

César Henrique Mattos Pires

**AVALIAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICOS COM UM LIDAR
INSTALADO EM UMA PLATAFORMA COSTEIRA DO SUL DO
BRASIL**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Oceanografia da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Oceanografia.

Orientador:
Prof. Dr. Felipe Mendonça
Pimenta

Florianópolis
2019

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

MATTOS PIRES, CÉSAR HENRIQUE
AVALIAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICOS COM UM LIDAR
INSTALADO EM UMA PLATAFORMA COSTEIRA DO SUL DO
BRASIL / CÉSAR HENRIQUE MATTOS PIRES ; orientador,
FELIPE MENDONÇA PIMENTA , 2019.
98 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de
Santa Catarina, Centro de Ciências Físicas e
Matemáticas, Programa de Pós-Graduação em
Oceanografia, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.


1. Oceanografia. 2. energia eólica offshore. 3.
LIDAR. 4. plataforma pesqueira. 5. Santa Catarina.
I. , FELIPE MENDONÇA PIMENTA. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação
em Oceanografia. III. Título.

César Henrique Mattos Pires

**AVALIAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICOS COM UM LIDAR
INSTALADO EM UMA PLATAFORMA COSTEIRA DO SUL DO
BRASIL**

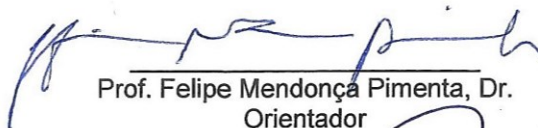
Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Oceanografia” e aprovada em sua forma final pelo Programa Pós-Graduação em Oceanografia

Florianópolis, 1º de abril de 2019.

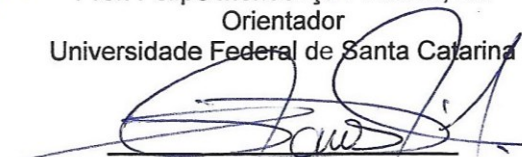


Prof. Antonio Henrique da Fontoura Klein, Dr.
Coordenador do PPG OCEANO/UFSC

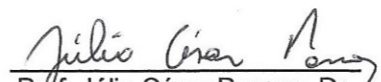
Banca Examinadora:



Prof. Felipe Mendonça Pimenta, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Renato Ramos da Silva, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Júlio César Passos, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Aos meus pais, que continuam a me ajudar a voar independente da direção que eu vá tomar.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, que me deram toda a força para alcançar os meus objetivos. Agradeço a minha mãe, Solange Maria, por dar todo apoio necessário que sempre precisei na forma de amor, carinho, amizade, apoio financeiro e intelectual. Ao meu pai, Luiz Roberto, por nunca ter deixado me faltar nada e por sempre estar disposto a ajudar. Aos demais familiares que me mandam energias positivas.

Agradecimento especial ao Professor Felipe Mendonça Pimenta por ter acreditado na minha capacidade e por ser meu orientador. Por ter me dado a oportunidade de amadurecer dentro do meio acadêmico.

Ao grupo do Projeto MOVLIDAR (CNPq 406801/2013-4) que ajudou a construir este trabalho. Ao Prof. Júlio Passos (UFSC) e Yoshiaki Sakagami (IFSC) pelo auxílio na instrumentação da torre meteorológica com um anemômetro sônico. Aos membros do EPAGRI/CIRAM e Luís Garbossa pelo auxílio na instrumentação e manutenção da BOOA. Aos membros do INCT/INEOF (CNPq 465672/2014-0) pelo apoio na pesquisa e troca de informações. A CAPES pela bolsa de mestrado e ao CNPq pelo apoio financeiro às campanhas de campo.

Aos membros da banca pela disponibilidade de participar desta avaliação.

Ao Rafael, por ter me ajudado a passar por essa fase e por revisar meus textos. Aos demais amigos e amigas, de dentro e de fora do laboratório, que tornaram essa jornada mais leve.

Acreditamos que a educação sozinha não transforma a sociedade, sem ela tampouco a sociedade muda.

Se a nossa opção é progressiva, se estamos a favor da vida e não da morte, da equidade e não da injustiça, do direito e não do arbítrio, da convivência com o diferente e não de sua negação, não temos outro caminho senão viver a nossa opção.

Encarná-la, diminuindo, assim, a distância entre o que dizemos e o que fazemos.

(Paulo Freire)

RESUMO

A energia eólica é uma das opções mais promissoras das fontes renováveis atuais. Para mensurar esse recurso, a utilização da tecnologia LIDAR (Light Detection and Ranging) em estruturas costeiras fornece informações dos ventos de alta qualidade e baixo custo. Este trabalho analisa séries temporais coletadas por um perfilador LIDAR e por uma torre anemométrica, instalados na Base de Observação Oceano e Atmosfera (BOOA), da Plataforma Pesqueira Entremares em Balneário Arroio do Silva, SC. O trabalho foi dividido em 2 partes principais no formato de artigos. O Capítulo 1, intitulado de “Wind resource assessment with a LIDAR installed on a coastal platform of Southern Brazil, pretende caracterizar o regime de ventos e sua variabilidade direcional. Um método para extrapolação dos ventos na ausência do perfilador LIDAR é desenvolvido a partir de comparações com observações. O capítulo 2, intitulado de “Produção eólica na região costeira no sul de Santa Catarina entre 2017 e 2018”, realiza uma caracterização da produção eólica prática, a partir das séries temporais do LIDAR na BOOA em 2017 e 2018. A direção predominante dos ventos é de nordeste, com forte influência da Alta Pressão do Atlântico Sul, seguida do setor sudoeste, influenciado pela frequente passagem de sistemas sinóticos. Além de mais frequentes, ventos de nordeste estão associados às maiores velocidades, maior densidade de potência, menores intensidades turbulentas, maior atividade de turbinas e produção de energia. Ventos de sudoeste também estão associados a maiores velocidades de potência. Ventos de nordeste foram mais constantes durante o ano de 2017. Em 2018, houve mais passagens de frentes frias na região. A estimativa de produção eólica é a partir de simulações através de curvas de potência de 3 turbinas de grande porte. A turbina de maior capacidade nominal apresentou maior produção. O potencial eólico calculado na região sul de Santa Catarina demonstrou ser significativo para exploração por parques eólicos. O perfilador LIDAR demonstrou ser uma eficiente forma de coleta de dados anemométricos, principalmente quando é instalado em estruturas costeiras já existentes.

