

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

Felipe de Barros Nassif

**A TECNOLOGIA *LIDAR* APLICADA A MEDIÇÕES
EÓLICAS SOBRE CORPOS HÍDRICOS E OCEANO**

Florianópolis

2017

Felipe de Barros Nassif

**A TECNOLOGIA *LIDAR* APLICADA A MEDIÇÕES
EÓLICAS SOBRE CORPOS HÍDRICOS E OCEANO**

Dissertação submetida ao Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
para a obtenção do Grau de Mestre
em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Júlio César Passos,
Dr.

Coorientador: Prof. Felipe Mendonça
Pimenta, Dr.

Florianópolis

2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Nassif, Felipe de Barros

A tecnologia Lidar aplicada a medições eólicas
sobre corpos hídricos e oceano / Felipe de Barros
Nassif ; orientador, Júlio César Passos,
coorientador, Felipe Mendonça Pimenta, 2017.

111 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de
Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós
Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Engenharia Mecânica. I. Passos, Júlio César.
II. Mendonça Pimenta, Felipe. III. Universidade
Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Mecânica. IV. Título.

Felipe de Barros Nassif

**A TECNOLOGIA *LIDAR* APLICADA A MEDIÇÕES
EÓLICAS SOBRE CORPOS HÍDRICOS E OCEANO**

Esta Dissertação foi julgada aprovada para a obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Mecânica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Florianópolis, 13 de julho 2017.

Prof. Jonny Carlos da Silva, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Júlio César Passos, Dr.
Presidente e Orientador

Prof. Felipe Mendonça Pimenta, Dr.
Coorientador

Prof. José Antônio Bellini da Cunha Neto, Dr.

Prof. Carla de Abreu D'Aquino, Dra.

Prof. Arcilan Trevenzoli Assireu, Dr.

Aos brasileiros como agradecimento pelo conhecimento disponibilizado nestes quase dez anos de estudo em instituições federais.

AGRADECIMENTOS

Ao Projeto VANTPROSP CRA-APQ 01575-1 FAPEMIG pela colaboração na realização de trabalhos de campo em Guapé-MG por meio do professor Arcilan Assireu da UNIFEI com a disponibilização da plataforma flutuante.

Ao Laboratório LABTUCAL pela colaboração na fabricação do ESTABILiDAR.

Aos responsáveis pela plataforma de pesca Entremares, em Balneário Arroio do Silva, especialmente Patrícia Brandão e Gilberto.

Ao suporte de manutenção e parceria de trabalho do colega Breno Pereira. À professora Carla D'Aquino pela supervisão dos trabalhos de campo. Ao professor Yoshiaki Sakagami pela disponibilização de equipamentos de medição anemométrica e orientação na configuração dos mesmos.

Ao professor Júlio Passos pela oportunidade de trabalhar junto ao grupo do LEPTEN.

Ao incondicional apoio do professor coorientador Felipe Pimenta, tanto como coordenador do Projeto MOVLIDAR (CNPq 406801/2013-4) quanto como amigo e colega de trabalho.

Aos companheiros de jornada Felipe Minas de Castro e Juliano Bald Oestreich.

A meus pais que sempre encorajam de seguir em frente nos desafios da vida.

Toda vez que você se encontrar ao lado da maioria, é hora de parar e refletir.

Mark Twain

RESUMO

A avaliação de recursos eólicos em águas interiores e alto mar (offshore) com o uso de LiDARs é uma alternativa mais econômica e versátil em relação a torres meteorológicas convencionais. LiDARs realizam medidas indiretas do vento através do efeito Doppler da radiação infravermelha retro espalhada por aerossóis e partículas carregadas pelo ar, fornecendo medições da velocidade do vento em diferentes níveis verticais. Estes equipamentos vêm sendo instalados sobre plataformas fixas e móveis. Quando instalado sobre plataformas móveis como boias, as oscilações e movimentos gerados pelas ondas devem ser avaliados e corrigidos. O primeiro capítulo de resultados deste trabalho descreve o uso de um sistema mecânico de compensação de movimentos para medições de um LiDAR Zephir 300 montado sobre uma boia flutuante. Um teste de 24 horas foi realizado no Reservatório Hidrelétrico de Furnas, Guapé-MG, com medição dos ventos e dos movimentos de rotação residuais do LiDAR. Algoritmos de correção para velocidade horizontal do vento foram aplicados utilizando os ângulos de arfagem (*pitch*) e rolamento (*roll*) medidos por um sensor inercial. As análises demonstram que o erro da velocidade horizontal, associados ao movimento das ondas, é desprezível para ângulos inferiores a 20 graus, mas que os erros associados à altura de medição devem ser corrigidos. A segunda parte trata de medições com o LiDAR Zephir 300 e uma estação meteorológica sobre uma base fixa construída na Plataforma de Pesca Entremares, localizada em Balneário Arroio do Silva-SC. Uma campanha de 6 meses de medições foi realizada a cerca de 250 metros da linha de praia. Dados do LiDAR foram fortemente correlacionados com medições do anemômetro sônico ($R = 0.989$). Ventos oceânicos se mostraram mais intensos e menos cisalhados verticalmente que ventos continentais. Ventos intensos tendem a soprar ao longo da costa sul de SC, estando diretamente associados à Alta Subtropical do Atlântico. O ciclo dos ventos mostrou pico de velocidade à tarde com médio cisalhamento vertical e menores velocidades pela manhã. O maior cisalhamento vertical foi observado à noite. A influência da brisa marítima e terrestre é significativa e modula a circulação geral. Valores médios de densidade de potência da ordem de 250 W m^{-2} foram observados. Uma produção média de 1.45 MW ($CF = 0.23$ para turbina SE6.2) foi obtida utilizando-se a curva velocidade-potência de equipamentos modernos. O potencial eólico *offshore*, em comparação a medições pre-

viamente realizadas em região continental próxima a 7 km da linha de costa, é cerca de 2.5 vezes maior, sob índices de intensidade turbulenta 7,2% menores. O sistema testado serve como protótipo para um programa de medições mais amplo e audacioso, para monitorar os 1.3 TW de energia *offshore* avaliados ao longo dos mais de 7000 km de costa do País.

Palavras-chave: LiDAR, gimbal, ventos em alto mar, matriz de rotação, plataforma de pesca, camada limite atmosférica, energias renováveis, energia eólica.

ABSTRACT

Wind resources assessment with LiDARs for both onshore and offshore areas is a cost saving and versatile alternative to conventional met masts. LiDAR technology remotely measures the wind through a infrared light which is backscattered by aerosols and particles carried by the air, providing wind measurements in different heights. These equipments can be assembled in both mobile and fixed platforms. When installed in mobile platforms such as buoys, the motion and oscillation caused by the waves must be evaluated and corrected. The first chapter of this dissertation describes the usage of a mechanical stabilization system for the motion compensation of a buoy mounted LiDAR. A 24 hours test has been performed over the Furnas hydroelectric reservoir, Guapé-MG, measuring winds and residual LiDAR motions. Correction algorithms for horizontal wind speed have been applied by using pitch and roll measured by an inertial sensor. The analysis shows that the horizontal wind speed errors are negligible for inclinations below 20 degrees, but errors due to measurement heights must be corrected. A second part also studies LiDAR Zephir 300 measurements, but now together with a meteorological station fixed over the Entremares Coastal Pier, in Balneário Arroio do Silva-SC. A 6 months campaign was carried out 250 meters off the coast line. LiDAR data is strongly correlated with sonic anemometer ($R = 0.989$). Sea winds are more intense and have lower vertical shear. Winds tend to flow along the Santa Catarina Southern coast line, being directly linked to the South Atlantic Subtropical High. Higher wind speeds and medium wind shear were recorded in the afternoon, with the lowest speeds in the morning. Strong wind shear is verified at night. The sea and land breezes have significant influence and modulate the main circulation. Average power density values are in the order of 250 W m^{-2} . An average 1.45 MW (CF = 0.23 for SE6.2 turbine) was found from modern equipments power curves. The offshore wind potential, when compared to 7 km inland site, is about 2.5 times higher with 7.2% lower turbulence intensity values. This system serves as a prototype for a wider and bolder measurement program for monitoring the 1.3 TW of offshore wind energy potential along the 7000 km length brazilian coastline.

Keywords: LiDAR, gimbal, offshore winds, rotation matrix, coastal pier, atmospheric boundary layer, renewable energy, wind energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Representação da varredura cônica por VAD (<i>Velocity Azimuth Display</i>) utilizada para ambos modos pulsado e contínuo. Em detalhe o prisma defletor responsável pelo direcionamento do raio incidente. Aqui \vec{V}_r refere-se à velocidade das partículas de aerossol ao longo do feixe, calculada por efeito Doppler. São necessárias 50 medições ao longo do VAD para se compor a velocidade \vec{V} do vento no centro do cone.....	56
Figura 2	Modelo computacional da plataforma de compensação de movimentos ESTABILiDAR. O sistema tende a manter-se estabilizado por ação da gravidade. A carcaça externa é fixa ao sistema oscilante e o equipamento é montado na carcaça interna com dois graus de liberdade para giro em x e y representados por (a), (b), (c) e (d).....	57
Figura 3	Plataforma flutuante com o sistema de medição remota instalado. Os principais equipamentos utilizados estão indicados..	58
Figura 4	(a) Posicionamento da plataforma flutuante (F) e da torre (T) sobre a represa da Hidrelétrica de Furnas. (b) Sequência de distribuição das poitas indicadas pelos números 1 a 4.	59
Figura 5	(a) Velocidade do vento para alturas de 10 e 200 metros com medições de Lidar, (b) direção de incidência do vento a 200 metros, (c) temperatura e pressão e (d) magnitude da velocidade de vento com a altura. Tempo em horário local.	60
Figura 6	Mapa de pressão (Pa) com linhas de corrente indicando a circulação dos ventos durante o período de testes. Horário local.	61
Figura 7	Perfil de vento medido pelo Zephir LiDAR a cada 3 horas durante as 24h da campanha. Os marcadores inferiores representam medições de anemômetros sônicos do LiDAR e Young integrados..	62
Figura 8	(a) Velocidade V do Zephir LiDAR corrigida para 10 metros de altura e ângulos de (b) <i>pitch</i> α e (c) <i>roll</i> β no referido horário do dia 21-09-17. Intervalo amostral de aproximadamente 5 horas.....	63
Figura 9	Velocidade horizontal do vento a 100 m medidas pelo LiDAR (V'_h) e seu valor corrigidos para o referencial terrestre (V_h). Veja Apêndice e Seção 2.2.4.	64
Figura 10	Relação entre o plano de referência terrestre (A), as possíveis inclinações do plano de medição VAD do LiDAR (B) e a	

projeção do vetor velocidade \vec{V} sobre estes planos.....	65
Figura 11 Variações de inclinações do sistema de medições realizadas por meio da técnica VAD. A amplitude do volume de controle de medições varia com a inclinação do equipamento.....	65
Figura 12 (a) alturas z' , z_{max} e z_{min} de varredura do foco do cone sob regime de inclinação variável. A linha tracejada cinza representa um perfil teórico de vento pela Lei Logarítmica. A linha tracejada vermelha representa valores médios de z_{min} e z_{max} para 200m. (b) um minuto de registro das inclinações de rolamento (<i>roll</i>) na plataforma de estabilização. As faixas sombreadas ilustram o tempo para uma varredura cônica do Zephir LiDAR. Os pontos pretos representam as medições pontuais do inclinômetro a 20 Hz.....	66
Figura 13 Relação de desvio padrão da velocidade do vento medida pela Zephir LiDAR nas alturas determinadas para diferentes regimes de inclinação.....	67
Figura 14 Variação do perfil de vento para diferentes inclinações do equipamento com e sem a aplicação da correção descrita na seção 2.3.6. A linha contínua representa o perfil logarítmico teórico utilizado como referência. Os triângulos apresentam os dados após correção para todas as inclinações avaliadas.....	68
Figura 15 (a) velocidade do vento no intervalo selecionado, (b) curva de geração de energia para a turbina Senvion 6.2, (c) curva de geração de energia para a turbina Vestas 3.3 e (d) curva de potência das duas turbinas.....	69
Figura 16 (a) Posição geográfica plataforma de pesca (P) na costa de Balneário Arroio do Silva-SC e distância para o Campus UFSC Mato Alto (MA). (b) Localização, orientação e distância da Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA) até a costa.....	85
Figura 17 (a) Projeto conceitual da BOOA em modelo computacional 3D, (b) Base de Observação do Oceano e Atmosfera - BOOA, (c) disposição da instalação dos equipamentos na torre e sobre o laboratório: (1) anemômetro sônico (19.7 m), (2) anemômetro de copo e (3) termohigrômetro. Ao lado da torre está instalado o LiDAR com primeira medição a 20 m do nível médio do mar.....	86
Figura 18 Gráfico de correlação entre dados do Zephir LiDAR e anemômetro sônico a 20 metros sobre o nível do mar. A resolução temporal dos dados é de 10 minutos.....	87
Figura 19 Séries temporais do registro de dados. (a) Velocidade do vento para altura 110 metros com medições do LiDAR, (b) direção de incidência do vento a 110 metros, (c) temperatura e pressão e (d)	

magnitude da velocidade de vento com a altura. Tempo em horário local.....	88
Figura 20 Rosa dos ventos para os meses de Dezembro/16 a Maio/17. Direções N (0 °), E, S e W sentido horário. Graduação percentual de ocorrência do vento de 2 em 2% e escala de velocidades em m s ⁻¹ à direita.....	88
Figura 21 Perfil de velocidades subdividido em setores. (a) 8 setores de 45 graus e (b) setor oceânico (45° a 225°), setor continental (225° a 45°) e médias para BOOA (Dez/16 a Mai/17) e UFSC Mato Alto (Abr/16 a Ago/16).....	89
Figura 22 (a) e (b) representam a influência das brisas marítima e terrestre, respectivamente, em relação aos ventos ao longo da costa. (c) e (d) mostram regime horário de direção e velocidade do vento. As linhas vermelhas representam medições a 20 e azuis a 200 metros de altura. Horário local. Índices em algarismos romanos relacionam horário e direção de incidência em (a), (b) e (c).....	90
Figura 23 Distribuição Weibull de (a) probabilidade (PDF) e (b) cumulativa (CDF) dos ventos a 100 metros de altura. Comparativo com turbinas Vestas 3.3 (vermelho), Senvion 6.2 (amarelo) e Vestas 8.0 (azul).....	91
Figura 24 (a) Rosa dos ventos a 110 m. Barras representam ocorrência e cores a intensidade do vento. (b) Gráfico polar da densidade de potência em médias de blocos de 10° para 20, 50 e 110 m de altura. Setores continental em verde e oceânico em azul. Corte a 45° representa a linha de costa. A densidade de potência utiliza a série de densidade do ar calculada pela eq. 3.4 conforme descrito na seção 3.3.6. (c) Distribuição cumulativa do potencial de geração para 3 diferentes modelos de aerogerador.....	92
Figura 25 (a) densidade de potência em kW/m ² e (b), (c) e (d) simulação da geração de energia no período analisado para as turbinas VE3.3, SE6.2 e VE8.0. Em (d) as curvas de potência para as respectivas turbinas.....	93
Figura 26 Esboço de esquema para mapeamento dos ventos <i>offshore</i> nas regiões de maior intensidade do vento da costa brasileira por meio de píeres costeiros (branco) e boias oceanográficas (preto). Reservatórios hidrelétricos em azul. Editado de Pimenta, Silva e Assireu (2016).....	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Modelos comerciais e pré-comerciais de sistemas flutuantes de monitoramento de parâmetros meteorológicos.....	35
Tabela 2	Erros associados às inclinações do sistema. Valores extremos (máx. e mín.) de guinada e rolamento comparados a $\Delta V = V'_h - V_h$ (ms^{-1}).....	48
Tabela 3	Variações de altura para diferentes alturas e inclinações	50
Tabela 4	Altura de instalação dos instrumentos anemométricos..	73
Tabela 5	Especificações técnicas do Zephir 300 LiDAR.	75
Tabela 6	Especificações técnicas das turbinas VE3.3, SE6.2 e VE8.0.	80
Tabela 7	Variação da potência gerada em cada uma das turbinas propostas para consideração de densidade do ar variável. P_m é a potência com a velocidade medida pelo equipamento e P_c com correção indicada pelas equações 3.4 e 3.5. Densidade de potência média P_d para os dois casos na coluna da direita.....	82
Tabela 8	Densidade de potência média e fator de capacidade para os meses de Dez/16 a Mai/17 em relação à velocidade corrigida...	83
Tabela 9	Incertezas de medição de um equipamento de medição pela tecnologia LiDAR.....	107

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

LiDAR	Light Detection and Ranging.....	29
MG	Minas Gerais.....	31
SC	Santa Catarina.....	31
GWEC	Global Wind Energy Council.....	33
VAD	Velocity Azimuth Display.....	37
E	Leste.....	44
N	Norte.....	44
S	Sul.....	44
W	Oeste.....	44
ECMWF	European Centre of Medium-Range Weather Forecasts .	44
RMSE	Erro Médio Quadrático.....	47
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo	71
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia.....	72
PNBOIA	Programa Nacional de Boias.....	72
BOOA	Base de Observação do Oceano e Atmosfera.....	73
CDF	Distribuição Cumulativa de Weibull.....	80
PDF	Distribuição de Probabilidade de Weibull.....	80
IEC	International Electrotechnical Commission.....	81
ABEEólica	Assoc. Brasileira de Energia Eólica.....	83
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina.....	83
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá.....	83
MA	Campus Mato Alto UFSC Araranguá.....	83
SIMCOSTS	Sistema de Monitoramento da Costa Brasileira.....	96

LISTA DE SÍMBOLOS

P	Matriz de pitch.....	41
R	Matriz de roll.....	41
Y	Matriz de yaw.....	41
T	Matriz de transformação.....	41
V	Vetor de velocidade ma referência terrestre.....	41
V'	Vetor de velocidade na referência dos instrumento.....	41
α	<i>pitch</i>	41
β	<i>roll</i>	41
γ	<i>yaw</i>	41
ΔV	Diferença entre as velocidades $\Delta V = V - V'$	48
δ	Inclinação combinada <i>pitch</i> e <i>roll</i>	50
z	Altura de medição.....	50
z_z	Altura alvo Zephir.....	50
z_{max}	Altura máxima da medição inclinada.....	50
z_{min}	Altura mínima da medição inclinada.....	50
V_{LOS}	VelocidadenaDireodeIncidncia(<i>LineofSight</i>)	74
φ	Ângulo Azimutal.....	74
φ_d	Ângulo de direção do vento.....	74
θ_v	Ângulo de do cone com a vertical.....	74
IT	Intensidade Turbulenta.....	78
\bar{U}	Velocidade média do vento.....	78
σ_U	Desvio padrão da velocidade do vento.....	78
k	fator adimensional de forma.....	80
c	fator de escala.....	80
R	Constante do Gases.....	81
P	Pressão.....	81
w	Razão de Mistura.....	81
ρ_m	Densidade média do ar.....	82
ρ	Densidade média do ar.....	82
T_{abs}	Temperatura absoluta.....	82
T_v	Temperatura virtual.....	82
U_{corr}	Velocidadehorizontalcorrigida	82

P_c	Potência corrigida pela densidade à temperatura virtual ...	82
P_m	Potência pela densidade média	82
V'_h	Velocidade horizontal ref. instr.	111
V_h	Velocidade horizontal	111

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO GERAL	29
2 MEDIÇÃO EÓLICA COM UM LIDAR SOBRE UM FLUTUANTE	33
2.1 INTRODUÇÃO	33
2.2 MÉTODOS	36
2.2.1 Zephir LiDAR	36
2.2.2 ESTABILiDAR	38
2.2.3 Flutuante	40
2.2.4 Conversão do referencial do instrumento para o terrestre	41
2.2.5 Campanha de Medições	42
2.3 RESULTADOS	43
2.3.1 Dados ZEPHIR	43
2.3.2 Perfis de vento	44
2.3.3 Registro de inclinações residuais do LiDAR	46
2.3.4 Conversão dos ventos para o referencial terrestre ..	46
2.3.5 Efeito das Inclinações sobre a varredura espacial ...	49
2.3.6 Efeito das inclinações no perfil de vento	52
2.3.7 Estimativa de Potência	53
2.4 SUMÁRIO E CONCLUSÕES	54
2.5 FIGURAS	56
3 CARACTERIZAÇÃO DOS VENTOS SOBRE UMA PLATAFORMA DE PESCA COM PERFILADOR LiDAR.	71
3.1 INTRODUÇÃO	71
3.2 EQUIPAMENTOS E MEDIÇÕES	73
3.2.1 Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA)	73
3.2.2 Zephir LiDAR	74
3.3 RESULTADOS	75
3.3.1 LiDAR vs. Sônico	76
3.3.2 Série Temporal dos Ventos	76
3.3.3 Variabilidade Direcional dos Ventos	77
3.3.4 Variabilidade diurna	78
3.3.5 Distribuição de probabilidade	79
3.3.6 Densidade de potência e produção eólica	80
3.4 SUMÁRIO E CONCLUSÕES	83
3.5 FIGURAS	85

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	95
REFERÊNCIAS	99
APÊNDICE A - INCERTEZAS LIDAR	107
ANEXO A - CÁLCULO DE VELOCIDADES	111

1 INTRODUÇÃO GERAL

O uso de máquinas para geração de energia elétrica a partir dos ventos iniciou entre final do século XIX e a Primeira Guerra Mundial. O primeiro gerador eólico foi construído pelo milionário Charles Brush em 1888 para iluminação de sua própria mansão em Ohio, EUA. Nos anos subsequentes mais de 100 turbinas eólicas foram construídas por Poul La Cour na Dinamarca, com geradores elétricos de 25 kW para produção de hidrogênio utilizado na iluminação pública. Nos anos 60 Marcellus Jacobs investiu na simplificação dos modelos de turbinas, aproximando das geometrias com três pás utilizadas atualmente. Depois disso, o primeiro grande salto tecnológico ocorreu com investimentos principalmente dos EUA logo após a crise do petróleo de 1973. Na década de 80, parques eólicos se espalharam pelos EUA e Europa, e, nos anos 90, países do norte europeu assumiram a liderança com maiores investimentos em tecnologias avançadas (KALDELLIS; ZAFIRAKIS, 2011). Em meio a esses investimentos, nesta mesma década, projetos piloto de parques eólicos *offshore* entraram em operação no Norte da Europa. Dado o sucesso dos primeiros projetos, o interesse na energia eólica em alto mar aumentou e sua capacidade instalada vêm crescendo 36.1% em média ao ano desde 2001 (RODRIGUES et al., 2015). Em 2001 a eólica *offshore* tinha capacidade instalada de 100 MW, cresceu para 1100 MW em 2007 (ESTEBAN et al., 2011) e hoje já superou 14.0 GW instalados no mundo (GWEC, 2016).

