

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO DE FILOSOFIA E CIÊNCIAS HUMANAS  
DEPARTAMENTO DE GEOCIÊNCIAS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM OCEANOGRAFIA**

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO DA COSTA SUL  
CATARINENSE ATRAVÉS DE UM PERFILADOR LIDAR**

**CÉSAR HENRIQUE MATTOS PIRES**

**Florianópolis**

**2016**

**CÉSAR HENRIQUE MATTOS PIRES**

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO DA COSTA SUL  
CATARINENSE ATRAVÉS DE UM PERFILADOR LIDAR**

Trabalho de conclusão de curso submetido ao Curso de Graduação em Oceanografia da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para obtenção do Grau de Bacharel em Oceanografia.

**Professor Orientador: Felipe Mendonça Pimenta.**

**Florianópolis**

**2016**

**CÉSAR HENRIQUE MATTOS PIRES**

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO DA COSTA SUL  
CATARINENSE ATRAVÉS DE UM PERFILADOR LIDAR**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel e aprovado em sua forma final pela comissão examinadora.

FLORIANÓPOLIS, 1º DE JULHO DE 2016

---

Prof<sup>a</sup>. Carla Van Der Haagen Custódio Bonetti, Dr.<sup>a</sup> (UFSC/SC)  
Coordenadora do Curso

**COMISSÃO EXAMINADORA**

---

Prof. Felipe Mendonça Pimenta, Dr. (UFSC/SC)  
Orientador

---

Yoshiaki Sakagami, Me. (IFSC/SC)  
Examinador

---

Edson Roberto Marciotto, Dr. (UFSC/SC)  
Examinador

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente aos meus pais, que me deram toda a força para alcançar os meus objetivos. Agradeço a minha mãe, Solange Maria, por dar todo apoio necessário que sempre precisei na forma de amor, carinho, amizade, apoio financeiro e intelectual. Minha heroína. Ao meu pai, Luiz Roberto, por nunca ter deixado me faltar nada e por sempre estar disposto a ajudar quando eu precisei. Sem eles, este sonho nunca teria se realizado. Aos demais familiares que me acompanharam nesta jornada.

Agradecimento especial ao Professor Felipe Mendonça Pimenta por ter acreditado na minha capacidade e por ser meu orientador e mentor. Por ter me dado a oportunidade de amadurecer dentro do meio acadêmico participando de suas disciplinas, grupo de pesquisa e projetos. Espero que realizemos projetos futuros. Ao grupo do Projeto Movlidar que ajudou a construir este trabalho: Professora Carla D'Aquino, Felipe Nassif, Breno Pereira. Aos membros da banca pela disponibilidade de participar desta avaliação.

A minha "família" em Santa Catarina. Agradeço ao Clésio Gatis por ter me ajudado e acompanhado nos últimos 5 anos e por permitir participar de suas reuniões familiares suprimindo a distância dos meus familiares. A Denise Mendes Nunes, que iniciou esta jornada ao meu lado e, apesar de termos traçados diferentes caminhos, continua presente na minha vida enviando pensamentos positivos. Agradeço aos demais amigos. Ao Cristiano Pinheiro, Monique Peixoto e Ederson Guioti que foram essenciais no início da minha graduação.

A UFSC e aos demais professores e funcionários da Oceanografia por todo conhecimento e suporte. Ao programa UFSC PIBIC/CNPq pela bolsa de iniciação científica. Ao Projeto Mapeamento da camada limite atmosférica continental e oceânica através da tecnologia LIDAR em movimento (Projeto MOVLIDAR CNPq 406801/2013-4) pelo suporte a este trabalho.

*"Quando os ventos de mudança sopram,  
umas pessoas levantam barreiras,  
outras constroem moinhos de vento."  
(ÉRICO VERÍSSIMO)*

*"Nunca, jamais, desanimeis, embora venham ventos contrários."  
(SANTA MADRE PAULINA)*

MATTOS PIRES, César Henrique. *AValiação DO POTENCIAL EÓLICO DA COSTA SUL CATARINENSE ATRAVÉS DE UM PERFILADOR LIDAR* 50f. TCC (Graduação) - Curso de Oceanografia, Departamento de Geociências, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

## RESUMO

O recurso eólico é uma das opções mais promissoras dentre as fontes renováveis de energia. A tecnologia encontra-se em estágio maduro de desenvolvimento e é caracterizada por baixas emissões de CO<sub>2</sub>. Para implantação de usinas eólicas, estudos detalhados da circulação atmosférica e velocidade dos ventos na altura das turbinas eólicas são necessários. Entre os métodos de medições do vento, o LIDAR possui boa precisão, portabilidade, adequada resolução espacial vertical e baixo custo comparadas a torres anemométricas. Um LIDAR de pulso contínuo, modelo Zephir 300, foi instalado no Campus Mato Alto em Araranguá-SC para coleta de dados de ventos entre 10 e 200 m no período de 15 de abril a 02 de junho de 2016. A velocidade do vento para este período variou de 0 a 5 m s<sup>-1</sup>, exceto durante eventos de passagens de frentes frias que atingiram velocidades maiores que 20 m s<sup>-1</sup> na altura de 100 m. Durante estes eventos, a pressão atmosférica e temperatura do ar diminuíram e os ventos tornaram-se mais intensos com direções do quadrante sul. As direções de ventos predominantes na região foram de sudoeste e nordeste em altos níveis, com direções mais variadas próximo do solo. Foi simulado o desempenho de 3 turbinas eólicas. A REpower 5M (5 MW) teve uma produção média de 312 kW e um fator de capacidade de 6,25%. Para turbina GE 3.6s (3,6 MW), estes valores foram de 268 kW e 7,45%. Já para a Vestas 100 1.8 (1,8 MW) foram de 235 kW e 12,98%. Através da análise estatística, a velocidade do vento a 100 m de altura ficou acima da velocidade de partida 58% do tempo e a produção esperada foi de aproximadamente 0,5 MW em 20% do tempo. A baixa produção eólica na região deve-se possivelmente a fatores como: a camada limite interna (CLI), condições sinóticas desfavoráveis e comprimento de rugosidade alto devido à localização dentro da cidade de Araranguá. O comprimento de rugosidade  $z_0$  para ajuste do perfil logarítmico foi calculado de diferentes formas. O melhor ajuste utilizado foi de  $z_0 = 0,45$  m. A partir deste  $z_0$ , a extrapolação do vento foi modelada e comparada com observações.

**Palavras-chave:** Energia eólica, LIDAR, camada limite atmosférica, meteorologia costeira.

MATTOS PIRES, César Henrique. *AValiação DO POTENCIAL EÓLICO DA COSTA SUL CATARINENSE ATRAVÉS DE UM PERFILADOR LIDAR 50f*. TCC (Graduação) - Curso de Oceanografia, Departamento de Geociências, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

## ABSTRACT

The wind resource is one of the most promising options among renewable energy sources. The technology is in mature stage of development and is characterized by low CO<sub>2</sub> emissions. For the implementation of wind farms, detailed studies of atmospheric circulation and wind speed at the height of wind turbines are required. Among the wind measurement methods, LIDAR has precise measurements, it is portable, has good vertical spatial resolution and low cost if compared to some instrumented towers. A continuous wave LIDAR Zephir 300 was installed on Mato Alto Campus Araranguá-SC for data collection between 10 and 200 m of April 15<sup>th</sup> to June 02<sup>nd</sup> 2016. The wind speed for this period ranged from 0 to 5 m s<sup>-1</sup>, except during cold fronts events with speeds greater than 20 m s<sup>-1</sup>. During these events, air temperature and atmospheric pressure dropped and the wind became more intense with predominant southern quadrant directions. Predominant winds directions from the southwest and northeast with more directional variability approaching the ground. Three wind turbines were simulated. The REpower 5M (5 MW) had an average output of 321 kW and a capacity factor of 6.25%. For GE 3.6s (3.6 MW), these values were 268 kW and 7.45%. The Vestas 100 1.8 (1.8 MW) achieved 235 kW and 12.98%. Through statistical analysis, the wind speed at 100 m was above the cut-in speed 58% of the time. The expected production was about 0.5 MW at 20% of the time. The low wind generation in this region is probably due to the combination of factors like: formation of an internal boundary layer (IBL), unfavorable synoptic conditions and high roughness length in the urban area of Araranguá city. An adjusted roughness length  $z_0$  has been obtained from the logarithmic profile. The best fit was  $z_0 = 0.45$  m. This parameter has been used to extrapolate the wind data to the hub height.

**Key-words:** Wind energy, LIDAR, planetary boundary layer, coastal meteorology.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 1</b> – Esquema representando um sistema volume de controle. O fluxo de energia $e_1$ [ $\text{J kg}^{-1}$ ] e a vazão mássica $\dot{m}_1$ [ $\text{J kg}^{-1}$ ] através da entrada e estes fluxo de energia $e_2$ e vazão mássica $\dot{m}_2$ através da saída. Calor $\dot{Q}$ é dado em $\text{J s}^{-1}$ e trabalho $\dot{W}$ em $\text{J s}^{-1}$ . . . . .	17
<b>Figura 2</b> – Curva de potência para um turbina eólica genérica. . . . .	20
<b>Figura 3</b> – Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal com 3 pás. . . . .	21
<b>Figura 4</b> – Distribuição das atuais usinas eólicas brasileiras. . . . .	24
<b>Figura 5</b> – Perfildor LIDAR ZephIR 300 em teste de campo. . . . .	25
<b>Figura 6</b> – Esquema genérico de um sistema LIDAR . . . . .	26
<b>Figura 7</b> – Passos da metodologia adotada. . . . .	27
<b>Figura 8</b> – A) Mapa da cidade de Araranguá-SC com destaque do Campus Mato Alto da UFSC; B) Imagem aérea do Campus Mato Alto da UFSC no Bairro Mato Alto com a localização da base do LIDAR e do prédio do campus. . . . .	28
<b>Figura 9</b> – (A) Turbina eólica REpower 5 MW e (B) Turbina eólica GE 3.6s ( <i>en.wind-turbine-models.com/</i> ); (C) Turbina eólica Vestas100 1.8MW ( <i>(archiexpo.com)</i> ); (D) Curvas de potência para todas as turbinas eólicas simuladas (PI-MENTA <i>et al.</i> , 2008). . . . .	30
<b>Figura 10</b> – Base do LIDAR construída no Campus Mato Alto, Araranguá-SC. Na figura: LIDAR Zephir (verde), LIDAR Windcube (azul), <i>no-breaks</i> e bateria reserva (vermelho) e o prédio do campus ao fundo. . . . .	33
<b>Figura 11</b> – A) Magnitude da velocidade horizontal do vento em função da altura e do tempo e as flechas representam as passagens das frentes frias; B) Comparação da velocidade horizontal do vento a 200 m (azul) e 10 m (preta); C) Distribuição vetorial dos ventos a 100 m; D) Séries temporais da pressão atmosférica (azul) e temperatura do ar (vermelho). . . . .	35
<b>Figura 12</b> – Passagem de frentes fria sobre a região centro-sul do Brasil. O quadrado preto representa a cidade de Araranguá. O gradiente de cores representa a variação da pressão atmosférica a 300 m de altitude e os vetores representam a magnitude e direção dos ventos a 300 m de altitude. . . . .	36
<b>Figura 13</b> – Perfis de velocidade de ventos a partir de médias de 3 dias. As flechas representam os perfis médios onde há passagem de frentes frias. . . . .	37
<b>Figura 14</b> – Rosa-dos-ventos para os níveis de 10, 100 e 200 m de altura. . . . .	38

<b>Figura 15 – A) Velocidade do vento para o nível de 100 m onde linha tracejadas vermelhas (REpower 5M), verdes (GE 3.6s) e alaranjadas (Vestas100 1.8M) representam as velocidades mínimas e nominais para cada turbina; B) Densidade de potência para os ventos no nível de 100 m. . . . .</b>	<b>39</b>
<b>Figura 16 – 1) REpower 5M; 2) GE 3.6s; 3) Vestas 100 1.8; A) Produção da turbina eólica para 100 m; B) Fator de capacidade. . . . .</b>	<b>40</b>
<b>Figura 17 – (A) Histograma da função de distribuição de probabilidade da velocidade do vento a 100 m e a linha azul representa a distribuição de Weibull; (B) Função de distribuição cumulativa da velocidade do vento a 100 m; (C) Função de distribuição cumulativa da potência para cada turbina. . . . .</b>	<b>41</b>
<b>Figura 18 – Comparação do perfil dos ventos a partir dos dados coletados e através de cálculos de <math>z_0</math> para os perfis logarítmicos. . . . .</b>	<b>42</b>
<b>Figura 19 – Comparação entre velocidades observadas (preto) e velocidades modeladas (vermelho) a 100 m utilizando <math>z_0 = 0,45</math> m. A) Médias horárias; B) Médias de 4 horas; C) Médias diárias. . . . .</b>	<b>43</b>
<b>Figura 20 – Transição do perfil da velocidade do vento em uma região de diferentes comprimentos de rugosidade. A) Turbina eólica (100 m) dentro da camada limite interna; B Alcança do sinal do LIDAR (200 m); Turbina eólica fora da camada limite interna. . . . .</b>	<b>44</b>