Palavras-chave: energia eólica offshore, LIDAR, plataforma pesqueira, Santa Catarina

ABSTRACT

Wind power is one of the most promising options among the current sources of renewable energy. The use of LIDAR (Light Detection and Ranging) technology in coastal structures provides information in coastal and oceanic regions, with high quality and low cost. From time series collected by a LIDAR profiler and an anemometric tower, which were installed over the Ocean and Atmosphere Observation Base (BOOA), built on the Entremares Fishing Platform in Balneário Arroio do Silva, SC, this work was divided into 2 main parts in articles format. Chapter 1, so-called "Wind resource assessment with LIDAR installed on a coastal platform of Southern Brazil", intends to characterize the wind regime and its wind potential through the wind directional variability using time series of 2017 collected by BOOA's instruments, besides to describe a method for wind extrapolation in the absence of the LIDAR profiler in the BOOA. On the other hand, Chapter 2, so-called "Produção eólica na região costeira no sul de Santa Catarina entre 2017 e 2018", intends to characterize the wind production from the time series of LIDAR at BOOA in 2017 and 2018. The predominant direction of the winds is northeast, with strong influence of the South Atlantic High Pressure, followed by the southwest sector, influenced by the frequent passage of synoptic systems. In addition to being more frequent, northeasterly winds are associated with higher speeds, higher power density, lower turbulent currents, higher turbine activity and energy production. Southwesterly winds are also associated with higher power speeds. Northeasterly winds were more constant during the year 2017. In 2018, there were more cold fronts in this region. The wind production estimate is based on simulations through power curves of 3 large turbines. The turbine of higher nominal capacity presented higher production. The calculated wind potential in the southern region of Santa Catarina has been shown to be significant for wind farm exploitation. The LIDAR profiler has proven to be an efficient way of collecting anemometric data, especially when it is installed in existing coastal structures.

Keywords: offshore wind energy, LIDAR, fishing platform, Santa Catarina

LISTA DE FIGURAS

Figure 1 - a) Study region location in Santa Catarina (SC) state, southern Brazil (gray rectangle). b) Positioning of urban centers and topographic elements of interest (blue circles). Ocean and Atmosphere Observation Base (BOOA) is indicated by a red circle. c) Fishing Platform Entremares highlighting BOOA's position on the platform (white square). 40

Figure 2 - Ocean and Atmosphere Observation Base (BOOA) highlighting equipment and structures. 41

Figure 3 - a) Overlap of LIDAR time series (UL) and sonic anemometer (US) in 10-min averages. b) Scatter plot comparing LIDAR data with those of sonic anemometer. Each pixel has a resolution of 0.5 x 0.5 m/s. c) Directional wind histograms for LIDAR data. d) Directional wind histograms for sonic anemometer data. The colors illustrate wind intensities, whereas the size of the bars indicates their frequency of occurrence. 46

Figure 4 - a) Example of measured and extrapolated average vertical profiles. b) Overlap of the wind speed at 110 m high. Here UL refers to the LIDAR data. ULOG and ULS refer to predicted profiles from the traditional method of estimation of roughness coefficient and the least squares technique. 48

Figura 5 - a) Directional variability of roughness length z_0 estimated by least squares technique. Land sector is indicated by background in green and that of ocean sector in blue. Angular resolution is $\Delta\theta = 10^\circ$. b) Overlapping time series of data measured by LIDAR (black) and extrapolated from the directional distribution of z_0 (red). The time series is in hourly resolution. 52

Figure 6 - a) Horizontal wind speed as a function of height and of time for 11 vertical levels between 20 and 210 m. b) Horizontal wind speed at 110 m high. The averages of cut-in speed and rated speed of three wind turbines are indicated by dotted and dashed lines, respectively. c) Air temperature. d) Atmospheric pressure. e) Air density. Graphs C, D and E present hourly means. Panels A and B present daily LIDAR averages except for periods indicated by arrows and bars, which identify periods in which the series were reconstructed from the sonic anemometer data (see section 3.3). 55

Figure 7 - a) Directional histogram for wind speed and wind direction at 110 m high. Colors illustrate the wind intensity whereas the size of the

bars their frequency of occurrence. b) Polar diagram of power density (W/m^2). c) Turbulent intensity. d) Generated energy (MWh) for Vestas 8.0 MW, Senvion 6.2 MW and Vestas 3.0 MW turbines. e) Average capacity factor. All panels refer to winds measured at 110 m high. Histogram bars follow the meteorological convention, indicating the direction from which the wind comes (angular resolution of $\Delta\theta = 10^\circ$). The ocean and land sectors are identified respectively by the blue and green background colors. 59

Figura 8 - Campo de ventos médios a 100 m de altura para o estado de Santa Catarina mais uma faixa de 30 km a partir da fronteira terrestre de SC. Produto de modelagem Global Wind Map. Os símbolos referem-se a localização da Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA) (triângulo preto) e as cidades (círculos pretos) que possuem empreendimentos eólicos: 1) Água Doce (142 MW); 2) Bom Jardim da Serra (66,6 MW); 3) Santiago do Sul (4,8 MW); 4) Laguna (3 MW); e 5) Tubarão (2,99 MW). 68

Figura 9: a) Plataforma de Pesca Entremares com destaque da posição da Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA) na plataforma (quadrado branco); b) BOOA com LIDAR em operação. 69

Figura 10 - Recurso eólico para o ano de 2017. a) Velocidade horizontal do vento a 110 m de altura. A velocidade de partida média e a velocidade nominal típica de turbinas modernas estão indicadas por linhas pontilhadas e tracejadas, respectivamente. b) Direções do vento do LIDAR a 110 m. Linha verde indica a direção nordeste (45°) e a linha amarela indica a direção sudoeste (135°). c) Densidade de potência. d) Produções das turbinas. e) Energia gerada pelas turbinas. 74

Figura 11 - Recurso eólico para o ano de 2018. a) Velocidade horizontal do vento a 110 m de altura. A velocidade de partida média e a velocidade nominal típica de turbinas modernas estão indicadas por linhas pontilhadas e tracejadas, respectivamente. b) Direções do vento do LIDAR a 110 m. Linha verde indica a direção nordeste (45°) e a linha amarela indica a direção sudoeste (135°). c) Densidade de potência. d) Produções das turbinas. e) Energia gerada pelas turbinas. 75

LISTA DE TABELAS

Table 1 - Characteristics of Three Modern Turbines Used for Practical Wind Potential Simulations.....	44
Table 2 - Coefficient of Determination (R^2) and Root Mean Square Error (RMSE) for Comparison of LIDAR Observed Time Series UL with Modeled Time Series. ULOG Refers to the Traditional Method of Estimating z_0 from Two Points (Equation 3), whereas ULS refers to the Least Squares Method.	49
Table 3 - Coefficient of determination (R^2) and root mean square error (RMSE) as a function of height and time resolution Δt . N is the number of observations used in this comparison. $U((z_0))$ refers to the series modeled from an overall roughness coefficient. $U(z_0(\theta))$ is the series modeled from dependent roughness coefficients of wind directions. The comparison of these series is performed directly with LIDAR measurements.	54
Tabela 4 – Características de 3 turbinas eólicas modernas para simulação de potencial eólico prático.	71
Tabela 5 – Recurso eólico e produção das 3 turbinas em médias mensais e anual para o ano de 2017. N é o número de médias disponíveis no mês, U_{hor} é a velocidade horizontal do vento ($m s^{-1}$), Θ é a direção dos ventos ($^\circ$), D_p é a densidade de potência ($W m^{-2}$), P_T é a produção média da turbina (MW), E_g é a energia gerada da turbina (MWh) e CF é o fator de capacidade (%).	80
Tabela 6 – Semelhante a Tabela 5, mas referente ao ano de 2018.	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMJ – abril, maio e junho

APR - abril

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BOOA – Base de Observação Oceano e Atmosfera

CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior

CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

CF – Fator de capacidade

CIRAM – Centro de Informações de Recursos Ambientais e de Hidrometeorologia de Santa Catarina

CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

E – Leste

EPAGRI – Empresa de Pesquisa Agropecuária e Extensão Rural de Santa Catarina

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GPS – *Global Positioning System*

