentagem de dados válidos: 99,99%
15/07/2013	21/05/2014	vel2 - 80m	Quantidade de dados: 44588
			Dados inválidos: 513
			Porcentagem de dados válidos: 98,85%
15/07/2013	21/05/2014	vel3 - 50m	Quantidade de dados: 44588
			Dados inválidos: 367
			Porcentagem de dados válidos: 99,18%
15/07/2013	21/05/2014	dir1 - 100m	Quantidade de dados: 44588
			Dados inválidos: 468
			Porcentagem de dados válidos: 98,95%
15/07/2013	21/05/2014	dir3 - 50m	Quantidade de dados: 44588
			Dados inválidos: 190
			Porcentagem de dados válidos: 99,57%

Após a análise dos dados de vento e de seu comportamento através dos gráficos gerados com os dados, médias de velocidades de vento, distribuições e filtragem dos dados, obtém-se a uma caracterização completa do vento da região, que é de grande importância para os próximos estudos de capacidade eólica da região, escolha de aerogeradores e *micrositing*.

As boas medições registradas pelas campanhas de medição das torres AV01 e AV02 confirmadas pela filtragem dos dados inválidos, que mostraram um baixo índice de valores incoerentes, nos dá uma estimativa de potencial eólico de boa representatividade com a realidade do sítio escolhido e os dados medidos servirão de base para a escolha do aerogerador que suporta as características da velocidade e da turbulência de vento encontrada no local sobre análise.

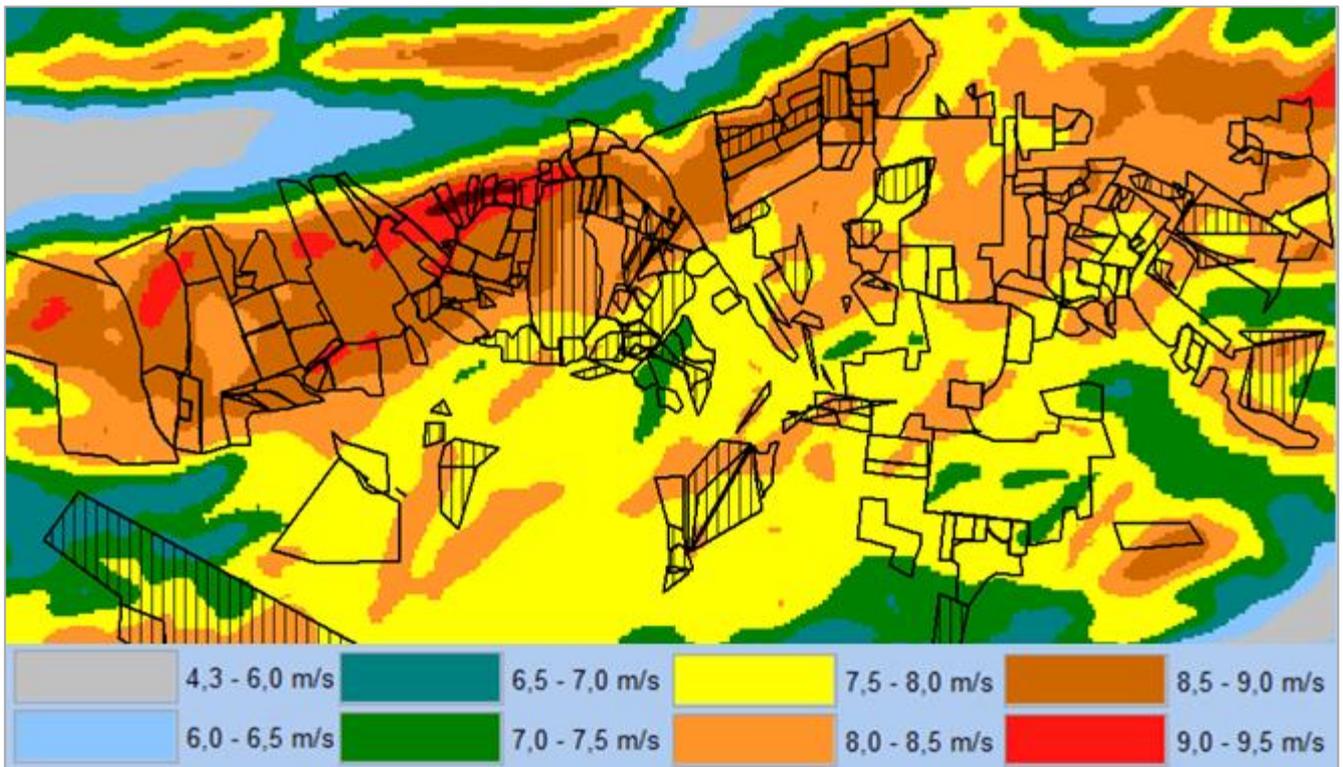
### **5.3 Estimativa de Recurso Eólico**

A estimativa do recurso eólico foi realizada no *software* WindSim, no módulo *Wind Resources*. Para o cálculo do mapa eólico são utilizados os dados provenientes da modelagem da topografia e da rugosidade no WindSim, assim como os dados de vento tratados das duas torres anemométricas, AV01 e AV02. Foram utilizados como entrada os dados de velocidade e direção de vento para as alturas de 100, 80 e 50 metros para ambas as torres.