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b>	<b>– Características das turbinas utilizadas neste estudo. . . . .</b>	<b>29</b>
<b>Tabela 2</b>	<b>– Valores aproximados de <math>z_0</math> para diversos tipos de superfícies de terrenos. . . . .</b>	<b>32</b>
<b>Tabela 3</b>	<b>– Valores de <math>z_0</math> calculados a partir de diferentes alturas (<math>z</math>) e alturas de referências (<math>z_r</math>) utilizando as médias horárias, de 4 horas e diárias dos dados de velocidade de vento e a porcentagem dos dados utilizados para cálculo da média de <math>z_0</math>. . . . .</b>	<b>42</b>
<b>Tabela 4</b>	<b>– Comparações entre o vento observado e vento modelado a 100 m. Diferença = Média obs - Média mod. . . . .</b>	<b>44</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CDF	Função de distribuição cumulativa de probabilidade
CLI	Camada limite interna
DEWI	<i>Deutsches Windernegie-Institut</i>
GFS	<i>Global Forecast System</i>
IFSC	Instituto Federal de Santa Catarina
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LIDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
MOVLIDAR	Mapeamento da camada limite atmosférica continental e oceânica através da tecnologia LIDAR em movimento
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
PDF	Função de distribuição de probabilidade
RMSE	Erro quadrático médio
rpm	Rotações por minuto
SC	Santa Catarina
SODAR	<i>Sonic Detection and Ranging</i>
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\kappa$	Constante de von Kármán
$\rho$	Densidade [ $\text{kg m}^{-3}$ ]
$\dot{E}$	Taxa de variação de energia interna [ $\text{J s}^{-1}$ ou W]
$\dot{m}$	Vazão mássica [ $\text{kg s}^{-1}$ ]
$\dot{Q}$	Taxa de transferência do calor [W]
$\dot{W}$	Taxa de trabalho [W]
$A$	Área [ $\text{m}^2$ ]
$a_i$	Constante empírica para cálculo de $h_i$
$c$	Fator de escala
$C_p$	Coefficiente de potência
$dm$	Massa infinitesimal [kg]
$dV$	Volume [ $\text{m}^3$ ]
$dx$	Comprimento [m]
$e$	Energia específica [ $\text{J kg}^{-1}$ ]
$g$	Aceleração da gravidade
$h$	Entalpia específica [ $\text{J kg}^{-1}$ ]
$h_i$	Espessura da camada limite interna
$k$	Fator de forma
$P$	Potência [MW]
$P_d$	Densidade de potência ou fluxo de energia [ $\text{W m}^{-2}$ ]
$P_t$	Potência da turbina [MW]
$Q$	Calor [J]
$u$	Energia interna específica [ $\text{J kg}^{-1}$ ]
$u^*$	Velocidade de atrito [ $\text{m s}^{-1}$ ]

$U_1$	Velocidade de entrada [ $\text{m s}^{-1}$ ]
$U_2$	Velocidade de saída [ $\text{m s}^{-1}$ ]
$U(z)$	Velocidade do vento na altura $z$ [ $\text{m s}^{-1}$ ]
$v$	Volume específico [ $\text{m}^3 \text{kg}^{-1}$ ]
$W$	Trabalho [J]
$z$	Altura [m]
$z_0$	Comprimento da rugosidade [m]
$z_r$	Altura de referência [m]

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
1.1 JUSTIFICATIVA	15
1.2 OBJETIVOS	16
1.2.1 Objetivo geral	16
1.2.2 Objetivos específicos	16
<b>2 REVISÃO DA LITERATURA</b>	<b>17</b>
2.1 EQUAÇÃO DA ENERGIA	17
2.2 DENSIDADE DE POTÊNCIA	19
2.3 POTÊNCIA DE UMA TURBINA EÓLICA	19
2.4 AEROGERADORES MODERNOS	21
2.5 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	23
2.6 TECNOLOGIA LIDAR	24
<b>3 METODOLOGIA</b>	<b>27</b>
3.1 ÁREA DE ESTUDO	27
3.2 COLETA E DESCRIÇÃO PRELIMINAR DOS DADOS	28
3.3 CURVAS DE VELOCIDADE, POTÊNCIA E TURBINAS	29
3.4 ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS DADOS DE VENTOS E POTÊNCIA PRÁTICA EÓLICA	29
3.5 PERFIL LOGARÍTMICO DOS VENTOS	31
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>33</b>
4.1 INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS E COLETA DOS DADOS	33
4.2 ANÁLISE DOS DADOS DE VENTO	34
4.3 PERFIL VERTICAL MÉDIO	37
4.4 ANÁLISE DIRECIONAL	38
4.5 PRODUÇÃO EÓLICA DA REGIÃO	38
4.6 ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS VENTOS	40
4.7 PERFIL LOGARÍTMICO DOS VENTOS	41
4.8 CAMADA LIMITE INTERNA	44
<b>5 SUMÁRIO E CONCLUSÕES</b>	<b>46</b>
<b>6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>48</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Segundo a Organização das Nações Unidas (ONU), há cerca de 1,5 bilhão de pessoas no mundo que não tem acesso à energia elétrica. No Brasil, apesar dos esforços para universalização da energia elétrica, ainda há cerca de 190 mil famílias sem acesso a este recurso (CARDOSO, 2015). Devido ao impacto dos gases do efeito estufa sobre o meio ambiente e à crescente preocupação ambiental, incentivos têm sido realizados na busca de fontes alternativas de energia. No Brasil ainda existe o objetivo de diversificar a matriz energética elétrica, a qual é predominantemente baseada em duas fontes principais: as hidroelétricas (66,95%) e as termoelétricas (biomassa e combustíveis fósseis) (26,07%) (LIRA, 2009; SIMAS, 2012; ANEEL, 2016).

O vento é basicamente originado por causa de gradientes de pressão na atmosfera, bem como o movimento rotacional terrestre. O aquecimento solar desigual da superfície gera gradientes de pressão que movimentam a atmosfera para restabelecer o equilíbrio dinâmico. A energia eólica consiste no aproveitamento da energia cinética contida nestes ventos (CHRISTÓFARO, 2010; CUSTÓDIO, 2013).

A camada limite atmosférica refere-se à região inferior da atmosfera que sofre a influência direta da superfície, causando uma desaceleração e consequente decaimento das velocidades do vento próximo ao solo. Sua estrutura está intimamente ligada à rugosidade da superfície abaixo dela e também é dependente da estabilidade atmosférica (MANWEL *et al.*, 2006). Seu conhecimento e modelagem são fundamentais à avaliação dos recursos energéticos pois é nesta região que se situam os geradores modernos.

As regiões costeiras são áreas de transição entre os ambientes terrestres e oceânicos, sendo afetadas por processos de ambos os domínios. Possuem mudanças na temperatura superficial, variações na rugosidade, além de variações topográficas significativas. Há aproximadamente 440.000 km de linha de costa no mundo (GARRISON, 2010). As mudanças na temperatura superficial, devido à incidência solar, são dispares por causa das diferentes capacidades térmicas entre o continente e o oceano o que altera os gradientes térmicos. A alteração da rugosidade da superfície em regiões costeiras também afeta o comportamento da camada limite atmosférica e,

consequentemente, o recurso eólico.

Os ventos de regiões oceânicas sofrem menor arrasto pela superfície, o que resulta em ventos mais intensos (GARVINE, 2008; PRYOR, 2001). Modificações da estabilidade atmosférica também tendem a ocorrer na região de transição marinho-terrestre, levando a um regime de ventos bastante complexo (SHIMADA *et al.*, 2014). Logo, medições costeiras são fundamentais para o entendimento da estrutura e modelagem do vento na camada limite.

De maneira geral, tais medições podem ser feitas através de torres com anemômetros. Porém estes possuem um alto custo de instalação e manutenção (NUNES, 2012). Duas tecnologias principais foram desenvolvidas de maneira a se realizar medidas indiretas, mas de grande exatidão, da coluna atmosférica. O *Light Detection and Ranging* (LIDAR) consiste em um equipamento de perfilagem que realiza medições da velocidade do vento através do efeito Doppler medido por um *laser* infravermelho. O *Sonic Detection and Ranging* (SODAR) também realiza medições indiretas, mas através de sinais acústicos (HASAGER *et al.*, 2008). Ambos os equipamentos vêm fornecendo dados de velocidade e direções de ventos com maior exatidão e menor custo.

Neste trabalho, foi utilizado um LIDAR para realizar medidas inéditas na região costeira do sul de Santa Catarina, em Araranguá. Tais dados possibilitaram uma caracterização detalhada do regime de ventos e uma estimativa preliminar dos recursos teóricos e práticos da região.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

Tem sido crescente a demanda de energia elétrica no Brasil e no mundo. A energia eólica, dentre as alternativas renováveis, é um recurso significativo, com tecnologia madura (comercialmente disponível) caracterizada por baixas emissões de CO<sub>2</sub>. As regiões costeiras estão sob forte influência dos ventos advindos da região oceânica, geralmente mais fortes e com menor cisalhamento vertical. Porém, as características continentais modificam a estrutura da camada limite atmosférica. As observações ao longo da costa brasileira são bastante escassas. As poucas informações disponíveis estão na altura de boias meteorológicas (3,5 m) sob oceano e

um bom número de torres meteorológicas padrões (10 m) do INMET, INPE e aeroportos. Porém, para a estimativa da energia eólica na região costeira, são necessárias medidas na altura do rotor das turbinas.

Este estudo deverá beneficiar pesquisadores da área de energia, bem como meteorologistas e oceanógrafos, motivando também empresas interessadas em novos métodos e ferramentas de medições na costa sul catarinense. A divulgação dos resultados também poderá incentivar investidores interessados na exploração econômica da região.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é caracterizar o regime de ventos da região costeira de Araranguá, avaliando sua estrutura vertical para, assim, estimar o potencial teórico e prático de exploração.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar medições inéditas da camada limite atmosférica entre 10 e 200 m de altura no Campus Mato Alto da Universidade Federal de Santa Catarina em Araranguá, SC, através de um perfilador LIDAR;
- Caracterizar o regime sinótico dos ventos, bem como a sua variabilidade direcional e distribuições de probabilidade;
- Calcular o potencial prático de geração eólica através das curvas de velocidade de potência de turbinas de eixo horizontal modernas.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

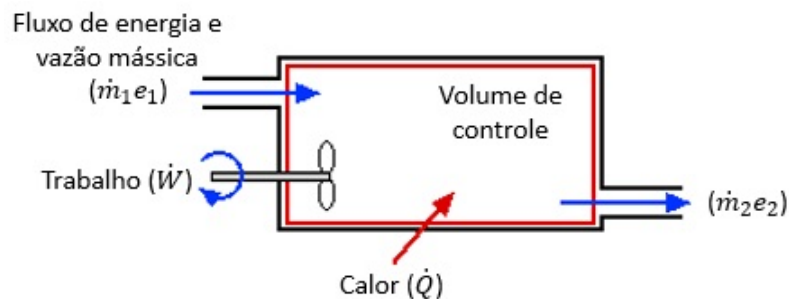
### 2.1 EQUAÇÃO DA ENERGIA

A Primeira Lei da Termodinâmica afirma que a energia não pode ser criada nem destruída, porém ela pode mudar de forma. Ela também é chamada de princípio de conservação de energia. Para sistemas fechados, ela pode ser definida (ÇENGEL e CIMBALA, 2007):

$$\dot{E} = \dot{Q} - \dot{W} \quad (2.1)$$

onde  $\dot{E}$  é a taxa de variação da energia para um sistema,  $\dot{Q}$  é a taxa de transferência do calor e  $\dot{W}$ , taxa do trabalho realizado pelo sistema (FOX *et al.*, 2013). Esta lei pode ser adaptada para sistemas abertos conforme descrito a seguir.

Considere um volume de controle com o fluxo de energia específica ( $e$ ) e vazão mássica ( $\dot{m}$ ) através do sistema e trocas na forma de transferência de calor ( $\dot{Q}$ ) e de trabalho ( $\dot{W}$ ) conforme ilustrado na Figura 1 (URIELI, 2010).



Fonte: Urieli, 2010 (adaptado pelo autor).

**Figura 1:** Esquema representando um sistema volume de controle. O fluxo de energia  $e_1$  [ $\text{J kg}^{-1}$ ] e a vazão mássica  $\dot{m}_1$  [ $\text{J kg}^{-1}$ ] através da entrada e estes fluxo de energia  $e_2$  e vazão mássica  $\dot{m}_2$  através da saída. Calor  $\dot{Q}$  é dado em  $\text{J s}^{-1}$  e trabalho  $\dot{W}$  em  $\text{J s}^{-1}$ .

Para derivação da equação de energia, consideramos as vazões mássicas  $\dot{m}$  iguais nas entradas e saídas do volume de controle, o que não leva a acumulação de massa. Também

é preferível trabalhar com taxas de transferência e unidade de potência (Watts). O trabalho realizado no sistema é possível através de um eixo ou turbina, por exemplo.

A vazão mássica  $\dot{m}$  [ $\text{kg s}^{-1}$ ] pode ser representado como uma massa elementar  $dm$  [ $\text{kg}$ ] que flui através das aberturas do volume de controle, tendo um comprimento  $dx$  [ $\text{m}$ ], área  $A$  [ $\text{m}^2$ ], volume  $dV$  [ $\text{m}^3$ ] e uma velocidade média constante  $U$  [ $\text{m s}^{-1}$ ]. A massa elementar pode ser expressa da seguinte forma:

$$dm = \frac{dV}{v} \sim A dx \rho \quad (2.2)$$

onde  $\rho$  é a densidade [ $\text{kg m}^{-3}$ ];  $v$  é o volume específico [ $\text{m}^3 \text{kg}^{-1}$ ]. Desta forma, o fluxo de massa  $\dot{m}$  é calculado utilizando a equação:

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = \rho \frac{dV}{dt} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A U \quad [\text{kg s}^{-1}]. \quad (2.3)$$

Já a energia específica  $e$  inclui energia interna ( $u$ ), energia cinética ( $\frac{V^2}{2}$ ), energia potencial ( $g z$ ) e a energia do escoamento ( $\frac{P}{\rho}$ ), que se resume ao trabalho da pressão exercida sobre as fronteiras de um sistema:

$$e = u + \frac{V^2}{2} + g z + \frac{P}{\rho} \quad [\text{J kg}^{-1}]. \quad (2.4)$$

Utilizando o volume de controle representado na Figura 2, a conservação de energia impõe que a potência adicionada no volume de controle através do calor e do fluxo de energia específica pela abertura de entrada deve ser igual à potência subtraída através do trabalho e do fluxo de energia específica que passa pela abertura de saída:

$$\dot{Q} + \dot{m} e_1 = \dot{W} + \dot{m} e_2. \quad (2.5)$$

$\dot{Q}$  representa o fluxo de calor para dentro do volume de controle e  $\dot{W}$ , o fluxo de trabalho extraído [ $\text{J s}^{-1}$ ]. Utilizando a definição de energia específica, podemos reescrever a equação 2.5 como:

$$\dot{Q} - \dot{W} = \dot{m} \left[ \Delta h + \frac{U_2^2 - U_1^2}{2} + g \Delta z \right] \quad (2.6)$$

onde  $\Delta z = z_2 - z_1$  [ $\text{m}$ ],  $g$  é a aceleração da gravidade [ $9,81 \text{ m s}^{-2}$ ] e  $h$  é entalpia ( $u + \frac{P}{\rho}$ ).  $U_1$  é a velocidade de entrada e  $U_2$ , de saída [ $\text{m s}^{-1}$ ]. A equação 2.6 representa a forma final da equação de energia para um volume de controle que contém uma abertura de entrada e uma abertura de saída e escoamento estacionário. Esta equação pode ser aplicada à sistemas eólicos e hidráulicos.