Principalmente em países europeus, o espaço vem se tornando escasso para a instalação de turbinas eólicas em terra. Em vista disso, a energia eólica em alto mar (*offshore*) cresce como uma opção atrativa com base no enorme potencial energético associado à vasta área para instalação de aerogeradores. Ventos mais intensos implicam uma maior produtividade, a qual pode sobrepor as barreiras impostas por custos de operação e instalação. Por exemplo, hoje um dos fatores que restringem o crescimento do porte das turbinas eólicas são as estradas nas quais o transporte de componentes é feito. Em contraponto, na eólica *offshore* o transporte é feito pelo mar, onde não existe esta restrição. Adicionalmente, parques em alto mar podem ser instalados próximos a grandes centros urbanos a fim de reduzir as dimensões das linhas de transmissão (BRETON; MOE, 2009).

Turbinas eólicas estão crescendo em potencial de geração e, conseqüentemente, em tamanho. Para monitoramento e avaliação das características locais torres meteorológicas precisam cada vez monitorar

os ventos em maiores alturas. Tendo em vista esta necessidade, técnicas de sensoriamento remoto estão sendo cada vez mais utilizadas para medir as características do vento a grandes alturas (HASAGER et al., 2008), reduzindo os custos operacionais. Particularmente, sistemas de perfilagem dos ventos pela tecnologia LiDAR (Light Detection and Ranging) estão sendo aplicados para avaliar a velocidade e direção do vento dentro da camada limite atmosférica (SHU et al., 2016).

O Brasil tem hoje 11.2 GW de capacidade instalada de energia eólica continental, respondendo por cerca de 7% da matriz energética do país. Outros 6.8 GW estão na fase de construção. O potencial eólico total está estimado em 880 GW em áreas continentais e, por meio de dados satelitais, foi estimado em 1.3 TW em áreas oceânicas. Um fato interessante da geração eólica no Brasil é seu fator de capacidade médio, o qual registra valores mensais de até 50% enquanto que a média mundial está entre 20 e 25%.

Os parques supracitados são predominantemente localizados em áreas litorâneas, e até hoje o Brasil não possui plataformas de medições de parâmetros atmosféricos à altura de turbinas eólicas fora da linha de costa. A fim de manter o crescimento na geração eólica e aproximar-se do pioneirismo tecnológico do mercado atual, o Brasil precisa desenvolver métodos e plataformas de medições dos ventos sobre o oceano.

O presente trabalho explora o uso da tecnologia LiDAR para prospecção eólica sobre corpos hídricos e oceano. Inicialmente com equipamentos sobre sistema flutuante e depois com monitoramento de parâmetros atmosféricos sobre uma plataforma de pesca. Cada capítulo foi escrito na forma de artigos independentes. Por esta razão, possuem sua própria introdução, resultados e conclusão. Apesar de independentes, os estudos estão correlacionados no âmbito da utilização da tecnologia LiDAR para monitoramento de ventos em áreas até hoje pouco exploradas no Brasil.

O capítulo 2 descreve uma campanha de medições anemométricas em Guapé-MG sobre o reservatório hidrelétrico de Furnas. Os testes foram realizados com um sistema LiDAR de sensoriamento remoto da velocidade e direção do vento montado em uma plataforma estabilizadora. Este sistema foi instalado sobre uma plataforma flutuante. Uma campanha de 24 horas foi realizada com monitoramento de parâmetros atmosféricos e medição das inclinações do sistema devido às ondas do reservatório. Um algoritmo de correção de dados foi aplicado e avaliado.

O capítulo 3 apresenta os resultados de medições inéditas realizadas sobre a Base de Observação do Oceano e Atmosfera, construída

sobre um píer costeiro em Balneário Arroio do Silva-SC. Dados da estação foram correlacionados com medições anemométricas e análise das direções de incidência dos ventos foram realizados. O estudo direcional (setores oceânicos e continentais) demonstra que o maior potencial de geração está associado aos ventos oceânicos. Os perfis verticais do vento são apresentados e descritos. Uma simulação da geração de energia em turbinas eólicas modernas é feita e seus resultados são comparados com dados atuais e de estudos pretéritos.

O estudo é pioneiro no Brasil e propõe melhorias nas instalações inicialmente utilizadas a fim de obter resultados ainda mais significativos para estudos de geração de energia eólica. Uma seção de conclusões gerais e sugestões de trabalhos e medições futuras é apresentada no fim da dissertação.

2 MEDIÇÃO EÓLICA COM UM LIDAR SOBRE UM FLUTUANTE

2.1 INTRODUÇÃO

Energia Eólica *offshore* refere-se ao uso de turbinas eólicas instaladas em corpos hídricos para a geração de eletricidade, incluindo lagos, reservatórios, baías e a plataforma continental. Ventos tendem a ser mais intensos sobre estes ambientes, que em geral estão próximos aos centros de consumo e assim custos de transmissão podem ser reduzidos. Impactos ambientais, sonoros e visuais também tendem a ser reduzidos na fase de operação destas fazendas (KALDELLIS et al., 2016; KEMPTON et al., 2007).

A geração *offshore* mundial atingiu 14.3 GW ao fim de 2016, mais que triplicando a capacidade instalada de 2011. Hoje em dia, a energia eólica *offshore* vem sendo liderada pelo Reino Unido (5.1 GW), Alemanha (4.1 GW), China (1.6 GW) e Dinamarca (1.2 GW). Novas instalações no Japão (50 MW), Coreia do Sul (35 MW) e Estados Unidos (30 MW) também vêm demonstrando a crescente exploração ao redor do mundo (RODRIGUES et al., 2015; GWEC, 2016).

Turbinas modernas atuais possuem um tamanho médio de 4.8 MW e as fazendas eólicas uma capacidade média de 345 MW. A distância média das fazendas da costa é 42 km e a profundidade de instalação típica é de 25 m, realizada predominantemente através de monopilares (GWEC, 2016). Estruturas fixas ao fundo do oceano são atualmente limitadas pela profundidade de 50 m (MUSIAL et al., 2006; ARSHAD; O'KELLY, 2013).

Para um futuro próximo, antecipa-se o uso de plataformas flutuantes, que irá possibilitar a exploração de águas mais profundas (Laura Castro-Santos, 2015). O Japão tem três projetos de turbinas sobre estruturas flutuantes em operação. O Hywind Scotland Pilot Park da Statoil prevê 5 turbinas flutuantes de 6 MW instaladas até o fim de 2017 (RODRIGUES et al., 2015; HYWIND, 2016). A projeção é de que estruturas flutuantes que estão em estágio de demonstração logo entrem no mercado para operação em profundidades de 50 a 100 metros (MUSIAL et al., 2006; ARSHAD; O'KELLY, 2013; HYWIND, 2015, 2016).

A ascendência do mercado *offshore* vem demandando novas pesquisas, especialmente na área de medições e avaliação dos recursos (ACHTERT et al., 2015). Na Europa, medições antes realizadas exclusivamente por torres e boias meteorológicas vêm sendo complementados

pela tecnologia LiDAR (HASAGER, 2014; HASAGER et al., 2015). Em janeiro de 2017 o Projeto FORWIND instalou o primeiro LiDAR em alto mar na Índia para monitoramento dos ventos (OFFSHOREWIND, 2017). Um novo Atlas eólico vem sendo desenvolvido na Europa com a utilização da tecnologia LiDAR e de dados satelitais (PETERSEN, 2013).

A tecnologia LIDAR (Light Detection and Ranging) refere-se à medição remota dos ventos por lasers que trabalham na banda do infra-vermelho (PITTER; HARRIS, 2013). Tais equipamentos permitem a descrição da camada limite atmosférica, medindo com precisão a velocidade e direção dos ventos na altura das turbinas eólicas. LiDARs de efeito Doppler inferem a velocidade do vento através da mudança de frequência do laser que é refletido por partículas e aerossóis transportados no vento. Os sistemas com emissão contínua fornecem medições de alta qualidade nos intervalos de alturas estudados para geração de energia eólica (PITTER; HARRIS, 2013).

Para instalações em alto mar, torres meteorológicas referem-se a soluções de alto custo de construção e manutenção, o que inviabiliza sua aplicação para países com grandes extensões territoriais. Torres instaladas em ambiente offshore têm custo entre US\$ 2,5 milhões em áreas rasas (< 30 m) e US\$ 10 milhões em regiões mais profundas (WISEMANN, 2009; HOWE, 2014a). Além do custo, as torres são fixas e sua reinstalação em outras localidades é complexa. Neste contexto, estudos vêm propondo desenvolvimento de sistemas autônomos de medições de vento com LiDARs em plataformas flutuantes.

Edson et al. (1998) utilizaram um anemômetro sônico sobre uma plataforma flutuante e propôs meios de corrigir as medições para movimentos da embarcação. A tecnologia LiDAR foi aplicada no Lago Muskegon a 420 metros da costa como teste preliminar de instalação de um sistema para o Lago Michigan (ZEITLER et al., 2012). Um LiDAR Windcube em terra firme foi comparado com outro LiDAR Vindicator em um flutuante modelo AXYS Wind Sentinel na região portuária de Taiwan. Os equipamentos distavam 320 metros um do outro encontrando correlações para velocidade do vento acima de $R^2=0.97$ (HSUAN et al., 2014). Gottschall et al. (2014) analisaram testes realizados no Mar do Norte Alemão a cerca de 45 km da costa. Os resultados do flutuante foram comparados com torre meteorológica de 100 metros, ambos em alto mar, obtendo ótima correlação de $R^2=0.996$ sobre dados médios de 10 minutos.

Testes estáticos com diferentes inclinações comparando três Zephir LiDARs com dados de uma torre de 91 metros foram realizados no centro de testes Pershore, no Reino Unido (MANGAT et al., 2014). Yamagu-

chi e Ishihara (2015) desenvolveram um algoritmo de correção de dados com a utilização de sensores inerciais integrados a um GPS sobre um flutuante na subestação do parque *offshore* de Fukushima. Na Noruega foram instalados perfiladores de vento em uma boia Wavescan da Fugro OCEANOR para teste de algoritmo de compensação desenvolvido pela Universidade de Bergen (CMR, 2012; MATHISEN, 2013).

Os resultados destes estudos motivaram o desenvolvimento de diversos protótipos comerciais. A AXYS Technology desenvolveu o FLiDAR Wind Sentinel, que permite instalação simultânea de dois perfiladores de vento Zephir 300 sobre um flutuante. Sistemas similares são comercializados também pela EOLOS, AWS Truepower, FUGRO e SeaRoc (Tabela 1). O EOLOS possui um LIDAR integrado com a alimentação de 1 kW solar e 1.2 kW eólica. O DeepCLiDAR utiliza um perfilador de vento modelo Windcube Offshore com medições de 40 a 200 metros de altura. O Seawatch está em fase de testes com o modelo Zephir 300, tendo atingido o estado pré-comercial no início de 2016. Assim como o modelo EOLOS, todas essas plataformas possuem sistemas autônomos de alimentação de energia.

Tabela 1 – Modelos comerciais e pré-comerciais de sistemas flutuantes de monitoramento de parâmetros meteorológicos.

Nome Equip.	Dimens.	Alimentação	Fabricante
FLiDAR	6.0 x 6.0 m	Sol./Eól.	AXYS Technologies
WindSentinel	Alt. 15.0 m		
EOLOS FLS200	4.0 x 4.0 m Alt. 4.5 m	Solar	EOLOS
DeepCLiDAR	Diam. 3.0 m Alt. 5.0 m ^a	Sol./Eól.	AWS Truepower
Seawatch	Diam. 2.8 m Alt. 6.1 m	Solar	FUGRO
SeaZephir	6.0 x 6.0 m Alt. 15.0 m	Solar	SeaRoc

^aAltura aproximada por inspeção visual.

Paralelamente a estes sistemas, Tiana-Alsina et al. (2015) desenvolveram e testaram em laboratório na Espanha uma solução tecnológica para atenuação das oscilações das ondas por meio de um sistema passivo de estabilização.

O Brasil não possui torres de medição dos ventos em alto mar. A rede de boias meteorológicas também é relativamente escassa para a

grande extensão do mar territorial. Além de medir os ventos em baixos níveis (3-5 m) as boias ativas possuem um registro bastante curto quando comparado a programas de medições estrangeiros como o National Buoy Data Center (NBDC) nos Estados Unidos. Além disso os sistemas flutuantes de monitoramentos de parâmetros oceanográficos e atmosféricos possuem custos da ordem de US\$ 2 milhões. Assim, torna-se fundamental o desenvolvimento de novas tecnologias nacionalizadas que possibilitem a medição dos ventos em corpos hídricos e mares costeiros na altura do rotor das turbinas.

Este artigo descreve um sistema experimental brasileiro para monitoramento dos ventos em corpos hídricos através da tecnologia LiDAR. Para tanto, foram projetados e construídos uma plataforma flutuante e um sistema mecânico passivo de compensação de movimento, ambos descritos neste trabalho. Um teste preliminar do sistema foi realizado em Furnas, MG, reservatório hidroelétrico que vem sendo avaliado para a exploração eólica (ASSIREU et al., 2007).

Este documento está organizado em três seções subsequentes. A seção de métodos descreve a tecnologia LIDAR utilizada, bem como as características do flutuante, do sistema passivo de estabilização e do sistema elétrico utilizado nas medições. Também são descritos o trabalho de campo de medições e o algoritmo matemático considerado para correção dos dados de vento devido à movimentação da boia. A terceira seção apresenta os resultados obtidos, descrevendo as características dos ventos em Furnas. A última seção realiza um sumário com as conclusões gerais e sugestões para trabalhos futuros.

2.2 MÉTODOS

Uma descrição do aparato experimental de campo e dos métodos de análise utilizados no trabalho será apresentada nesta seção. As primeiras seções descrevem a tecnologia LiDAR empregada, o sistema passivo de estabilização e a plataforma flutuante. As seções subsequentes apresentam o procedimento de correção dos dados para os movimentos da boia e os detalhes da campanha de medição.

2.2.1 Zephir LiDAR

Um perfilador de vento modelo Zephir ZP300 foi utilizado na campanha de medições. Este equipamento realiza a medição da velo-

cidade e da direção do vento por meio da detecção do espalhamento do feixe de luz emitido por um emissor contínuo de laser na banda infravermelha. Ao encontrar partículas (aerossóis) em movimento dispersas na atmosfera, o feixe refletido tem sua frequência alterada por efeito Doppler. Esta pequena variação de frequência é captada por um detector e processada para aferição da velocidade e direção do vento.

O equipamento pode realizar medições em 10 níveis de altura entre 10 e 300 metros. Neste trabalho as medições foram programadas para 10, 20, 40, 60, 80, 100, 140, 160, 180 e 200 metros de altura. Cada uma destas alturas tem sua velocidade e direção do vento estimadas pela varredura cônica (*VAD - Velocity Azimuth Display*) do feixe contínuo de luz (Figura 1). O padrão de varredura VAD consiste na emissão do feixe a ângulo constante de elevação (θ) em relação à horizontal e variação do ângulo azimutal (φ) de incidência para inferência da velocidade (WEITKAMP, 2006). A relação destes dois ângulos é geralmente garantida por um prisma defletor interno conforme apresentado no detalhe da Figura 1. A elevação é resultante da refração da onda no prisma e o azimute resulta da rotação deste prisma sobre o eixo vertical. Cada ângulo azimutal se relaciona a uma medida específica de intensidade do vento na direção do raio emitido \vec{V}_r (*Velocity-Azimuth*), e a relação entre estas medições consecutivas permite definir o vetor total médio de velocidade \vec{V} para cada altura específica, assim como sua direção de incidência no plano horizontal.

O emissor demora cerca de 1 segundo para completar 360° de varredura azimutal, e toma aproximadamente 17 segundos para completar um perfil completo com 11 medições de vento devido ao tempo necessário para alterar a altura de foco¹. Por exemplo, ao terminar a medição a uma altura de 60 metros (um giro completo do prisma defletor), o sistema emissor ainda toma alguns instantes para conseguir focar na próxima altura de medição, neste caso, de 80 metros. A relação entre as consecutivas medições supracitadas é feita com base em 50 pontos ou sinais de rebatimento dos feixes de luz com melhor qualidade de sinal. Assim, é calculado um valor médio considerado no centro do círculo formado pelo foco da varredura cônica.

O sinal rebatido pelos aerossóis é originado dentro de um disco que comumente excede 100 metros de diâmetro e pode ter uma profundidade ao longo do feixe emitido de mais de 10 metros (PITTER; HARRIS, 2013). Dentro deste volume de controle a velocidade do vento

¹Embora o equipamento realize 11 medições, neste trabalho foram utilizadas somente 10 medições para análise, excluindo a medição padrão de referência do Zephyr LiDAR de 38 metros de altura.

é consideravelmente uniforme e os dados com menores variações são utilizados para indicar as médias no volume. Valores com alto nível de incerteza são identificados e descartados. Dentro do próprio volume de controle as medições são balanceadas por uma função peso baseada no coeficiente de espalhamento atmosférico local, o qual tende a não variar mais de 10% em todo do volume de prova.

A precisão de posicionamento do foco do feixe emitido é garantida pela extensiva calibração em laboratório e por mecanismos automáticos de compensação dos possíveis desvios decorrentes de expansões térmicas dos componentes. Efeitos de refração foram verificados como desprezíveis sobre a trajetória do feixe.

2.2.2 ESTABILiDAR

O uso de LiDARs em plataformas flutuantes esbarra no problema de orientação e estabilidade horizontal do equipamento. São duas as principais abordagens de correção destes movimentos para coleta de dados confiáveis (HOWE, 2014b). A primeira consiste em uma plataforma de estabilização capaz de compensar mecanicamente as movimentações, oferecendo maior estabilidade. Tais sistemas, entretanto, envolvem maior custo e logística (TIANA-ALSINA et al., 2015). A segunda é baseada em algoritmos matemáticos de correção da orientação do LiDAR para o sistema de coordenadas terrestre (YAMAGUCHI; ISHIHARA, 2015).

Gimbal é um sistema de estabilização física com suporte pivotado que permite a rotação de um objeto sobre um determinado eixo. A combinação de três gimbals com eixos ortogonais permite que o objeto montado dentro deste sistema mantenha sua orientação, independente das rotações de seu suporte externo. Este tipo de sistema é comumente utilizado para estabilização de equipamentos em aviões e navios. Em sistemas de plataformas estabilizadas o principal requerimento é de manter a operação dos equipamentos com orientação estável quando há oscilações dinâmicas do sistema (SAID et al., 2012).

Os sistemas gimbal podem ser subdivididos em duas classes: mecânicos e eletrônicos. Os sistemas mecânicos possuem menor complexidade de fabricação e manutenção. A força da gravidade atua como força restauradora para manter o sistema estabilizado horizontalmente. Por esta razão realiza a correção somente sobre dois eixos de rotação. Sistemas eletrônicos monitoram as inclinações do objeto e as relacionam com inclinações da referência à qual o mesmo está acoplado. A

correção destas inclinações é conduzida por servomotores (ARNOLD; MAUNDER, 2014) que podem atuar nos três eixos de rotação.

Um sistema baseado no conceito passivo foi construído e utilizado nos testes de campo realizados na represa da Usina Hidrelétrica de Furnas na cidade de Guapé-MG. O sistema de estabilização foi fabricado no laboratório LABTUCAL do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina. O projeto conceitual foi criado no software SolidWorks 2015 CAD (Figura 2). Um protótipo em escala reduzida 1:4 foi construído com a utilização de barras de alumínio. Após testes com a escala reduzida, o protótipo foi finalmente fabricado em escala real.

O sistema ESTABILiDAR desenvolvido atua sob ação da gravidade, tendo seu centro de massa posicionado abaixo do centro de giro do sistema, que possui dois graus de liberdade. Este modelo de plataforma estabilizadora foi inicialmente selecionado visando redução de custos e complexidade operacional quando comparado a plataformas controladas por servomotores. Esta plataforma de estabilização, denominada ESTABILiDAR, objetiva atenuar as oscilações do sistema decorrentes do movimento de ondas.

O conjunto é constituído de três estruturas posicionadas internamente uma à outra. O quadro externo possui dimensões de 1,38 m x 1,38 m x 0,75 m (Figura 2). A parte externa é acoplada à peça intermediária por um conjunto eixo-mancal-rolamento em dois lados opostos. O mesmo princípio de acoplamento é utilizado na fixação da peça interna com a intermediária. Este esquema confere dois graus de liberdade na movimentação do sistema sobre os eixos x e y (Figura 2).

Os índices (a) e (b) representam a liberdade de balanço da estrutura intermediária em relação à estrutura externa, enquanto que os índices (c) e (d) representam o balanço da estrutura interna em relação à estrutura intermediária. Deste modo pode ser observado que a estrutura intermediária tem um grau de liberdade de rotação sobre o eixo y e o conjunto interno tem um grau de liberdade sobre o eixo x . Os limites de giro para os dois eixos são os mesmos, com angulação máxima de $25^\circ \pm 1^\circ$. Batentes estruturais limitam maiores inclinações do equipamento.

Na estrutura da plataforma de estabilização estão montados equipamentos de medição, monitoramento de inclinações e baterias do sistema (Figura 3). O posicionamento e funcionamento destes serão descritos nas seções subsequentes.

2.2.3 Flutuante

Uma plataforma flutuante, projetada e fabricada na Universidade Federal de Itajubá-MG, foi utilizada nas campanhas de medições (Figura 3). Os experimentos foram realizados nas águas da represa da Usina Hidrelétrica de Furnas, cidade de Guapé-MG, entre os dias 20 e 22 de setembro de 2016.

O sistema desenvolvido consiste de uma balsa de 3 m x 3 m suportada por tubos de 0,6 m de diâmetro preenchidos com polietileno, projetado para resistência a intempéries. O flutuante possui capacidade de carga útil compatível aos instrumentos utilizados para medições de parâmetros ambientais.

A estabilização horizontal do LIDAR é realizada pelo sistema ESTABILiDAR instalado no centro do flutuante e descrito na seção anterior. O fundeio do flutuante é feito a partir de poitas de concreto ligadas às extremidades da boia (Figura 4). O sistema de fundeio permitiu a orientação fixa do equipamento em relação ao Norte geográfico. Os cabos ligados às poitas são ajustados sob tensão através de catracas. As poitas são recuperáveis. O sistema de fundeio oferece condições de fácil deslocamento do sistema para amostragens em diferentes setores do sistema aquático.