Foi realizado mapeamento do recurso eólico relativo à distribuição de velocidade média anual do vento estimado para as alturas de 120, 100 e 80 metros acima do nível do solo, considerando um diâmetro de rotor de 100 metros.

Na figura 5.12 está o mapa eólico estimado para a região de estudo a altura de 120 metros, juntamente com os polígonos de limites de terrenos que serão utilizados no *micrositing* do parque eólico. Os contornos vazios são áreas onde podem ser colocadas turbinas, enquanto os contornos com hachuras são zonas proibitivas, chamadas de exclusões, que são tanto terrenos de outros proprietários como reservas ecológicas ou indígenas.

Os mapas de potencial eólico gerados, bem como a informações de inclinações da topografia e exclusões, será utilizados como base para o posicionamento das turbinas eólicas de forma a se explorar as regiões com melhor potencial eólico, bem como mitigar o efeito esteira dos aerogeradores, uns sobre os outros.



**Figura 5.12 - Mapa eólico da região estudada a 120 metros de altura**

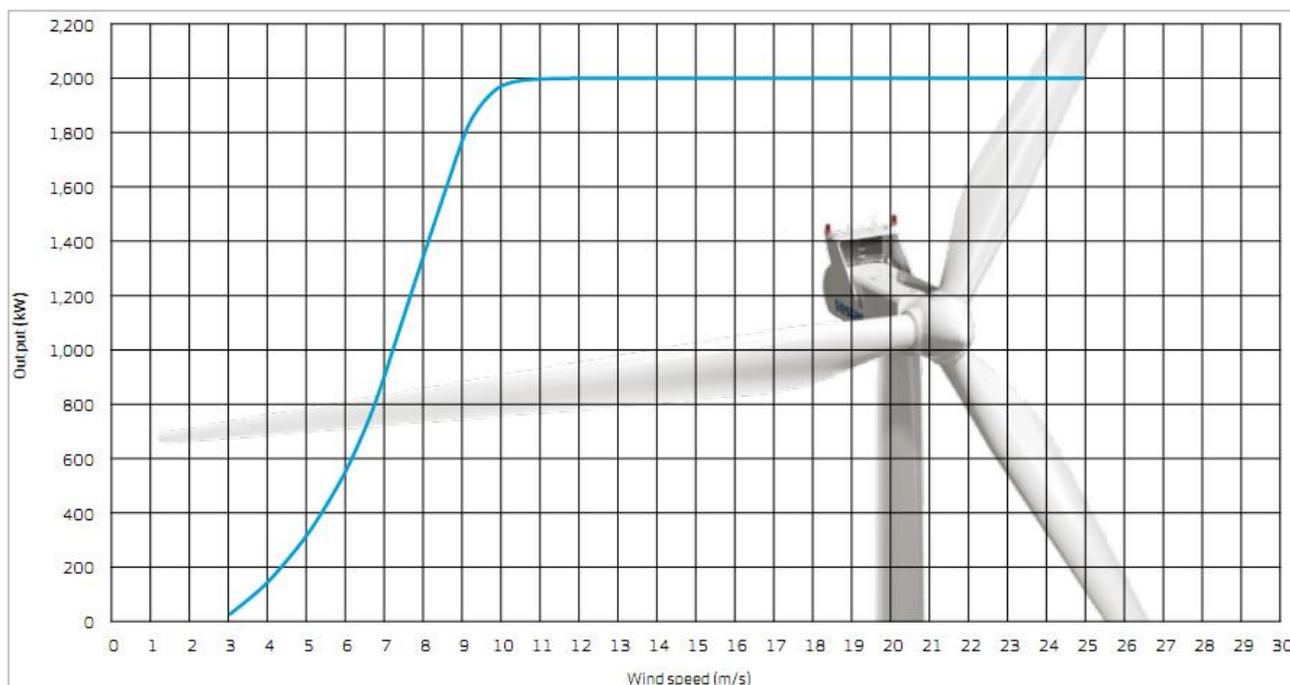
## 5.4 Estudo de Disposição dos Aerogeradores

### 5.4.1 Escolha de aerogerador

Antes de se definir quais aerogeradores são viáveis para o parque eólico, é necessário estimar a velocidade média da região a qual as máquinas são submetidas, bem como a turbulência média do local.