## 2.2 DENSIDADE DE POTÊNCIA

A densidade de potência ou fluxo de energia é um dos principais parâmetros utilizados para expressar o recurso teórico de uma região, pois seu cálculo independe das características da turbina eólica. Ela representa o fluxo de energia cinética contido no vento e sua dedução é descrita a seguir.

Considere o escoamento do ar através de um volume de controle que não realiza trocas de calor. Se considerarmos a temperatura constante,  $\Delta P = 0$  e variações de  $\Delta z$  negligíveis, a equação 2.6 definida na seção anterior pode ser simplificada para:

$$P = \dot{W} = \rho A_1 \frac{U_1^3}{2} - \rho A_2 \frac{U_2^3}{2} \quad (2.7)$$

onde  $\dot{m} = \rho A U$ . A taxa de extração de trabalho  $\dot{W}$  pode ser então expressa na forma de potência ( $P$ ). A potência máxima contida no escoamento na seção de admissão por unidade de área é:

$$P_d = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (2.8)$$

Denomina-se  $P_d$  a densidade de potência a qual é proporcional a densidade do ar ( $\rho \sim 1,25 \text{ kg m}^{-3}$ ) e ao cubo da velocidade do vento (MANWELL *et al.*, 2006).

A densidade de potência estima um valor que representa 100% da potência contida no vento, porém uma turbina eólica não consegue extrair toda esta potência e  $U_2 > 0$ . O físico alemão Albert Betz calculou que uma turbina consegue extrair no máximo  $\frac{16}{27}$  da potência contida no vento quando  $U_2 \approx \frac{1}{3} U_1$ , representando 59,3% da potência total. Este valor passou a ser chamado de "Máximo de Betz" (CUSTÓDIO, 2013). Atualmente, as turbinas mais eficientes conseguem extrair até cerca de 45% da potência contida no vento (FREITAS, 2014).

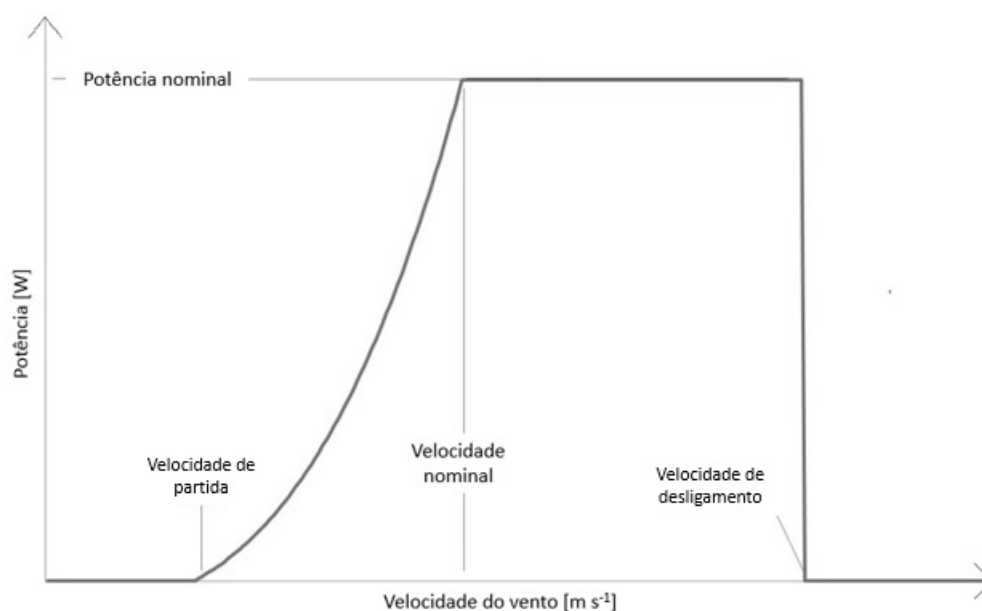
## 2.3 POTÊNCIA DE UMA TURBINA EÓLICA

O coeficiente de potência  $C_p$  expressa a eficiência de conversão da energia do vento pela turbina.  $C_p$  é um valor adimensional, função da velocidade, que possibilita o cálculo da potência da turbina por (CUSTÓDIO, 2013):

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3 = C_p P_d A \quad (2.9)$$

Estes cálculos não representam a potência real de uma turbina eólica, pois não levam em conta as velocidades de partida, nominais e de desligamento. Para resultados mais reais, as curvas de potência específicas para cada turbina eólica são utilizadas. A partir da curva, se prevê a produção da turbina eólica relacionando a velocidade do vento com a potência. Ao analisar uma curva de potência, se considera três pontos principais (Fig. 2)(MANWELL *et al.*, 2006; AMARAL, 2011):

- Velocidade de partida (*cut-in speed*) é a velocidade de partida para o início da produção de energia;
- Velocidade nominal (*rated speed*) é a velocidade no qual a turbina atinge a sua potência nominal, normalmente é a potência máxima de produção de uma turbina eólica;
- Velocidade de desligamento (*cut-out speed*), a velocidade em que a turbina desliga para proteção dos componentes mecânicos da turbina ou para evitar a sobrecarga dos geradores.

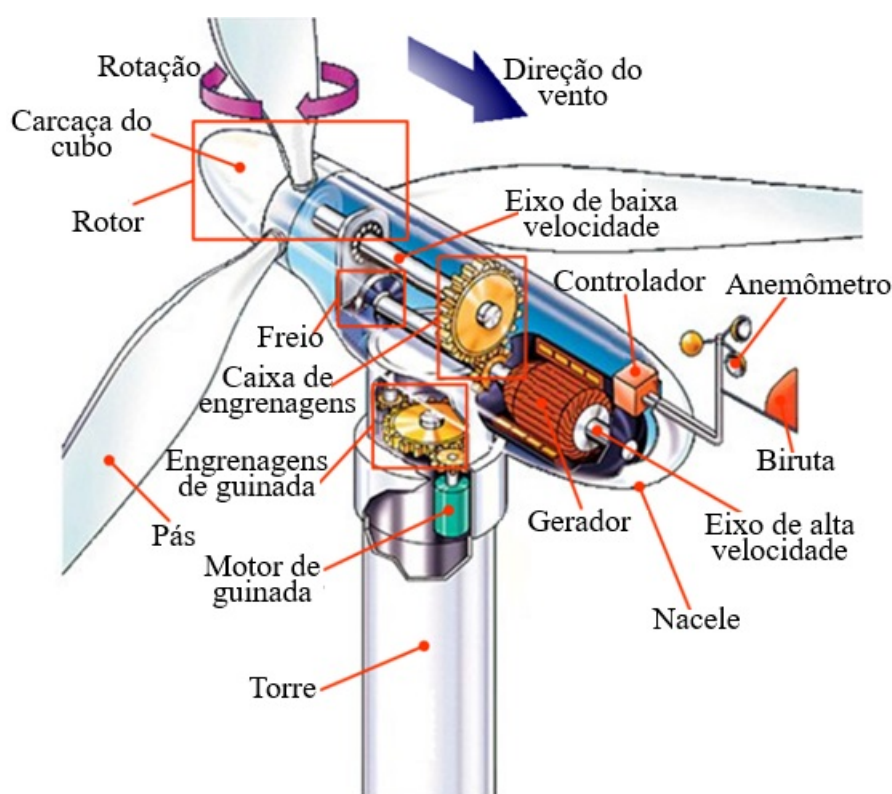


**Figura 2: Curva de potência para um turbina eólica genérica.**

## 2.4 AEROGERADORES MODERNOS

Existem dois tipos de aerogeradores utilizados: turbinas de arrasto (*drag*) e turbinas de sustentação (*lift*). Dentre as turbinas eólicas modernas, há uma gama de tipos como de eixo vertical do tipo *SAVONIUS*, *GIROMILL* e *DARRIEUS*. Já as turbinas eólicas de eixo horizontal são construídas com 1 pá ou mais de 20 pás. A geração elétrica requer alta velocidade e que a turbina eólica tenha poucas pás (CUSTÓDIO, 2013).

Os aerogeradores modernos são turbinas eólicas de eixo horizontal com 3 pás, rotor a barlavento. A potência nominal destas turbinas varia de kW a MW. Algumas mais modernas já estão sendo fabricadas com 7 MW e há protótipos de 10 MW. Respeitando estas características, os aerogeradores modernos possuem vários componentes no seu sistema, conforme ilustrado na Figura 3 (MOLINA *et al.*, 2011; MARQUES, 2004; CUSTÓDIO, 2013).



Fonte: MOLINA *et al.*, 2011 (adaptado pelo autor).

**Figura 3: Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal com 3 pás.**

Os principais componentes são:

- Torre - responsável por elevar a turbina até a altura do recurso explorado podendo ser cônica ou treliçada;
- Rotor - principal componente responsável por tirar a energia cinética contida do vento e transformar em energia mecânica. O rotor é composto pela carcaça do rotor, as pás da turbina e o cubo nas quais as pás são encaixadas;
- Pás - componente do rotor, possuem comprimento de 40 a 90 m e normalmente possuem em sua base engrenagens que as rotacionam para alterar o ângulo de ataque;
- Eixo de baixa velocidade - o rotor, ao girar, produz torque sobre eixo de baixa velocidade com uma velocidade de rotação de em torno de 10 a 60 rpm;
- Caixa de engrenagens - conecta o eixo de baixa velocidade ao eixo de alta velocidade aumentando a velocidade de rotação através de uma caixa multiplicadora para acima de 1000 rpm;
- Eixo de alta velocidade - com velocidade de rotação de 1200 a 1800 rpm, aciona o gerador;
- Gerador - geralmente assíncronos, transforma a energia mecânica da rotação em energia elétrica;
- Freio - sistema de frenagem que é usado para reduzir ou bloquear a rotação do rotor em condições adversas;
- Nacele - também chamada de casa de máquinas, é a estrutura montada sobre a torre no qual o rotor é encaixado onde os eixos, caixas de engrenagens, freio, gerador, entre outros componentes, estão instalados;
- Controlador - O controlador, através de dados de velocidade de vento medidos pelo anemômetro e dados de direção do vento medidos pela biruta, é responsável pelo controle elétrico e supervisiona os componentes do aerogerador;
- Sistema de mudança de direção - composto pelo motor de guinada e engrenagens de guinada, é responsável por deixar o rotor a barlavento.

## 2.5 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Iniciado a partir da necessidade de diversificar a matriz energética brasileira, as primeiras turbinas para produção elétrica comercial foram instaladas em meados da década de 90. Em 1995, iniciou-se a privatização da área energética do Brasil e o setor eólico começou a ter investimentos de empresas focadas em energias alternativas. Após a crise energética de 2001, o governo federal criou programas emergenciais para desenvolver a energia eólica no país (RINGER, 2014).

Foi previsto que a matriz energética brasileira possuiria 42,5% de sua produção advindas de fontes renováveis até o fim de 2015. Para produção elétrica, o valor saltaria para 84%. A predominância da produção a partir de fontes renováveis é majoritariamente devido às fontes hidrelétricas, porém fontes alternativas, como energia eólica, vem se expandindo (PORTAL BRASIL, 2015).

Em 2015, o Brasil passou a ser o 10º maior gerador de eletricidade a partir da energia eólica do mundo (PORTAL BRASIL, 2015). A energia eólica é a terceira maior fonte de energia do Brasil ficando atrás da produção hidrelétrica e termoeletrica. Com a capacidade atual de 9,01 GW, 6,25% da produção elétrica total, o país tem em construção cerca de 2,98 GW e com plano de construir mais 6,17 GW. São 132 empreendimentos em construção e mais de 258 a construir (Fig. 4) (ANEEL, 2016). Todos os empreendimentos brasileiros são *onshore*, não tendo, ainda, empreendimentos *offshore* (PIMENTA e ASSIREU, 2015).

Além da disponibilidade dos recursos eólicos, as regiões Nordeste e Sul, principais produtores de energia eólica do país, possuem maior disponibilidade do recurso eólico durante o período de menor vazão dos rios. Nestas regiões, a energia eólica funciona como complemento durante a menor produção hidrelétrica (RINGER, 2014; AMARANTE *et al.*, 2001; PIMENTA e ASSIREU, 2015).

O potencial eólico brasileiro calculado pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro é de aproximadamente 143 GW em alturas de até 50 m (AMARANTE *at al.*, 2001). A partir de instrumentação e técnicas mais modernas, o *Deutsches Windenergie-Institut* (DEWI), Instituto Alemão de Energia Eólica, avaliou que Brasil teria um potencial de eólico de 500 GW (VIANA, 2015). Ambas as estimativas referem-se à região *onshore* com as regiões Sul e Nordeste



Fonte: [sigel.aneel.gov.br/sigel.html](http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html).

**Figura 4: Distribuição das atuais usinas eólicas brasileiras.**

tendo as maiores estimativas. Para região *offshore*, foi estimado um potencial de geração de aproximadamente 400 GW entre 0 e 50 m de profundidade por Ortiz *et al.* (2011).