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

INCT – Institutos Nacionais de Ciência e Tecnologia

INEOF – Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energias Oceânicas e Fluviais

JAS – junho, agosto e setembro

JFM – janeiro, fevereiro e março

JUN - junho

LIDAR – *Light Detection and Ranging*

MEASNET – *International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy*

MG – Minas Gerais

MOVLIDAR – Mapeamento da camada limite atmosférica continental e oceânica através da tecnologia LIDAR em movimento

N – Norte

NE – Nordeste

OND – outubro, novembro e dezembro

RMSE – Erro quadrático médio

RS – Rio Grande do Sul

S - Sul

SC – Santa Catarina

SW – Sudoeste

TI – Intensidade de turbulência
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
W - Oeste
WRF – *Weather Research & Forecasting*

LISTA DE SIMBOLOS

- E_g – Energia gerada (MWh)
 K – Total de níveis de medições
 M_a – Massa molar do ar seco (0.0289635 kg mol⁻¹)
 M_v – Massa da água (0.018015 kg mol⁻¹)
 N – Número de observações
 P – Pressão atmosférica (Pa)
 $P1$ – Parque eólico hipotético composto por turbinas Vestas 3.0
 $P2$ – Parque eólico hipotético composto por turbinas Senvion 6.2
 $P3$ – Parque eólico hipotético composto por turbinas Vestas 8.0
 P_d – Densidade de potência (W m⁻²)
 $\overline{P_d}$ – Densidade de potência média (W m⁻²)
 P_R – Capacidade nominal (MW)
 P_T – Produção da turbina eólica (MW)
 $\overline{P_T}$ – Produção média da turbina eólica (MW)
 R – Constante molar do gás (8.314510 J mol⁻¹ K⁻¹)
 R^2 – Coeficiente de determinação
 r_c – Correlação circular-circular
 T – Temperatura do ar (K)
 U – Velocidade horizontal do vento observada (m s⁻¹)
 U_c – Velocidade do vento corrigida pela densidade do ar local (m s⁻¹)
 U_{hor} – Velocidade horizontal do vento (m s⁻¹)
 \overline{U}_{hor} – Velocidade horizontal média do vento (m s⁻¹)
 U_i – Média horária da velocidade do vento (m s⁻¹)
 U_L – Velocidade horizontal do vento medido pelo LIDAR (m s⁻¹)
 \overline{U}_L – Velocidade horizontal média do vento medido pelo LIDAR (m s⁻¹)
 U_{LOG} - Velocidade horizontal do vento extrapolado pela Lei Logarítmica do vento LIDAR com z_0 calculado da forma tradição (m s⁻¹)
 U_{LS} – Velocidade horizontal do vento extrapolado pela Lei Logarítmica do vento LIDAR com z_0 determinado pelo método dos mínimos quadrados (m s⁻¹)
 U_S – Velocidade horizontal do vento medido pelo anemômetro sônico (m s⁻¹)
 $U(\overline{z}_0)$ – Velocidade horizontal do vento extrapolada pelo Lei Logarítmica do vento utilizando \overline{z}_0 (m s⁻¹)
 $U(z_0(\theta))$ – Velocidade horizontal do vento extrapolada pelo Lei Logarítmica do vento utilizando $z_0(\theta)$ (m s⁻¹)

$U(z)$ - Velocidade horizontal do vento extrapolada pelo Lei Logarítmica do vento ($m s^{-1}$)

$U(z_r)$ – Velocidade horizontal do vento na altura de referência ($m s^{-1}$)

x_v – Fração molar do vapor da água

Z – Fator de compressibilidade do ar úmido

z – Altura (m)

z_0 – Coeficiente de rugosidade aerodinâmica da superfície (m)

$z_0(\theta)$ – Coeficiente de rugosidade aerodinâmica média da superfície a cada intervalo de direção do vento ($^{\circ}$)

$z_{0\text{ LOG}}$ – Coeficiente de rugosidade aerodinâmica da superfície determinada da forma tradição (m)

$z_{0\text{ LS}}$ – Coeficiente de rugosidade aerodinâmica da superfície determinada pelo método dos mínimos quadrados (m)

\bar{z}_0 – Coeficiente de rugosidade aerodinâmica média global da superfície (m)

z_1 – Altura de observação 1 (m)

z_2 – Altura de observação 2 (m)

z_k – Níveis de medições do LIDAR

z_r – Altura de referência (m)

α_i – Direção angular do vento medido pelo instrumento 1 ($^{\circ}$)

$\bar{\alpha}_n$ – Direção angular média do vento medido pelo instrumento 1 ($^{\circ}$)

β_i – Direção angular do vento medido pelo instrumento 2 ($^{\circ}$)

$\bar{\beta}_n$ – Direção angular média do vento medido pelo instrumento 2 ($^{\circ}$)

Δt – Intervalo do tempo (h)

$\Delta\Theta$ – Intervalo da direção horizontal do vento ($^{\circ}$)

Θ – Direção horizontal do vento ($^{\circ}$)

ρ_a – Densidade do ar ($kg m^{-3}$)

σ_U – Desvio padrão da velocidade do vento ($m s^{-1}$)

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO GERAL	27
CAPÍTULO 1	30
1. Wind resource assessment with a LIDAR installed on a coastal platform of Southern Brazil	32
1.1. INTRODUCTION	35
1.2. DATA AND METHODS	36
1.2.1. Ocean and Atmosphere Observation Base	37
1.2.2. Circular-circular correlation	37
1.2.3. The logarithmic wind profiles	38
1.2.4. Wind profile adjustment by using least square method	39
1.2.5. Air density calculation	41
1.2.6. Wind power density	42
1.2.7. Turbulent intensity	42
1.2.8. Power and practical energy	42
1.2.9. Generated energy	43
1.2.10. Capacity factor	43
1.2.11. Wind speed adjustment	44
1.3. RESULTS AND DISCUSSIONS	45
1.3.1. Comparison between LIDAR and the anemometer tower	45
1.3.2. Roughness length determination	47
1.3.3. Directional variability of aerodynamic roughness	50
1.3.4. Analysis of BOOA time series	53
1.3.5. Directional analysis of wind and wind production	57
1.4. SUMMARY AND CONCLUSIONS	60
1.5. ACKNOWLEDGMENT	61
CAPÍTULO 2	62
2. Análise da produção eólica através de um LIDAR sobre um píer costeiro no sul de Santa Catarina	65
2.1. INTRODUÇÃO	66
2.2. MATERIAL E MÉTODOS	68
2.2.1. Área de estudo e o perfilador LIDAR	69
2.2.2. Densidade de Potência	70
2.2.3. Potencial eólico prático	71
2.2.4. Energia Gerada	71
2.2.5. Fator de Capacidade	72
2.3. RESULTADOS E DISCUSSÕES	72
2.3.1. Recurso Eólico de 2017 e 2018	72
2.3.2. Variabilidade Mensal	77
2.4. CONCLUSÕES	82
CONCLUSÕES GERAIS E CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
REFERÊNCIAS	89
ANEXO A	97

INTRODUÇÃO GERAL

[...]

E os Alísios desceram do Equador,
clandestinos,
Num grande transatlântico.

Chegaram ainda os ventos da América:

[...]

– Pampeiro, eremita e solidão de horizontes
sub-andinos,
– Minuano, assobiando longamente a tristeza
ritmada das
[coxilhas..

[...]