Os dados de velocidade e direção do vento são amostrados por um anemômetro sônico 3D modelo Young 81000 montado na extremidade noroeste (referência de direção de medição do vento) do flutuante a aproximadamente 3,5 metros acima da superfície da água (Figura 3). Um sensor inercial modelo XSens MTi-G foi montado junto ao LiDAR para inspeção da inclinação residual da estrutura central do ESTABILiDAR. As medições foram feitas na frequência de 20 Hz. O pós-processamento dos dados permitiu o alinhamento temporal dos sensores. O GPS é utilizado para redundância do posicionamento do equipamento, correção e pareamento do relógio. Um datalogger Campbell CR1000 integra os instrumentos e armazena os dados.

Três baterias 12 V de 150 Ah foram ligadas em paralelo e instaladas dentro do ESTABILiDAR, somando 450Ah de energia em carga total. Este banco permite mais de 40 horas de autonomia dos equipamentos à tensão adequada sob consumo médio de 100 W. Paralelamente às baterias um gerador de energia movido a gasolina foi instalado para recarga emergencial.

2.2.4 Conversão do referencial do instrumento para o terrestre

As oscilações da plataforma flutuante devido às ondas desalinham o LiDAR com o eixo vertical. Para minimizar os erros decorrentes deste movimento os dados de vento podem ser convertidos do referencial do instrumento para o referencial terrestre. Ângulos de *pitch*, *roll* e *yaw* medidos pelo sensor inercial, podem ser utilizados para correção das medições. O processo é tipicamente realizado através da aplicação de três rotações sequenciais do vetor de velocidade \vec{V}' medido pelo sistema de referência do LiDAR. Matematicamente isto é realizado através de uma matriz de rotação dada por (EDSON et al., 1998):

$$V = Y * P * R * V' \quad (2.1)$$

Onde $V = (u, v, w)$ é a velocidade desejada no sistema de referência terrestre, $V' = (u', v', w')$ o vetor medido no sistema de referência do instrumento, Y , P e R são as matrizes dos ângulos de guinada (γ , *yaw*), cabeçada (α , *pitch*) e rolamento (β , *roll*) dadas por:

$$Y = \begin{pmatrix} \cos(\gamma) & -\text{sen}(\gamma) & 0 \\ \text{sen}(\gamma) & \cos(\gamma) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (2.2)$$

$$P = \begin{pmatrix} \cos(\alpha) & 0 & \text{sen}(\alpha) \\ 0 & 1 & 0 \\ -\text{sen}(\alpha) & 0 & \cos(\alpha) \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

$$R = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 0 & \cos(\beta) & -\text{sen}(\beta) \\ 0 & \text{sen}(\beta) & \cos(\beta) \end{pmatrix}. \quad (2.4)$$

Estas equações consideram a guinada positiva no sentido horário assim como no trabalho de Achtert et al. (2015). Os valores de inclinação do sistema são adquiridos em alta frequência (20 Hz) diretamente do sensor montado junto ao Zephyr LiDAR. Conforme comentado em seções anteriores, o período de leitura de uma só altura específica do LiDAR é de aproximadamente 1,6 segundos em média levando em conta não somente a varredura de medições que dura 1 segundo, mas também o tempo decorrido para o feixe de luz focar novamente em outro nível de medição.

O sistema Cartesiano utilizado segue a regra da mão direita em relação aos valores positivos dos eixos x, y e z. A ordem sequencial de rotações é guinada, cabeçada e rolamento, respectivamente. A multiplicação das matrizes resulta na matriz de transformação $T = Y * P * R$

definida por:

$$T = \begin{pmatrix} c(\alpha)c(\gamma) & s(\alpha)s(\beta)c(\gamma) - c(\beta)s(\gamma) & s(\alpha)c(\beta)c(\gamma) + s(\beta)s(\gamma) \\ c(\alpha)s(\gamma) & s(\alpha)s(\beta)s(\gamma) + c(\beta)c(\gamma) & s(\alpha)c(\beta)s(\gamma) - s(\beta)c(\gamma) \\ -s(\alpha) & c(\alpha)s(\beta) & c(\alpha)c(\beta) \end{pmatrix} \quad (2.5)$$

Onde $c(\alpha) = \cos(\alpha)$ e $s(\alpha) = \sin(\alpha)$, e igualmente para os demais índices. O sistema de referência terrestre apresenta x orientado ao Leste, y ao Norte e z alinhado verticalmente para cima.

Por tratar de um sistema sem movimentos translacionais e corretamente alinhado para o Norte durante toda a campanha, $\gamma=0$ durante todo o experimento. No Anexo A.1 é exemplificado o cálculo de velocidades a partir da Eq. 2.1.

2.2.5 Campanha de Medições

A campanha de medições foi realizada na represa da Hidrelétrica de Furnas, Guapé-MG (20°45'25"S 45°55'40"O). Um registro total de 24 horas de medição sobre o flutuante ancorado foi realizado do dia 20 de setembro de 2016 às 14:00 até o dia 21 de setembro de 2016 às 14:00. A barragem hidrelétrica está situada 762 metros acima do nível do mar, e os picos de alto relevo mais próximos estão situados cerca de 100 metros acima do nível da água. As posições do flutuante (F) e da torre anemométrica (T) estão indicadas no mapa da Figura 4a.

A plataforma de estabilização ESTABILiDAR foi fixada sobre um tablado de madeira instalado sobre o flutuante. O Zephyr 300 foi montado na carcaça interna do ESTABILiDAR. O sistema elétrico foi montado conforme comentado na seção 2.2.3 e ligado ao Zephyr 300 em tensão 12V DC. O sistema foi todo integrado com o flutuante em terra para posterior transporte até o ponto de fundeio. O sistema foi orientado em relação ao Norte verdadeiro por meio do sistema de ancoragem.

Quatro poitas foram lançadas nas direções NW, SE, SW e NE. A ancoragem manteve o sistema estável e alinhado ao Norte verdadeiro (Figura 4b). A posição final do flutuante ficou a 170 metros da costa na direção Nordeste, 430 metros na direção Oeste, 330 metros na direção Sudeste. Nas seções de Norte a Noroeste e de Sudoeste a Sul há extensão livre de pista variando entre 1000 e 2800 m.

O banco de baterias permitiu uma autonomia aproximada de 40 horas. Para garantia de coleta constante de resultados o sistema foi

recarregado por gerador a gasolina a cada seis horas.

Dados foram também coletados pela torre anemométrica (T) instalada em região de alta complexidade de terreno a 6 km de distância do flutuante (F). A torre com 10 metros de altura está instalada em terreno a cerca de 40 metros acima do nível da represa com face para Norte-Noroeste (Figura 4a).

2.3 RESULTADOS

2.3.1 Dados ZEPHIR

A Figura 5 ilustra as informações obtidas pelos instrumentos instalados no flutuante. O primeiro painel apresenta séries temporais de velocidade do vento medidas pelo do Zephir LiDAR para 10 e 200 metros de altura. A velocidade a 10 metros atingiu valor mínimo logo após anoitecer, aproximando-se de 1.1 m s^{-1} , e pico máximo de 10.6 m s^{-1} com média de 5.1 m s^{-1} . A 200 metros de altura a média verificada foi de 5.6 m s^{-1} , tendo pico máximo de 10.1 m s^{-1} e mínimo de 1.7 m s^{-1} no início da tarde do dia 21/09. Estes dados são comparados com medições realizadas por uma torre anemométrica de 10 metros instalada em região de alta complexidade de terreno a 6500 metros de distância do flutuante e 40 metros acima do nível da represa. As diferenças entre dados do LiDAR e da torre entre 06:00 e 09:00 horas podem ser explicadas pela complexidade do terreno.

A direção de incidência do vento é inicialmente Nordeste com vento de intensidade moderada, conforme ilustrado na Figura 5b. O intervalo de maior velocidade de vento é com incidência no quadrante Sudeste-Sudoeste, direção a qual predominou até o fim da campanha.

Os valores de pressão e temperatura estão inversamente correlacionados como pode ser observado na Figura 5c. Períodos com temperaturas máximas próximas de 30°C e mínimas de 13°C . Em um regime diurno local para médias latitudes a pressão atmosférica atinge valores mínimos na madrugada e à tarde e máximos ao final da manhã e à noite (BLANCQ, 2011). A Figura 5d apresenta a magnitude da velocidade do vento em m s^{-1} com altura de 0 a 200 metros atingindo picos de 12 m s^{-1} a 80 metros de altura. Ventos de NW às 18:00 apresentaram o maior cisalhamento de perfil. Alguns intervalos durante o período de ventos mais intensos apresentaram muito baixo cisalhamento, o que pode ser decorrente da incidência de vento no quadrante Sul-Sudoeste que possui pista livre de aproximadamente 1,3 quilômetros sobre a su-

perfície do reservatório. A pista livre e o afunilamento decorrente da complexidade do terreno favorecem a aceleração do escoamento a baixas alturas.

Em dias de céu limpo, o regime noturno de vento tende a ser direcionado para fora do vale em uma descendente dos morros e com escape pela extremidade aberta do vale (EMEIS, 2012). A queda brusca de temperatura de mais de 15 graus à noite favorece a ocorrência deste evento de deslocamento do vento em direção à saída do vale. A aceleração do vento Sul durante a noite é verificada chegando a velocidades próximas de 12 m s^{-1} a 100 metros de altura. Ventos de larga escala, associados com sistemas sinóticos, convergem entre as montanhas e sofrem intensificação conforme indicado por Assireu, Pellegrini e Pimenta (2013).

Por volta das 09:00 houve uma virada do vento Sul para Leste. O vento Leste incide diretamente na torre sem barreiras topográficas. Neste momento foi verificado um pico de aceleração do vento na torre (não ilustrado), enquanto que o regime se manteve consideravelmente uniforme no LiDAR quanto à magnitude do vento.

A Figura 6 ilustra os campos de pressão e velocidade do vento derivados de produto de reanálise atmosférica ERAinterim do Centro Europeu de Previsões Meteorológicas a Médio Prazo (ECMWF) (DEE et al., 2011). A margem branca representa a linha de costa e o ponto branco o local dos experimentos na Represa de Furnas. A passagem de um ciclone próximo de 40° S e 30° W induz um escoamento dos ventos de Sudoeste no início da campanha virando para Sudeste no decorrer do dia com a aproximação de um anti-ciclone a 40° S e 45° W . A frente pode ser identificada pela região de convergência (sentido horário) do vento entre os centros de alta e baixa pressão. As medições com o LiDAR flutuante mostraram a mesma predominância de direção do escoamento do vento.

A combinação dos fenômenos descritos de afunilamento do vento e indução de ventos de Sul pela frente de alta pressão é confirmada pelos dados medidos de 10 a 200 metros de altura pelo LiDAR. Fatores tanto locais quanto sinóticos podem ter influenciado nas características do vento em Furnas.

2.3.2 Perfis de vento

Os gráficos de perfil de vento da Figura 7 descrevem oito perfis médios de velocidade para cada 3 horas. A linha vermelha representa as

medições do Zephir 300 de 10 a 200 metros de altura. O círculo preto (3 m) e o losango azul (1 m) representam as medições dos anemômetros sônicos Young 81000 e do Zephir Lidar respectivamente. Apesar de tratar de apenas 24 horas de medição, algumas caracterizações tanto de complexidade de terreno quanto de estabilidade atmosférica podem ser feitas.

A avaliação de ciclos de vento em perfis diurnos pode trazer grandes variações a cada dia devido a diferentes situações climáticas e de balanço térmico superficial. Análises de mais longo prazo permitem caracterizar com mais propriedade a influência destes fenômenos (ARYA, 2001).

O reduzido cisalhamento do perfil entre 10 e 200 metros é esperado neste tipo de terreno como pode ser verificado de 14-17 h, quando a forte desaceleração do vento se dá somente a alturas muito próximas do solo. Este vento Noroeste verificado no início da campanha apresenta poucos obstáculos ao escoamento.

Entre 17-20 h há considerável aumento do cisalhamento do vento, apesar de pequena variação da velocidade à altura média de eixo das turbinas (100 m). Os obstáculos localizados a Oeste do ponto de medições afetam a velocidade do vento a menores alturas. Apesar da aceleração do vento a 200 m de altura, os obstáculos de aproximadamente 80 metros na direção do vento a menos de 100 metros de distância podem influenciar na formação do perfil.

Ventos de velocidade muito alta e muito baixa apresentaram as menores variações ao longo do perfil. Os ventos mais intensos foram observados no intervalo de 23-02 h quando incidiam diretamente da longa pista livre de Sul. Para as baixas velocidades entre 11 e 14 horas, a alta insolação sobre o terreno no entorno pode levar à instabilização da atmosfera, estimulando um fluxo convectivo e consequente aumento na mistura das camadas de ar. Logo acima da camada superficial a velocidade do vento decresce após o nascer do sol, atinge seu valor mínimo por volta do meio dia e tende a aumentar à noite (ARYA, 2001). Observações com LiDAR de alta resolução até 800 metros de altura em outras localidades sugerem que entre 40 e 200 metros de altura há aumento constante da velocidade do vento, com velocidades mais baixas ao entardecer e aumento gradual no decorrer da noite (BANTA et al., 2013). O afunilamento do vento sobre a água da represa tende a acelerar o escoamento em baixos níveis.

2.3.3 Registro de inclinações residuais do LiDAR

A Figura 8 apresenta séries temporais da intensidade do vento medida pelo LiDAR e os registros dos ângulos de *pitch* e *roll* medidos com o sensor XSens. Este período corresponde à área sombreada em verde na Figura 5a, selecionada pela disponibilidade de dados². Os intervalos nos quais o flutuante experimentou maiores inclinações coincidem com ventos de maior intensidade, entre 00:00 e 00:30 (Figura 8). É perceptível que o rolamento é mais influenciado, com inclinações variando de $\pm 10^\circ$. Esta maior amplitude é explicada pela direção predominante do vento proveniente do quadrante Sul (Figura 5), e perpendicular a este eixo de rolamento. Comparativamente, pode ser observado o intervalo próximo às 23:00, quando o vento de média intensidade incidia a Sudoeste e a influência sobre as oscilações do flutuante foi consideravelmente menor. Este evento pode não só ser explicado pelo alinhamento do vento com a direção de rolamento (*roll*), mas também pela Figura 4, na qual é observada uma pista livre (*fetch*) de mais de 1000 metros ao Sul que possibilita o desenvolvimento de ondas maiores. Conforme definido por Pelikán, Marková et al. (2013), a energia transferida pelo vento para a camada superficial da água gera alturas e períodos de onda que aumentam gradualmente enquanto viajam pela pista³.

As áreas sombreadas em azul, preto e vermelho representam intervalos com diferentes regimes de vento e de inclinações da plataforma. Os trechos serão analisados separadamente em seções subsequentes.

2.3.4 Conversão dos ventos para o referencial terrestre

A Figura 9 representa o comportamento da componente horizontal do vento a 100 metros de altura por uma linha preta. Sua forma degrau representa a consideração de velocidade constante dentro do volume de controle durante cada uma das medições. Essa consideração está baseada na hipótese do LiDAR de homogeneidade do fluxo ao longo da varredura cônica. Os dados estão apresentados em uma sequência temporal das medições a 100 metros de altura.

O registro de inclinações medido com o sensor XSens permite a

²Por problemas técnicos o sensor XSens não registrou dados das 14:50 às 21:50 do dia 20 de Setembro.

³A pista sendo a área sobre a qual o vento incide na água sem obstáculos, mantendo velocidade e direção praticamente constantes.

correção dos dados de vento com a aplicação da Equação 2.1 sobre os valores da velocidade V' medida pelo Zephir e as inclinações *pitch* α e *roll* β . Foi considerado um ângulo de guinada *yaw* $\gamma = 0$. É notável a baixa influência das inclinações sobre o valor medido após a aplicação da matriz de rotação ilustrada pela linha em vermelho na Figura 9. As diferenças de velocidade são notavelmente pequenas. Cada linha horizontal do gráfico representa uma medição para a altura de 100 metros. É importante ressaltar que a varredura para esta altura é realizada aproximadamente a cada 17 segundos e dura em média 1.6 segundos para ser completada. De acordo com a técnica de conversão utilizada, a velocidade do vento medida é considerada constante durante cada uma das varreduras cônicas.

A velocidade horizontal do vento é subestimada ou superestimada devido ao balanço do equipamento. Para avaliação deste fenômeno são consideradas basicamente 3 características: o sistema de coordenadas terrestre, o sistema de referência do instrumento (LiDAR) e as componentes do vetor velocidade medidas nos sistema referencial do instrumento $V' = (u', v', w')$. Quando o ângulo formado entre o vetor velocidade e o plano do sistema de referência do LiDAR é menor que o ângulo entre o plano horizontal xy do sistema terrestre e o vetor velocidade, a velocidade é subestimada após a correção. Quando a relação é oposta, o valor corrigido é mais elevado que o medido pelo equipamento. De acordo com a Figura 10, o plano A mostra a referência terrestre, e o índice B representa possível posição de inclinação do plano de varredura VAD. Nota-se que $V_h = |\vec{V}| \cos(\Psi_2)$ e $V'_h = |\vec{V}| \cos(\Psi_1)$. Assim, $V_h < V'_h$ ($V_h > V'_h$) se $\Psi_1 < \Psi_2$ ($\Psi_1 > \Psi_2$). Nas situações em que os ângulos $\Psi_1 = \Psi_2$ a correção horizontal dos dados para magnitude não é alterada.

Os valores máximos e mínimos tanto de erro quanto de inclinação para cada uma das alturas são apresentados na Tabela 2. A Tabela 2 também relaciona os valores de desvio padrão e erro médio quadrático nos mesmos intervalos. Os desvios mínimos e máximos estão associados a valores individuais e atingiram valores extremos para a altura de 100 metros tanto em *pitch* quanto *roll*. Este comportamento, conforme esperado, refletiu maior desvio padrão e RMSE após a correção de dados por meio da matriz de transformação.

A diferença entre valor corrigido e valor medido ΔV segue a tendência junto às inclinações com valores muito pequenos. Valores absolutos mais elevados de inclinação geram desvios maiores na velocidade corrigida, e o mesmo acontece em relação ao desvio padrão destas variáveis.

Tabela 2 – Erros associados às inclinações do sistema. Valores extremos (máx. e mín.) de guinada e rolamento comparados a $\Delta V = V'_h - V_h$ (ms^{-1}).

z_z	PITCH ($^\circ$)			ROLL ($^\circ$)			ΔV ($m\ s^{-1}$)		
	Altura 10 m	100 m	200 m	10 m	100 m	200 m	10 m	100 m	200 m
Mín	-4.01	-5.73	-4.58	-11.38	-11.95	-11.38	-0.07	-0.12	-0.10
Máx	5.15	6.30	5.16	9.82	11.54	10.96	0.21	0.37	0.146
DP ^a	0.73	0.75	0.707	1.61	1.62	1.62	0.011	0.016	0.014

^aValores de RMSE para ΔV iguais ao desvio padrão para 10, 100 e 200 m.

Os resultados de correção apresentados permitem supor que, neste experimento, os maiores desvios de velocidade não estão diretamente ligados às maiores alturas de medição. O sistema de medição LiDAR com onda contínua se mostrou robusto o suficiente para amortizar os desvios decorrentes das inclinações do sistema a diferentes alturas para movimentos de até 15° . As considerações básicas de homogeneidade e horizontalidade do fluxo apresentadas na Seção 2.2.1 minimizam os erros pois filtram dados muito discordantes no cone de varredura.

Outros trabalhos já estudaram algoritmos para correção de dados de vento tanto em equipamentos LiDAR (YAMAGUCHI; ISHIHARA, 2015; TIANA-ALSINA et al., 2015) quanto em anemômetros sônicos (EDSON et al., 1998; WILCZAK; ONCLEY; STAGE, 2001). Para anemômetros sônicos instalados em torres sobre embarcações há considerável influência não somente das inclinações (*pitch* e *roll*) mas também da aceleração translacional do equipamento decorrente do balanço das ondas. A distância entre o ponto de instalação dos anemômetros e o centro de giro da embarcação faz com que para pequenas inclinações o deslocamento do equipamento seja considerado. Para o flutuante estudado, o centro de massa do sistema está consideravelmente próximo ao centro de giro do LiDAR, permitindo simplificar a análise à correção somente de inclinações nos eixos x e y .

Yamaguchi e Ishihara (2015) encontraram valores de desvio desprezíveis em inclinações de até 6° . Valores arbitrários de 6° , 18° e 36° foram avaliados neste estudo seguindo as equações da seção 2.2.4 assumindo a inclinação em uma única direção. Verificou-se que para 36° de inclinação o erro sobre a velocidade horizontal do vento pode chegar a 1,5%, podendo ser reduzido a 0,3% após aplicação de algoritmo de compensação de movimentos. Estes resultados estão de acordo com o

presente estudo que, com desvios abaixo de 2° ao longo da campanha, apresentou variações desprezíveis após correção dos dados.

Ainda confirmando os baixos desvios encontrados, inclinações de até 5° foram verificadas por Mangat et al. (2014) tendo erro desprezível abaixo de 0,3%. O autor comenta também que sobre terrenos não complexos, a partir de 10° de inclinação, é possível notar variação. No entanto ainda não excedendo os valores típicos de incerteza de medição de anemômetros de copo.

Para a altura de 100 metros foram encontrados os maiores valores de erro médio quadrático e de desvio padrão, estando os dois com diferença quase nula devido à proximidade entre os valores pontuais medidos e a média dos mesmos. Nota-se que o menor desvio foi a 10 metros de altura, logo após o desvio a 200 metros e depois para 100 metros.

A hipótese considerada de velocidade constante para uma determinada altura faz com que a análise acima seja basicamente referente à inclinação do sistema. O algoritmo de programação do Zephir LiDAR não permite que usuários externos tenham acesso aos dados medidos a 50 Hz. Somente com estes dados brutos seria possível a correção individual de cada um dos pontos da varredura VAD e a identificação da posição do cone na qual esta medição específica foi realizada.

Pitter e Woodward (2015) sugerem que quando requeridas médias de 10 minutos de medições não é necessária a aplicação de algoritmos de compensação de movimento em LiDARs de emissão laser contínua. As movimentações da boia são periódicas, e em geral simétricas, fazendo com que erros induzidos pelas ondas sejam compensados a zero dentro do período de 10 minutos e os valores medidos tenham boa acurácia.

A baixa inclinação do sistema durante a campanha mostra que os desvios na medição da velocidade são mínimos, principalmente quando considerada uma média temporal.