Silva *et al.* (2016), através de dados satelitários de ventos, estimou um recurso eólico *offshore* brasileiro em profundidades de até 50 m de cerca de 1300 GW. Estes autores demonstram que a energia eólica *offshore* não só é um recurso extenso, mas que também complementa a si mesmo e ao recurso hidrelétrico do país.

## 2.6 TECNOLOGIA LIDAR

Entre os métodos de medição dos ventos disponíveis, a tecnologia LIDAR realiza medições precisas, com resolução vertical adequada, portabilidade e baixos custos, quando comparada a algumas torres anemométricas. O LIDAR é um equipamento de sensoriamento remoto ativo que emite um sinal de *laser* para medir a velocidade do vento em diferentes níveis. Os eixos de turbinas tem sido fabricados cada vez mais altos, crescendo em torno de 5 m ao ano,

fazendo com que equipamentos de sensoriamento de base terrestre se tornem uma alternativa às torres (HASAGER *et al.*, 2008).

Os anemômetros de copos e sônicos são considerados precisos, entretanto a necessidade de serem instalados em uma estrutura dificultam sua aplicação. Estes anemômetros precisam ser instalados na altura de interesse e, como as turbinas eólicas estão em alturas acima de 100 m, o preço para instalar os equipamentos em alturas maiores que 50 m fazem com que os LIDARs sejam uma alternativa mais econômica (HASAGER *et al.*, 2008).

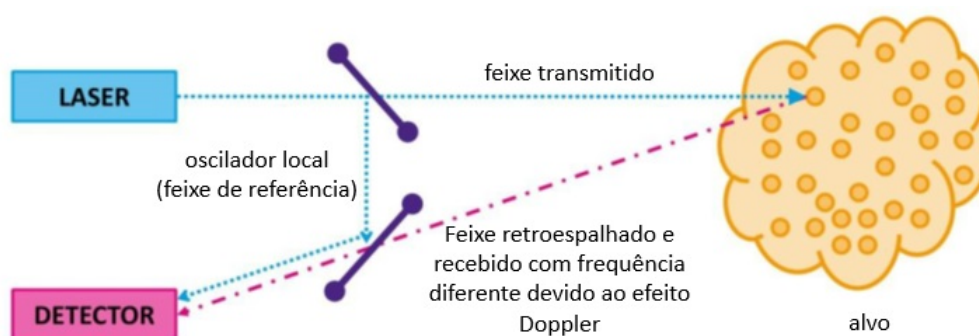
As desvantagens do LIDAR ainda são os custos altos, apesar dos preços estarem menores nos últimos anos. Outra desvantagem é que sobre terrenos heterogêneos, o LIDAR pode realizar medições atenuadas devido à distorção que o vento sofre por causa do terreno, ou seja, o escoamento no cone de varredura do LIDAR é considerado homogêneo (HASAGER *et al.*, 2008). Mesmo assim, o LIDAR possui a tecnologia com o maior potencial futuro para as medições de perfis de ventos (NUNES, 2012).



Fonte: Felipe Mendonça Pimenta.

**Figura 5: Perfilador LIDAR ZephIR 300 em teste de campo.**

Os LIDARs de efeito Doppler são principalmente divididos em equipamentos de ondas contínuas e de ondas pulsadas. Os de ondas contínuas emitem o sinal contínuo permitindo obter a velocidade em uma altura pré-definida. O funcionamento é semelhante ao de um telescópio, porém o LIDAR de ondas contínuas foca cada altura separadamente. Enquanto os de ondas pulsadas, emitem os curtos sinais pulsados que medem a velocidade em diversas alturas (NUNES, 2012).



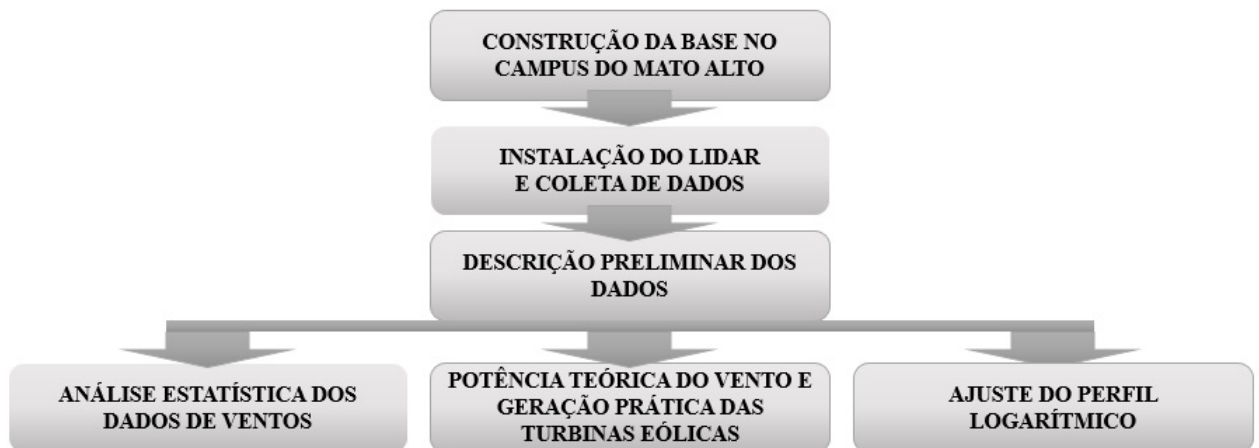
Fonte: PITTER *et al.*, 2013 (adaptado pelo autor).

**Figura 6: Esquema genérico de um sistema LIDAR**

O LIDAR de efeito Doppler utilizado neste trabalho emite o sinal na banda infravermelha (1560 nm) e depois capta o sinal retroespalhado pelos aerossóis e partículas transportados pelo vento (Fig. 5). Através da diferença entre os sinais emitidos e de retorno, calculam a diferença da frequência dos sinais causada pelo efeito Doppler. Para a diferença de sinal, o equipamento conserva o sinal de emissão sem interferência. A diferença da frequência é transformada em velocidade (*line-of-sight velocity*) (Fig. 6) (HASAGER *et al.*, 2008; NUNES, 2012; PITTER *et al.*, 2013).

### 3 METODOLOGIA

Os dados, bem como este trabalho, fazem parte do Projeto MOVLIDAR (CNPq 406801/2013-4). Inicialmente foi construída uma base no Campus Mato Alto da UFSC em Araranguá-SC para instalação dos equipamentos para coleta de dados de ventos. Após a coleta dos dados, os mesmos foram submetidos ao pré-processamento, descrição preliminar e análise estatística. Por fim, foi calculado o potencial eólico teórico e prático, além do ajuste do perfil logarítmico dos ventos para a região (Fig. 7).



**Figura 7: Passos da metodologia adotada.**

#### 3.1 ÁREA DE ESTUDO

A região de estudo está localizada no Campus Mato Alto da Universidade Federal de Santa Catarina, em Araranguá-SC (latitude  $28^{\circ}56'50''S$  e longitude  $49^{\circ}29'56''W$ ). A coleta dos dados foi realizada aproximadamente a 9,3 km da linha de costa e em torno de 26 m de altitude em referência ao nível médio do mar. O maior obstáculo que pode afetar os dados dos ventos é o prédio do campus localizado a cerca de 120 m de distância da base do LIDAR (Fig. 8). Para o projeto, foi planejada a construção de uma base de concreto, ligações elétricas e um cercado para proteção dos equipamentos.



Fonte: Google Maps (adaptado pelo autor).

**Figura 8: A) Mapa da cidade de Araranguá-SC com destaque do Campus Mato Alto da UFSC; B) Imagem aérea do Campus Mato Alto da UFSC no Bairro Mato Alto com a localização da base do LIDAR e do prédio do campus.**

O clima da região é classificado como clima subtropical constantemente úmido (Cfa), segundo Köppen, e possui verão quente sem estação seca. A média anual da temperatura mínima é de 17°C e da máxima é de 19,3°C. A pluviosidade varia de 1220 a 1660 mm com precipitação ocorrendo normalmente de 102 a 150 dias por ano. A umidade relativa do ar fica normalmente entre 81,4 e 82,2% (DANIEL, 2006). Os ventos da região são predominantemente de nordeste e leste principalmente na primavera e no verão enquanto os ventos de sul sopram com maior intensidade no outono e inverno (MACHADO, 2005). Em termos de potencial eólico, o Atlas Eólico do Brasil estima um total de 22,8 GW para região Sul (AMARANTE *et al.*, 2001). O potencial eólico *offshore* adjacente da região foi estimado por Pimenta *et al.* (2008) que encontrou cerca de 102 GW até 50 m de profundidade.

### 3.2 COLETA E DESCRIÇÃO PRELIMINAR DOS DADOS

Foi utilizado um perfilador LIDAR da empresa Zephir, modelo 300 *Offshore* (Fig. 1). Este perfilador emite um sinal de *laser* em pulso contínuo para medir o perfil de velocidade e direção do vento de 10 a 200 metros de altura em 10 níveis diferentes.

Acoplado ao equipamento, há uma estação meteorológica que fornece dados de direção

e velocidade do vento na altura da estação meteorológica, bem como dados de temperatura do ar, umidade relativa e pressão. Toda a programação e controle do equipamento são realizados através do programa Waltz, também da empresa Zephir.

O regime de ventos durante o período de coleta de dados foi caracterizado analisando a predominância e intensidade da direção e velocidade do vento com dados de temperatura e pressão, também coletados pelo LIDAR, bem como determinações de eventos anômalos e comparações com dados climatológicos ocorrido durante o período de coleta. Foram utilizados produtos de eventos climatológicos do *site* de previsão <https://www.windyty.com/>. Este, por sua vez, reproduz resultados do modelo *Global Forecast System* (GFS) da *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA).

### 3.3 CURVAS DE VELOCIDADE, POTÊNCIA E TURBINAS

Para cálculo da potência da turbina eólica e o fator de capacidade, foram utilizadas as turbinas eólicas REpower 5M de 5 MW, GE 3.6s (3,6 MW) e Vestas100 1.8M (1,8 MW). Estas são turbinas eólicas de eixo horizontal com 3 pás. A Figura 9 representa a curva de potência de cada turbina. As características das turbinas estão descritas na Tabela 1.

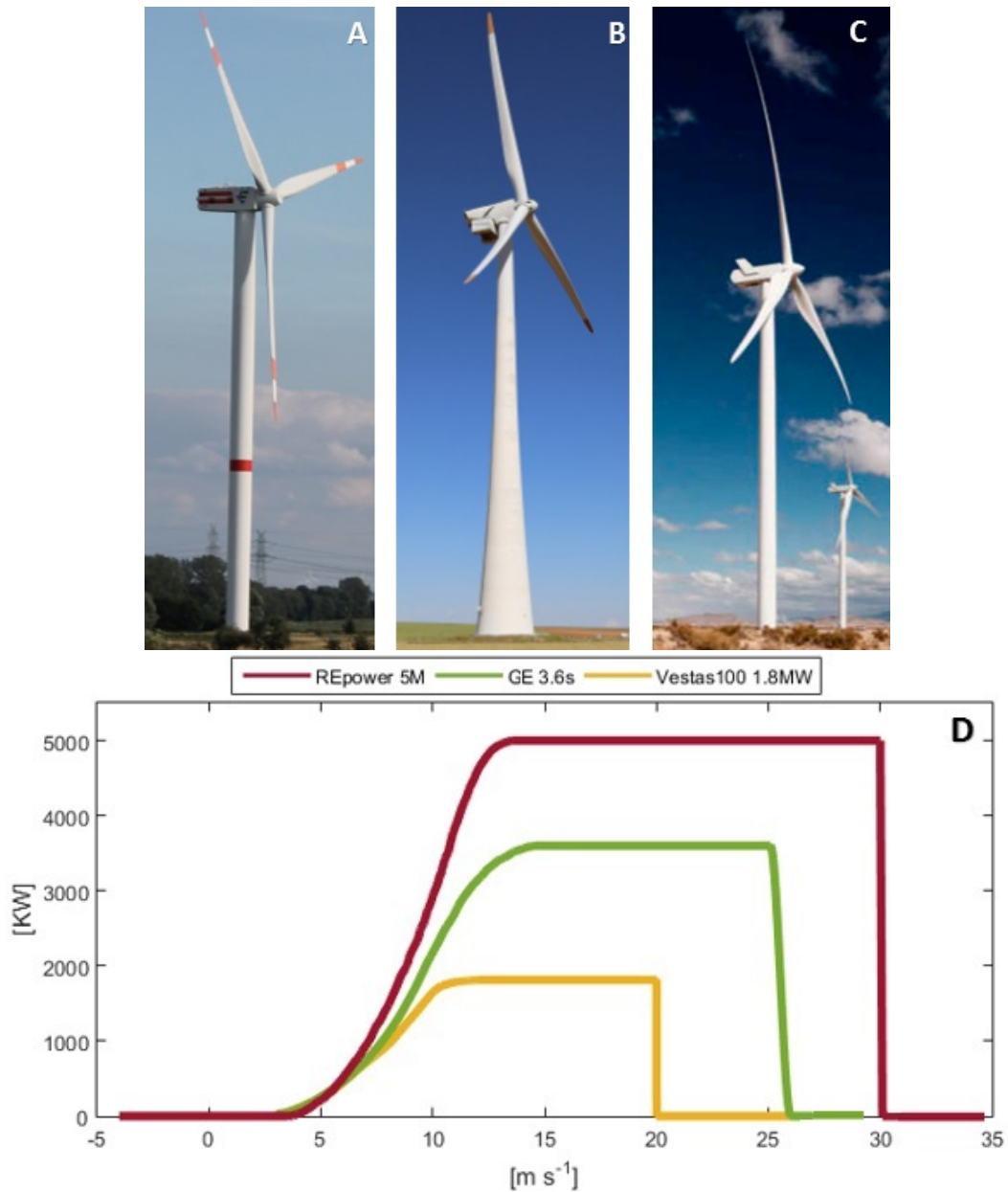
**Tabela 1: Características das turbinas utilizadas neste estudo.**

Fonte: PIMENTA *et al.*, 2008; VESTAS, 2011 (adaptado pelo autor).