Comparou as vantagens da energia do sol e a
do vento,
Descreveu com minúcia os modernos fornos
solares
E admitiu o emprego futuro de ventos
magnéticos.

[...]

A assembleia inteira levantou-se amotinada;
Um vendaval sem freio, um furacão,
Percorreu aquelas instâncias de planície
tranqüila;
Uma onda de revolta se ergueu contra os
motores,
Contra os ventiladores e os túneis dos ventos.
(CARDOZO, 1979, 69p.)

O poema *Congresso dos Ventos* de Joaquim Cardozo, poeta e engenheiro pernambucano, demonstra o quão importante os ventos são no cotidiano e no imaginário das pessoas. Se encontram presentes na mitologia grega, onde os ventos tinham nomes e contos dependendo de suas direções. O vento Harmatão presente nas regiões próximas ao Saara, onde a população acredita que ele possua poderes curativos. *Bad-i-sad-o-bist-roz* que percorre alguns países do Oriente Médio e que, como seu nome diz, dura 120 dias (FRAGA, 2018).

Pelo Brasil, temos os ventos alísios no Nordeste e no Norte e os diversos ventos que percorrem a região Sul do Brasil. Elbia Gannoum, presidenta executiva da Associação Brasileira de

Energia Eólica (ABEEólica), diz que “no Sul, as pessoas sabem tudo sobre vento, o vento tem nome, o vento tem até rosto!” (GANNOUM, 2017).

Presente em obras literárias e músicas do Rio Grande do Sul e nas lendas da ilha de Santa Catarina, os ventos da região Sul do Brasil recebem nomes próprios e vêm de diversas direções como Nordesteão, Minuano, Pampeiro, Lestadas, Carpinteiro da praia, entre outros.

O vento Minuano, para os gaúchos, ou Terral, para os catarinenses, é o vento de sudoeste a oeste frio e seco, possuindo velocidades moderadas a regulares. Esse vento ocorre por causa do avanço da Massa Polar Atlântica mais continental que se soma a Massa Polar Pacífica, que extravasa por cima dos Andes (SARTORI, 2016). Dividido em dois subtipos: Minuano limpo ou claro, quando o vento é seco, e Minuano sujo, quando é acompanhado de chuva fina (MINUANO, 2019).

Pampeiro é o vento úmido e intenso de sudoeste que acompanha as passagens de frente fria e percorre o litoral do Rio Grande do Sul até Santa Catarina, durando de 6h a 26h. É o vento “suli” para os catarinenses (ROSA, 2014).

Também associado à Massa Polar Atlântica, Carpinteiro da praia é vento intenso de sudoeste capaz de levar embarcações em direção à faixa de areia, podendo causar encalhes ou danificá-las completamente (SARTORI, 2016).

Lestadas são os ventos de leste que ocorrem quando há um bloqueio da migração de uma frente fria, tornando-a semiestacionária. Lestadas levam precipitação leve e contínua para região costeira do sul do país (MONTEIRO; FURTADO, 1995).

Nordestão é o vento intenso que varia de norte a leste praticamente o ano inteiro. Esse vento ocorre devido à presença do centro de Alta Pressão localizado no Atlântico Sul, que gira no sentido anti-horário e acarreta tal vento em toda região Sul do Brasil.

Entre direções, intensidades e formações diferentes e com nomes e histórias diversas, além da importância cultural para essas regiões, esses ventos também afetam diretamente a pesca, turismo, prática de esportes, navegação, segurança da costa, agricultura e, o assunto deste trabalho, a geração de energia a partir do recurso eólico.

Este trabalho caracteriza o recurso eólico no litoral sul de Santa Catarina, próximo à divisa com o Rio Grande do Sul, a partir de séries temporais coletadas por um perfilador LIDAR e por uma torre anemométrica. Ambos equipamentos foram instalados na Base de Observação Oceano e Atmosfera (BOOA), construída sobre a Plataforma Pesqueira Entremares em Balneário Arroio do Silva, SC.

Apresentado no formato de artigos, este trabalho foi dividido em três partes, além desta introdução. O Capítulo 1 aborda um artigo já submetido à publicação que foi intitulado de “*Wind resource assessment with a LIDAR installed on a coastal platform of southern Brazil*”. O artigo apresenta a caracterização do recurso eólico durante o ano de 2017. Secundariamente, faz uma comparação entre os dados coletados pelo perfilador LIDAR e pelo anemômetro sônico, apresenta um método de extrapolação dos dados do anemômetro sônico a partir da rugosidade aerodinâmica direcional determinada pelo método dos mínimos quadrados e avalia o potencial eólico direcionalmente.

A partir das séries temporais a 110 m coletados pelo LIDAR entre 2017 e 2018, a terceira parte, Capítulo 2, intitulado de “Produção eólica na região costeira no sul de Santa Catarina entre 2017 e 2018”, apresenta o estudo preliminar da produção elétrica para a região as utilizando curvas de potências de três turbinas eólicas de grande porte. As médias mensais da velocidade e direção do vento, assim como a densidade de potência, potência eólica prática, energia gerada e fator de capacidade também são apresentados.

Por fim, a quarta parte apresenta as considerações finais com a contribuição científica deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 1

Esta parte apresenta o conteúdo do artigo intitulado de “Wind resource assessment with a LIDAR installed on a coastal platform of Southern Brazil” e submetido à revista *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing* em 08 de março de 2019. O conteúdo apresentado a seguir segue na íntegra o submetido à revista, com alterações apenas na formatação do texto e na apresentação das referências, citações e unidades. A confirmação da submissão está presente no Anexo A.

1. WIND RESOURCE ASSESSMENT WITH A LIDAR INSTALLED ON A COASTAL PLATFORM OF SOUTHERN BRAZIL

César Henrique Mattos Pires¹

Felipe Mendonça Pimenta¹

Carla de Abreu d'Áquino²

¹ Programa de Pós-Graduação em Oceanografia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.

² Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, SC.

RESUMO

Em regiões oceânicas, medições dos ventos são complexas e normalmente são realizadas por boias meteorológicas e torres meteorológicas, de custos altos. A utilização da tecnologia LIDAR em estruturas costeiras possibilita medições em regiões costeiras e oceânicas de alta qualidade e com baixos custos. Este trabalho caracterizou os ventos costeiras e o potencial eólico através de medições realizadas por um perfilador LIDAR e por uma torre anemométrica instalados na "Base de Observação do Oceano e Atmosfera", que foi construído sobre a plataforma pesqueira Entremares em Balneário Arroio do Silva, SC. A comparação dos dados do LIDAR e de um anemômetro sônico demonstrou uma alta correlação da direção e da magnitude dos ventos. Para definição do comprimento de rugosidade, adotou-se o método dos mínimos quadrados utilizando os 11 níveis de medição do LIDAR. A 110 m de altura, os ventos de nordeste foram mais frequentes (33,01%), mais intensos ($7,93 \text{ m s}^{-1}$) e com menor intensidade de turbulência (0,41), resultando em maiores densidades de potência ($\sim 3000 \text{ W m}^{-2}$). Em seguida, os ventos de sudoeste apresentaram frequência de 17,20%, intensidade média de $7,16 \text{ m s}^{-1}$ e densidade de potência de próximos a 1000 W m^{-2} . A predominância dos ventos de nordeste e sudoeste está diretamente ligada ao Sistema de Alta Pressão do Atlântico Sul e às passagens de frentes frias na região. O recurso eólico prático foi estimado utilizando simulações a partir de curvas de potências-velocidade de três turbinas eólicas. O perfilador LIDAR instalado no píer pesqueiro demonstrou ser uma alternativa atrativa para

exploração dos recursos eólicos. O sul de Santa Catarina demonstrou possuir um potencial eólico significativo para exploração pelas usinas eólicas.