2.3.5 Efeito das Inclinações sobre a varredura espacial

Quando instalado sobre uma plataforma flutuante o LiDAR fica sujeito às oscilações provenientes das ondas e do vento incidente. A varredura VAD (*Velocity Azimuth Display*) realizada pelo Zephir LiDAR de emissão contínua de onda tem algumas de suas características e suposições afetadas ao operar com seu eixo da referência inclinado.

A Figura 11b simula a inclinação de um LiDAR e algumas ca-

racterísticas alteradas do perfil cônico de varredura. O giro do feixe laser é alinhado com seu eixo vertical por ser baseado na rotação do prisma defletor (Figura 11a). Deste modo, ao inclinar o equipamento o eixo central do feixe é posicionado também de forma inclinada (Figura 11b).

A inclinação do LiDAR altera não somente a altura de referência central z para uma nova altura z' mas também a varredura passa a ocorrer entre as alturas z_{max} e z_{min} , como ilustrado na Figura 11b. Em regime normal o foco do feixe é teoricamente mantido a uma mesma altura, com um desvio máximo dentro do volume de controle dos pontos máximo e mínimo de foco. Este volume de controle é de aproximadamente ± 0.1 m à altura de 10 metros e ± 6 m a 100 metros. É importante considerar que a distância percorrida pelo feixe tem o valor constante para cada altura, dada por: $L = z/\cos(30^\circ)$.

O cálculo das alturas apresentadas na Figura 11b pode ser realizado pelas equações abaixo. A altura real de medição passa a ser:

$$z' = z * \cos(\delta) \quad (2.6)$$

A altura máxima varrida pelo cone:

$$z_{max} = \frac{z}{\cos(30^\circ)} * \cos(30 - \delta) \quad (2.7)$$

E a altura mínima:

$$z_{min} = \frac{z}{\cos(30^\circ)} * \cos(30 + \delta) \quad (2.8)$$

Tabela 3 – Variações de altura para diferentes alturas e inclinações

z	10 metros			100 metros			200 metros		
	5°	10°	15°	5°	10°	15°	5°	10°	15°
z'	9.9	9.8	9.6	99.6	98.5	96.6	199.2	197.0	193.2
z_{min}	9.4	8.8	8.2	94.6	88.4	81.6	189.2	176.9	163.3
z_{max}	10.5	10.8	11.1	104.6	108.5	111.5	209.3	217.0	223.1
Δz	1.0	2.0	3.0	10.1	20.0	29.9	20.1	40.1	59.8

A Tabela 3 ilustra os efeitos da inclinação δ do sistema de me-

dição, que refere-se à combinação dos efeitos de *pitch* (α) e *roll* (β) dada por $\delta = \cos^{-1}(\cos \alpha * \cos \beta)$. É notável que o valor de z_{max} será crescente até a inclinação δ de 30° e a partir deste ponto decresce gradualmente, enquanto que z' e z_{min} são sempre decrescentes. Esta situação de decréscimo do z_{max} é dificilmente atingida pois boias raramente extrapolam oscilações de 20° a 25° . Na Tabela 3 mostra como variam z' , z_{min} , z_{max} , Δz em função de δ e da altura z de 10, 100 e 200 m.

Quanto maior a altura de medição z e o ângulo δ , maior será o Δz associado à orientação do eixo vertical do sistema de medição. A 100 metros a variação na altura do ponto central do plano de varredura é de -3.4 metros para 15° de inclinação, com a varredura abrangendo uma altura de 29.9 metros desde o z_{min} até o z_{max} . Com a atenuação das inclinações para 10° o Δz é reduzido para 20 metros, e valores chegam a 10 metros quando trabalhando a ângulos de 5° (Tabela 3). Foi verificado que estes valores variam linearmente com a altura z . Os resultados obtidos por estudo de Jaynes et al. (2007) mostram o peso de diferentes características do processo de medição sobre as incertezas dos resultados do LiDAR (Tabela 9 do Apêndice A.1 apresenta tais dados). Jaynes et al. (2007) menciona que turbulências dentro do volume de controle e variações no foco de medição são as principais fontes de incerteza, sendo estas de 5.0% e 1.2%.

O registro de rolamento (*roll*) medido pelo sensor XSens está ilustrado na Figura 12b. Cada ponto preto representa uma medição do XSens com frequência média de 20 Hz. As oscilações são de $\pm 8^\circ$ com período típico de 1,6 segundos, associado às ondas.

As áreas hachuradas na Figura 12b marcam cinco intervalos de medição do LiDAR, sendo cada um deles referente a uma determinada altura de foco do laser. É verificado que durante cada um destes intervalos há um ou mais picos e vales de inclinação do sistema sob efeito da plataforma de estabilização. Os 60 segundos representados na Figura 12 foram aqueles com maior amplitude de oscilação de toda a campanha de medição.

Um estudo desenvolvido na Espanha por Tiana-Alsina et al. (2015) testou um sistema de atenuação dos movimentos das ondas similar ao proposto neste trabalho. Uma plataforma de estabilização passiva dos movimentos foi testada inicialmente em laboratório e posteriormente em boia oceanográfica. Os resultados laboratoriais foram positivos principalmente para baixas frequências (1/12 Hz).

A Figura 12a calcula a a variação temporal de z' , z_{min} e z_{max} para focos de medição do LiDAR a 10, 40, 100 e 200 metros com base

nas equações 2.6 a 2.8. As demais alturas de medição apresentam as mesmas características de distribuição do volume de controle, sendo maiores ou menores de acordo com o valor de z . Um perfil teórico logarítmico do vento é inserido no gráfico para referência. São apresentadas 1200 amostras de medição do inclinômetro a 20 Hz, totalizando 1 minuto de registro. Fica claro o efeito do LiDAR sobre o volume de controle do cone de medição VAD.

As alturas mínimas z_{min} e máximas z_{max} crescem com a altura de medição. Em raros casos os limites z_{min} e z_{max} ultrapassam aqueles definidos pelo volume de controle de medição para uma altura de 100 metros, que tem aproximadamente ± 6 metros (amplitude total 12 metros).

A variabilidade de Δz com a altura e movimentação do LiDAR pode implicar em maiores erros de medição. Entretanto o aumento de Δz ocorre para regiões de menor cisalhamento do vento com a altura, o que pode tender a equalizar o efeito destas inclinações periódicas.

A fim de exemplificar são mostrados os valores médios de z_{min} e z_{max} para 200 m de altura nas linhas horizontais tracejadas vermelhas. No trecho analisado, o desvio médio superior foi de 2.22 m e o inferior de 2.41 m.

2.3.6 Efeito das inclinações no perfil de vento

A Figura 13 apresenta o desvio padrão da velocidade do vento em função da altura para regimes de baixas, médias e altas inclinações do sistema. Tais períodos correspondem àqueles ilustrados na Figura 8. Os resultados mostram que para regimes de maior oscilação do sistema o desvio padrão tende a ser mais elevado.

A intensidade das oscilações mostra-se influente na medição do perfil de vento à medida que ganha maior amplitude. O intervalo estudado da Figura 13 se estendeu de 01:00 até 03:30 da manhã.

A variação entre o desvio encontrado para amplitudes entre máximos de $\pm 10^\circ$ e mínimos de $\pm 2^\circ$ foi maior para a altura de 10 metros, com valor aproximado de $1,03 \text{ ms}^{-1}$. Maior cisalhamento e oscilação de direção e velocidade do vento ao longo do tempo podem desencadear erros de medição mais significativos para um sistema não estático de medição.

O Zephyr LiDAR tem aos 100 metros sua melhor capacidade de escaneamento do perfil, e esta característica é confirmada pelos resultados obtidos. O erro de 0.09 ms^{-1} entre os desvios a esta altura

mostra a robustez da técnica de medição à altura média do rotor de um aerogerador.

Por fim, a Figura 14 apresenta uma simulação da importância da altura de medição do LiDAR sob diferentes inclinações. Um perfil idealizado é indicado por uma linha preta, enquanto os símbolos referem-se às simulações de medições do LiDAR para diferentes inclinações. Quanto maior a inclinação, maior a diferença real da altura z' de medição referente à distância z programada pelo laser. Sendo assim, o perfilador de vento deve calcular a média de velocidades para determinada altura considerando-a como sendo z , quando a real altura central medida é z' dentro do espectro Δz . Utilizando um perfil logarítmico teórico para representação (linha contínua), as diferenças do perfil plotado pelo equipamento para cada uma das inclinações seria similar ao apresentado na Figura 14, mas subestimando a velocidade do perfil real.

A simulação da Figura 14 foi feita com o cálculo de 50 velocidades de vento dentro de cada intervalo de alturas Δz descritos na seção 2.3.5. As médias destes valores foram calculadas para as respectivas alturas e inclinações. Os triângulos da Figura 14 representam as medidas após aplicação da correção para z' e os demais marcadores as velocidades na referência sem correção z . É notável a aproximação dos valores para a curva de referência após consideração do novo valor central de medição z' no lugar de z . Sem esta consideração o perfil é deslocado para a esquerda com a inclinação do equipamento. Para 10° o desvio foi de -0.1 m s^{-1} e para 40° de -0.9 m s^{-1} . À altura de 100 metros, este erro reduz de -0.9 m s^{-1} para aproximadamente -0.02 m s^{-1} após a correção.

2.3.7 Estimativa de Potência

Visto o caráter inovador da proposta de medição com tecnologia LiDAR sobre um flutuante procurou-se ilustrar a utilidade das medições calculando a geração prática a partir de uma curva de velocidade-potência de dois aerogeradores no período de maior intensidade de vento (Figura 15a).

As curvas de geração de energia associadas são apresentadas nas Figuras 15b e 15c. Curvas de potência associadas podem ser verificadas na figura 15d. Elas representam a capacidade de geração de duas turbinas eólicas modelos Vestas V112 3.3 MW (VE 3.3) e Senvion 6.2 MW 152 (SE 6.2). As turbinas iniciam operação a velocidades aproximadas de 3 m s^{-1} (velocidade de partida) e aumentam sua produção

com o cubo da magnitude do vento até atingirem valor máximo de geração (velocidade nominal), a qual é mantida constante até a velocidade máxima limite de operação (velocidade de parada). A potência foi calculada em função da velocidade a 100 metros de altura V_{100} , isto é, $P = f(V_{100})$ (Figura 15d).

Apesar de um curto intervalo de tempo a imagem ilustra a capacidade do sistema de monitorar o regime de ventos e estimar com acurácia a geração de energia em corpos hídricos. A prospecção de potencial eólico em corpos hídricos vem de acordo com estudos recentemente desenvolvidos no âmbito da complementaridade hidro-eólica (SILVA et al., 2016; ACKER et al., 2012; AMARANTE et al., 2001b; PIMENTA; ASSIREU, 2015).

2.4 SUMÁRIO E CONCLUSÕES

Apesar das oscilações do sistema, foi possível fazer medições de qualidade avaliando o perfil de vento ao longo de 24 horas. A aplicação de matrizes de rotação para correção vetorial só mostra alterações significativas para ângulos acima de 15° . A velocidade horizontal do vento pode ser subestimada ou superestimada pelo sistema de medição de acordo com a relação entre o vetor velocidade e os planos horizontal e de medição. No reservatório as ondas são basicamente formadas pelo vento e o sistema sentiu as maiores oscilações nos intervalos de maior intensidade do vento.

Os dados coletados mostraram maior confiabilidade a alturas próximas à altura do rotor de turbinas de grande porte, a partir de 80 metros. Apesar de experimentar as maiores amplitudes de inclinação, as medições a 100 metros mantiveram a melhor uniformidade de desvio ao longo da campanha. Para baixas alturas os resultados apresentaram maiores desvios possivelmente decorrentes do alto cisalhamento do vento.

As características e hipóteses da varredura cônica do LiDAR são influenciadas pela inclinação do sistema. A correção das medições sobre a altura medida permite uma melhor aproximação da o perfil real medido, minimizando a distorção dos dados decorrente da inclinação do LiDAR. Esta proposta de revisão da altura de referência pode ser aplicável a sistemas de emissão contínua de onda.

A proposta de aplicação de uma tecnologia nacional para avaliação do potencial real sobre corpos hídricos busca solução de baixo custo em relação a sistemas estrangeiros. A plataforma estabilizadora

apresentada pode ser melhorada com sistemas de amortecimento e de monitoramento das oscilações interna e externa simultâneas de alta frequência, além de isolamentos adequados para instalações elétricas. Os estudos realizados servirão como base para campanha de perfilamento do vento em alto mar sobre embarcação em movimento prevista para o segundo semestre de 2017 já aplicando algumas das potenciais melhorias observadas. Para esta campanha haverá uma medição de referência da temperatura da água e da velocidade do vento na costa.

2.5 FIGURAS

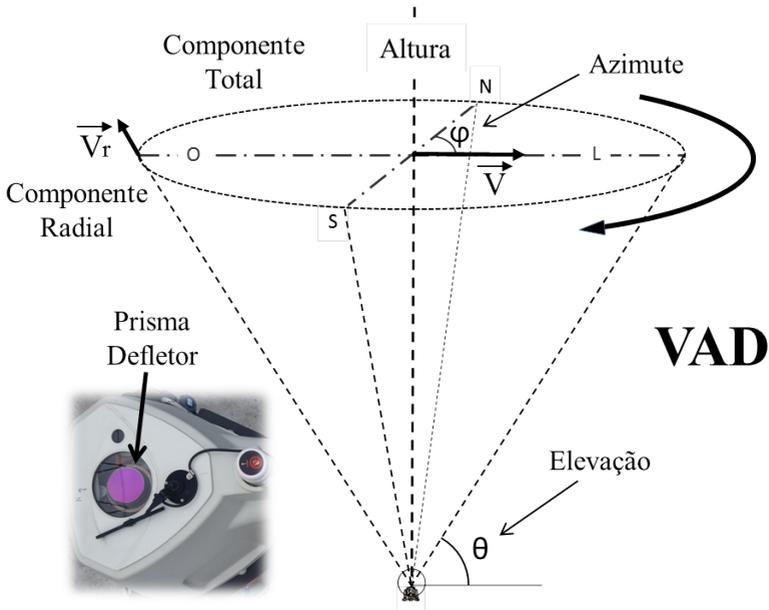


Figura 1 – Representação da varredura cônica por VAD (*Velocity Azimuth Display*) utilizada para ambos modos pulsado e contínuo. Em detalhe o prisma defletor responsável pelo direcionamento do raio incidente. Aqui \vec{V}_r refere-se à velocidade das partículas de aerossol ao longo do feixe, calculada por efeito Doppler. São necessárias 50 medições ao longo do VAD para se compor a velocidade \vec{V} do vento no centro do cone.

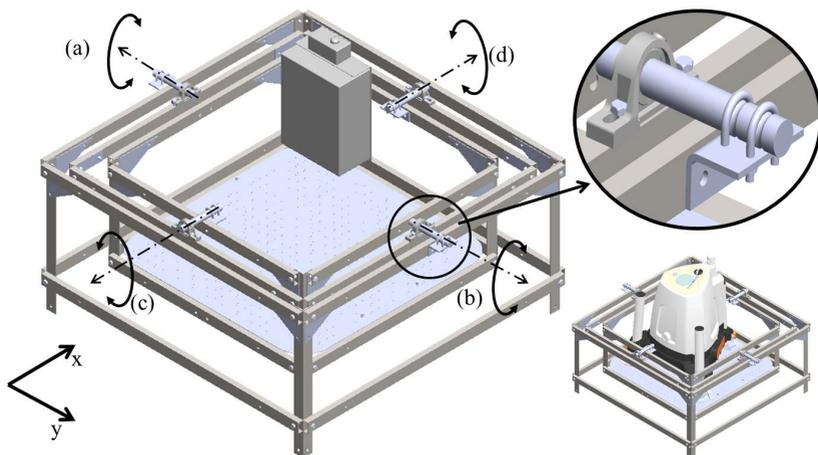


Figura 2 – Modelo computacional da plataforma de compensação de movimentos ESTABILiDAR. O sistema tende a manter-se estabilizado por ação da gravidade. A carcaça externa é fixa ao sistema oscilante e o equipamento é montado na carcaça interna com dois graus de liberdade para giro em x e y representados por (a), (b), (c) e (d).

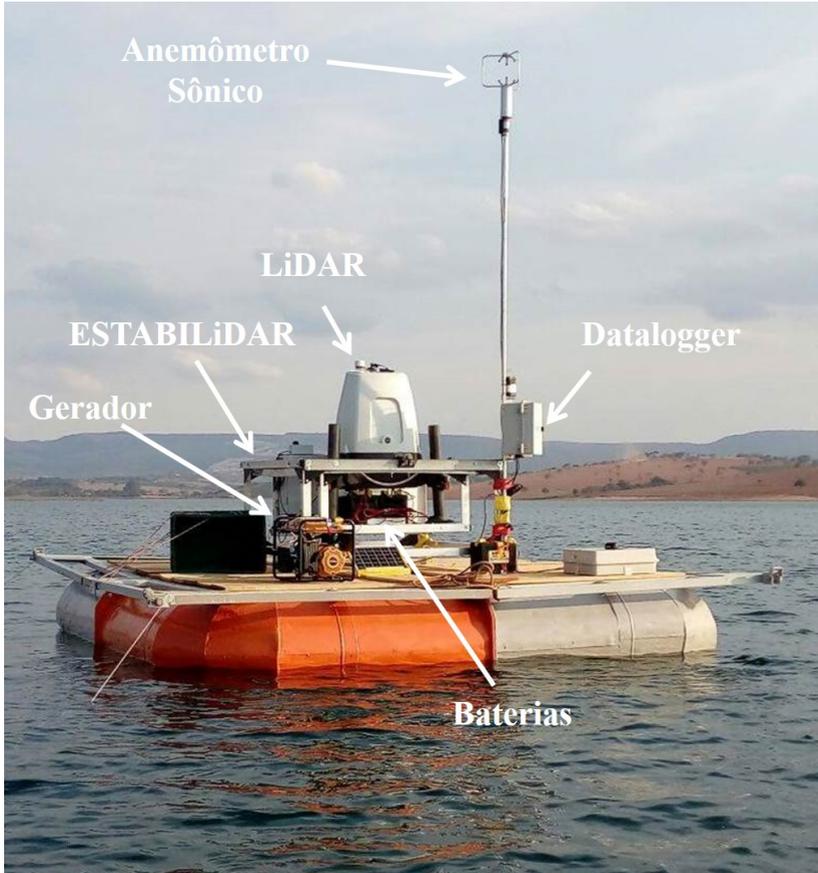


Figura 3 – Plataforma flutuante com o sistema de medição remota instalado. Os principais equipamentos utilizados estão indicados.

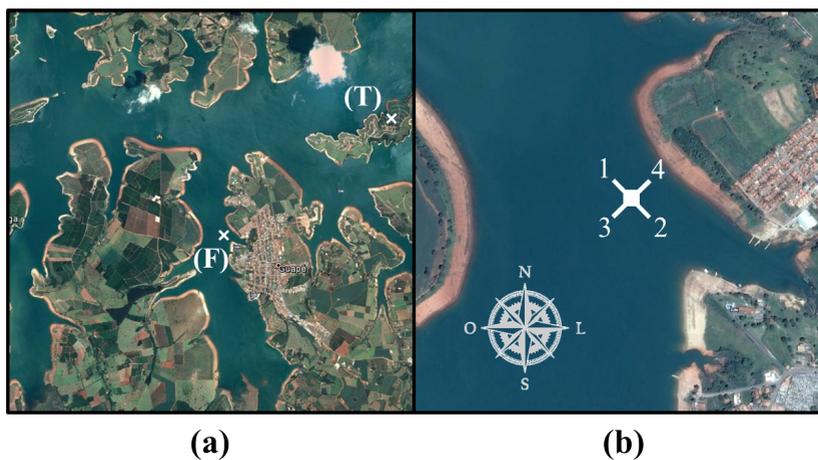


Figura 4 – (a) Posicionamento da plataforma flutuante (F) e da torre (T) sobre a represa da Hidrelétrica de Furnas. (b) Sequência de distribuição das poitas indicadas pelos números 1 a 4.

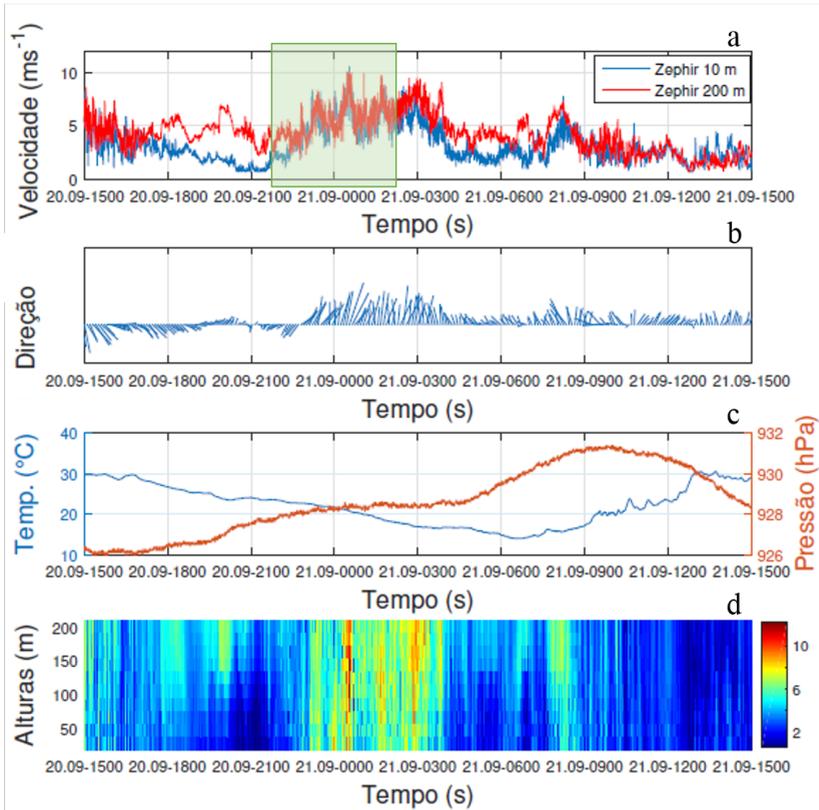


Figura 5 – (a) Velocidade do vento para alturas de 10 e 200 metros com medições de Lidar, (b) direção de incidência do vento a 200 metros, (c) temperatura e pressão e (d) magnitude da velocidade de vento com a altura. Tempo em horário local.