<b>Características</b>	<b>REpower 5M</b>	<b>GE 3.6s</b>	<b>Vestas100 1.8M</b>
Capacidade nominal [kW]	5000	3500	1815
Velocidade de partida [ $\text{m s}^{-1}$ ]	3,5	3,5	3
Velocidade de desligamento [ $\text{m s}^{-1}$ ]	30	25	20
Velocidade nominal [ $\text{m s}^{-1}$ ]	14	13	12
Diâmetro do rotor [m]	126	104	100
Área do rotor [ $\text{m}^2$ ]	12496	8495	7850

### 3.4 ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS DADOS DE VENTOS E POTÊNCIA PRÁTICA EÓLICA

Outra forma de caracterizar o regime de ventos do período estudado foi através de análises estatísticas usando funções de distribuição de probabilidade (PDFs) da velocidade do



**Figura 9:** (A) Turbina eólica REpower 5 MW e (B) Turbina eólica GE 3.6s (*en.wind-turbine-models.com/*); (C) Turbina eólica Vestas100 1.8MW (*(archiexpo.com)*); (D) Curvas de potência para todas as turbinas eólicas simuladas (PIMENTA *et al.*, 2008).

vento. Ao integrar as PDFs, são calculadas as funções de distribuição cumulativa (CDFs). CDFs demonstram qual é o percentual de dados de velocidades dos ventos que ficam nas faixas de velocidade da curva de potência para as turbinas em questão, bem como a percentual da produção eólica para cada turbina. A curva de distribuição de Weibull é descrita através das equações

(MANWELL *et al.*, 2006; PIMENTA *et al.*, 2008):

$$PDF(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (3.1)$$

$$CDF(U) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (3.2)$$

onde se utilizam os parâmetros  $k$  e  $c$ , que representam o fator de forma e fator de escala, respectivamente.

### 3.5 PERFIL LOGARÍTMICO DOS VENTOS

Para modelar a partir dos dados coletados próximos à superfície, utilizamos a lei logarítmica para uma atmosfera neutra (MANWELL *et al.*, 2006):

$$U(z) = \frac{u^*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (3.3)$$

onde  $U(z)$  é a velocidade do vento na altura requerida  $z$ ,  $u^*$  representa a velocidade de atrito,  $\kappa$  é a constante de von Kármán e  $z_0$  é o comprimento da rugosidade.  $\kappa$  é um é uma constante de aproximadamente 0,4 (adimensional) enquanto  $z_0$  e  $u^*$  precisam ser especificados (SHIMADA *et al.*, 2014). Manwell *et al.* (2006) calculou  $z_0$  diversos tipos de superfícies (Tab. 2).

Determinar  $u^*$  é complexo, pois depende da rugosidade do solo, velocidade do vento e de forças que se desenvolvem na atmosfera. Uma forma para calcular o perfil logarítmico do vento sem considerar  $u^*$  é utilizar a seguinte equação obtida a partir da equação 3.3:

$$U(z) = U(z_r) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (3.4)$$

sendo  $U(z_r)$  a velocidade do vento de referência na altura de referência  $z_r$ . A equação 3.4 foi utilizado neste trabalho como ajuste do perfil logarítmico. Para o cálculo  $z_0$ , em metros, foi utilizada a equação (CUSTÓDIO, 2013):

$$z_0 = \exp\left(\frac{U(z_r) \ln z - U(z) \ln z_r}{U(z_r) - U(z)}\right) \quad (3.5)$$

**Tabela 2: Valores aproximados de  $z_0$  para diversos tipos de superfícies de terrenos.**Fonte: Manwell *et al.*, 2006 (adaptado pelo autor).

Descrição do terreno	$z_0$ [m]
Muito suave, gelo ou lama	0,00001
Mar aberto calmo	0,0002
Mar agitado	0,0005
Superfície de neve	0,003
Gramma rasteira	0,008
Pasto irregular	0,01
Campo em pousio	0,03
Plantações	0,05
Poucas árvores	0,1
Várias árvores, cercas e algumas construções	0,25
Florestas	0,5
Subúrbios	1,5
Centros de cidades com edifícios altos	3

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS E COLETA DOS DADOS

A base para instalação do LIDAR no Campus Mato Alto foi concluída na primeira quinzena de abril de 2016. A instalação dos equipamentos na base foi realizada em 15 de abril de 2016 (Fig. 10). Dentre os equipamentos instalados juntamente com LIDAR Zephir, foi feito um sistema com *no-breaks* e bateria reserva para que a série temporal não sofresse falhas por queda de transmissão de energia. Para comparação, foi instalado o LIDAR Windcube do Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC, mas, por falhas do equipamento, não foi possível realizar coleta de dados e a comparação dos dados foi descartada.



Fonte: Felipe Mendonça Pimenta.

**Figura 10: Base do LIDAR construída no Campus Mato Alto, Araranguá-SC. Na figura: LIDAR Zephir (verde), LIDAR Windcube (azul), *no-breaks* e bateria reserva (vermelho) e o prédio do campus ao fundo.**

A série temporal utilizada neste trabalho foi de 15 de abril de 2016 a 02 de junho de 2016. Os 10 níveis de altura [m] escolhidos para programar o LIDAR Zephir foram a 10, 20, 39, 59, 79,

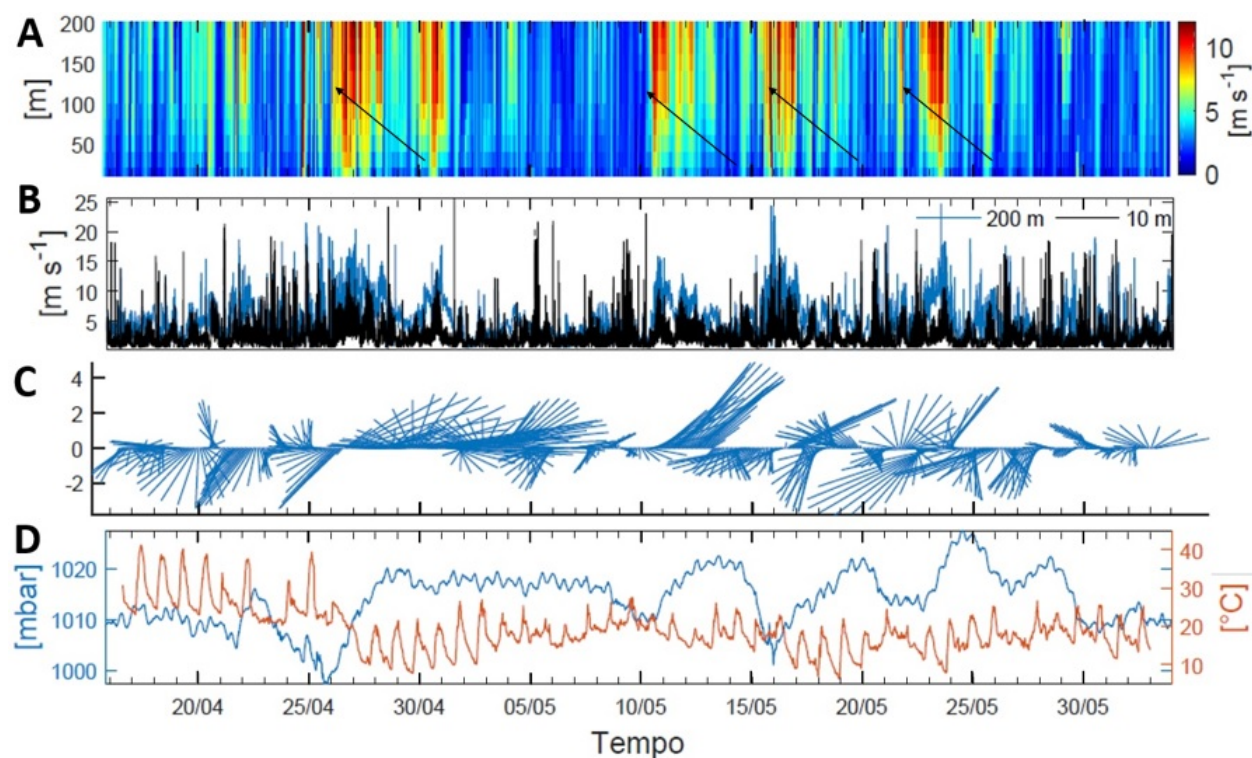
99, 139, 159, 179, 199 acima da janela do LIDAR, que fica a 1,3 m do solo. Dados de umidade relativa, temperatura do ar, pressão atmosférica, foram coletados pela estação meteorológica acoplada ao LIDAR Zephir. O perfilador fornece dados normalmente a cada 15 segundos e médias para 10 minutos das direções, velocidades horizontais e verticais dos ventos.

## 4.2 ANÁLISE DOS DADOS DE VENTO

A Figura 11 demonstra a descrição preliminar dos dados de vento comparando suas direções e velocidades, bem como dados de pressão atmosférica e temperatura do ar. A Figura 11A ilustra a intensidade dos ventos em função da altura e do tempo. Maiores velocidades ocorreram durante as passagens de frentes, quando os ventos ganhavam intensidade e velocidades ( $U > 5 \text{ m s}^{-1}$ ). Nos demais períodos, os ventos variaram de 0 a  $5 \text{ m s}^{-1}$ . A Figura 11B compara as velocidades horizontais a 10 m e 200 m, demonstrando que as velocidades a 200 m são geralmente maiores que as velocidades a 10 m e que as maiores velocidades para ambas as alturas ocorreram durante os eventos notados na Figura 11A. Também foram registrados picos de velocidades com valores acima de  $20 \text{ m s}^{-1}$  tanto a 200 m quanto a 10 m.

A Figura 11C representa a evolução dos vetores dos ventos no tempo. A figura foi calculada a partir de médias horárias. Estas médias foram processadas com um filtro Lanczos com período de corte de 30 horas para melhor visualização. Por fim, foram utilizadas as médias horárias a cada 2 horas. Os vetores apontam para onde o vento vai. Valores positivos representam os ventos vindos do quadrante sul enquanto os negativos, do quadrante norte. Foi notado uma grande variação meridional com os vetores positivos mais intensos corroborando os eventos notados nas Figuras 11A e 11B.

A Figura 11D representa a variação diária através da temperatura do ar com maiores temperaturas durante o dia e as menores durante a noite. Durante o dia 26 de abril, foi notada uma queda de mais de  $20^\circ\text{C}$  na temperatura e, a partir desta data, o perfil da temperatura mudou. Dados de temperatura anteriores a 26 de abril eram maiores, chegando a  $40^\circ\text{C}$ , com médias diárias maiores que  $30^\circ\text{C}$ . Após o dia 26 de abril, as médias diárias ficaram em torno de  $20^\circ\text{C}$ . Durante o dia 26 de abril também ocorreu o maior evento de baixa pressão do período estudado

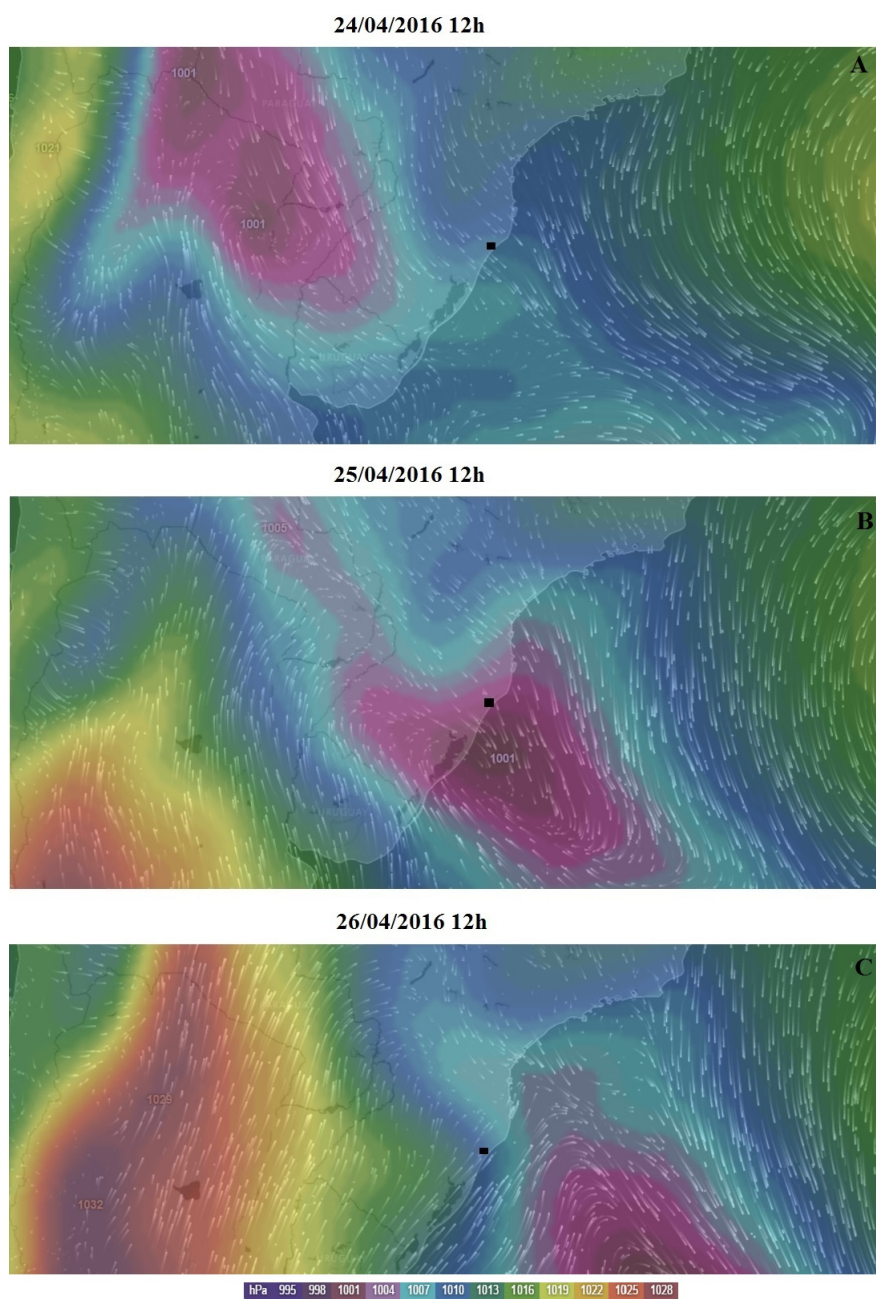


**Figura 11:** A) Magnitude da velocidade horizontal do vento em função da altura e do tempo e as flechas representam as passagens das frentes frias; B) Comparação da velocidade horizontal do vento a 200 m (azul) e 10 m (preta); C) Distribuição vetorial dos ventos a 100 m; D) Séries temporais da pressão atmosférica (azul) e temperatura do ar (vermelho).

com a pressão atmosférica alcançando os 996 mbar. As passagens de outras frentes seguiram o padrão dos demais gráficos da Figura 11: queda de pressão, queda de temperatura e ventos intensos de sul.