Palavras-chave: LIDAR, região costeira, Santa Catarina, plataforma pesqueira, energia eólica oceânica.

ABSTRACT

Wind measurements over oceanic regions are complex and typically undertaken by meteorological buoys or expensive meteorological towers. The use of LIDAR technology installed on pre-existing structures has made it possible to obtain high-quality measurements at low costs. This study characterized coastal and offshore wind potential through measurements from LIDAR profiler and meteorological tower installed at the "Ocean and Atmosphere Observation Base", which was built on the Entremares Fishing Platform in Balneário Arroio do Silva, SC. Comparison of the LIDAR records with those from the sonic anemometer showed a high correlation for the direction and magnitude of the winds. The least squares method was applied to determine the aerodynamic roughness coefficient z_0 , using 11 measurement levels of the LIDAR. Northeasterly winds at 110 m high were the most frequent (33.01%) and most intense (average 7.93 m s^{-1}), also presenting the lowest values of turbulent intensity (0.41) and higher power densities (900 W m^{-2}). On the other hand, Southwesterly winds presented a frequency of 17.20%, average intensity of 7.16 m s^{-1} and a mean power density close to 600 W m^{-2} . The predominance of northeasterly and southwesterly winds is directly associated with the South Atlantic High-Pressure System and the passage of synoptic systems in this region. The practical wind resource was estimated using the speed-power curves of three turbines. The use of the LIDAR profiler installed on coastal platforms has proven to be a viable model for the monitoring of wind resources. The south of Santa Catarina shows potential for the development of offshore wind farms.

Key words: LIDAR, coastal region, Santa Catarina, fishing platform, offshore wind energy.

1.1. INTRODUCTION

Environmental variables measurements in coastal regions are fundamental to the characterization of meteorological and oceanographic events. Some important parameters to monitor are the wind direction and speed, atmospheric pressure, solar radiation, rainfall, air temperature and humidity, as well as wave height, sea surface temperature and sea level height (JACOBSEN; RUGBJERG, 2005). These are important for naval security, atmospheric and marine forecasting systems, extreme event monitoring and climatic studies (MURTHY; SINHA; RAO, 2008).

Wind measurements at turbine hub height is also basic information for energy applications, including resource evaluations and wind farm operations (ARCHER et al., 2014). Wind monitoring on the ocean is typically performed with meteorological buoys or towers. Meteorological buoys have lower costs, but measure winds at low levels, between the heights of 2 and 5 m. Meteorological towers, on the other hand, perform measurements at the height of the turbine hub (100 m), but imply higher costs, between US\$2.5 million and US\$15 million (HOWE, 2014; HASAGER et al., 2008; STANDRIDGE et al., 2013). The problem is aggravated in countries with large oceanic areas, such as Brazil, which require a large number of towers for wind measurements along the coast.

The use of LIDAR (Light Detection and Ranging) technology on buoys or coastal structures has been an alternative to expensive meteorological towers. LIDARs are capable of undertaking wind measurements in the atmospheric boundary layer with the use of an infrared laser beam. These are very precise, portable pieces of equipment; moreover, they can be installed on various types of structures (PITTER; SLINGER; HARRIS, 2013).

Buoy-mounted LIDARs have been successfully demonstrated in different studies (STANDRIDGE et al., 2012; HSUAN et al., 2014; GOTTSCHALL et al., 2014; NASSIF et al., 2019B). Although they are more affordable than meteorological towers, buoy-mounted LIDARs have a higher risk of damage and loss, requiring more significant maintenance. Thus, the use of coastal structures, such as fishing platforms have been promising.

The use of LIDAR on coastal platforms was demonstrated by Shimada et al. (2014) in Japan and Bischoff et al. (2015) in Spain. Besides providing a stable base for wind monitoring,

platforms present: (i) strategic positioning for measurements of winds from the ocean sector, (ii) easy access for installation and maintenance of equipment, (iii) electric power supply, (iv) protection against theft and vandalism, (v) protection against lightning, (vi) protection against wave action, and (vii) low maintenance costs.

In this study, we make use of data collected from a LIDAR installed on a fishing platform on the southern coast of Santa Catarina (Figure 1a,b). Located in Balneário Arroio do Silva, the fishing platform Entremares was built in 1995 using concrete pillars and prefabricated parts. The structure consists of a 7 m wide platform with a length of 410 m, approximately 7 m above the mean sea level (Figure 1c). Using this structure, a research laboratory called "Base de Observação do Oceano e Atmosfera - BOOA" (Ocean and Atmosphere Observation Base) was built to provide support for the LIDAR and a 10 m high meteorological tower (Figure 2).

LIDAR data were compared with those of a sonic anemometer. Winds were analyzed according to their directional and temporal variability. A vertical extrapolation method, dependent on wind direction and aerodynamic roughness was developed to fill missing LIDAR data from anemometer winds. Data analysis demonstrates that the vertical profile, the wind intensity and the energy density at turbine height are strongly dependent on the wind's direction. Northeasterly and southwesterly winds from the offshore sector are less sheared, have lower turbulent intensity and present the highest energy density.

1.2. DATA AND METHODS

A brief detailed description of the environmental database and the applied analysis is presented in this section. The first section gives a description of the observation base built on the fishing platform and of the meteorological instruments used. The correlation method used to compare the wind direction data from LIDAR and a sonic anemometer is demonstrated in the next section. The Log Law equation for a neutral stability atmosphere is introduced as well as the methods of estimation for the aerodynamic roughness length z_0 . The formulations for air density,

power density, turbulence intensity, turbine production and capacity factor are also introduced.

1.2.1. Ocean and Atmosphere Observation Base

The Ocean and Atmosphere Observation Base (BOOA) is a research lab built on the Entremares Fishing Platform in Balneário Arroio do Silva, Santa Catarina (Figure 1a). BOOA is located at the offshore distal end of the platform, 250 m from the beach, at the latitude $28^{\circ}57'46.670''\text{S}$ and longitude $49^{\circ}22'48.620''\text{W}$ (Figure 1c). The lab was built with structural blocks, iron frames and a concrete slab measuring 2.5 m x 2.5 m and 2.5 m high in relation to the platform. BOOA was equipped with its own electrical system for the operation of the equipment. An autonomous meteorological tower 10 m in height and a LIDAR wind profiler were installed on the lab slab. A lightning rod provides protection against atmospheric electrical discharges (Figure 2).

The meteorological parameters monitored are: wind speed and direction, air temperature, relative humidity, solar radiation, rainfall and atmospheric pressure. The LIDAR wind profile was manufactured by Zephir, ZP300 Offshore model, with a frequency sampling rate of 50 Hz. As the pier is 7.1 m high, the LIDAR profile is located 9.6 m above the mean sea surface. The height of all the instruments relates to mean sea level. The LIDAR takes about 15 seconds to complete a wind vertical profile with measurements at 20, 30, 49, 50, 70, 90, 110, 150, 170, 190 and 210 m heights. The weather station has a Dualbase SDITH-01 thermo-hygrometer with a covering to protect against sunlight, installed at a height of 11 m, a Thies First Class glass anemometer at 15.2 m high and a Young Sonic 81000 3D anemometer at a height of 19.7 m. Inside the lab are installed a datalogger, a modem and a GPS for time synchronization.