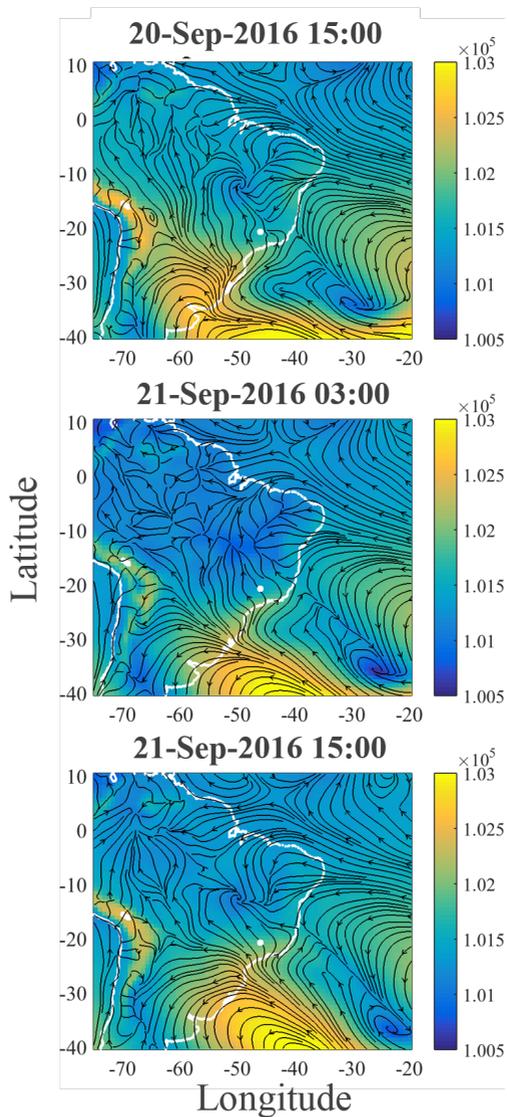


Figura 6 – Mapa de pressão (Pa) com linhas de corrente indicando a circulação dos ventos durante o período de testes. Horário local.

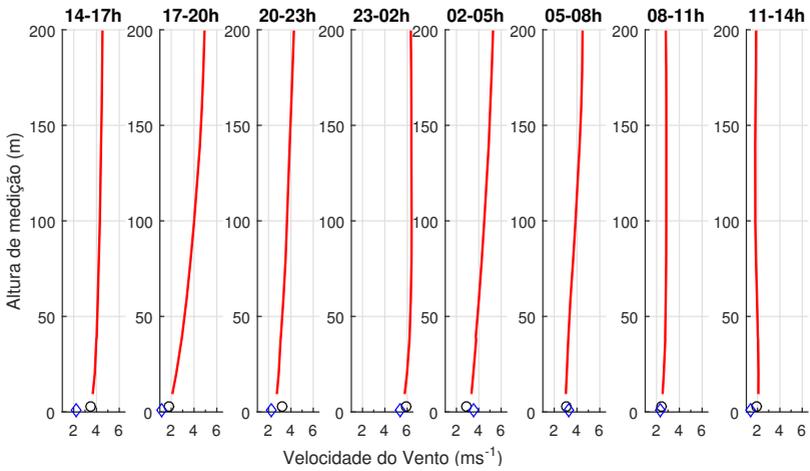


Figura 7 – Perfil de vento medido pelo Zephir LiDAR a cada 3 horas durante as 24h da campanha. Os marcadores inferiores representam medições de anemômetros sônicos do LiDAR e Young integrados.

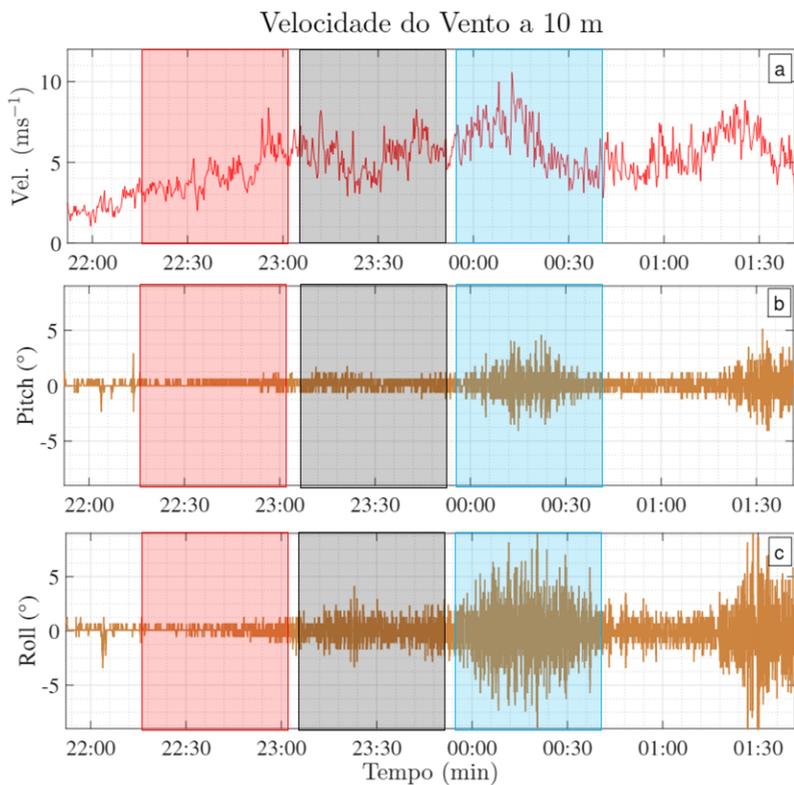


Figura 8 – (a) Velocidade V do Zephir LiDAR corrigida para 10 metros de altura e ângulos de (b) *pitch* α e (c) *roll* β no referido horário do dia 21-09-17. Intervalo amostral de aproximadamente 5 horas.

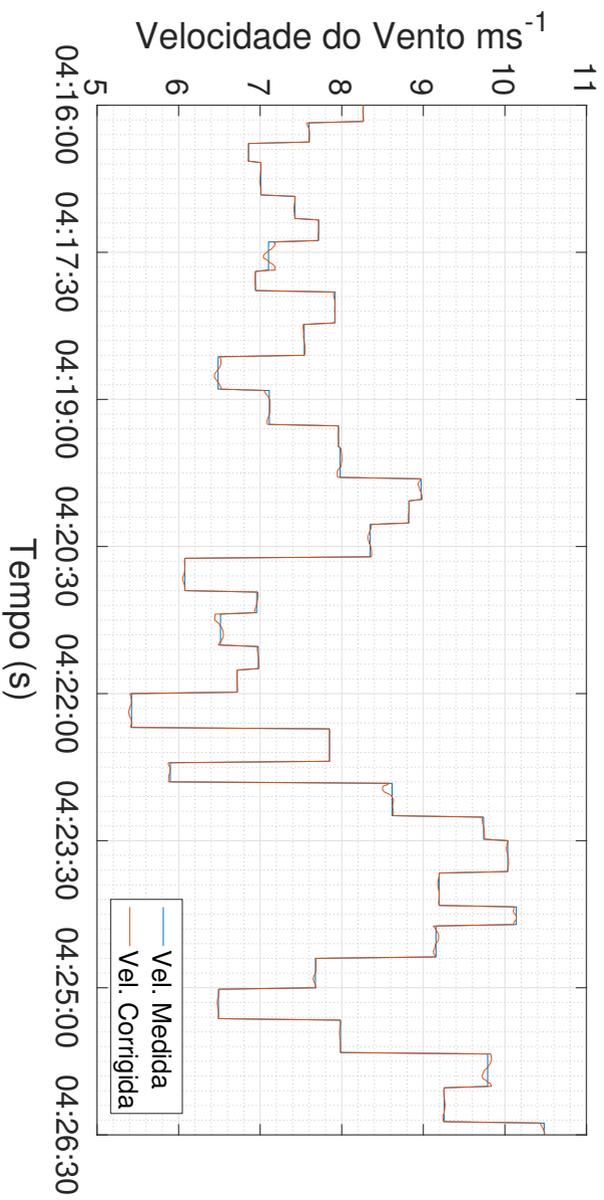


Figura 9 – Velocidade horizontal do vento a 100 m medidas pelo LiDAR (V'_h) e seu valor corrigidos para o referencial terrestre (V_h). Veja Apêndice e Seção 2.2.4.

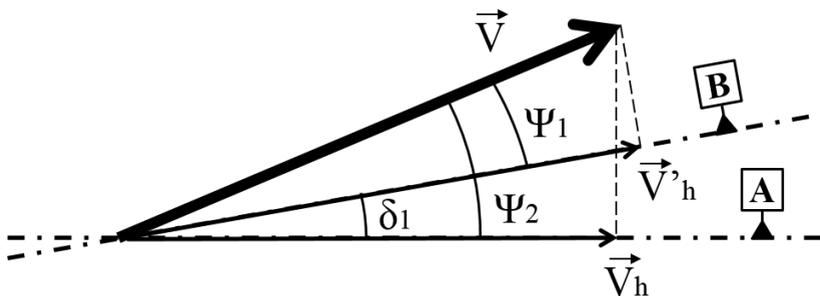


Figura 10 – Relação entre o plano de referência terrestre (A), as possíveis inclinações do plano de medição VAD do LiDAR (B) e a projeção do vetor velocidade \vec{V} sobre estes planos.

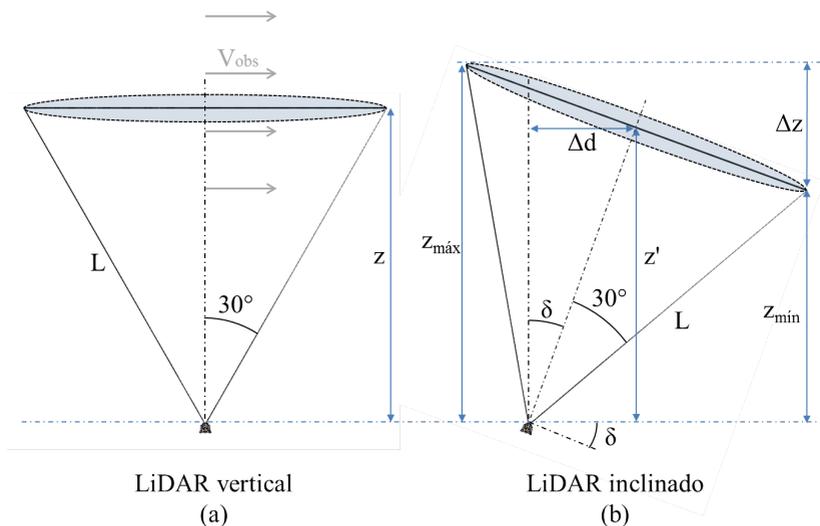


Figura 11 – Variações de inclinações do sistema de medições realizadas por meio da técnica VAD. A amplitude do volume de controle de medições varia com a inclinação do equipamento.

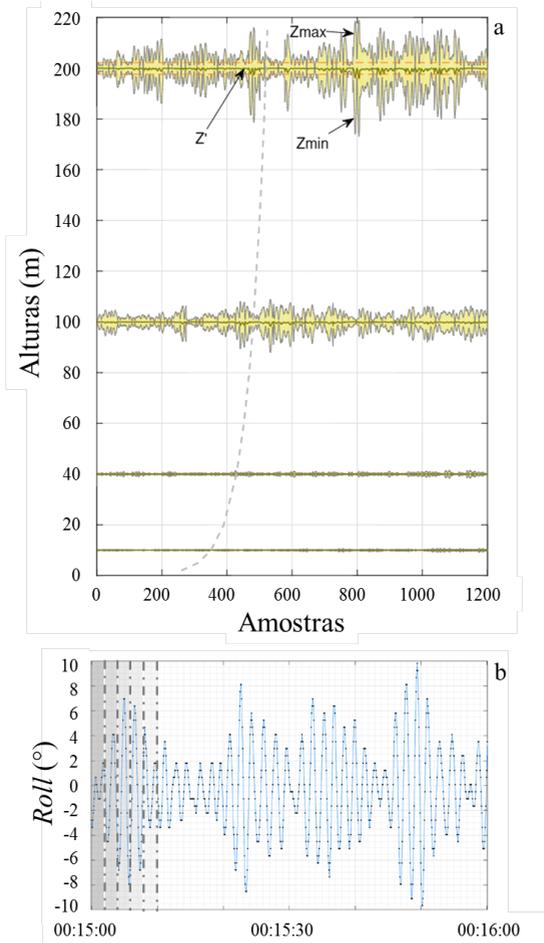


Figura 12 – (a) alturas z' , z_{max} e z_{min} de varredura do foco do cone sob regime de inclinação variável. A linha tracejada cinza representa um perfil teórico de vento pela Lei Logarítmica. A linha tracejada vermelha representa valores médios de z_{min} e z_{max} para 200m. (b) um minuto de registro das inclinações de rolamento (*roll*) na plataforma de estabilização. As faixas sombreadas ilustram o tempo para uma varredura cônica do Zephir LiDAR. Os pontos pretos representam as medições pontuais do inclinômetro a 20 Hz.

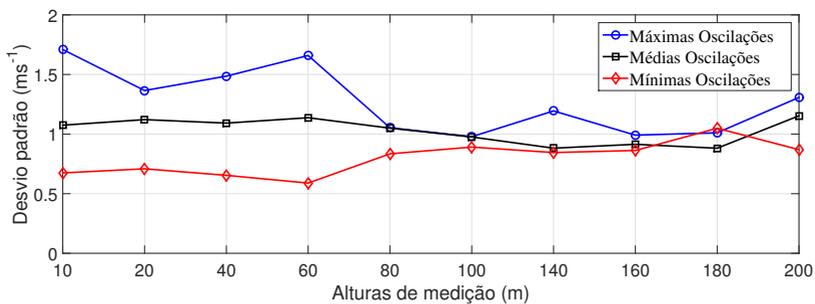


Figura 13 – Relação de desvio padrão da velocidade do vento medida pela Zephir LiDAR nas alturas determinadas para diferentes regimes de inclinação.

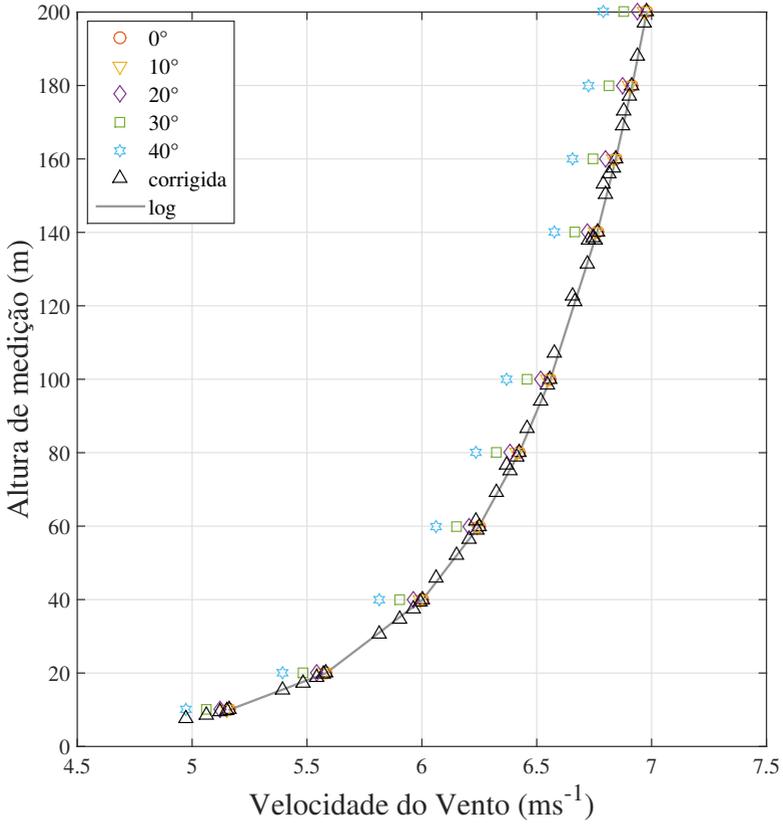


Figura 14 – Variação do perfil de vento para diferentes inclinações do equipamento com e sem a aplicação da correção descrita na seção 2.3.6. A linha contínua representa o perfil logarítmico teórico utilizado como referência. Os triângulos apresentam os dados após correção para todas as inclinações avaliadas.

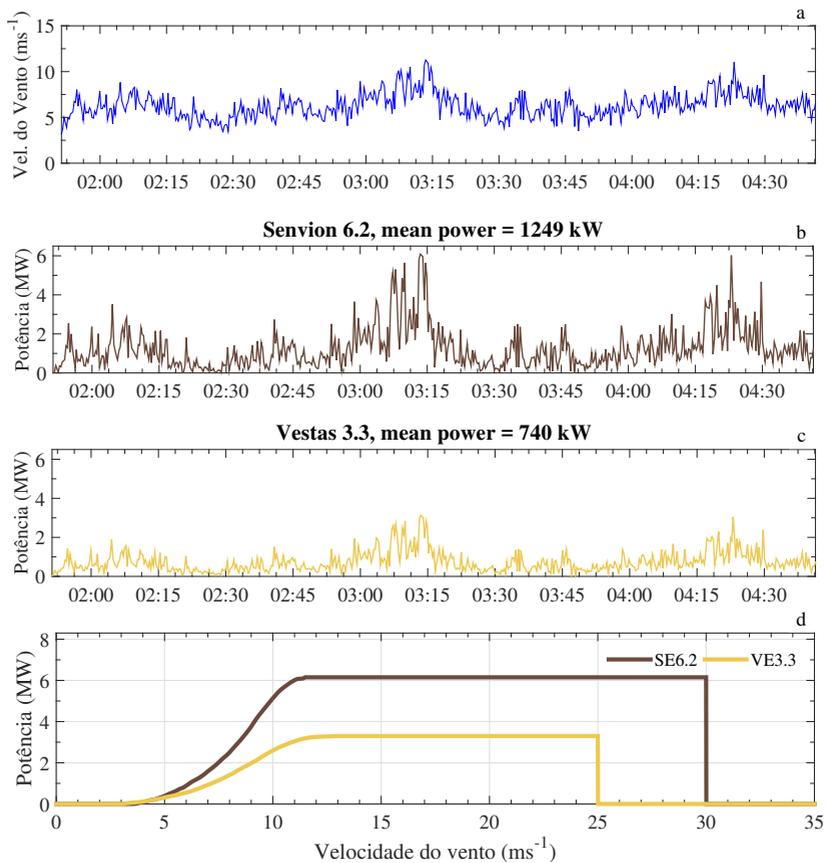


Figura 15 – (a) velocidade do vento no intervalo selecionado, (b) curva de geração de energia para a turbina Senvion 6.2, (c) curva de geração de energia para a turbina Vestas 3.3 e (d) curva de potência das duas turbinas.

3 CARACTERIZAÇÃO DOS VENTOS SOBRE UMA PLATAFORMA DE PESCA COM PERFILADOR LIDAR.

3.1 INTRODUÇÃO

O Brasil atingiu em Maio de 2017 a capacidade instalada de 11 GW de energia eólica em 440 parques e cerca de 6000 aerogeradores instalados. Isto equivale a 7.2% da capacidade de geração, embora os recursos eólicos sejam significativos para maior expansão do setor. O potencial eólico brasileiro continental foi estimado em 143.5 GW a 50 m de altura por Amarante et al. (2001a). Estimativas mais recentes sugerem um potencial de 880 GW a 50 m de altura (FAPESP, 2016). O potencial *offshore* é cerca de 1.3 TW entre 0 e 100 m de profundidade (PIMENTA; SILVA; ASSIREU, 2016; SILVA et al., 2016).

Pouco se sabe sobre a estrutura espacial e variabilidade temporal dos ventos brasileiros na região costeira limite entre os domínios continental e marinho. Observações nesta região de transição se fazem cada vez mais importantes. Nos Estados Unidos da América e na Europa a perfilagem remota do vento com o uso de feixes de luz já é comumente empregada. A tecnologia LiDAR (Light Detection and Ranging) permite atualmente aferir a velocidade e a direção do vento em alturas de até dezenas de quilômetros. Este equipamento vem sendo utilizado há cerca de 20 anos em complementação e substituição de torres meteorológicas continentais. Um ano de dados meteorológicos de torre anemométrica e LiDAR verificaram ventos predominantemente oceânicos no nordeste do Brasil (SAKAGAMI et al., 2015). Estudos recentes vêm sugerindo a completa substituição de torres meteorológicas instaladas em alto mar por LiDARs sobre plataformas oceânicas, sejam elas fixas ou flutuantes.

Bons resultados já foram obtidos para medições em plataformas oceânicas fixas (PEÑA et al., 2009) e píeres costeiros (SHIMADA et al., 2014). Shimada et al. (2014) instalou um LiDAR WindcubeV2 em uma estação de pesquisas oceanográficas sobre píer costeiro a 400 metros da costa no Japão. Resultados mostraram que velocidades para ventos do quadrante oceânico podem ser até 4.5 m s^{-1} mais intensas que aquelas do setor continental a baixas alturas.

Um LiDAR de onda contínua modelo Zephir 300 foi instalado em um píer costeiro em Barcelona, Espanha, para comparação com outro LiDAR instalado em uma boia. Resultados demonstraram boas

correlações e entre os dois sistemas e comprovaram a eficácia do sistema de referência instalado sobre o píer (BISCHOFF et al., 2015). Para médias de 10 minutos os desvios verificados foram mínimos.

No Brasil ventos continentais são medidos por estações do INMET, tipicamente a 10 metros de altura, e por boias oceânicas ¹. As escassas plataformas oceânicas que realizam medições nas alturas de turbinas ao redor de 100 metros de altura são continentais e de domínio privado com dados sigilosos.

Plataformas e píeres costeiros servem, assim, como alternativas versáteis para instalação de LiDARs e outros sensores na região costeira. Estas possuem baixo custo de operação, fácil acesso para manutenção, possibilidade de alimentação de energia elétrica e proteção contra vandalismo. O Instituto de Oceanografia de Scripps, nos Estados Unidos, por exemplo, estuda parâmetros meteorológicos e oceanográficos há mais de 100 anos, incluindo medições sobre a estrutura de um píer costeiro (JR; LINDEGREN, 2014). No Brasil píeres de pesca configuram como uma opção bastante viável para monitoramento do mar e atmosfera costeira, sob forte influência dos ventos oceânicos.

O presente estudo tem o objetivo realizar medições com um perfilador LiDAR na região de transição continental-oceânica, mais precisamente localizada a 250 metros da linha de praia sobre uma plataforma de pesca. Para tanto, um pequeno laboratório foi construído em colaboração com a Plataforma de Pesca Entremares de Balneário Arroio do Silva, SC. Nele foram instalados um LiDAR e uma torre meteorológica. Foi verificado que esta localidade experimenta ventos com características muito próximas dos ventos oceânicos, porém com escoamentos mais frequentes e intensos ao longo da costa.