Estes eventos estão relacionados com a passagem de frentes frias pela região. Frente fria é um fenômeno sinótico sendo a área frontal de uma massa de ar de origem polar em movimento que entra em contato com a massa de ar estacionária sobre a região. Durante a passagem de uma frente fria, normalmente há uma queda da pressão atmosférica e da temperatura do ar. Após a passagem da frente fria, há um aumento da pressão atmosférica, permanência de baixa temperatura, predominância de ventos do quadrante sul e presença de rajadas de ventos (DA SILVA *et al.*, 2014). Observando a Figura 11, nota-se em torno de 4 frentes frias de maiores intensidades durante o período estudado. A primeira passagem iniciou no dia 25 de abril de 2016 e as demais foram iniciadas nos dias 09, 15 e 21 a 30 de maio de 2016. Rodrigues *et al.* (2004)

concluiu que geralmente passa pelo litoral catarinense de 3 a 4 frentes frias por mês com maior incidência durante a primavera com intervalo médio entre as passagens das frentes variando de 3 a 8 dias.



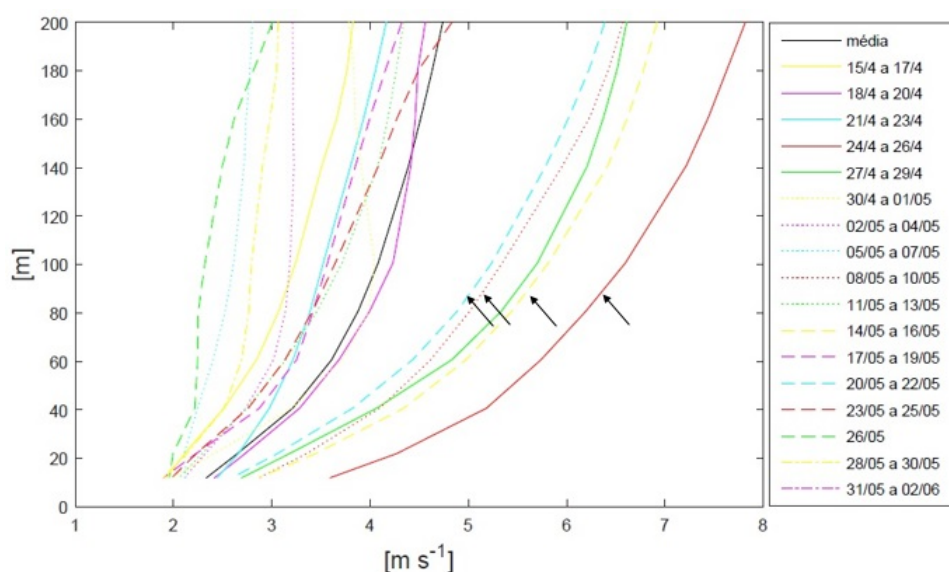
Fonte: [www.windyty.com](http://www.windyty.com).

**Figura 12: Passagem de frentes fria sobre a região centro-sul do Brasil. O quadrado preto representa a cidade de Araranguá. O gradiente de cores representa a variação da pressão atmosférica a 300 m de altitude e os vetores representam a magnitude e direção dos ventos a 300 m de altitude.**

A Figura 12 derivada de modelo atmosférico GFS demonstra os efeitos que a passagem de uma frente fria causa na intensidade e velocidade dos ventos e mudanças na pressão atmosférica para a frente fria do dia 25 de abril. A Figura 12A representa o estado da atmosfera antes da passagem da frente fria com ventos provenientes de noroeste e com pressão atmosférica de em torno de 1010 mbar. Na Figura 12B, a passagem da frente fria com ventos de noroeste-norte e pressão atmosférica de próximo a 1004 mbar. Na Figura 12C, a condição atmosférica após a passagem da frente fria com ventos do quadrante sul sobre a região de Araranguá.

### 4.3 PERFIL VERTICAL MÉDIO

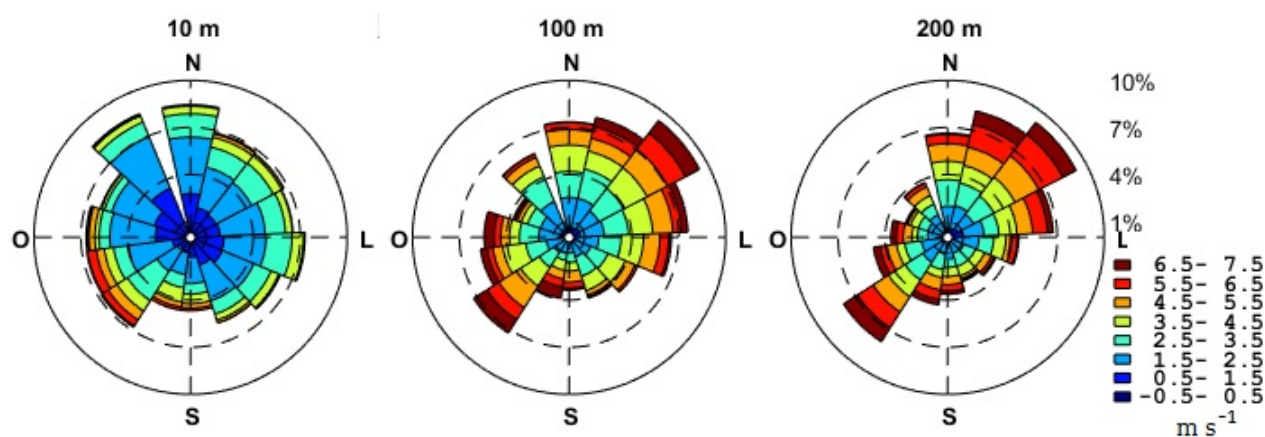
A partir dos dados do LIDAR, foram calculadas médias de velocidades dos ventos a cada 3 dias. Os perfis com maiores velocidades possuem maiores cisalhamentos verticais. A maioria dos perfis de maiores velocidades coincidiram com os períodos das passagens das frentes frias registrada pelos dados (Fig. 13).



**Figura 13: Perfis de velocidade de ventos a partir de médias de 3 dias. As flechas representam os perfis médios onde há passagem de frentes frias.**

#### 4.4 ANÁLISE DIRECIONAL

Os histogramas direcionais demonstrados na Figura 14 foram calculados utilizando 6940 médias de 10 minutos para as alturas de 10, 100 e 200 m e demonstram de onde o vento vem. Nota-se a interferência do solo causando direções mais variadas e menores velocidades dos ventos nos níveis mais baixos. Direções mais definidas são claras nos níveis maiores. Para rosa-dos-ventos à 200 m, as direções predominantes são os ventos provenientes de sudoeste e nordeste, com maiores velocidades médias para os ventos de nordeste. A direção predominante é importante para disposição das turbinas eólicas (*micro-sitting*) que neste caso devem estar preferencialmente alinhadas de nordeste para sudoeste.

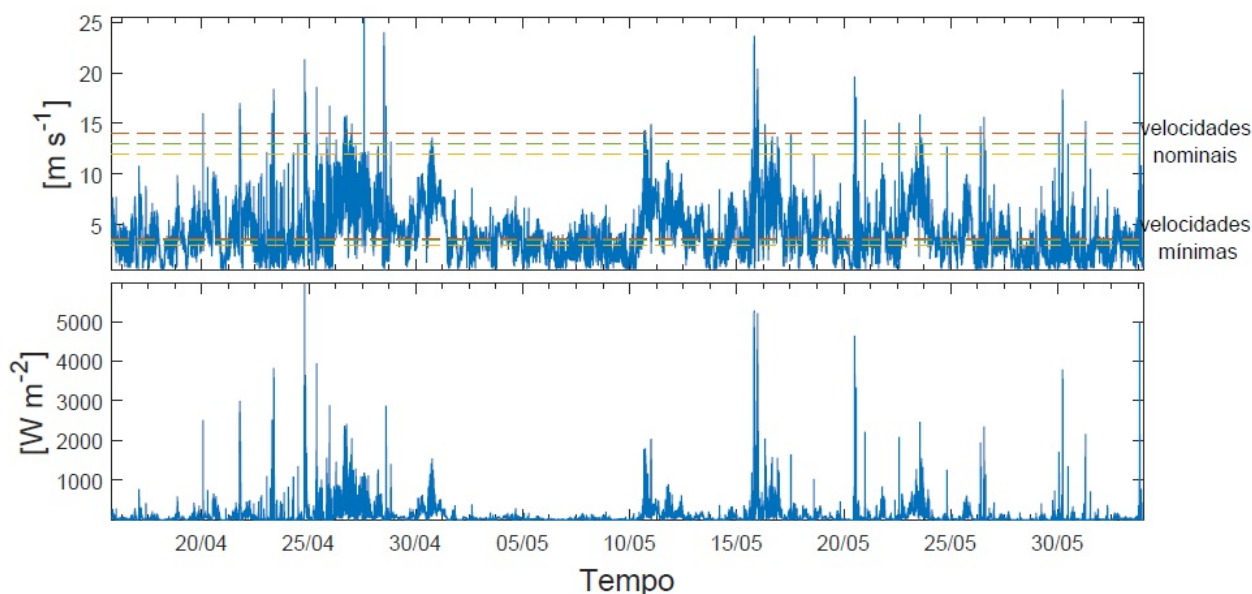


**Figura 14: Rosa-dos-ventos para os níveis de 10, 100 e 200 m de altura.**

#### 4.5 PRODUÇÃO EÓLICA DA REGIÃO

Para os cálculos de densidade de potência, produção eólica e fator de capacidade para cada turbina, foram utilizados os dados de velocidade de vento a 100 m. Esta altura foi escolhida devida às alturas das turbinas eólicas utilizadas estarem nesta faixa (100 a 126 m). A Figura 15A demonstra a série temporal da velocidade de vento a 100 m no qual a maioria dos dados estão abaixo das velocidades de partida e entre as velocidades de partida e velocidades nominais.

O valor médio calculado a 100 m foi de  $4,08 \text{ m s}^{-1}$ , próximo as velocidades de partida das turbinas utilizadas. As velocidades nominais são atingidas cerca de 0,6% considerando a

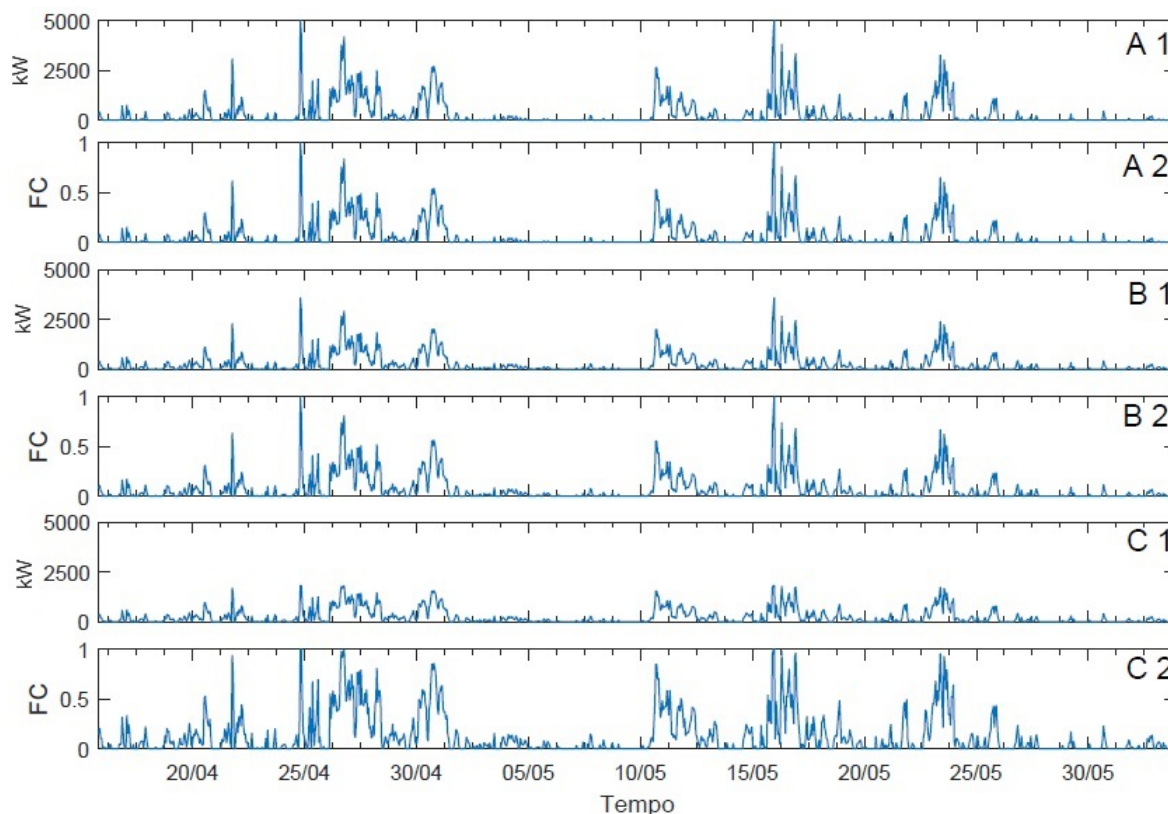


**Figura 15: A) Velocidade do vento para o nível de 100 m onde linha tracejadas vermelhas (REpower 5M), verdes (GE 3.6s) e alaranjadas (Vestas100 1.8M) representam as velocidades mínimas e nominais para cada turbina; B) Densidade de potência para os ventos no nível de 100 m.**

turbina eólica de menor potência. As ocasiões de maiores velocidades coincidem com os eventos já discutidos na seção 4.2. A densidade de potência contida no vento foi calculada.