1.2.2. Circular-circular correlation

As described in Jammalamadaka and Sarma (1988), directional data correlation can be performed through the so-called "circular-circular correlation", given by the following expression:

$$r_c = \frac{\sum_{i=1}^N (\sin(\alpha_i - \bar{\alpha}_n)) * \sum_{i=1}^N (\sin((\beta_i - \bar{\beta}_n)))}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (\sin^2(\alpha_i - \bar{\alpha}_n)) * \sum_{i=1}^N (\sin^2(\beta_i - \bar{\beta}_n))}} \quad (1)$$

where α_i and β_i are angular directions measured by different instruments, $\bar{\alpha}_n$ and $\bar{\beta}_n$ are directional means and N refers to the total number of observations performed. The value r_c ranges between -1 and 1. The closer to -1 or 1, the stronger is the relation. The directions are poorly correlated as r_c approaches 0. This equation was applied from routines developed by Berens (2009).

1.2.3. The logarithmic wind profiles

The Log Law establishes a method for wind profile calculation from known terrain roughness and the wind information at a reference level (KATINAS et al., 2017). This method assumes an atmosphere in neutral stability conditions, the boundary layer structure being controlled by frictional processes (WALLACE; HOBBS, 2006).

If there are horizontal wind speed observations U (m s^{-1}) at a reference level z_r (m), we can calculate the velocity at another level z (m) from:

$$U(z) = U(z_r) \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_r}{z_0}}, \quad (2)$$

where z_0 (m) represents the aerodynamic roughness length, which varies according to the type of surface, ranging from 0.0002 m for calm sea, 0.01 m for pasture, 0.1 m for forests and up to 1.5 m for urban regions (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

In general, the roughness parameter can be determined empirically from field data. The conventional method uses wind speed observations at two different heights: z_1 and z_2 . Writing Equation 2 for these levels and isolating the parameter z_0 , we obtain (CUSTÓDIO, 2013; HADI, 2015):

$$z_0 = \exp\left(\frac{U(z_1)\ln(z_2) - U(z_2)\ln(z_1)}{U(z_1) - U(z_2)}\right). \quad (3)$$

This method is typically used for tower's data, when observations are available for a few vertical levels. With the advent of LIDAR profilers, however, more observations are available simultaneously, rendering it possible to adjust the logarithmic curve and to determine the roughness coefficient z_0 by alternative methods.

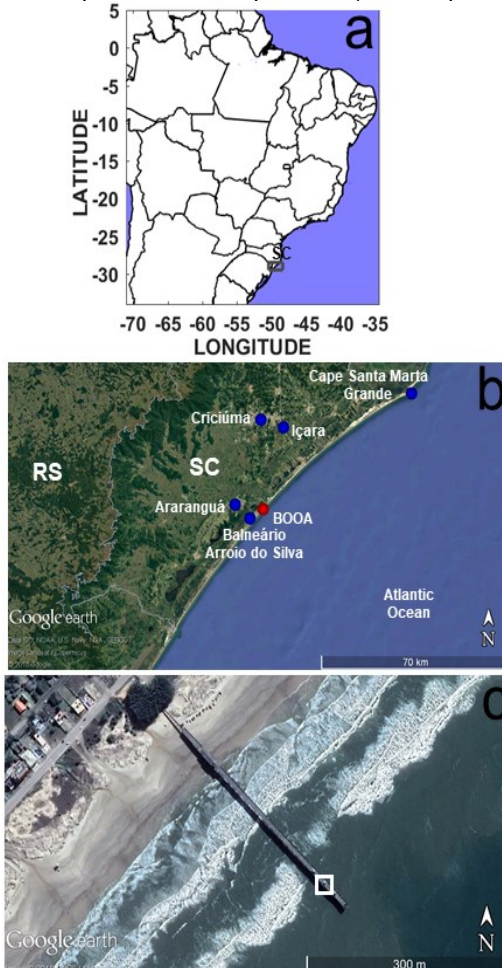
1.2.4. Wind profile adjustment by using least square method

The least square method seeks to minimize any residual error between observed and modeled data, as a function of control parameters. In this specific case, the objective is to minimize the differences between the LIDAR wind observations $U_L(z)$ and the $U(z)$ values modeled by Log Law (Equation 2). This difference can be achieved by minimizing errors as a function of the roughness parameter z_0 . In order to model the wind profile, we use the Log Law and LIDAR data at 20 m as the reference speed $U(z_r)$. The residual quadratic error for each observed profile can be calculated by:

$$e^2 = \sum_{k=1}^K [U_L(z_k) - U(z_k)]^2 \quad (4)$$

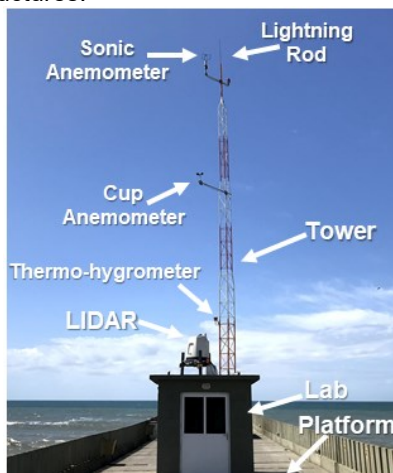
where z_k represents the measurement level of the LIDAR, in a total of $K = 11$ heights. Thus, for each vertical profile observed by the LIDAR, we search for a z_0 parameter that results in the best fit of the model data, minimizing the error.

Figure 1 - a) Study region location in Santa Catarina (SC) state, southern Brazil (gray rectangle). b) Positioning of urban centers and topographic elements of interest (blue circles). Ocean and Atmosphere Observation Base (BOOA) is indicated by a red circle. c) Fishing Platform Entremares highlighting BOOA's position on the platform (white square).



Source: Authors.

Figure 2 - Ocean and Atmosphere Observation Base (BOOA) highlighting equipment and structures.



Source: Authors.

1.2.5. Air density calculation

In estimating the wind's energetic content, air density can vary by a few percent. For a moist atmosphere, air density ρ_a (kg m^{-3}) depends on atmospheric pressure p (Pa), air temperature T (K) and relative humidity (%) as given by the following expression:

$$\rho_a = \frac{pM_a}{ZRT} \left(1 - x_v \left(1 - \frac{M_v}{M_a} \right) \right) \quad (5)$$

where R , M_a and M_v are the molar gas constant ($8.314510 \text{ J mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$), the molar mass of dry air ($0.0289635 \text{ kg mol}^{-1}$) and the molar mass of water ($0.018015 \text{ kg mol}^{-1}$), respectively. Other parameters are the compressibility factor for moist air Z and the mole fraction of water vapor x_v . The estimated Z depends on air temperature, atmospheric pressure and x_v . On the other hand, x_v depends on relative humidity, atmospheric pressure, calculation of the saturation vapor pressure at ambient temperature and calculation of the enhancement factor at ambient temperature and pressure. The equations for these variables and the air density ρ_a , as the

constants used, are described in Giacomo (1982), Davis (1992), Wallace and Hobbs (2006).