Características gerais do vento perfilado entre 20 e 210 metros de altura são apresentadas, além de uma avaliação da distribuição de probabilidade e variabilidade direcional. O perfil de vento é distinto para setores continentais e oceânicos. A ação da brisa marítima é descrita, assim como a transição de regimes de verão para outono e inverno. O fator de capacidade e produção para turbinas eólicas modernas foi calculado para avaliação do potencial energético.

¹da Marinha do Brasil através do programa PNBOIA

3.2 EQUIPAMENTOS E MEDIÇÕES

3.2.1 Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA)

A Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA) refere-se a um laboratório experimental construído sobre a plataforma de pesca Entremares de Balneário Arroio do Silva, SC. A BOOA está localizada na parte terminal da plataforma, a 250 metros da linha de praia na latitude $28^{\circ} 57'' 46.67'$ S e longitude $49^{\circ} 22'' 48.62'$ W (16). As dimensões internas da BOOA são de 2.5 m x 2.5 m de largura por 2.5 m de altura (Figura 17a). Temperatura da água e ar, velocidade e direção do vento, umidade relativa e pressão são alguns dos parâmetros monitorados. A BOOA é dotada de um sistema elétrico independente para a alimentação de equipamentos.

Sobre a laje superior do laboratório estão instalados uma torre meteorológica autoportante de alumínio de 10 metros e um perfilador de vento LiDAR (Figura 17b). Um para-raios confere a proteção contra descargas elétricas. A estação possui um termohigrômetro Dualbase SDITH-01 com cobertura de proteção para radiação, um anemômetro de copo Thies First Class e um anemômetro sônico 3D Young 81000 (Figura 17c). O perfilador de vento LiDAR é do modelo Zephir 300. A Figura 17 ilustra o projeto conceitual do laboratório, bem como fotografias do laboratório construído já em operação.

Os instrumentos foram instalados em Dezembro de 2016 e seguem realizando medições. A altura média do piso da plataforma até a superfície da água é de 7.1 m. A Tabela 4 ilustra as alturas de instalação dos instrumentos em relação à superfície média da água.

Tabela 4 – Altura de instalação dos instrumentos anemométricos.

Instrumento	Altura sobre o nível médio do mar (m)
Anemômetro Sônico 3D	19.7
Anemômetro Copo	15.2
Termohigrômetro	11.0
Anem. Sônico 2D	10.5
LiDAR	20, 30, 50, 70, 90, 110, 150, 170, 190, 210

3.2.2 Zephyr LiDAR

O Zephyr ZP300 é um perfilador de vento LiDAR de emissão contínua. Esta característica combina simplicidade com alta sensibilidade nas alturas de medição relevantes à energia eólica. O LiDAR é um sistema confiável, robusto e a custos relativamente baixos. A velocidade de uma partícula é basicamente medida por um feixe de luz que ilumina determinado volume de controle de medição, sendo uma pequena parcela desta luz refletida e interpretada por um sistema receptor. Ao encontrar partículas (aerossóis) em movimento dispersas na atmosfera, o feixe de luz refletido tem sua frequência alterada por efeito Doppler.

O sistema de emissão contínua de onda opera em banda próxima ao infra-vermelho (~ 1560 nm). O laser emitido é focado nas alturas determinadas pelo usuário. É utilizada uma sequência de medições pela técnica *VAD* (*Velocity Azimuth Display*). A cada um segundo são computadas 50 medições sobre uma altura focal. Um cone é formado pela varredura contínua azimutal de 360° sob a inclinação de $\theta_v = 30^\circ$ com a vertical (Figura 17c). O escaneamento *VAD* intercepta o vento a diferentes ângulos azimutais construindo uma série de medições dentro de um disco de ar (volume de controle) do qual a velocidade radial (V_{LOS} - *line of sight*) é determinada. A relação da V_{LOS} com a velocidade horizontal U e vertical w é descrita pela equação 3.1 (PEÑA et al., 2009; LI; YU, 2017):

$$V_{LOS} = abs|U \cos(\varphi - \varphi_d) \sin \theta_v + w \cos \theta_v| \quad (3.1)$$

Onde φ é o ângulo azimutal instantâneo, φ_d é a direção do vento, considerada uniforme dentro do volume de controle e θ_v o ângulo do cone com a vertical. Este método assume homogeneidade do escoamento ao longo da trajetória de varredura. Sob esta hipótese é possível aferir U , w e φ_d pelo método de mínimos quadrados quando aplicado às 50 medições de $V_{LOS}(\varphi)$.

O equipamento pode realizar medições em 10 níveis de altura entre 10 e 300 metros. Neste trabalho as medições foram programadas para 10, 20, 40, 60, 80, 100, 140, 160, 180 e 200 metros de distância vertical do LiDAR. Por estar montado sobre a plataforma de pesca a cerca de 10 metros acima do nível médio do mar são adicionados 10 metros a cada uma das alturas relativas de medição (Tabela 4). As medições são realizadas sequencialmente, levando assim pouco mais de 15 segundos para medir um novo perfil vertical.

O volume de controle de medição não possui espessura constante

e cresce com a altura. A espessura do volume de controle pode chegar a 1.4 metros para medições a 10 metros de altura e 15.4 metros para 100 metros. Os dados brutos de saída do LiDAR incluem a componente da velocidade horizontal, velocidade vertical e direção do vento. São também calculadas médias a cada 10 minutos dos mesmos dados de saída, incluindo ainda desvio padrão e intensidade turbulenta. Valores com alto nível de incerteza são identificados e descartados. Dentro do próprio volume de controle as medições são balanceadas por uma função peso baseada no coeficiente de espalhamento atmosférico local, o qual tende a não variar mais de 10% em todo do volume de prova. A Tabela 5 mostra algumas características construtivas e funcionais do equipamento.

Tabela 5 – Especificações técnicas do Zephir 300 LiDAR.

Instrumento	Especificação Técnica
Dimensões	1.20 x 1.20 x 0.85 m
Alcance	10 a 300 m
Frequência de Leitura	50 Hz
Comprimento de Onda	1.55×10^{-6} m
Inclinação do Cone (vertical)	30°
Peso	55 kg
Consumo Energético Médio	69 W
Voltagem AC/DC	120-240 V / 12 V

3.3 RESULTADOS

Nesta seção os dados do Zephir LiDAR são inicialmente comparados com dados de anemômetro sônico a 10 metros de altura. Uma análise da série temporal e da variabilidade direcional dos ventos é realizada a seguir, bem como uma análise estatística e do ciclo diurno dos ventos. Por fim são simuladas a produção turbinas eólicas modernas. As análises foram realizadas com base nas médias de 10 minutos calculadas separadamente para cada uma das alturas selecionadas.

3.3.1 LiDAR vs. Sônico

Dados de intensidade da componente horizontal dos ventos derivados do anemômetro sônico Young 81000 foram comparados com medições do Zephir LiDAR a uma altura de foco de 10 metros do prisma defletor. O período de comparação refere-se a 18 dias entre 18/04 e 05/05/2017 (Figura 18). Uma correlação de $R = 0.989$ foi observada. Uma curva de ajuste linear dos dados $U_{sonico} = A(U_{lidar}) + B$ foi obtida, onde $A = 0.9178$ e $B = 0.2453$. O LiDAR superestima em cerca de 2% a velocidade. Este pequeno desvio do coeficiente angular pode ser decorrente da instalação do anemômetro estar cerca de 0.5 m abaixo do primeiro ponto de foco do LiDAR, justificando também o erro associado B . Apesar de se tratar de uma pequena diferença em altura, o alto cisalhamento do perfil próximo ao solo pode levar variações significativas da velocidade. Principalmente para ventos de SE e NW a estrutura da plataforma de pesca pode influenciar nas medições a baixas alturas. Um possível sombreamento da torre foi negligenciado no cálculo das correlações, pela baixa ocorrência de ventos provenientes deste setor.

3.3.2 Série Temporal dos Ventos

A série temporal de velocidade dos ventos a 110 m de altura para o período de 20/12/16 a 15/05/17 está ilustrada na Figura 19. Fica clara a variação diária e sinótica dos ventos, que oscilam entre 3 e 18 $m s^{-1}$. As velocidades de acionamento (3 a 4 $m s^{-1}$) de turbinas de grande porte são atingidas na maior do tempo conforme indicado pela representação das linhas vermelhas tracejadas da Figura 19. A linha tracejada inferior representa a velocidade de partida (*cut-in*) das turbinas e as linhas superiores representam as velocidades nominais (12 a 14 $m s^{-1}$), nas quais o aerogerador atinge a sua potência nominal. Conforme observado, a velocidade está na maioria do tempo dentro da faixa de operação das turbinas. O pico de velocidade para 100 metros de altura foi de 18.58 $m s^{-1}$ e a velocidade média de 5.63 $m s^{-1}$.

Ventos predominantes e mais intensos sopram de Nordeste conforme ilustrado na Figura 19b. Este regime de ventos é dirigido pela Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), que mantém a incidência de Nordeste e Leste nesta época do ano ao longo da costa (PIMENTA; SILVA; ASSIREU, 2016). Este sistema é influenciado pela passagem de ciclones, identificados pelas quedas de pressão e intensos ventos do quadrante

Sul ilustrados nas Figuras 19b e c.

A temperatura decresceu ao longo da campanha de medições, com média de 24.5 °C durante o verão e 19.7 °C no outono. A característica oscilatória de maior frequência da série de temperatura ilustra o ciclo diurno da temperatura entre o dia e a noite da ordem de 3 a 10°C. A temperatura mínima de 9.0 °C foi observada no mês de Abril e máxima em Março de 35.0 °C.

3.3.3 Variabilidade Direcional dos Ventos

Foram analisadas velocidade e direção dos ventos a 110 metros de altura para cada um dos seis meses de medição (Figura 20). É notável a predominância de ventos de Nordeste entre Dezembro e Fevereiro (verão), com maior ocorrência (43.7%) e maior intensidade (média 6.67 m s⁻¹). Fevereiro apresentou a maior predominância com 58.9% no quadrante NE. No início do outono a tendência é de que ventos dos quadrantes S e SW ganhem intensidade e ocorram com maior frequência. Este fenômeno começa a ser observado no histograma direcional do mês de Maio, quando 33.5% do vento está soprando do quadrante SW. Somente 19.4% dos ventos ocorrem para este quadrante restante do período analisado.

De forma a avaliar o perfil médio dos ventos, os dados foram setorizados pela direção de incidência dos mesmos. Isto possibilitou distinguir a estrutura vertical dos ventos marítimos e continentais, conforme ilustrado na Figura 21a. Ela ilustra a subdivisão dos perfis de vento em 8 setores de 45° nas alturas entre 20 e 210 metros sobre o nível do mar. Os ventos mais intensos a 110 metros foram verificados na direção NE, o que ilustra a atuação do centro de Alta Pressão do Atlântico Sul.

Os ventos diretamente oceânicos (L, SE e S) apresentaram velocidades intermediárias e baixo cisalhamento vertical ao longo do perfil. No setor SE, apesar de menos intensa, a velocidade quase não varia de 4 m s⁻¹ entre 20 e 210 metros de altura.

Observou-se que ventos dos 3 setores diretamente continentais têm menor intensidade, com picos de velocidade entre 70 e 110 metros. Ventos de Norte deveriam experimentar características similares, mas são desacelerados a baixas alturas devido à presença de barreira topográfica com mais de 80 metros de altura se estendendo de 10 a 35 km ao Norte antes de encontrar maiores desníveis topográficos. Ventos dentro do quadrante continental de Oeste mostraram predominantemente esta

mesma desaceleração.

Ventos de NE, S e SW foram os mais intensos. No setor NE há grande cisalhamento a baixas alturas, que pode ser influência de barreira topográfica 3 km distante do ponto de medição. Acima de 80 metros de altura os ventos se mostram muito intensos e com perfil pouco cisalhado. O ventos de S e SE, apesar de menos frequentes, são intensos e ganham velocidade com a altura.

A Figura 21b calcula os perfis médios para os setores oceânicos (de 45° a 225°) e continentais (de 225° a 45°). Conforme esperado, há menor velocidade a 100 m e maior cisalhamento vertical para ventos do setor continental em concordância com resultados obtidos por Shimada et al. (2014). O setor oceânico ilustra um perfil menos cisalhado e mais intenso a 100 m de altura, com 6.7 m s^{-1} contra os 4.7 m s^{-1} continentais, com leve desaceleração a 210 metros. A desaceleração pode ser explicada por um escoamento de retorno em alturas próximas a 200 metros. Este cisalhamento negativo pode estar relacionado à recirculação da brisa marítima logo acima das alturas do escoamento de entrada da mesma (SAKAGAMI et al., 2015). A linha contínua preta representa o valor total médio do regime de vento durante toda a campanha.

Comparando com perfil verificado na base do Mato Alto a 9 km de distância da costa é notável a diferença em magnitude e cisalhamento dos ventos. Embora o período de medições seja distinto, ilustra a importância do terreno no escoamento. Na base do Mato Alto o registro foi no outono e inverno, enquanto que na BOOA o registro avaliado é entre verão e outono. Até mesmo a média dos ventos totalmente continentais na região costeira (tracejado verde) se mostraram menos variáveis com a altura do que escoamentos médios em região continental (cinza contínua).

Uma breve análise da intensidade turbulenta ($IT = \sigma_U/\bar{U}$) mostrou valores de 9.7% para o setor oceânico, 16.2% para o continental e 12.9% na média total para 20 metros de altura, sendo \bar{U} a velocidade horizontal média e σ_U seu desvio padrão para intervalos de 10 minutos. Resultados se mostraram muito inferiores a valores encontrados para terrenos complexos (SANTOS et al., 2014). Região continental não muito complexa próxima a 7 km da costa mostrou $IT = 20.1\%$ a 20 metros.

3.3.4 Variabilidade diurna

A diferença entre a temperatura da água e a temperatura do solo em regiões costeiras pode induzir variações no campo de pressão, in-

duzindo a circulação da brisa, com impacto também sobre a estrutura do perfil de velocidades (HELMIS et al., 1987; ABBS; PHYSICK, 1992). A Figura 22a apresenta o regime horário de velocidade média dos ventos entre 20 (linhas vermelhas) e 210 (linhas azuis) metros de altura, além de um modelo conceitual para influência da brisa. Entre as 8:00 e 16:00 os ventos incidem inicialmente N-NW e giram gradualmente no sentido horário até direções de L-SE (22a). A direção do vento se mantém razoavelmente constante até as 20:00, quando ocorre uma nova virada do vento, agora no sentido anti-horário (22b e c). A intensificação da componente continental da brisa faz com que os ventos voltem a incidir de N-NW por volta das 4:00 (22c). Nas horas de elevada radiação há baixo cisalhamento do perfil decorrente da convecção vertical (instabilidade atmosférica) a qual é efetiva na transferência de momento e mistura da camada limite. É também uma notada desaceleração dos ventos a 200 metros de altura (22d) nestes períodos. Uma circulação de retorno a alturas mais elevadas traz o ar já aquecido de volta para o mar onde este retorna à superfície e completa o ciclo (STULL, 1988). A recirculação da brisa pode ser verificada a alturas próximas a 200 metros e pode tender a desacelerar ventos predominantemente oceânicos (MILLER et al., 2003; SAKAGAMI et al., 2015). Nos períodos noturnos e princípio da manhã o cisalhamento é maior, supostamente devido à tendência de uma atmosfera estratificada e mais estável. Muitas técnicas de avaliação de perfis eólicos consideram perfil predominantemente neutro (ARYA, 2001). Entretanto, a Figura 22a mostra significativas variações no perfil que devem ser consideradas na modelagem da camada limite atmosférica. As máximas velocidades foram verificadas às 15:00 e mínimas entre 4:00 e 8:00.

A brisa tende a ter maior influência a baixas alturas e isto é verificado nas horas em que os ventos a baixas alturas se tornam mais oceânicos. Na Figura 22b é observado que a brisa tem grande influência no regime horário de direção de incidência do vento, oscilando nas direções Norte e Leste.

3.3.5 Distribuição de probabilidade

A distribuição Weibull é uma função de distribuição que se ajusta adequadamente a dados de velocidade do vento (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010). A função distribuição de probabilidade (PDF) é dada por:

$$f_U(U) = (c/k)(U/c)^{k-1}e^{-(U/c)^k} \quad (3.2)$$

Onde k é o fator adimensional de forma e c é o fator de escala em m s^{-1} e U é a velocidade do vento.

A Figura 23a ilustra a função densidade de probabilidade (PDF) Weibull sobreposta ao histograma de velocidade do vento a 100 metros de altura. É notável a maior ocorrência de ventos entre 4 e 6 m s^{-1} em torno de 25% do tempo, com fator de forma $k = 1.80$ e fator de escala $c = 6.35$. Velocidades acima de 15 m s^{-1} tiveram muito baixa ocorrência. Na Figura 23b é observada função cumulativa de distribuição Weibull (CDF) por uma linha contínua. As linhas pontilhadas indicam velocidades de operação de turbinas. As linhas tracejadas inferiores representam a velocidade de partida de cada uma das turbinas, as centrais o ponto de início da máxima geração (velocidade nominal) e as superiores a velocidade de parada, atingida somente em eventos muito extremos. É possível apontar que até mesmo para a turbina de grande porte Vestas 8.0 (linha tracejada azul) o sistema estaria em operação por mais de 60% do tempo. Já a velocidade nominal seria atingida em pelo menos 5% do tempo.

3.3.6 Densidade de potência e produção eólica

Três modelos de aerogeradores foram selecionados para simulação da geração prática durante o período de medições. Foram selecionadas as turbinas Vestas 3.3, Senvion 6.2, Vestas 8.0. A Tabela 6 mostra as especificações técnicas das turbinas.

Tabela 6 – Especificações técnicas das turbinas VE3.3, SE6.2 e VE8.0.

	VE 3.3	SE 6.2	VE 8.0
Potência (kW)	3300	6200	8000
Vel. de Partida (m s^{-1})	3.0	3.5	4.0
Vel. de Parada (m s^{-1})	22	30	40
Vel. Nominal (m s^{-1})	13.0	11.5	13
Díâm. do Rotor (m)	112	152	164
Área varrida (m^2)	9852	18146	21124

Uma rosa dos ventos a 100 m do registro completo de dados é apresentada na Figura 24a. O setor oceânico é representado em azul e o continental em verde. A predominância de ventos ao longo da costa é confirmada, com maior frequência de ventos de NE. O percentual de ocorrência dos ventos mais intensos ($>12 \text{ m s}^{-1}$) é predominante

do quadrante oceânico. A Figura 24b faz uma representação polar da densidade de potência média $P_d = 1/2\rho U^3$ calculada com as séries temporais de densidade do ar e ventos para 36 setores de 10° . Apesar de mais frequentes ventos do setor NE, pode ser verificado que a maior intensidade dos ventos e da densidade média de potência está associada ao setor oceânico também em outras direções. Ventos de S e SE têm potencial de geração similar aos ventos de NE. Pela Figura 24b é possível afirmar também que ventos continentais têm menor importância no potencial de geração de energia.

A Figura 24c ilustra geração de energia das turbinas propostas por meio da distribuição cumulativa (CDF). Das linhas coloridas é possível verificar o curto tempo de operação das turbinas em regime de potência máxima. A turbina Senvion 6.2 operaria mais de 65% do tempo, sendo cerca de 6% na máxima geração. As turbinas gerariam 2 MW ou mais de potência 20% (Vestas 3.3), 35% (Senvion 6.2) e 38% (Vestas 8.0) do tempo, respectivamente. Estes valores tendem a se tornar mais significativos para um regime anual completo, visto que ventos são mais intensos no inverno e primavera (AMARANTE et al., 2001a; PIMENTA; SILVA; ASSIREU, 2016). Em região continental 9 km distante do site da BOOA o vento se manteve acima da velocidade de partida 58% do tempo durante o outono (MATOS, 2016), mostrando provável desaceleração do vento na interação com o terreno.

Em determinados casos a pressão e temperatura afetam significativamente a densidade do ar. De acordo com a norma IEC 61400-12-1, as variações decorrentes da variação da densidade do ar devem ser consideradas quando a densidade média do ar no local de medição exceder os limites de $1.225 \pm 0.05 \text{ kg/m}^3$. A média calculada com base na temperatura virtual T_v foi de $\bar{\rho}_v = 1.181 \text{ kg/m}^3$, dado:

$$T_v = T_{abs}(1 + 0.61w) \quad (3.3)$$

$$\rho = P/RT_v \quad (3.4)$$

Com temperaturas T_{abs} como a temperatura absoluta (K) e T_v a temperatura virtual (K), P a pressão em Pa, ρ em kg m^{-3} e $R = 287.058 \text{ J kg}^{-1}\text{K}^{-1}$. O fator w é a razão de mistura que pode ser considerado equivalente à umidade específica, calculada com base nos dados de umidade relativa (RH). Um ajuste de velocidade proposto no cálculo de produção de turbinas considerando as variações de densidade é dado por (LU; MCELROY; KIVILUOMA, 2009):

$$U_{corr} = U(\rho/1.225)^{1/3} \quad (3.5)$$

Onde U é a velocidade medida e U_{corr} é a velocidade corrigida.

Sabendo que os cálculos de velocidade do vento no LiDAR são feitos com base na densidade da atmosfera padrão $\rho_m = 1.225 \text{ kg/m}^3$, os valores de velocidade foram corrigidos pelas equações 3.4 e 3.5 para cálculo da produção a partir das curvas de velocidade-potência. A Tabela 7 mostra os valores estimados.

Tabela 7 – Variação da potência gerada em cada uma das turbinas propostas para consideração de densidade do ar variável. P_m é a potência com a velocidade medida pelo equipamento e P_c com correção indicada pelas equações 3.4 e 3.5. Densidade de potência média P_d para os dois casos na coluna da direita.

	VE 3.3	SE 6.2	VE 8.0	P_d [W m^{-2}]
P_m [kW]	845	1531	1868	264.48
P_c [kW]	826	1495	1823	246.35

É possível notar que a potência média de geração diminui com a densidade do ar. Com a correção este erro obteve valores percentuais de 2.37, 2.55 e 2.60%. Apesar de a variação na densidade média ainda estar dentro dos parâmetros aceitos pela norma ISO são verificados erros significativos na medições para este local.

A Figura 25a mostra a função densidade de potência (P_d) calculada pela relação cúbica da velocidade do vento U_{corr} com a densidade do ar ρ dada por $P_d = 0.5\rho U_{corr}^3$. A densidade de potência média foi de 232.4 W m^{-2} com picos acima de 3000 W m^{-2} . Nas Figuras 25c, d e e foi simulada a geração de energia para cada uma das turbinas propostas de Dez/16 a Mai/17, utilizando a velocidade corrigida (3.5). As médias da Tabela 8 são calculadas com base nestes registros de potência simulada. É verificada uma baixa de produção próxima ao final de Fevereiro e início de Março. A Figura 25b mostra as curvas de potência padrão de cada aerogerador proposto, onde podem ser observadas as velocidades de partida, nominal e de parada.