O valor médio da densidade de potência foi considerado baixo, aproximadamente de  $93,62 \text{ W m}^{-2}$ . As maiores densidades de potência ocorrem durante os eventos de frentes frias na região (Fig. 15B).

A produção de cada turbina e o fator de capacidade estão representados na Figura 16 a partir dos dados de velocidade de vento a 100 m. A produção da turbina eólica é maior para a turbina de maior potência e decai conforme diminui a potência da turbina. A produção média da turbina REpower 5M é de em torno de 312 kW enquanto para GE 3.6s é de 268 kW e da Vestas100 1.8 é 235 kW. O fator de capacidade da turbina REpower 5M para o período é de 6,25%, da turbina GE 3.6s é 7,45% e da Vestas100 1.8M, 12,98%. Apesar da turbina REpower 5M ter apresentado uma produção maior do que a Vestas100 1.8M, esta apresentou um fator de capacidade maior. Entretanto, a partir destes dados de velocidades de ventos, todas as turbinas utilizadas apresentaram baixa produção e fator de capacidade pequeno indicando ociosidade do gerador.



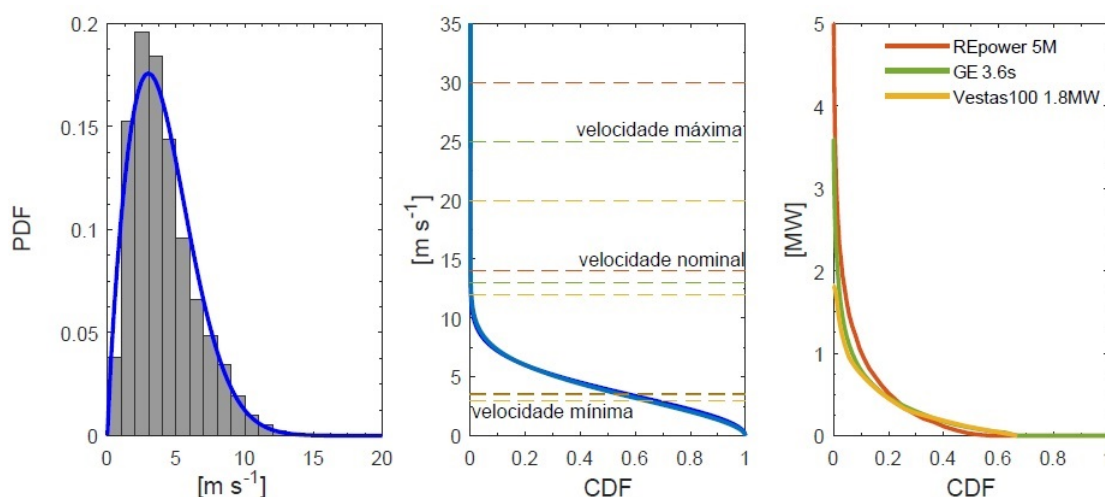
**Figura 16:** 1) REpower 5M; 2) GE 3.6s; 3) Vestas 100 1.8; A) Produção da turbina eólica para 100 m; B) Fator de capacidade.

#### 4.6 ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS VENTOS

Foi realizada uma análise estatística da velocidade do vento para o período de estudo através das funções de distribuição de densidade de probabilidade (PDF) e distribuição cumulativa (CDF). O painel A da Figura 17 representa o histograma da velocidade do vento a 100 m e o melhor ajuste da distribuição de Weibull. As velocidades de vento que mais ocorreram foi de 2 a 3  $\text{m s}^{-1}$  em torno de 20% das medições a 100 m. Segundo a distribuição de Weibull, a velocidade de vento que mais ocorreu foi a de 3  $\text{m s}^{-1}$  em 17,5% do tempo.

Ao integrar as PDFs, se produz as CDFs que possibilita analisar a distribuição do vento entre as velocidades de partida, de desligamento e nominais para cada turbina (Fig. 17B). Em torno de 58% do tempo, as velocidades de ventos a 100 m estão acima das velocidades de partida das três turbinas e há produção de energia.

Semelhante a Figura 17B, a Figura 17C analisa a probabilidade da produção para cada



**Figura 17: (A) Histograma da função de distribuição de probabilidade da velocidade do vento a 100 m e a linha azul representa a distribuição de Weibull; (B) Função de distribuição cumulativa da velocidade da velocidade do vento a 100 m; (C) Função de distribuição cumulativa da potência para cada turbina.**

turbina a partir da velocidade do vento a 100 m. As curvas, que representam as turbinas, mantiveram o mesmo padrão. Aproximadamente 20% do tempo a produção é de 0,5 MW.

#### 4.7 PERFIL LOGARÍTMICO DOS VENTOS

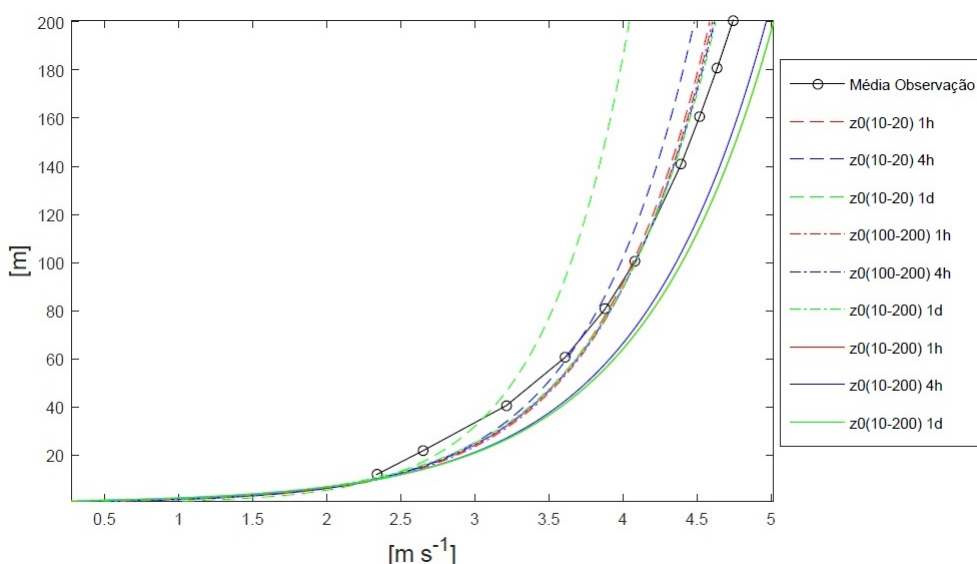
Utilizando o cálculo para  $z_0$  apresentado na seção 3.5, foram sugeridos 3 formas de calcular  $z_0$  a partir de médias horárias, médias de 4 horas e diárias da velocidade do vento para analisar qual dos valores melhor ajustaria o perfil logarítmico em relação ao perfil de vento observado. As 3 formas foram calculadas de 3 maneiras:  $z_r = 10$  m e  $z = 20$  m;  $z_r = 100$  m e  $z = 200$  m; e  $z_r = 10$  m e  $z = 200$  m. De acordo com MANWELL *et al.* (2006), valor de  $z_0$  para cidades com grandes edifícios é de 3 m. Utilizamos  $z_0 = 3$  m como limite para controle de qualidade dos dados. A porcentagem dos dados utilizados e os valores calculados de  $z_0$  estão demonstrados na Tabela 3.

Foram utilizados todos os valores calculados de  $z_0$  para obter os perfis logarítmicos. Os nove perfis a partir do ajuste e o perfil observado da velocidade média do vento são mostrados na Figura 18. Os valores de  $z_0$  utilizando as alturas de 100 para  $z_r$  e 200 para  $z$  em todas as médias foram os perfis que mais aproximaram do perfil médio observado, entretanto superestimam as

**Tabela 3: Valores de  $z_0$  calculados a partir de diferentes alturas ( $z$ ) e alturas de referências ( $z_r$ ) utilizando as médias horárias, de 4 horas e diárias dos dados de velocidade de vento e a porcentagem dos dados utilizados para cálculo da média de  $z_0$ .**

Médias	$z_r = 10$ m $z = 20$ m		$z_r = 100$ m $z = 200$ m		$z_r = 10$ m $z = 200$ m	
	% de $z_0 < 3$	$z_0$ (m)	% de $z_0 < 3$	$z_0$ (m)	% de $z_0 < 3$	$z_0$ (m)
1 hora	90,23	0,45	28,95	0,44	74,67	0,74
4 horas	91,72	0,39	35,52	0,50	81,38	0,70
1 dia	91,84	0,17	46,94	0,55	95,92	0,74

velocidades para alturas de 20 a 100 m e subestimam entre 120 e 200 m, além da média de  $z_0$  ter sido calculado utilizando menos de 50% dos valores. A média horária com  $z_0$  calculado entre 10 e 20 m manteve este mesmo padrão.

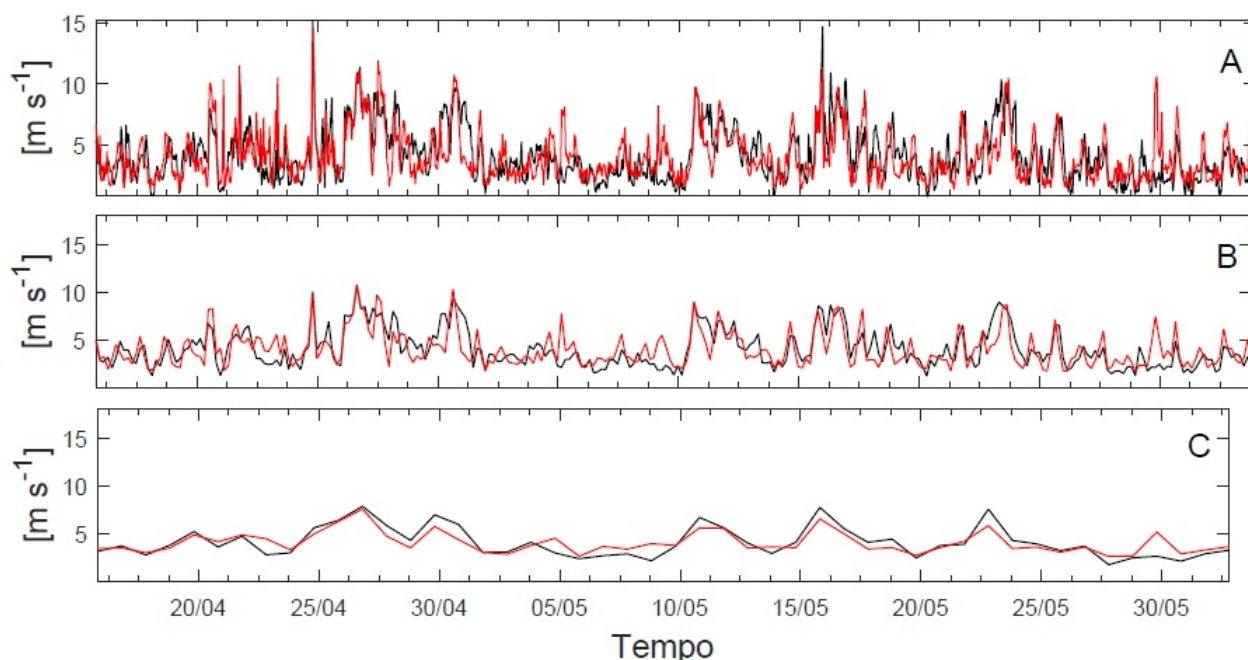


**Figura 18: Comparação do perfil dos ventos a partir dos dados coletados e através de cálculos de  $z_0$  para os perfis logarítmicos.**

Utilizando os valores de 10 ( $z_r$ ) e 200 ( $z$ ) para o cálculo de  $z_0$ , todos os perfis utilizando esta forma de cálculo de  $z_0$  superestimam as velocidades observadas atingindo as maiores diferenças ao utilizar as médias diárias, porém foi a série que menos filtrou dados. Já para as médias horárias e de 4 horas, a porcentagem dos valores retirados aumentam consideravelmente. O  $z_0$  calculado a partir de 10 ( $z_r$ ) e 20 ( $z$ ), que manteve o mesmo padrão de valores retirados (8 a 10%) para todas as médias, foi utilizado no ajuste. O perfil a partir da média diária subestima consideravelmente os valores observados a partir de 40 m enquanto o perfil calculado a partir da

média de 4 horas subestima os valores menores que 60 m e superestima os valores acima de 60 m. Já os valores a partir das médias horários mantiveram o mesmo padrão dos perfis calculados utilizando os  $z_0$  a partir de 100 ( $z_r$ ) e 200 ( $z$ ), porém esta série considerou poucos valores para o cálculo do  $z_0$ .

A partir do  $z_0$  obtido utilizando as alturas de 10 e 20 m e as médias horárias, foi feita uma extrapolação dos dados diários observados de 10 m para a altura de 100 m a partir de médias horárias, médias de 4 horas e médias diárias (Fig. 19). A tabela 4 demonstra a correlação e o erro quadrático médio (RMSE) entre os dados observados e modelados, média da velocidade do vento observada a 100 m, média modelada para esta mesma altura e a diferença entre estas médias. A melhor correlação foi obtida ao utilizar médias diárias, bem como o menor RMSE. Isto pode ser devido ao fato das médias diárias não apresentarem efeitos de eventos de microescala de tempo. Em relação à diferença entre as médias observadas e médias modeladas, os valores encontrados pelas médias horárias e diárias subestimaram os valores observados enquanto as médias de 4 horas superestimaram estes valores.