1.2.6. Wind power density

The available energy resources from wind are proportional to the air density and to the cube of the wind speed at the turbine's height:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho_a U^3. \quad (6)$$

where P_d is power density ($W m^{-2}$), which represents the kinetic energy flux of the winds per unit of area swept by the turbine's blades. This theoretical value represents the energy content of winds without technologies.

1.2.7. Turbulent intensity

The most basic measure of turbulence is turbulent intensity (TI). TI is defined as the ratio between standard deviation σ_U and mean wind speed $\overline{U_L}$ (SHU et al., 2016). The parameters for the estimation of TI are calculated at 10 min intervals using raw data from LIDAR.

$$TI = \frac{\sigma_U}{\overline{U_L}} \quad (7)$$

1.2.8. Power and practical energy

Wind turbines are not able to extract all the available kinetic energy from the wind. The maximum theoretical extraction, the so-called Betz Limit, is 59.3% (CUSTÓDIO, 2013). Current technologies are capable of extracting up to 45% of power from winds. In practice, speed-power curves of wind turbines supplied by the manufacturers are used (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009; NIAN; LIU; ZHONG, 2019). In this study, three

commercial modern wind turbines were considered to estimate electrical generation: Vestas V112-3.0 MW, Senvion 6.2MW 152 and Vestas V164-8.0 MW. These horizontal-axis turbines are composed of three blades with diameters ranging from 90 to 164 m, sweeping areas varying from 6362 to 21124 m² (Table 1). Empirical velocity-power curves with form:

$$P_T = f(U_L) \quad (8)$$

were used. These curves were made available by the manufacturers. Here, U_L represents the wind speed measured by the LIDAR at 110 m height. The cut-in speed of these machines ranges from 3.0 to 4.0 m s⁻¹. The rated speed ranges from 11.5 to 15 m s⁻¹. Rotor diameters vary between 90 and 164 m (Table 1).

1.2.9. Generated energy

The energy generated over a period of time can be defined by the time integral of power generated by the turbine (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Numerically, this integral can be estimated by:

$$E_g = \sum_{i=1}^N P_T(U_i)(\Delta t) \quad (9)$$

where P_T is the turbine output in MW, U_i represents hourly wind speed means at 110 m height, Δt is the time interval in hours and E_g is the energy generated in MWh and N represents the total number of observations.

1.2.10. Capacity factor

The ratio between the estimated mean power generated by a turbine $\overline{P_T}$ and the turbine rated power P_R defines the capacity factor CF (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009):

$$CF = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_T(U_i)}{P_R} = \frac{\overline{P_T}}{P_R} \quad (10)$$

Table 1 - Characteristics of Three Modern Turbines Used for Practical Wind Potential Simulations.

	Vestas V112 3.0	Senvion 152 6.2	Vestas V164 8.0
Rated power P_R (MW)	3.0	6.15	8.0
Cut-in speed ($m s^{-1}$)	3.5	3.5	4.0
Cut-out speed ($m s^{-1}$)	25	30	25
Rated speed ($m s^{-1}$)	15	11,5	13
Rotor diameter (m)	90	152	164
Swept area (m^2)	6362	18146	21124

Source: Authors.

1.2.11. Wind speed adjustment

The turbine power curves are estimated using standard values of air density (1.225 kg m^{-3}), air temperature (15°C) and atmospheric pressure (1 atm). For better simulation of a turbine under local conditions, it is possible to adjust wind speed to air density variations (LU; MCELROY; KIVILUOMA, 2009):

$$U_c = U_L \sqrt[3]{\frac{\rho_a}{1.225}} \quad (11)$$

Here U_c refers to the "corrected" wind speed, used to calculate equations 8, 9 and 10, obtaining more realistic power, energy and capacity factor estimates respectively.

1.3. RESULTS AND DISCUSSIONS

1.3.1. Comparison between LIDAR and the anemometer tower

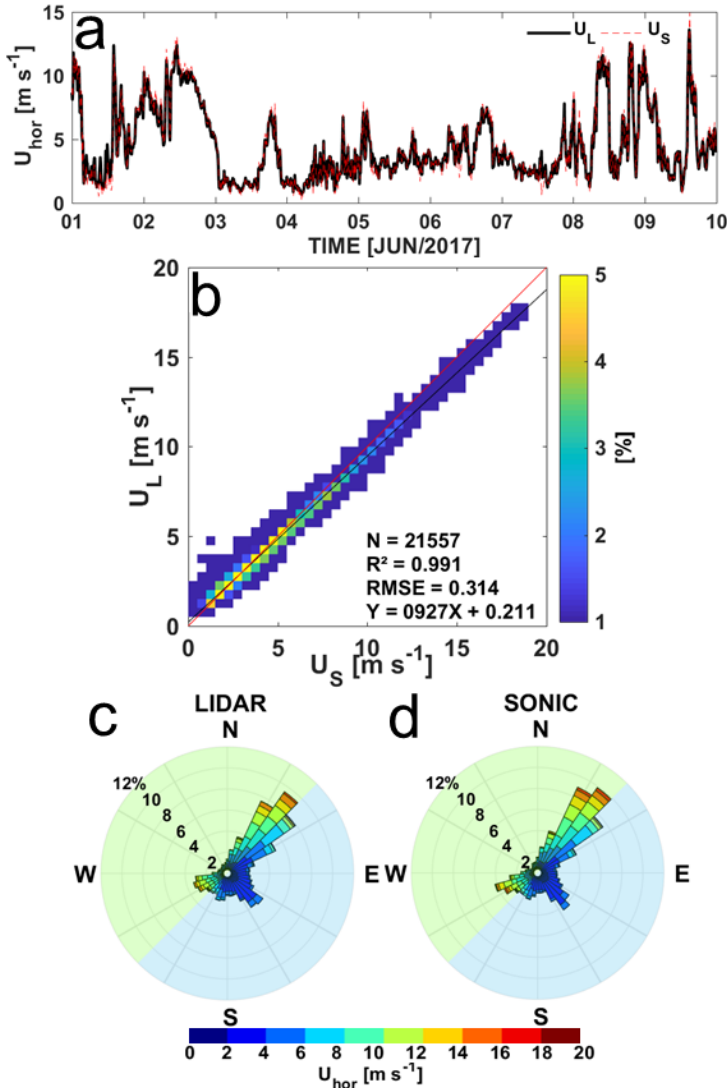
Several studies have demonstrated the efficiency of LIDAR profilers as compared to that of anemometric towers (PEÑA et al., 2009; RODRIGO et al., 2013; SHU et al., 2016; HASAGER et al., 2008; SANTOS et al., 2015). LIDARs are already routinely used in the granting of wind farms in Europe (MEASNET, 2009; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017).

Only measurements made by meteorological towers are currently accepted for wind farm feasibility studies in Brazil (EPE, 2013). Thus, we performed the comparison of the LIDAR profiler with a sonic anemometer, in order to recommend the use of LIDAR as a viable alternative for Brazil. For this comparison, we use paired data of wind speed and wind direction from both kinds of equipment. The LIDAR measurements are carried out at 20 m height and sonic anemometer measurements at 19.7 m height.