A densidade de potência média no verão para ventos a 80 metros de altura a 150 km da costa do Sul do Brasil foi avaliada em 449 W m^{-2} a velocidade média de 7.49 m s^{-1} (PIMENTA; KEMPTON; GARVINE, 2008). Apesar da baixa produção no início do mês de Março, os picos de velocidade do vento foram verificados ao final da primeira quinzena e o FC se manteve em 23.8%. É verificado o aumento do fator de capacidade com a densidade de potência média com o passar dos meses. Picos de geração foram atingidos no mês de Abril e Maio. Se comparados com valores divulgados pela ABEEólica em 2017, a simulação

Tabela 8 – Densidade de potência média e fator de capacidade para os meses de Dez/16 a Mai/17 em relação à velocidade corrigida.

Mês	P_d [W/m ²]	FC [%] / P [kW]		
		VE 3.3	SE 6.2	VE 8.0
Dez	129.52	16.5/533	15.3/947	14.2/1142
Jan	178.84	20.1/663	18.8/1169	17.9/1436
Fev	247.05	26.0/857	25.2/1562	23.8/1901
Mar	226.58	23.8/785	22.8/1411	21.5/1723
Abr	261.05	27.0/890	26.2/1624	24.6/1965
Mai	411.40	34.5/1140	34.0/2105	32.2/2578
Total	232.40	25.0/826	24.1/1495	22.8/1823

de geração se aproximou razoavelmente do fator de capacidade médio brasileiro para o mês de Maio de 2015 e 2016, enquanto que superou valores médios verificados em 2015 para o mês de Abril. No Brasil o fator de capacidade médio atinge ainda a ordem de 50% nos meses de primavera.

3.4 SUMÁRIO E CONCLUSÕES

Este trabalho realizou medições inéditas de ventos na altura de turbinas eólicas na região costeira de Santa Catarina através de um perfilador LiDAR. O equipamento de medição foi posicionado sobre uma plataforma de pesca a 250 metros da costa, observando ventos muito próximos de regimes oceânicos.

Foi verificado menor cisalhamento e maior intensidade dos ventos provenientes dos setores oceânicos. Os setores de maior ocorrência dos ventos são de NE e SW, sendo estas as direções ao longo da costa. Apesar da baixa frequência de ocorrência de ventos incidentes diretamente do setor mais oceânico, suas características de perfil mostraram cisalhamento muito baixo de 20 a 210 metros de altura.

A análise do ciclo diurno descreve velocidades máximas às 15:00, quando os ventos mais intensos são a 110 metros. A leve desaceleração dos ventos a maiores alturas pode ser explicada pela recirculação da brisa marítima. A brisa mostrou-se influente não só nas variações de velocidade do vento, mas também na direção que é predominantemente Leste nas horas em que a brisa é mais intensa.

Quando comparado com medições realizadas 7 quilômetros para dentro da costa o regime de vento mostrou-se menos variável tanto em direção quanto em velocidade do vento. A velocidade média a 110 metros de altura é 1.3 m s^{-1} maior na costa. Embora os períodos de registro foram distintos, nossas análises sugerem que turbinas em áreas continentais similares, estariam 58% do tempo ativas enquanto aquelas oceânicas estariam operando mais de 65% do tempo.

O fator de capacidade foi mais elevado para a menor turbina simulada VE3.3, atingindo 34.5% em no mês de Maio dos contra valores próximos a 10% em áreas continentais. Este fator de capacidade está próximo da média brasileira para anos anteriores.

A BOOA está ativa e estudos mais aprofundados das características sazonais destes fenômenos poderão em breve ser realizados. A estação sobre píer costeiro se mostrou eficiente na avaliação dos ventos oceânicos e comprovou que ventos continentais têm menor potencial de geração de energia. Esta é uma opção operacionalmente barata e versátil para mapeamento dos ventos ao longo da costa brasileira.

3.5 FIGURAS

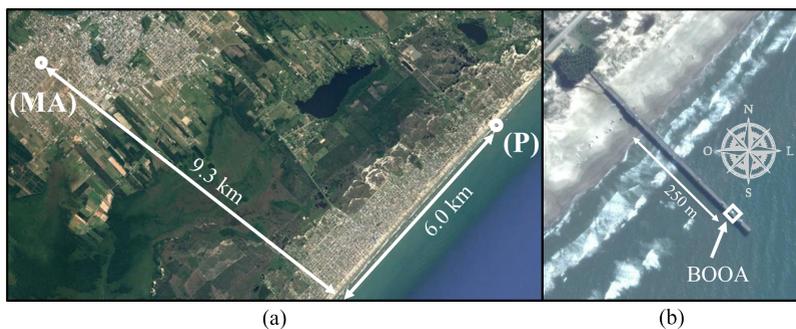


Figura 16 – (a) Posição geográfica plataforma de pesca (P) na costa de Balneário Arroio do Silva-SC e distância para o Campus UFSC Mato Alto (MA). (b) Localização, orientação e distância da Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA) até a costa.

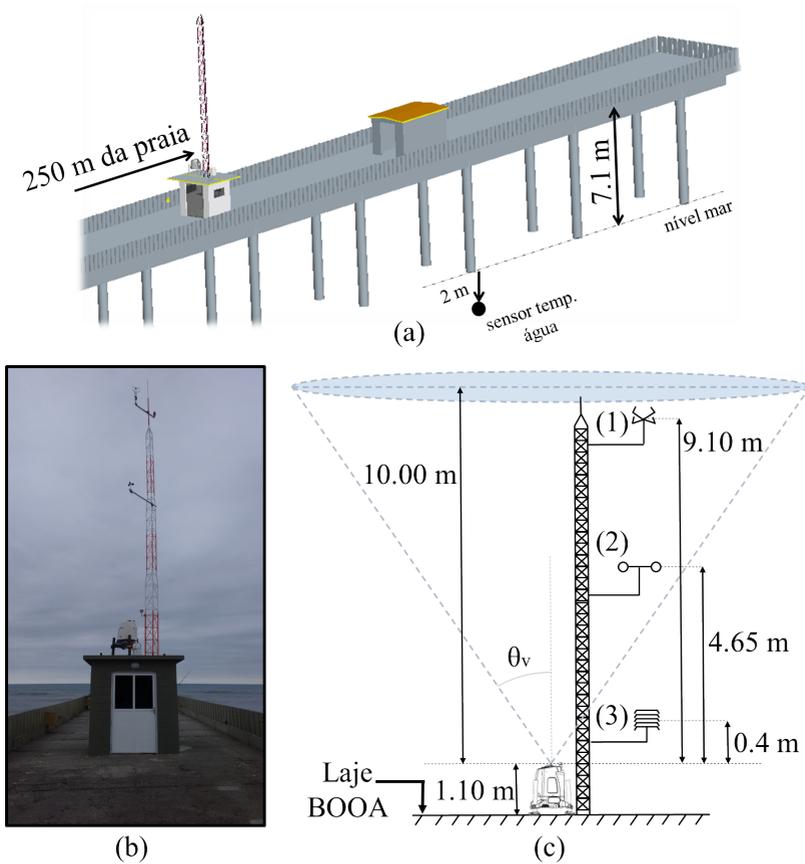


Figura 17 – (a) Projeto conceitual da BOOA em modelo computacional 3D, (b) Base de Observação do Oceano e Atmosfera - BOOA, (c) disposição da instalação dos equipamentos na torre e sobre o laboratório: (1) anemômetro sônico (19.7 m), (2) anemômetro de copo e (3) termohigrômetro. Ao lado da torre está instalado o LiDAR com primeira medição a 20 m do nível médio do mar.

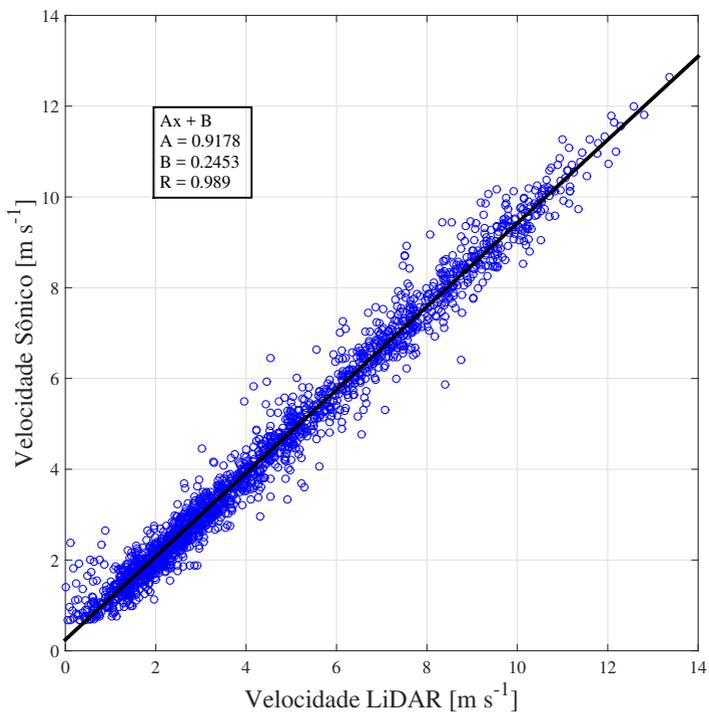


Figura 18 – Gráfico de correlação entre dados do Zephir LiDAR e anemômetro sônico a 20 metros sobre o nível do mar. A resolução temporal dos dados é de 10 minutos.

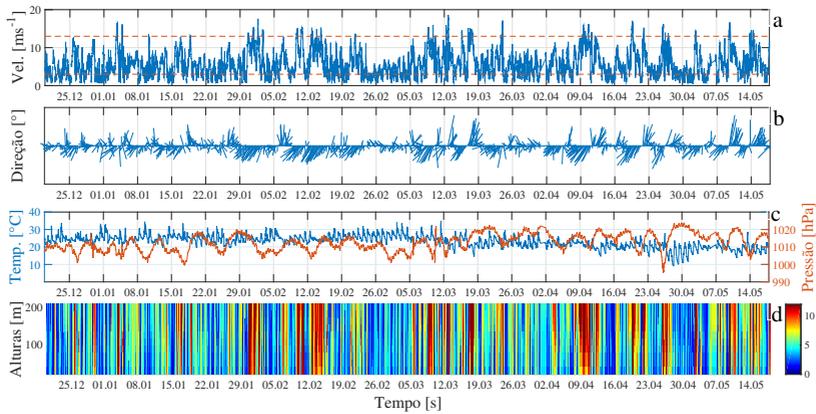


Figura 19 – Séries temporais do registro de dados. (a) Velocidade do vento para altura 110 metros com medições do LiDAR, (b) direção de incidência do vento a 110 metros, (c) temperatura e pressão e (d) magnitude da velocidade de vento com a altura. Tempo em horário local.

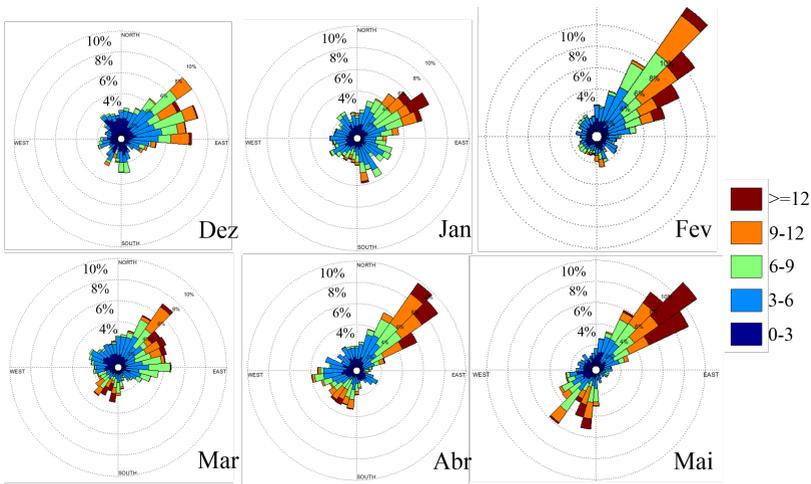


Figura 20 – Rosa dos ventos para os meses de Dezembro/16 a Maio/17. Direções N (0°), E, S e W sentido horário. Gradação percentual de ocorrência do vento de 2 em 2% e escala de velocidades em m s^{-1} à direita.

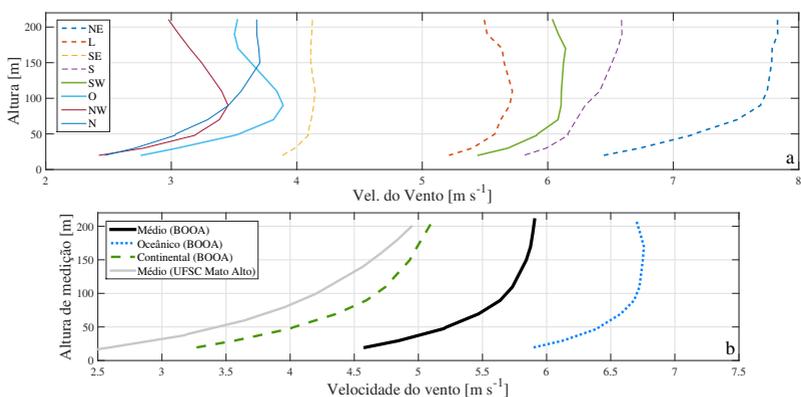


Figura 21 – Perfil de velocidades subdividido em setores. (a) 8 setores de 45 graus e (b) setor oceânico (45° a 225°), setor continental (225° a 45°) e médias para BOOA (Dez/16 a Mai/17) e UFSC Mato Alto (Abr/16 a Ago/16).

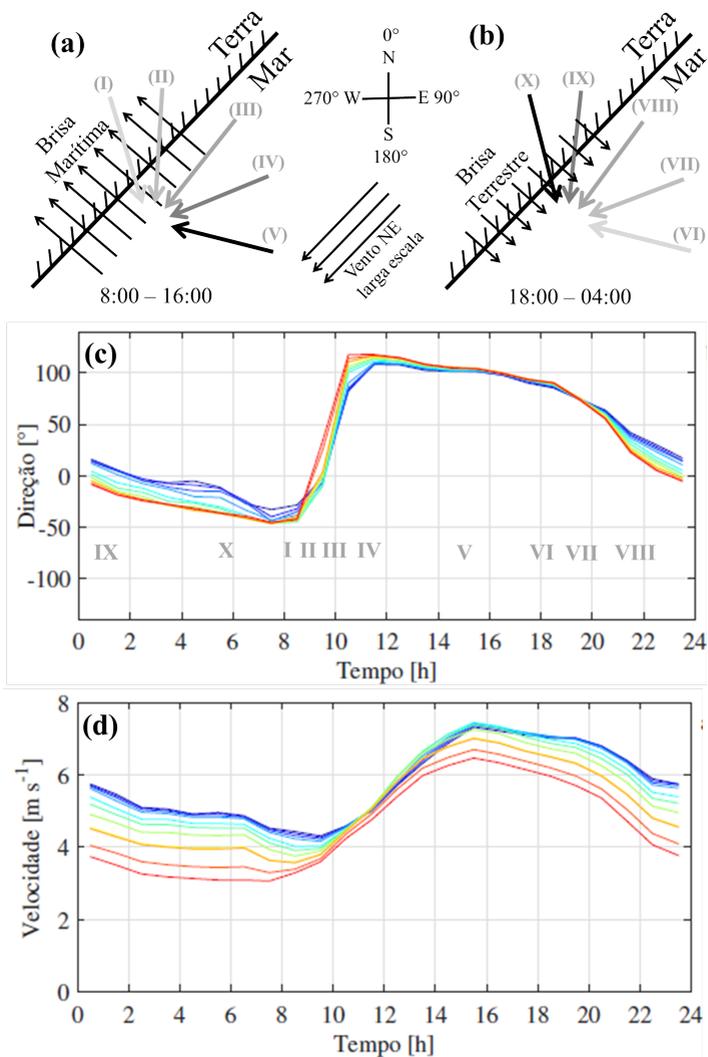


Figura 22 – (a) e (b) representam a influência das brisas marítima e terrestre, respectivamente, em relação aos ventos ao longo da costa. (c) e (d) mostram regime horário de direção e velocidade do vento. As linhas vermelhas representam medições a 20 e azuis a 200 metros de altura. Horário local. Índices em algarismos romanos relacionam horário e direção de incidência em (a), (b) e (c).

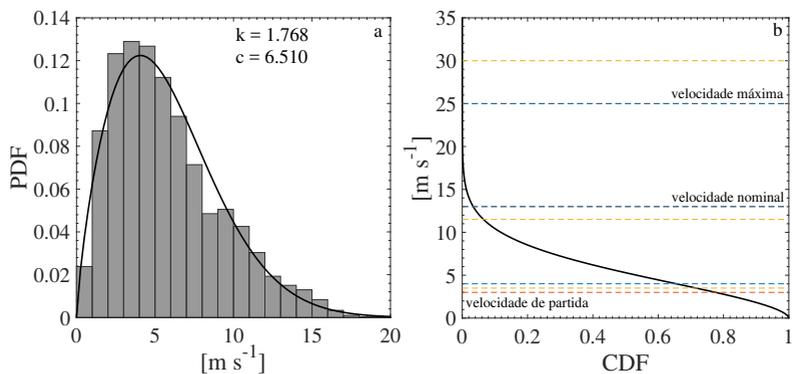


Figura 23 – Distribuição Weibull de (a) probabilidade (PDF) e (b) cumulativa (CDF) dos ventos a 100 metros de altura. Comparativo com turbinas Vestas 3.3 (vermelho), Senvion 6.2 (amarelo) e Vestas 8.0 (azul)

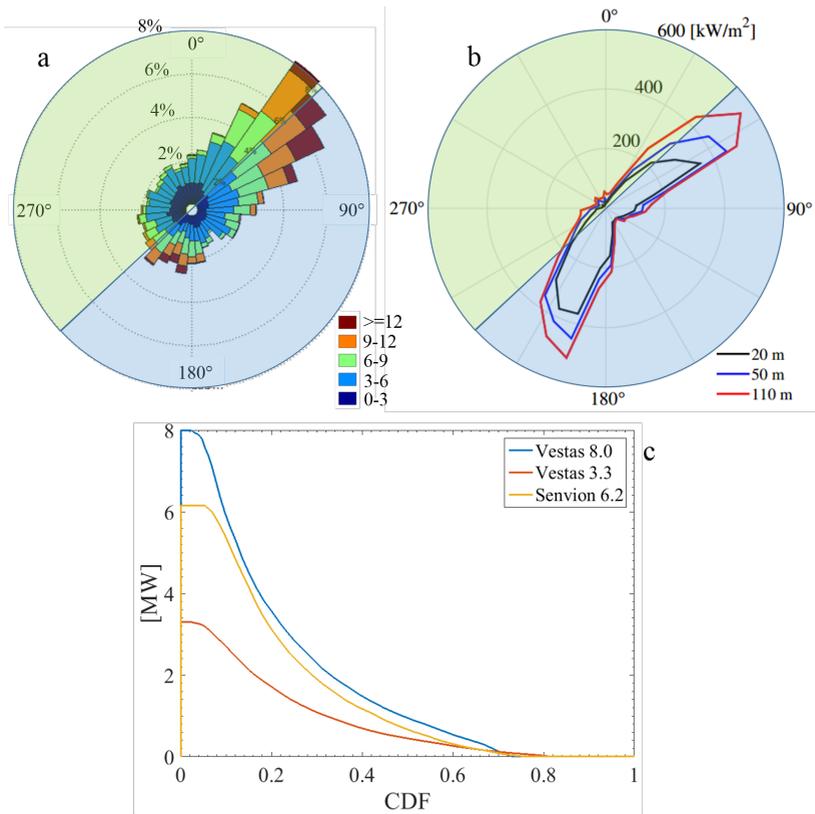


Figura 24 – (a) Rosa dos ventos a 110 m. Barras representam ocorrência e cores a intensidade do vento. (b) Gráfico polar da densidade de potência em médias de blocos de 10° para 20, 50 e 110 m de altura. Setores continental em verde e oceânico em azul. Corte a 45° representa a linha de costa. A densidade de potência utiliza a série de densidade do ar calculada pela eq. 3.4 conforme descrito na seção 3.3.6. (c) Distribuição cumulativa do potencial de geração para 3 diferentes modelos de aerogerador.

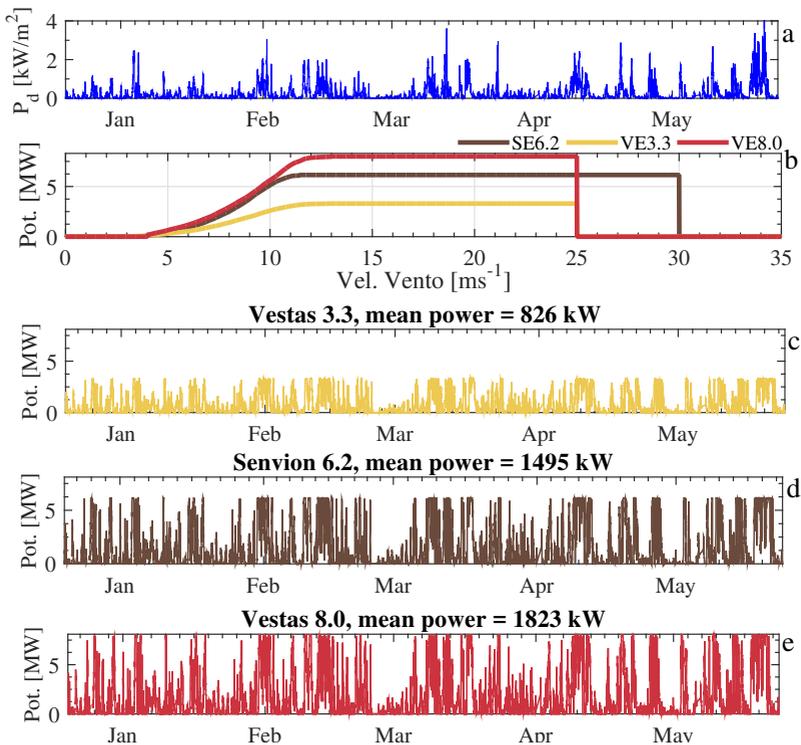


Figura 25 – (a) densidade de potência em kW/m² e (b), (c) e (d) simulação da geração de energia no período analisado para as turbinas VE3.3, SE6.2 e VE8.0. Em (d) as curvas de potência para as respectivas turbinas.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As alternativas de medição do vento em corpos hídricos e sobre o oceano foram avaliadas. A tecnologia LiDAR de perfilagem remota dos ventos foi empregada em um reservatório hidrelétrico e sobre uma plataforma de pesca oceânica. O experimento realizado no reservatório hidrelétrico mostrou que o erro relativo a pequenas inclinações é muito baixo e que há potencial de melhoria no sistema de amortecimento principalmente para aplicações em alto mar com oscilações de baixa frequência. Nesta plataforma móvel, o próximo passo é estudar o comportamento do sistema com deslocamento translacional. Testes prévios sobre embarcações em movimento translacional foram realizados em 2016 na baía Norte da ilha de Santa Catarina e em Guapé. Estes resultados estão sendo tratados para estudos futuros. Na plataforma de pesca os ventos estão sendo monitorados constantemente com alta taxa de recuperação de dados. Os resultados vêm mostrando o comportamento sazonal do vento e seu comportamento na transição oceano-continente de 10 a 200 metros de altura.