Com as informações da caracterização do recurso eólico feita durante o estudo dos dados de vento através características de velocidade do vento, parâmetros de Weibull e da curva de turbulência, encontra-se que a velocidade média de vento da região é entorno de 7,5 e 9,0 m/s e a turbulência inferior a 0,12. Assim, conclui-se que a máquina que deve ser utilizada neste projeto deve ser, segundo a norma IEC 614400-1, das classes IIA ou IIIA.

Foi escolhido o aerogerador V110-2.0 MW da fabricante Vestas. Este aerogerador é da classe IEC IIIA com rotor de 110 metros e 2MW de potência (Vestas, 2012). O estudo foi realizado para a altura de *hub* de 110 metros. A Figura 5.13 abaixo ilustra a curva de potência do aerogerador escolhido.



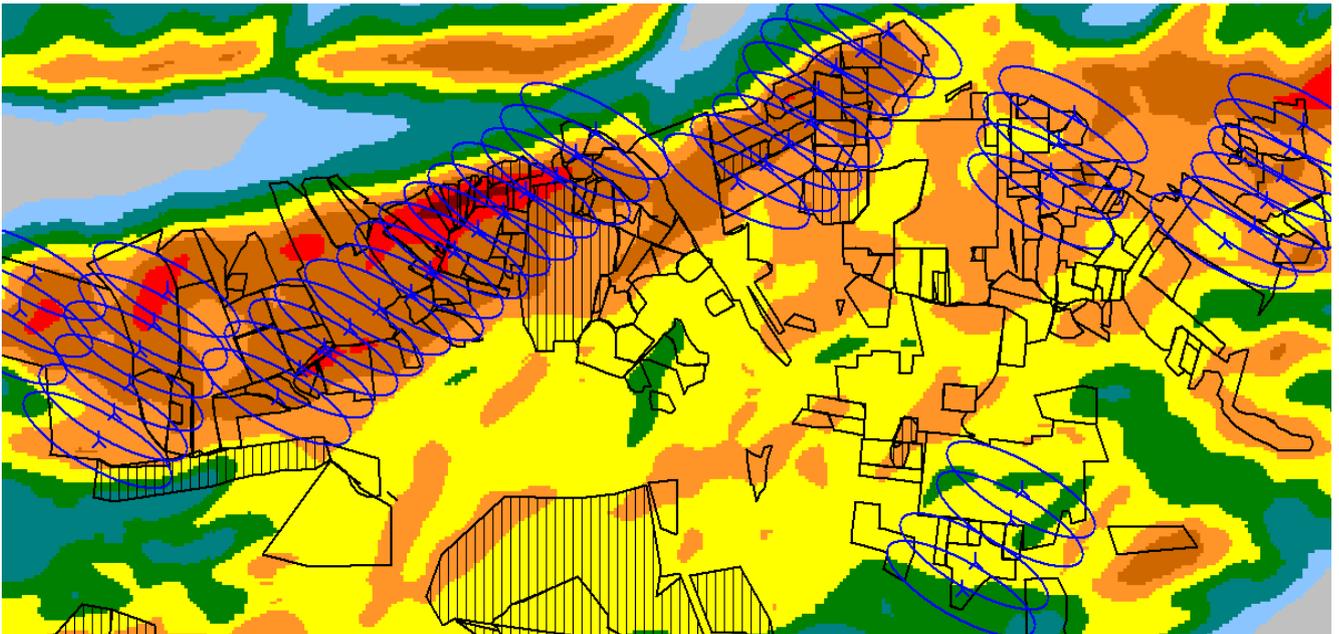
**Figura 5.13 - Curva de potência do aerogerador V110-2.0 MW.**

**Fonte: Vestas (2012, p. 9)**

#### 5.4.2 Definição de *layout* de aerogeradores

O *layout* do parque eólico foi realizado considerando as melhores práticas de “*Micrositing*”, já citados no corpo do trabalho, utilizando o *software* WindPRO. Durante a elaboração do *layout* foi utilizado o mapa eólico para 120 metros (Figura 5.12) para o melhor posicionamento dos aerogeradores, levando em conta os limites dos terrenos, as exclusões, as inclinações proibitivas e também o distanciamento mínimo dos aerogeradores para minimizar o efeito esteira e a turbulência considerando a direção predominante do vento da região (sudeste – SE).

O Parque Eólico deste estudo possui 45 aerogeradores Vestas V110, de 2,0 MW cada, o que totaliza um parque com capacidade de 90 MW nominal. A Figura 5.14 apresenta o posicionamento dos aerogeradores na região do estudo. Foram realizadas diversas simulações do parque eólico para o melhor ajuste das máquinas de forma a minimizar o efeito esteira de umas sobre as outras e alcançar um elevado fator de capacidade e eficiência mínima de 92% para todos os aerogeradores. A eficiência de cada aerogerador é apresentada no (Apêndice).