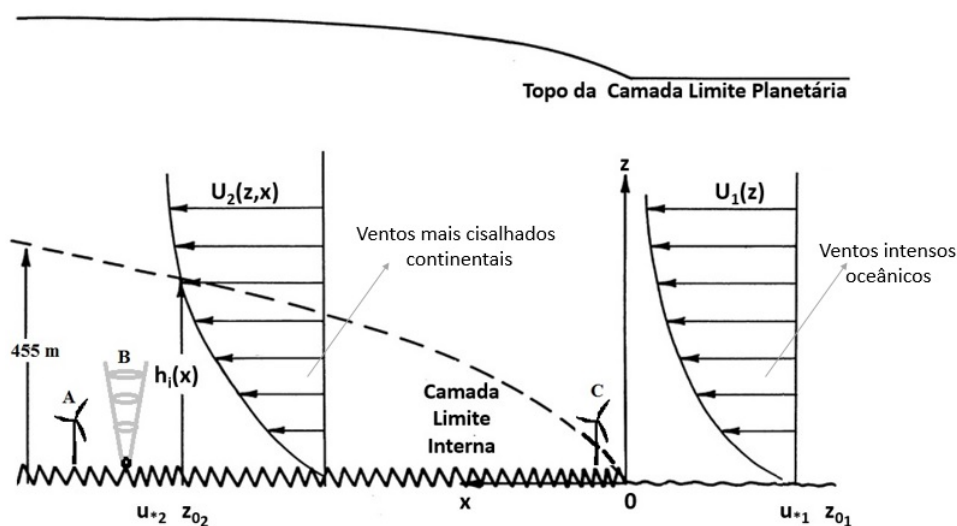
**Figura 19:** Comparação entre velocidades observadas (preto) e velocidades modeladas (vermelho) a 100 m utilizando  $z_0 = 0,45$  m. A) Médias horárias; B) Médias de 4 horas; C) Médias diárias.

**Tabela 4: Comparações entre o vento observado e vento modelado a 100 m. Diferença = Média obs - Média mod.**

	Correlação	RMSE (m s <sup>-1</sup> )	Média obs (m s <sup>-1</sup> )	Média mod (m s <sup>-1</sup> )	Diferença
Média horária	0,68	1,6855	4,0919	4,0703	0,0216
Média de 4 horas	0,69	1,4806	4,0638	4,0919	-0,0287
Médias diárias	0,85	0,8425	4,1040	4,0778	0,0262

#### 4.8 CAMADA LIMITE INTERNA

Um dos motivos de ter baixa produção eólica na região é de que a área de estudo esteja possivelmente dentro da camada limite interna (CLI). A mudança de rugosidade na superfície da região oceânica para área continental interfere na característica da camada limite planetária criando a CLI. As características do perfil do vento acima da CLI são semelhantes tanto sobre o oceano quanto na região continental. As características dos ventos dentro da CLI são menos intensas que as características fora da camada limite interna em mesma altura. A CLI fica com maior altura conforme se entra na região continental (Fig. 20) (ARYA, 2001).



Fonte: Arya, 2001 (adaptado pelo autor).

**Figura 20: Transição do perfil da velocidade do vento em uma região de diferentes comprimentos de rugosidade. A) Turbina eólica (100 m) dentro da camada limite interna; B) Alçaça do sinal do LIDAR (200 m); Turbina eólica fora da camada limite interna.**

Segundo Arya (2001), se considerarmos condições neutras da atmosfera, é possível

calcular a camada limite interna da região utilizando a seguinte equação:

$$h_i(x) = z_{0_2} a_i \left( \frac{x}{z_{0_2}} \right)^{0,8} \quad (4.1)$$

onde  $h_i$  é a espessura da camada limite interna,  $z_{0_2}$  é o comprimento da rugosidade continental,  $a_i$  é uma constante empírica que varia entre 0,35 e 0,75 e  $x$  é a distância da linha de costa. Se considerarmos  $z_{0_2}$  como 0,45 m (vide seção 4.7),  $x = 9,3$  km (vide seção 3.1) e  $a_i$  igual a 0,35 e 0,75, os valores de  $h_i$  variam aproximadamente de 455 a 974 m. Logo a altura das turbinas consideradas para o campus do Mato Alto estão dentro da camada limite interna quando consideramos os ventos normais à costa.

Entretanto, os ventos de nordeste e sudoeste são mais predominantes na região (vide seção 4.4). Se consideramos estes ventos,  $x$  aumenta afetando diretamente o comprimento da CLI. Para os ventos nordeste,  $x$  é aproximadamente de 41 km, logo  $h_i$  deve variar de 1,46 a 3,13 km. Já os ventos de sudoestes são considerados ventos continentais impossibilitando o cálculo do comprimento da CLI utilizando este método.

## 5 SUMÁRIO E CONCLUSÕES

Entende-se que as passagens de frentes frias pela região resultaram em ventos mais intensos favorecendo a produção eólica. Estes ventos alcançaram velocidades maiores que  $20 \text{ m s}^{-1}$  e foram predominantemente do quadrante sul. Também representaram os maiores perfis médios de velocidade dos ventos. Os demais ventos medidos foram geralmente de nordeste e com velocidades menores que  $5 \text{ m s}^{-1}$ .

A densidade do potência média contida no vento medido a 100 m foi de  $93,62 \text{ W m}^{-2}$  com velocidade média de  $4,08 \text{ m s}^{-1}$ . As maiores densidades de potência ocorreram durante eventos de frentes frias. Para medição da produção prática foram utilizadas 3 turbinas eólicas. A produção prática média foi de 312 kW para a turbina REpower 5M. Enquanto para as turbinas GE 3.6s e Vestas100 1.8M foram de 268 kW e 235 kW, respectivamente. Em relação ao fator de capacidade, foi encontrado 6,25% para REpower 5M, 7,45% para GE 3.6s e 12,98% para Vestas100 1.8M.

A análise estatística utilizou PDFs e CDFs para caracterizar os ventos e a produção prática. As turbinas estariam em operação em torno de 58% do tempo. Porém, é esperado uma produção de 0,5 MW em 20% do tempo. Foi realizado comparações de ventos extrapolados a partir dos ventos observados a 100 m. Primeiramente, foram calculadas diversas formas de  $z_0$ . O melhor  $z_0$  encontrado foi o de 0,45. Este valor foi utilizado para extrapolar os ventos observados a 10 m de altura a partir de médias horárias, médias de 4 horas e médias diárias. Os ventos extrapolados utilizando as médias diárias apresentaram a melhor correlação e o menor RMSE. A diferença entre médias das velocidades do vento a 100 m observadas e modeladas demonstrou que as velocidades modeladas a partir das médias horárias e diárias superestimaram as velocidades observadas enquanto obtidas pelas médias de 4 horas subestimaram.

Foi estimada a espessura da camada limite interna da região para os ventos normais à costa e os ventos oblíquos (nordeste). Para os ventos normais à costa, a CLI variou de 455 a 974 m. Para os ventos predominantes (nordeste), a CLI foi de 1,46 a 3,13 km. Isto deduz que área estudada se encontra dentro da camada limite interna podendo ser uma das causas da menor

produção observada na região. Outros motivos seriam o comprimento da rugosidade alto devido à localização dentro do centro urbano de Araranguá e a estação do ano desfavorável.

Para estudos futuros, acredita-se que a realização de um mapeamento espacial com um LIDAR em movimento favoreça a caracterização do regime de ventos e da presença da CLI na região. Novas análises focadas em ventos de menores níveis e utilizando microturbinas deverão fornecer um melhor potencial prático e fator de capacidade.

Salienta-se que metodologia compilada neste trabalho apresentou-se eficiente na caracterização do potencial eólico teórico e prático da área de estudo. Análise estatística do período e cálculo da produção prática foram eficazes para discussões levantadas. O perfilador LIDAR mostrou-se de fácil manipulação fornecendo dados importantes para prospecção do recurso eólico da região. Contudo, comparações com outras formas de obtenções de dados de ventos fixará este perfilador como uma importante ferramenta para determinação de recursos eólicos no Brasil.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARAL, B. M.. *Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia*. Rio de Janeiro: Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2011, Dissertação de Mestrado.

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; Sá, A. L.. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília: Ministério de Minas e Energia - ELETROBRÁS; 2001.

ANEEL. *Banco de Informações de Geração :Capacidade de Geração do Brasil*. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>. Acesso em: 22 junho 2016.

ARYA, S. P.. *Introduction to micrometeorology*. 2nd ed. San Diego: Academic Press, 2001. xxv, 420 p.

CARDOSO, A.. *1,5 bilhão de pessoas vive sem energia elétrica no mundo*. Jun. 2015. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/mundo/noticias/1-5-bilhao-de-pessoas-vive-sem-energia-eletrica-no-mundo>>. Acesso em: 15 maio 2016

CHRISTÓFARO, B. R.. *Estudo do potencial eólico em offshore para a geração de energia elétrica no litoral do Paraná*. 2010. 86 f. TCC (Graduação) - Curso de Oceanografia, Universidade Federal do Paraná, Pontal do Paraná, 2010.

CUSTÓDIO, R. S. *Energia eólica para produção de energia elétrica*. 2. ed. rev. e ampl. Itajubá (MG): Synergia, c2013. xix, 319 p.

ÇENGEL, Y. A.; CIMBALA, J. M. *Mecânica dos fluidos: fundamentos e aplicações*. São Paulo: McGraw Hill, 2007. xxv, 816 p. ISBN 9788586804588.

DA SILVA, L. J.; REBOITA, M. S.; DA ROCHA, R. P.. *Relação da passagem de frentes frias na região sul de Minas Gerais (RSMG) com a precipitação e eventos de geada*. Revista Brasileira de Climatologia, v. 14, n. 1, 2014.

DANIEL, R. B.. *Florística e fitossociologia da restinga herbáceo-arbustiva do Morro dos Conventos, Araranguá, SC*. 2006. 74 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências Ambientais, Universidade do Extremo Sul Catarinense, Criciúma, 2006.

FOX, R. W.; MCDONALD, Alan T.; PRITCHARD, P. J. *Introdução à mecânica dos fluidos*. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013. xvii, 871 p.

FREITAS, R. V. N.. *Projeto do protótipo de um aerogerador para utilização em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias na área de geração eólica*. 2014. 91 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

GARRISON, T.. *Fundamentos de oceanografia*. São Paulo: Cengage Learning, 2010. 526p. ISBN 9788522106776..

GARVINE, R.W.; KEMPTON, W.. *The wind field over the continental shelf as a resource for electric power*. Junho de 2008, submetido para publicação.

HASAGER, C. B. et al. *Remote Sensing Observation Used in Offshore Wind Energy*. Journal Of Selected Topics In Applied Earth Observations And Remote Sensing, Roskilde, p.67-79, mar. 2008.

LIRA, M. A. T. *Estimativa dos recursos eólicos no litoral cearense usando a teoria da regressão linear*. Fortaleza: Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Estadual do Ceará, 2009, 85 p. Dissertação de Mestrado.

MACHADO, C.. *Morfodinâmica do Trecho Praial entre Morro dos Conventos – Balneário Gaivota, SC*. 2005. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Geografia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy: Theory, Design and Application*. England: Ed. John Wiley & Sons Ltd, 2006. 704 p.

MARQUES, J.. *Turbinas eólicas: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação*. 2004. 132 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

MOLINA, M. G.; ALVAREZ, J. G.. *Technical and Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation*, Dr. Gastan Orlando Suvire (Ed.), ISBN: 978-953-307-483-2, 2011.

NUNES, H. M. P. *Avaliação do potencial eólico ao largo da costa nordeste do Brasil*. Brasília: Instituto de Geociências, Universidade de Brasília, 2012, 133 p. Dissertação de Mestrado.

ORTIZ, G.P.; KAMPEL, M.. *Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil*. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia. Santos/SP: Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo, 2011.

PIMENTA, F. M. et al.. *Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore*

*wind power resource of Southeastern Brazil*. Renewable Energy, v. 33, p. 2375-2387, 2008.

PIMENTA, F. M.; ASSIREU, A. T.. *Simulating reservoir storage for a wind-hydro hybrid system*. Renewable Energy, [s.l.], v. 76, p.757-767, abr. 2015.

PITTER, M.; SLINGER, C.; HARRIS, M.. *Introduction to continuous-wave Doppler lidar*, Zephir Limited, Hollybush, 2013, 37p.

PORTAL BRASIL. *Energia renovável representa mais de 42% da matriz energética brasileira*. 2015. Disponível em:<<http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2015/11/energia-renovavel-representa-mais-de-42-da-matriz-energetica-brasileira>>. Acesso em: 13 maio 2016.

PRYOR, S. C.; BARTHELMIE, R. J. *Comparison of potential power production at on-and offshore sites*. Wind Energy, v. 4, n. 4, p. 173-181, 2001

RINGER, N. J.. *Desafios do setor de energia eólica no Brasil: uma abordagem sistemática*. 2014. 153 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2014.

RODRIGUES, M. L. G.; FRANCO, D.; SUGAHARA, S.. *Climatologia de frentes frias no litoral de Santa Catarina*. Revista Brasileira de Geofísica, v. 22, n. 2, p. 135-151, 2004.

SILVA, A, R. et al. *Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power*. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [s.l.], v. 56, p.413-427, abr. 2016.

SIMAS, M. S. *Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada*. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, 2012, 220f. Dissertação de Mestrado

SHIMADA, S. et al.. *Offshore wind profile measurements using a Doppler LIDAR at the Hazaki Oceanographical Research Station*. International Conference On Optical Particle Characterization, Tsukuba, v. 9232, p.1-6, ago. 2014.

URIELI, I.. *Engineering Thermodynamics: A Graphical Approach*. 2010. Disponível em: <[www.ohio.edu/mechanical/thermo/](http://www.ohio.edu/mechanical/thermo/)>. Acesso em: 10 maio 2016.

VIANA, C.. *Potencial eólico do Brasil é de 500 GW, segundo DEWI*. 1621 f. 2015. Disponível em: <<http://diariodosventos.com.br/>>. Acesso em: 25 maio 2016.