Nas medições costeiras sobre o oceano é importante um estudo de mais longo prazo com coleta de dados de temperatura da água para maiores considerações na interação oceano-atmosfera. O site mostrou regimes de vento próximos à média brasileira na região costeira, principalmente pela energia dos ventos oceânicos. A instrumentação será reconfigurada para avaliação de parâmetros de fluxo de calor nas camadas inferiores da atmosfera. Com esta nova série de dados será possível modelar o perfil de vento para diferentes condições atmosféricas e avaliar sua adaptabilidade aos setores continentais e oceânicos. O site está adequadamente instrumentado para monitorar a velocidade e direção do vento (torre anemométrica) nas proximidades da costa durante a campanha do LiDAR sobre embarcação prevista para segundo semestre de 2017.

Sob esta perspectiva, este estudo propõe um esboço de mapeamento eólico costeiro do Brasil com o uso conjugado de plataformas de pesca e boias oceanográficas combinadas com a tecnologia LiDAR. A Figura 26 ilustra a disposição espacial hipotética de estações de medição com LiDAR. Os pontos brancos indicam plataformas de pesca existentes as quais poderiam ser utilizadas como *sites* de medição. Já os pontos pretos, indicam a localização de boias.

A disposição destas estações de medição hipotéticas foi realizada baseada na seleção de regiões de maior potencial energético ilustradas

pela climatologia de ventos *offshore* no país (PIMENTA; SILVA; ASSIREU, 2016) (Figura 26). Nestas regiões estão localizados a maioria dos parques eólicos continentais tanto em projeto quanto em operação. O litoral Sul pode ser monitorado predominantemente por meio de plataformas de pesca de grande porte que já estão distribuídas ao longo da costa. Na região Nordeste não há plataformas aptas a receber este tipo de estrutura. Deste modo, seriam necessárias boias oceanográficas para mapeamento na região.

Esta estratégia pode ser um salto à frente nas políticas atuais de geração eólica no país, as quais ainda não avaliam instalações em alto mar. O mapeamento prévio de pontos estratégicos deve incentivar a valorização da eólica *offshore* e, com a utilização de tecnologias atualmente já validadas, acelerar o início da instalação de turbinas em alto mar do Brasil. Esta pode ser uma realidade somente para algumas décadas à frente, mas é importante que já neste estudo, representando um dos primeiros do país na área, sugerir soluções facilitadoras para nosso desenvolvimento tecnológico.

O custo total estimado para instalação da Base de Observação do Oceano e Atmosfera na plataforma de pesca de Balneário Arroio do Silva foi de R\$ 40 mil. A boia projetada para testes no reservatório de Furnas teve custo total estimado, sem instrumentação, de R\$ 25 mil, porém com geometria simplificada e sistemas de montagem temporários para adaptabilidade a diferentes *layouts* de instrumentação. A severidade de aplicações em alto mar exige um sistema consideravelmente mais robusto. Estimamos que um sistema simplificado para esta aplicação possa custar na ordem de R\$ 150 mil. Boias oceanográficas experimentais foram instaladas no oceano próximas à costa brasileira nos últimos anos pelo projeto SIMCOSTA com instrumentação oceanográfica e meteorológica e podem servir como orientação para projetos futuros. Estas boias monitoram principalmente parâmetros oceanográficos tais quais correntes, temperatura e salinidade da água, mas também verificam velocidade do vento a cerca de 3 metros de altura.

Com base nestas informações é sugerida estimativa de investimento entre R\$ 700 e 800 mil para fabricação e instrumentação de uma boia oceanográfica equipada com um LiDAR modelo Zephir 300, sensores de temperatura e salinidade da água e sensores de temperatura e umidade do ar. Sete estações nos pontos de maior intensidade do vento na costa brasileira são sugeridas, em um custo total de R\$ 5 milhões para aquisição dos sistemas e R\$ 35 mil mensais para manutenção das estações. Cinco boias oceanográficas (preto) e duas estações sobre píeres costeiros de grande porte (branco) (Figura 26).

Para a região Sul a proposta é de 3 estações distantes cerca de 200 km uma da outra, cobrindo o corredor de ventos da região Sul. O outro, e principal, corredor do Nordeste, sob forte influência dos alísios, está na região Norte e Nordeste. Um esquema com três boias cobrindo a região Nordeste, onde os ventos são mais intensos no inverno, e uma próxima à costa do Amapá. A disposição destas boias, além de monitorar a estrutura vertical dos ventos, iria possibilitar monitorar sua variabilidade temporal e estudar a complementaridade regional eólica e com outras fontes renováveis (SILVA et al., 2016).

Os resultados encontrados permitem também propor novos estudos no âmbito da complementaridade hidro-eólica. Assireu, Pimenta e Souza (2011) avaliaram oito reservatórios hidrelétricos (pontos azuis Figura 26) com o uso de boias e observou capacidade mínima de operação em mais de 70% do tempo nas localidades, chegando a resultados de velocidades do vento 93% do tempo acima da velocidade de partida no reservatório de Itumbiara. Sistemas de baixo custo similares ao utilizado no presente trabalho podem ser aplicados para este monitoramento a fim de complementar o mapeamento dos ventos sobre reservatórios brasileiros à altura de turbinas eólicas modernas.

Este próximo passo de propor uma solução para mapeamento dos ventos *offshore* no Brasil segue em validação com os registros da BOOA, que deve se manter em operação por, no mínimo, dois anos completos. Por fim, tais dados seriam ainda utilizados para aprimoramento de modelos utilizados na previsão do tempo e alertas da defesa civil. Os dados de uma rede de LiDARs poderiam ser utilizados para o início do processo de contratação de projetos eólicos *offshore*, ou mesmo para aferição de novos produtos de Atlas Eólicos, como está sendo inventariado na Europa (PETERSEN, 2013).

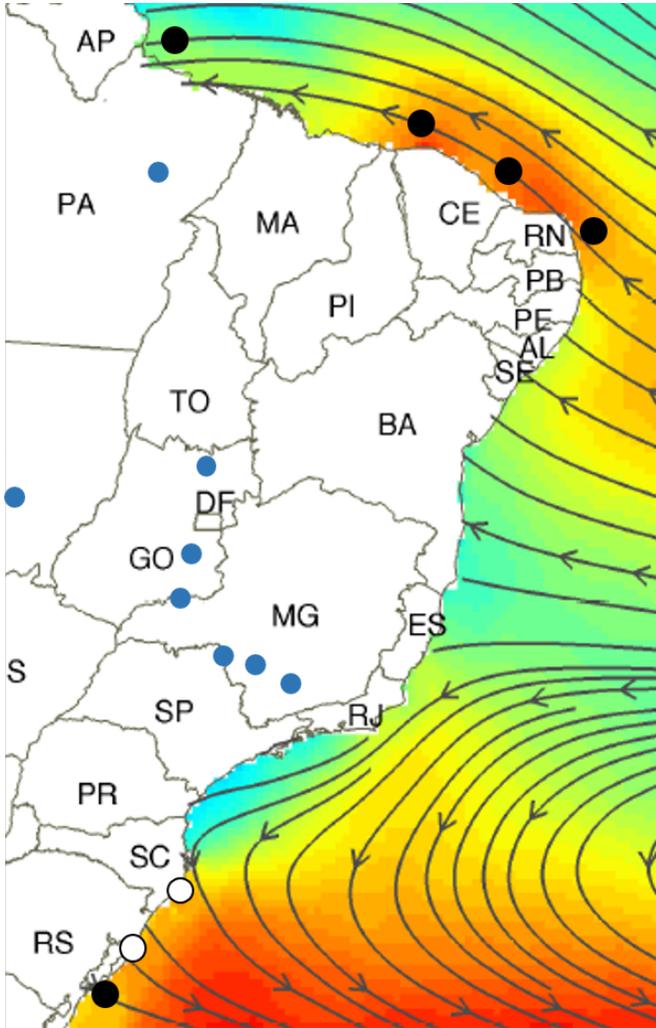


Figura 26 – Esboço de esquema para mapeamento dos ventos *offshore* nas regiões de maior intensidade do vento da costa brasileira por meio de píeres costeiros (branco) e boias oceanográficas (preto). Reservatórios hidrelétricos em azul. Editado de Pimenta, Silva e Assireu (2016)

REFERÊNCIAS

- ABBS, D.; PHYSICK, W. L. Sea-breeze observations and modeling. *Austr. Meteor. Mag.*, v. 41, p. 7–19, 1992.
- ACHTERT, P. et al. Measurement of wind profiles by motion-stabilised ship-borne doppler lidar. *Atmospheric Measurement Techniques*, v. 8, n. 11, p. 4993–5007, 2015.
- ACKER, T. L. et al. Integration of wind and hydropower systems: results of IEA Wind Task 24. *Wind Engineering*, SAGE Publications Sage UK: London, England, v. 36, n. 1, p. 1–17, 2012.
- AMARANTE, O. A. et al. Atlas do potencial eólico brasileiro. In: *Atlas do potencial eólico brasileiro*. [S.l.: s.n.], 2001. p. 45–45.
- AMARANTE, O. d. et al. Wind/hydro complementary seasonal regimes in Brazil. *DEWI Magazin*, v. 19, p. 79–86, 2001.
- ARNOLD, R. N.; MAUNDER, L. *Gyrodynamics and its engineering applications*. [S.l.]: Academic Press, 2014.
- ARSHAD, M.; O'KELLY, B. C. Offshore wind-turbine structures: a review. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers-Energy*, ICE Publishing, v. 166, n. 4, p. 139–152, 2013.
- ARYA, P. S. *Introduction to micrometeorology*. [S.l.]: Academic press, 2001.
- ASSIREU, A.; PELLEGRINI, C.; PIMENTA, F. Intensificação do vento devido a influências do relevo: evidências a partir de modelos numéricos e medidas in situ. *Ciência e Natura*, p. 60–62, 2013.
- ASSIREU, A.; PIMENTA, F.; SOUZA, V. Assessment of the wind power potential of hydroelectric reservoirs. *Energy Resources: Development, Distribution, and Exploitation*, Nova Science Publishers Inc New York, v. 1, p. 1–30, 2011.
- ASSIREU, A. et al. Existe relação entre a complexidade geométrica do entorno dos reservatórios e a variabilidade espacial dos parâmetros limnológicos. In: *Anais XIII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto*. [S.l.: s.n.], 2007. v. 21, p. 26.

BANTA, R. M. et al. Wind energy meteorology: insight into wind properties in the turbine-rotor layer of the atmosphere from high-resolution doppler lidar. *Bulletin of the American Meteorological Society*, American Meteorological Society, v. 94, n. 6, p. 883–902, 2013.

BISCHOFF, O. et al. Motion effects on lidar wind measurement data of the eolos buoy. *Renewable Energies Offshore*, CRC Press, p. 197, 2015.

BLANCQ, F. L. Diurnal pressure variation: the atmospheric tide. *Weather*, Wiley Online Library, v. 66, n. 11, p. 306–307, 2011.

BRETON, S.-P.; MOE, G. Status, plans and technologies for offshore wind turbines in europe and north america. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 34, n. 3, p. 646–654, 2009.

CMR. *Measurement of wind profile from a buoy using lidar, final report*. Norway, 2012.

DEE, D. et al. The era-interim reanalysis: Configuration and performance of the data assimilation system. *Quarterly Journal of the royal meteorological society*, Wiley Online Library, v. 137, n. 656, p. 553–597, 2011.

EDSON, J. B. et al. Direct covariance flux estimates from mobile platforms at sea. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, v. 15, n. 2, p. 547–562, 1998.

EMEIS, S. *Wind energy meteorology: atmospheric physics for wind power generation*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012.

ESTEBAN, M. D. et al. Why offshore wind energy? *Renewable Energy*, Elsevier, v. 36, n. 2, p. 444–450, 2011.

FAPESP. *Potencial eólico em terra do Brasil pode ser seis vezes maior do que o estimado*. Outubro 2016. Agência FAPESP. <<http://agencia.fapesp.br/>>. Acessado em 03/10/2016.

GOTTSCHALL, J. et al. Results and conclusions of a floating-lidar offshore test. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 53, p. 156–161, 2014.

GWEC. *Global Wind Energy Outlook 2012*. Brussels, 2016.

HASAGER, C. B. Offshore winds mapped from satellite remote sensing. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, Wiley Online Library, v. 3, n. 6, p. 594–603, 2014.

HASAGER, C. B. et al. Offshore wind climatology based on synergetic use of envisat asar, ascats and quikscat. *Remote Sensing of Environment*, Elsevier, v. 156, p. 247–263, 2015.

HASAGER, C. B. et al. Remote sensing observation used in offshore wind energy. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, IEEE, v. 1, n. 1, p. 67–79, 2008.

HELMIS, C. et al. Observations of sea-breeze fronts near the shoreline. *Boundary-Layer Meteorology*, Springer, v. 38, n. 4, p. 395–410, 1987.

HOWE, G. Developing a buoy-based offshore wind resource assessment system. *Sea Technol Magazine*, v. 55, n. 2, p. 41–46, 2014.

HOWE, G. *A Floating LiDAR Roadmap: Implications for offshore wind*. 2014. <<http://www.nacleanenergy.com/articles/17600/a-floating-lidar-roadmap-implications-for-offshore-wind>>. Acessado em 10/03/2017.

HSUAN, C.-Y. et al. Validation and measurements of floating lidar for nearshore wind resource assessment application. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 61, p. 1699–1702, 2014.

HYWIND. *Building the world's first floating offshore wind farm*, Tech. rep. 2015. <<http://www.statoil.com>>. Acessado em 08/02/2017.

HYWIND. *Hywind Scotland Pilot Park*, Tech. rep. 2016. <<http://www.statoil.com>>. Acessado em 08/02/2017.

JAYNES, D. W. et al. Mtc final progress report: Lidar. *Renewable Energy Research Laboratory, Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts*, 2007.

JR, D. M. C.; LINDEGREN, M. Sea surface temperature variability at the scripps institution of oceanography pier. *Journal of Physical Oceanography*, v. 44, n. 11, p. 2877–2892, 2014.

KALDELLIS, J. et al. Environmental and social footprint of offshore wind energy. comparison with onshore counterpart. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 92, p. 543–556, 2016.

- KALDELLIS, J. K.; ZAFIRAKIS, D. The wind energy (r) evolution: A short review of a long history. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 36, n. 7, p. 1887–1901, 2011.
- KEMPTON, W. et al. Large co2 reductions via offshore wind power matched to inherent storage in energy end-uses. *Geophysical Research Letters*, Wiley Online Library, v. 34, n. 2, 2007.
- LI, J.; YU, X. B. Lidar technology for wind energy potential assessment: Demonstration and validation at a site around lake erie. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 144, p. 252–261, 2017.
- LU, X.; MCELROY, M. B.; KIVILUOMA, J. Global potential for wind-generated electricity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, National Acad Sciences, v. 106, n. 27, p. 10933–10938, 2009.
- MANGAT, M. et al. The impact of tilt and inflow angle on ground based lidar wind measurements. In: *EWEA 2014 proceedings*. [S.l.: s.n.], 2014.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind energy explained: theory, design and application*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010.
- MATHISEN, J.-P. Measurement of wind profile with a buoy mounted lidar. *Energy Procedia*, n. 00, p. 12, 2013.
- MATTOS, C. Avaliação do potencial eólico da costa sul catarinense através de um perfilador lidar. 2016.
- MILLER, S. et al. Sea breeze: Structure, forecasting, and impacts. *Reviews of geophysics*, Wiley Online Library, v. 41, n. 3, 2003.
- MUSIAL, W. et al. Energy from offshore wind. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. *Offshore technology conference*. [S.l.], 2006.
- OFFSHOREWIND. *India Set to Install First Offshore Wind LiDAR off Gujarat*. 2017. <<http://www.offshorewind.biz/2017/01/18/india-set-to-install-first-offshore-wind-lidar-off-gujarat/>>. Acessado em 06/03/2017.
- PELIKÁN, P.; MARKOVÁ, J. et al. Wind effect on water surface of water reservoirs. *Acta Universitatis Agriculturae et Silviculturae*

Mendelianae Brunensis, Mendel University Press, v. 61, n. 6, p. 1823–1828, 2013.

PEÑA, A. et al. Offshore wind profiling using light detection and ranging measurements. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 12, n. 2, p. 105–124, 2009.

PETERSEN, E. L. The new european wind atlas. In: *EGU General Assembly Conference Abstracts*. [S.l.: s.n.], 2013. v. 15, p. 13100.

PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of southeastern brazil. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 33, n. 11, p. 2375–2387, 2008.

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

PIMENTA, F. M.; SILVA, A. R.; ASSIREU, A. T. Brazil offshore wind resources and atmospheric surface layer stability. 2016.

PITTER, C. S. M.; HARRIS, M. Introduction to continuous-wave doppler lidar. 2013.

PITTER, M.; WOODWARD, A. Remote sensing on floating offshore platforms. *Windtech*, Windtech, June–July, 2015.

RODRIGUES, S. et al. Trends of offshore wind projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 49, p. 1114–1135, 2015.

SAID, L. et al. Modeling, design and control of a ship carried 3 dof stabilized platform. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, Maxwell Science Publishing, v. 4, n. 19, p. 3843–3851, 2012.

SAKAGAMI, Y. et al. Wind shear assessment using wind lidar profiler and sonic 3d anemometer for wind energy applications—preliminary results. In: *Renewable Energy in the Service of Mankind Vol I*. [S.l.]: Springer, 2015. p. 893–902.

SANTOS, P. A. d. A. et al. Impacto da estabilidade atmosférica no desempenho de um pequeno aerogerador em terreno complexo. 2014.

- SHIMADA, S. et al. Offshore wind profile measurements using a doppler lidar at the hazaki oceanographical research station. In: INTERNATIONAL SOCIETY FOR OPTICS AND PHOTONICS. *International Conference on Optical Particle Characterization (OPC 2014)*. [S.l.], 2014. p. 92320R–92320R.
- SHU, Z. et al. Observations of offshore wind characteristics by doppler-lidar for wind energy applications. *Applied Energy*, Elsevier, v. 169, p. 150–163, 2016.
- SILVA, A. R. et al. Complementarity of brazil s hydro and offshore wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 56, p. 413–427, 2016.
- STULL, R. An introduction to boundary layer meteorology kluwer academic publishers dordrecht 666 google scholar. 1988.
- TIANA-ALSINA, J. et al. Motion compensation study for a floating doppler wind lidar. In: IEEE. *Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS), 2015 IEEE International*. [S.l.], 2015. p. 5379–5382.
- WEITKAMP, C. *Lidar: range-resolved optical remote sensing of the atmosphere*. [S.l.]: Springer Science & Business, 2006.
- WILCZAK, J. M.; ONCLEY, S. P.; STAGE, S. A. Sonic anemometer tilt correction algorithms. *Boundary-Layer Meteorology*, Springer, v. 99, n. 1, p. 127–150, 2001.
- WISSEMANN, C. Offshore wind energy meeting presentation. *Rutgers University, IOOS*, n. Feb, 2009.
- YAMAGUCHI, A.; ISHIHARA, T. Floating offshore wind measurement system by using lidar and its verification. *EWEA2015*, 2015.
- ZEITLER, D. et al. Validation of a buoy-mounted laser wind sensor and deployment in lake michigan. 2012.

APÊNDICE A - INCERTEZAS LIDAR

A.1 FONTES DE INCERTEZA DE MEDIÇÃO DA TECNOLOGIA LIDAR.

Tabela 9 – Incertezas de medição de um equipamento de medição pela tecnologia LiDAR.

Fonte da incerteza	Valor de incerteza
Erro na estimativa do retorno do espectro Doppler	0.2%
Erro na estimativa do salto de frequência Doppler médio	0.2%
Oscilação na frequência do laser	0.0%
Turbulência do vento dentro do volume de controle	5.0%
Erro no ajuste por mínimos quadrados	0.1%
Baixo reflexão atmosférica	0.0%
Incerteza na posição e alcance de medição	1.2%
Instalação inadequada do instrumento	0.4%
Perda de dados	0.3%

ANEXO A - CÁLCULO DE VELOCIDADES

A.1 SIMULAÇÃO DE CÁLCULO DA CORREÇÃO DE VELOCIDADE PARA ÂNGULOS DE α E β .

$$\begin{bmatrix} u \\ v \\ w \end{bmatrix} = (Y * P * R) * \begin{bmatrix} u' \\ v' \\ w' \end{bmatrix} = T * \begin{bmatrix} u' \\ v' \\ w' \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Das equações A.1, 2.1 e 2.5 aplicadas ao valor de *yaw* $\gamma = 0$:

$$\begin{aligned} u &= u'(\cos\alpha) + v'(\text{sen}\alpha\text{sen}\beta) + w'(\text{sen}\alpha\cos\beta) \\ v &= v'(\cos\beta) - w'(\text{sen}\beta) \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

$$w = -u'(\text{sen}\alpha) + v'(\cos\alpha\text{sen}\beta) + w'(\cos\alpha\cos\beta)$$

Para *pitch* $\alpha = 0$:

$$\begin{aligned} u &= u' \\ v &= v'(\cos\beta) - w'(\text{sen}\beta) \\ w &= v'(\text{sen}\beta) + w'(\cos\beta) \end{aligned} \quad (\text{A.3})$$

O cálculo da magnitude da velocidade total final do sistema pode ser feito pela equação:

$$V = \sqrt{u^2 + v^2 + w^2} \quad (\text{A.4})$$

Sendo que $V = V'$ independente do referencial adotado. Já para a velocidade horizontal:

$$V_h = \sqrt{u^2 + v^2} \quad (\text{A.5})$$

e

$$V'_h = \sqrt{u'^2 + v'^2} \quad (\text{A.6})$$