**Figura 5.14 - Layout do parque eólico com aerogerador Vestas V110.**

### 5.5 Cálculo da Produção Anual de Energia

Para o cálculo da Produção Anual de Energia (PAE) do parque eólico e de cada aerogerador foi utilizado o modelo *PARK* do Modulo *Energy* do WindPRO. No cálculo da produção de energia do parque, este modelo leva em consideração as perdas e a turbulência dos ventos induzida na fazenda eólica.

A ferramenta utilizada para o cálculo da produção de energia leva em consideração modelo e vento, modelo de esteira e o layout das turbinas eólicas. Foram utilizados os mapas de vento a 100 e 120 metros gerados no WindSim para estimar a produção de energia dos aerogeradores a 110 metros.

**Tabela 5.3 - Cálculo de Produção Anual de Energia da Fazenda Eólica.**

Produção do Parque [MWh/ano]	468.055,40
Produção do Parque (Sem perdas) [MWh/ano]	478.844,00
Eficiência média do Parque [%]	97,9
Fator de Capacidade [%]	59,3
Produção Média por Turbina [MWh/ano]	10.401,20
Velocidade Média na Altura do Rotor [m/s]	8,1

Na tabela 5.3 estão os valores encontrados no presente estudo de Produção Anual de Energia, Eficiência Média do parque e Fator de Capacidade do parque, além da produção anual média de energia por turbina na fazenda eólica. O elevado fator de capacidade encontrado de 59,3% indica que o parque eólico é altamente viável, pois é um valor bem competitivo para os atuais leilões de energia eólica que estão ocorrendo no país.

O resultado do cálculo da produção de energia do parque eólico com informações de fabricante, tipo de gerador, potencia nominal, diâmetro de rotor, altura do hub, nome do aerogerador, produção anual de energia, eficiência, velocidade média do vento, fatores de escala (A) e fatores de forma (k) médios de Weibull para cada aerogerador utilizado na usina eólica estão presentes no (Apêndice). É possível observar que todas as turbinas apresentaram eficiência superior a 92%, o que é um indicativo muito positivo para o parque eólico.

## 6 CONCLUSÃO

Com base no que foi apresentado, este trabalho se propôs a avaliar um parque eólico real no norte de Pernambuco a partir de medições anemométricas do vento da região em dois sítios e utilizando programas computacionais para relacionar as características de vento do local com o desempenho dos aerogeradores e se estimar a capacidade e eficiência da central eólica, a fim de constatar a viabilidade do empreendimento frente ao cenário energético brasileiro.

O Governo Federal tem promovido diversos leilões de energia nos últimos anos a fim de diversificar a matriz energética do país. Em meio a esta realidade, as usinas eólicas tem se destacado pelo alto fator de capacidade, eficiência e custo do megawatt-hora mais competitivo que de outras fontes.

A avaliação precisa do potencial de vento em uma região é o primeiro e fundamental passo para o aproveitamento do recurso eólico como fonte de energia. Em virtude disto, para a avaliação do potencial eólico de uma região faz-se necessário dados de vento com precisão e qualidade. As medições utilizadas no estudo de caso abordado neste trabalho foram feitas em dois pontos geográficos com instrumentos de alta precisão, e o aproveitamento dos dados foi superior a 99%, o que aponta a qualidade das medições e uma boa representatividade para a região.

A partir dos dados obtidos através das torres instaladas na região sob estudo foram encontradas médias de velocidade de vento próximas e superiores a 8,0 m/s e fator de forma Weibull próximo de 4, o que caracteriza menos ocorrência de valores extremos e maior estabilidade para as máquinas utilizadas. Além dessas características, o vento apresentou predominância de direção sudeste, baixa turbulência e expoente de cisalhamento médio baixo, o que contribui para vida útil das máquinas. Estes fatores apresentaram ótimas características para a geração de energia eólica.

Após a avaliação e validação dos dados anemométricos juntamente com as informações de topografia e rugosidade da região foi possível criar o mapa eólico utilizando a ferramenta WindSim, onde se constatou o elevado potencial eólico da região e é possível definir a classe de turbinas que melhor aproveitariam o recurso do parque. Foi possível observar também a importância da validade dos dados utilizados, e sua influência na produção de energia do parque.

Com o software WindPRO foi realizado o *micrositing* do parque eólico e todas as turbinas apresentaram eficiência superior a 92% (Apêndice) e com eficiência média de 97,9%, o que é um excelente indicativo para o projeto. Outra variável que demonstra a viabilidade deste empreendimento é que, enquanto o fator de capacidade médio nos parques que entraram nos leilões do PROINFA foi de 37%, do leilão LER 2011 foi de 50%, o fator de capacidade encontrado para parque eólico em estudo foi de 59,3%.

Tendo em vista os aspectos observados, tanto com relação à eficiência encontrada para o parque quanto seu fator de capacidade, é possível constatar a viabilidade do projeto, pois o mesmo apresenta características técnicas bastante competitivas para os leilões de energia que estão sendo promovidos no país.

Como sugestão para trabalhos futuros podem ser citados alguns temas que também influenciam a viabilidade do parque eólico, porém não foram abordados no estudo descrito neste trabalho, entre eles podem ser destacados os estudos elétricos necessários para a ligação do parque eólico à rede elétrica, que foram definidos no capítulo três, as perdas relativas à rede interna do parque eólico devido à disposição e distanciamento entre os aerogeradores, o estudo dos custos relacionados à infraestrutura civil do parque e o estudo comparativo de custo e benefício entre diferentes aerogeradores.

## REFERÊNCIAS

- ABREU, C.M.S.M. Custos financeiros e sociais da geração de electricidade em parques eólicos. Braga, 2006. 181p. (Mestrado - Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Biológica/ Universidade do Minho).
- ALVAREZ, F.S. Desenvolvimento de um sistema computacional para gerenciamento e análise de dados eólicos. Recife, 2013. 93p. (Mestrado - Pós-Graduação em Engenharia Mecânica/ UFPE.).
- ALVES, J.J.A. Análise regional da energia eólica no Brasil. *Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional*, Taubaté, SP, v. 6, n. 1: p. 165-188, jan-abr/2010.
- AMARANTE, O.A.C; BROWER, M.; SÁ, A.L.; ZACK, J. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. Brasília, CAPEL, 2001.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Brasília. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Brasília, 2002.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Brasília. *Empreendimentos em Operação*. Brasília, 2014.
- BAHIA inaugura maior complexo eólico da América Latina na segunda-feira. *Jornal Bahia Online*, Ilhéus, Bahia, 2014.
- BAILEY, B.H.; MCDONALD, S.L. *Wind resource e assessment handbook: Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring Program*. Fuller Road Albany, AWS Scientific, 1997.
- BANDEIRA JUNIOR, E. Geração eólica: análise de investimento. Porto Alegre, 2010. 63p. (Graduação – Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Elétrica / UFRGS).
- BARBOSA, V. Capacidade instalada de energia eólica poderá alcançar 2800 gigawatts em 2050. 2013. Disponível em: <http://ate2050.blogspot.com.br/>. Acessados em 08 junho 2014.
- 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.
- BRAGA, A.A.; SILVA, A.P.; CANZIAN, L.G.; KHALIL, R.V. *Especificações de projeto*. [S.L], Evolução da tecnologia AALP, 2012.
- BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. *Lei do Setor Elétrico*, Brasília, DF, 2002.
- CASTRO, R.M.G. Energias Renováveis e Produção Descentralizada: introdução à energia eólica. [Lisboa], 2007. 97p. (Instituto Superior Técnico/ Universidade Técnica de Lisboa).
- CEARÁ. Conselho Estadual de Desenvolvimento Econômico. ENGEMEP – Serviços de Manutenção Industrial e de Equipamentos de Extração de Petróleo Ltda. *Atração de investimentos no estado do Ceará: mapa territorial de parques. Eólicos*. Fortaleza, 2010.
- CRESESB, Rio de Janeiro. *Tutorial de Energia Eólica*. Rio de Janeiro, 2008.

- CUSTÓDIO, R.S. Energia eólica para produção de energia elétrica. Rio de Janeiro, Eletrobrás, 2009.
- DALMAZ, A. Estudo do potencial eólico e previsão de ventos para geração de eletricidade em Santa Catarina. Florianópolis, 2007. 174p. (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica/ UFSC).
- DELORIO, V.A.; MURRAY, F.J. New York. *Wind resource assessment handbook*. New York, 2010.
- DUTRA, R.M. *Energia eólica estado da arte e princípios físicos*. CRESESB, Rio de Janeiro, [2010].
- ENCICLOPÉDIA BARSA, Navegações, 2002, v. 10. p. 269-270.
- ENDER, C. Status of wind energy use in Germany. *Dewi Magazine*, Alemanha, 29: 27-36, Agosto, 2006.
- EPE, Brasília. *Primeiro leilão de energia eólica do país tem 441 projetos inscritos*. Brasília, 2009.
- ESTANQUEIRO, A.I.; JESUS, J.M.F.; RICARDO, J.; SANTOS, A.; LOPES, P.J.A. *Barriers (and Solutions.) to Very High Wind Penetration in Power Systems*. Tampa, Flórida, Power Engineering Society General Meeting, 2007.
- FARDIN, J.F.; ARAUJO, L.R.A.; SOUZA, V.D. Análise de Viabilidade de Parques Eólicos no Estado do Espírito Santo. In. ENCONTRO NACIONAL SOBRE EDIFICAÇÕES E COMUNIDADES SUSTENTÁVEIS, 6., E ENCONTRO LATINO-AMERICANO SOBRE EDIFICAÇÕES E COMUNIDADES SUSTENTÁVEIS, 4., Vitória, 2011.
- FERNANDEZ, A.; RODRIGUES, J.; DUARTE, J.; MORGADO, L. *Tipos de Vento*. [S.L.], Energia Renováveis, 2014.
- FONTANET, F.A. Avaliação de uma Opção de Espera de um Parque Eólico pelo Método de Opções Reais. Rio de Janeiro, 2012. 90p. (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica/PUC-Rio).
- FROST, W.N.D.K. *Summary of Guidelines for Siting Wind Turbine Generators Relative to Small-Scale, Two-Dimensional Terrain Features*. Tennessee. 1979.
- GARBE, E.A.; MELLO, R.; TOMASELLI, I. Projeto Conceitual e Análise de Viabilidade Econômica de Unidade de Geração de Energia Elétrica Eólica na Lagoa dos Patos – RS. *Economia & Energia*, [s.l.], 15 (83): Outubro/Dezembro de 2011.
- GASS, V.; STRAUSS, F.; SCHMIDT, J.; SCHMIDT, E. Assessing the effect of wind power uncertainty on profitability, Renewable and Sustainable. *Energy Reviews*, 15: 2677–2683, 2011.
- GONÇALVES, F.F. Energia eólica distribuída: estudo da tecnologia e avaliação de viabilidade técnica no estado da Bahia. Salvador, 2008. 66p. (Graduação - Escola Politécnica, Departamento de Engenharia Ambiental - / UFBA)

- GUIMARÃES, R.A. Análise de estimativas de velocidade de vento utilizando técnicas de MCP. RECIFE, 2006. 153p. (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica/ UFPE).
- GWEC (Global Wind Energy Council), Bruxelas. *Global Wind Report 2013 - Annual market update*. Bruxelas, 2013. 1 imagem “Top 10 cumulative capacity dec 2013”.
- GWEC (Global Wind Energy Council), Bruxelas. *Wind Force 12: A blueprint to achieve 12% of the world’s electricity from wind power by 2020, 2005*.
- GWEC (Global Wind Energy Council), Bruxelas. *Global wind statistics: 2013*. Bruxelas, 2014.
- HAU, E. *Wind Turbines: second*. Reino Unido, Springer, 2005. 783 p.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *Standard Internacional IEC 61400-1: Wind turbines: Part-1: Design Requirements*. 3.ed. Geneva, Switzerland, 2005.
- JESUS, V.M. Detalhamento da etapas, requisitos e estudos necessários para o acesso de fazendas eólicas ao sistema interligado nacional. Rio de Janeiro, 2012. 81p. (Graduação – Escola Politécnica, Departamento de Engenharia Elétrica / UFRJ).
- KROHN, S. Danish wind turbines: an industrial success story. *WindPower*, Copenhagen, 2002.
- LEITE, A.P. Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudo de Confiabilidade. Rio de Janeiro, 2005. 151p. (Mestrado - PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA /UFRJ).
- LINARD, F.J.A. Estimativas da velocidade do vento em altitude usando o software Windographer®. Fortaleza, 2010. 42p. (Curso de Graduação - Centro de Ciências e Tecnologia/ UECE).
- LOPES, A.M. Produção eólica e enquadramento técnico-económico em Portugal. Lisboa, 2009. 114p. (Mestrado – Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores/FEUP).
- LOUREIRO, B.A. Avaliação de ferramentas e métodos para a elaboração de mapas eólicos. Recife, 2011. 74p. (Mestrado – Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica/UFPE).
- MACHADO, I.G. Análise de viabilidade econômico-financeira de uma usina eólio-elétrica de 30mw. Joinville, 2012. 55p. (Graduação - Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas/UDESC)
- MANWELL, J.F.; MACGOWAN, J.G.; ROGERS, A.L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2ªed. [S.l.]: WILEY, 2009. 689 p.
- MARQUES, S. *Cenário mundial de energia eólica e as projeções em longo prazo*. São Paulo, BioEnergy, 2008.
- MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A. e PEREIRA, E.B. O aproveitamento da energia eólica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, São Paulo, 30(1), março, 2008.
- MARTINS, J. A Força dos Ventos. *O Setor Elétrico*, São Paulo, 6 (71): 46-53, dez. 2011.

- MEASNET, Madri. Evaluation of site-specific wind conditions: Version 1. Madri, 2009.
- MEASNET, Madri. Who we are? Madri, 2014.
- MELO, G.; MELO, P.; BEZERRA, P.; CAVALCANTI, J.; PINTO, M.; SIMÕES, V.; SODRÉ, E. *Desafios para o planejamento da expansão do sistema eletroenergético da região nordeste considerando a inserção de grandes blocos de geração eólica*. [S.l.], CHESF, [2012].
- MERLIN, V. *Energia Eólica: generalidades sobre energia eólica*. [S.L.], Blog do Engenheiro Eletricista, [S.L.], 2011.
- MILLAIS, C. Relatório Wind Force 12: segurança global a partir do vento. *Revista ECO 21*, Rio de Janeiro, 104, julho 2005.
- MONTEZANO, B.E.M. Estratégias para identificação de sítios eólicos promissores usando sistema de informação geográfica e algoritmos evolutivos. Rio de Janeiro, 2012. 196p. (Mestrado - Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil/UFRJ).
- MOREIRA JÚNIOR, F.D. Viabilidade técnica/econômica para produção de energia eólica, em grande escala, no nordeste brasileiro. Lavras, 2009. 41p. (Graduação - Curso de Pós-Graduação Lato Sensu em Formas Alternativas de Energia /UFLA).
- MOURA, C.E.B. Análise do impacto de centrais eólicas na qualidade da energia elétrica. Recife, 2012. 105p. (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica/UFPE).
- NASA. Washington. MERRA: modern-era retrospective analysis for research and applications. Washington, 2014.
- NASCIMENTO, M.V.G. et al. Capítulo 4: Energia Eólica. In: TOLMASQUIM, M. T. (Org). *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Rio de Janeiro, Interciência, 2003. 515p. p.207-237.
- ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), Rio de Janeiro. *Boletim Mensal de Geração Eólica: Junho / 2014*. Rio de Janeiro, 2014.
- PAULER. More Efficient Wind Turbines Look Like Jet Engines. *The modern green*, [S.L.], 27 jan. 2010. Energy, Going Green.
- PEREIRA, A.L.C. Avaliação de um parque eólico utilizando análise por opções reais. Natal, 2012. 51p. (Graduação - Curso de Graduação em Administração/ UFRN)
- PINHO, A.M. Gestão de Projectos de Parques Eólicos: Contributos para a melhoria do processo. Porto, 2008. 100p. (Mestrado - Departamento de Engenharia Civil/ Universidade do Porto)
- PINTO, A.P.F. Projecto e operação de parques eólicos a com excedente de potência instalada. Porto, 2001. 115p. (Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial/ Universidade do Porto).
- POBLACIÓN, E.A. Influência das estruturas de suporte dos sensores nas medições da velocidade do vento: propostas de correções às séries. Porto, 2012. 62p. (Mestrado - Faculdade de Engenharia/Universidade do Porto).

- PROCEDIMENTOS de rede do ONS - Módulo 3, Submódulos 2.8, 18.2 e 23.3, 2011.
- RIGHTER, R.W. *Wind Energy in America: A History*. Oklahoma: University of Oklahoma Press, (1996). p.44. 1 fotografia “Wind turbine 1888 de Charles Brush”.
- RISO. *WAsP best practices and check list*. Dinamarca, The WAsP team, 2010.
- ROBALLO, S.T.; FISCH, G.; GIRARDI, R.M. Escoamento Atmosférico no Centro de Lançamento de Alcântara (CLA): parte 2 – ensaios em túnel de vento. *Revista Brasileira de Meteorologia*, Rio de Janeiro, 24(1): 87-99, março, 2009.
- ROSAS, P.A.C.; ESTANQUEIRO, A.I. *Guia de projeto elétrico de centrais eólicas*. Recife, Centro Brasileiro de energia eólica, 2003. Volume I (Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica).
- ROSSI, P.H.J.; OLIVEIRA, C.P. *Perguntas Frequentes sobre Energia Eólica*. Porto Alegre, Centro de energia eólica, 2014
- ROSTAND, R. Energia eólica – a energia dos ventos. Disponível em:
- SALLES, A.C.N. de. Metodologia de análise de risco para avaliação financeira de projetos de geração eólica. Rio de Janeiro, 2004. 86p. (Mestrado - Programa de pós-graduação de engenharia/ UFRJ).
- SANTOS, A.A.; OLIVEIRA, P.P.; RAMOS, D.S.; SANTOS, N.T.F. Projeto de geração de energia eólica. Santos, 2006. 75p. (Graduação - Curso de Engenharia Industrial Mecânica/ UNISANTA).
- SARAIVA, R.V. Localização óptima dos conversores de um parque eólico para minimização de custos totais. Lisboa, 2007. 59p. (Mestrado - Instituto Superior Técnico/Universidade Técnica de Lisboa).
- SEIFERT, H.; RICHERT, F. *A Recipe to Estimate Aerodynamics and Loads on Iced Rotor Blades*. Boreas, Finlândia, 4, 1998.
- SILVA, C.C. Análise dos Aspectos Meteorológicos e Estruturais na Geração de Energia Elétrica de Centrais Eólicas. Recife, 2006. 115p. (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica/ UFPE).
- SILVA, G.R. Características de vento da região nordeste: análise, modelagem e aplicação para projetos de centrais eólicas. Recife, 2003. 131p. (Monografia – Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica/ UFPE).
- SILVA, P.C. Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento. Rio de Janeiro, 1999. 113p. (Mestrado - Pós-graduação de Engenharia/ UFRJ).
- SOARES, A.E.C. Avaliação preliminar do potencial eólico com recurso a um modelo de mesoescala. Porto, 2009. 86p. (Mestrado - Instituto Superior de Engenharia do Porto/ IPP).
- SOUZA, L.B. Viabilidade econômica de usinas eólicas na atual: conjuntura do setor elétrico brasileiro. Brasília, 2011. 73p. (Mestrado - Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Informação e Documentação/ UNB).

- STULL, R.B. *An introduction to boundary layer meteorology*. New York, Kluwer Acad, Publis. 1988. p. 666.
- TRAPP, B.C. Análise de viabilidade de uma fazenda eólica offshore no Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2009. 20p. (Graduação – Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia/ UFRGS).
- VESTAS, Aarhus, Denmark. *2MW platform*. Aarhus, Denmark, 2012.
- WINDPRO, Denmark. *WAsP interface*. Denmark, 2014.
- WINDSIM, Norwegian. *WindSim: Module Overview*. Norwegian, 2014.
- WWEA (World Wind Energy Association), Alemanha. Annual Report, 2012. Alemanha, 2013.
- YAKHOT, V.; ORSZAG, S.A.; THANGAM, S.; GATSKI, T.B.; SPEZIALE, C.G. Development of turbulence models for shear flows by a double expansion technique. *Physics of Fluids A*, Melville, 4(7): 1510-1520, 1992.
- YAP, C. J. Turbulent Heat and Momentum Transfer in Recirculating and Impinging Flows. United Kingdom, 1987. (Doutorado – Faculty of Technology/ University of Manchester).

## APÊNDICE

Nº	Fabricante	Tipo de Gerador	Potência Nominal [kW]	Diâmetro do rotor [m]	Altura do hub [m]	Nome	Produção Energia Anual [MWh]	Eficiência [%]	Vel. Média do vento [m/s]	A	k
1	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.389,60	99,38	8,37	9,21	4,22
2	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.761,30	98,52	8,62	9,49	4,166
3	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.213,30	99,23	7,55	8,4	3,489
4	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.690,70	99,24	7,77	8,63	3,519
5	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.251,80	99,23	7,9	8,7	4,067
6	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	8.466,00	99,82	7,17	7,96	3,619
7	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.013,20	99,78	8,19	9,01	4,195
8	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.687,00	99,62	8,52	9,38	4,153
9	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.845,30	96,14	8,32	9,16	4,101
10	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.033,90	99,81	7,48	8,31	3,462
11	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.691,80	99,45	8,53	9,4	4,141
12	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.666,70	94,97	7,84	8,65	4,002
13	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.477,30	97,77	8,16	9,04	3,697
14	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.656,00	97,68	8,24	9,13	3,724
15	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.060,50	97,94	7,96	8,83	3,632
16	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.449,10	96,2	8,21	9,09	3,735
17	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.852,30	96,8	7,86	8,69	3,893
18	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.157,60	95,09	8,06	8,89	3,975
19	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.319,30	98,48	7,99	8,82	3,955
20	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.532,10	96,42	8,27	9,17	3,641
21	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.588,10	95,67	8,27	9,15	3,852
22	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.981,70	98	7,93	8,81	3,57
23	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.736,40	98,98	7,76	8,6	3,712
24	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.246,30	96,31	8,21	9,13	3,501
25	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.034,30	95,59	8,1	8,99	3,627
26	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.678,10	94,12	7,99	8,86	3,648
27	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.756,10	99,5	7,72	8,53	3,85
28	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.979,10	92,71	8,23	9,14	3,588
29	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	8.322,90	94,52	7,76	8,36	3,832

Nº	Fabricante	Tipo de Gerador	Potência Nominal [kW]	Diâmetro do rotor [m]	Altura do hub [m]	Nome	Produção Energia Anual [MWh]	Eficiência [%]	Vel. Média do vento [m/s]	A	k
30	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.304,80	98,45	8,11	9,01	3,544
31	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.874,80	99,28	8,28	9,17	3,738
32	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.957,80	99,43	7,87	8,72	3,668
33	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.348,50	95	8,32	9,24	3,518
34	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.214,10	99,27	8,43	9,33	3,793
35	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.849,90	99,21	8,25	9,13	3,788
36	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.799,60	98,96	8,2	9,06	3,901
37	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.942,40	99,28	8,27	9,14	3,86
38	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.401,60	99,07	8,51	9,41	3,848
39	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.252,30	99,05	8,43	9,32	3,852
40	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.307,20	98,62	8,46	9,35	3,912
41	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.926,40	98	8,29	9,16	3,941
42	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	9.207,50	96,7	7,57	8,35	3,975
43	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.874,70	98,9	8,24	9,11	3,88
44	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	10.826,70	98,81	8,21	9,07	3,915
45	VESTAS	V110-2.000	2.000	110	110	V110	11.429,50	98,58	8,53	9,43	3,895