The period from April 20, 2017 to September 15, 2017 is used for this analysis, using 10-min means. These means were calculated from the raw data of the two instruments. Sonic anemometer raw data were supplied with 0.4 Hz frequency (2.5 s period) with 99.99% of valid data. LIDAR raw data is approximately supplied with 0.067 Hz frequency (14.9 s period) with 99.26% of valid data.

A visual comparison of wind speed time series measured by LIDAR (U_L) and wind speed time series measured by sonic anemometer (U_S) is presented in Figure 3a. The similarity between the series is surprising and few differences are visually detectable. During the period of comparison, the mean time series of LIDAR was 4.99 m s^{-1} (3.34 m s^{-1} standard deviation) and 5.16 m s^{-1} of the sonic anemometer (3.58 m s^{-1} standard deviation). These averages suggest a slight trend of LIDAR to underestimate winds.

Figure 3 - Overlap of LIDAR time series (U_L) and sonic anemometer (U_S) in 10-min averages. b) Scatter plot comparing LIDAR data with those of sonic anemometer. Each pixel has a resolution of 0.5×0.5 m/s. c) Directional wind histograms for LIDAR data. d) Directional wind histograms for sonic anemometer data. The colors illustrate wind intensities, whereas the size of the bars indicates their frequency of occurrence.



Source: Authors.

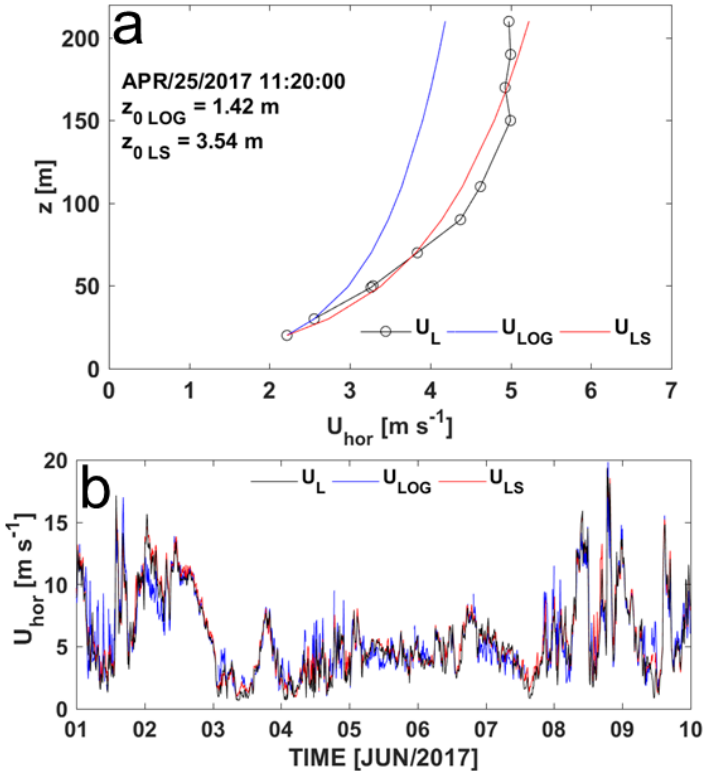
The velocity scatter plot is shown in Figure 3b, in frequency histogram form. In this figure, the x-axis shows the wind speed data from the sonic anemometer (U_S), whereas the y-axis shows the wind speed data from LIDAR (U_L). Each pixel has a resolution range of 0.5 m s^{-1} . The color bar illustrates the percentage of data occurrence, in a total of $N = 21557$ paired observations. Around 43% of the data were found to be distributed in the range $1 \leq U_S \leq 5.5 \text{ m s}^{-1}$. A significant percentage had minimal deviations (yellow-toned pixels). A red line identifies what would be the perfect correlation between the data. The black line represents the linear adjustment obtained ($U_L = 0.927U_S + 0.211$) with a mean square error $RSME = 0.31$, which explains 99% of the variance ($R^2 = 0.991$). LIDAR tends to underestimate the strongest winds ($> 10 \text{ m s}^{-1}$), as shown in Figure 3b.

Wind roses illustrate the directional histogram of LIDAR and the sonic anemometer, respectively (Figure 3c, d). Distributions are remarkably similar, with northeasterly winds predominating at medium and high intensity, followed by the occurrence of weak southeasterly winds and by more intense southwesterly winds. The circular-circular correlation coefficient calculated by means of Equation 1 was $r_c = 0.81$, suggesting that the direction of the winds measured by LIDAR are well correlated with that of the sonic anemometer. Considering the northeasterly winds between 30° and 60° , which comprise 63.55% of the data, the r_c found rises to 0.83.

1.3.2. Roughness length determination

The aerodynamic roughness length z_o is a fundamental parameter to model the wind profile in the atmospheric boundary layer. In this study, z_o was estimated by two different methods. In the first one, we apply Equation 3, considering two heights ($z_2 = 30 \text{ m}$ and $z_1 = 20 \text{ m}$) with their respective velocity data from LIDAR, $U_L(z_2)$ and $U_L(z_1)$. In the second method, we apply the least squares method described by Equation 4, using observations at 11 heights sampled by LIDAR. Thus, two z_o estimates were obtained at 10-min time resolution.

Figure 4 - a) Example of measured and extrapolated average vertical profiles. b) Overlap of the wind speed at 110 m high. Here U_L refers to the LIDAR data. U_{LOG} and U_{LS} refer to predicted profiles from the traditional method of estimation of roughness coefficient and the least squares method.



Source: Authors.

Next, the Log Law was used to predict the wind profiles from these two estimates of z_0 obtained by these different methods. Figure 4a illustrates the wind profiles for April 25, 2017. The circles and black line identify the data observed by LIDAR. The blue line identifies the U_{LOG} profile, calculated using the traditional method with z_0 estimated from two points (Equation 3). The red line identifies the U_{LS} profile, which estimates z_0 from 11 points by using the least squares method (Equation 4). As shown, the U_{LOG} values at 110 m height can significantly underestimate (sometimes overestimate) the wind shear. By adjusting the curve by lower

points, U_{LOG} disregards the winds' structure at high levels, which can generate large errors in extrapolated winds at turbine hub height. The least squares method adjusts the curve to all observed points, minimizing error between all levels (Figure 4a).

For example, we can compare the observed time series U_L with modeled time series U_{LOG} and U_{LS} at $z = 110$ m high in Figure 4b. Wind variability at 110 m high was relatively well described by both methods. However, the logarithmic profile U_{LOG} shows a greater dispersion when compared to the observed data U_L . In specific situations, the method used to calculate U_{LOG} may underestimate U_L (e.g., June 2, 2017) as well as overestimate U_L (e.g. June 4, 2017). Extrapolation by the least squares method U_{LS} shows less dispersion when compared to U_L (Figure 4b).

Table 2 - Coefficient of Determination (R^2) and Root Mean Square Error (RMSE) for Comparison of LIDAR Observed Time Series U_L with Modeled Time Series. U_{LOG} Refers to the Traditional Method of Estimating z_0 from Two Points (Equation 3), whereas U_{LS} refers to the Least Squares Method.

z (m)	U_{LOG}		U_{LS}	
	R^2	RMSE	R^2	RMSE
30	1	0.00	0.990	0.34
50	0.983	0.47	0.968	0.65
70	0.938	0.94	0.958	0.78
90	0.887	1.30	0.960	0.78
110	0.837	1.60	0.967	0.72
150	0.744	2.07	0.970	0.71
170	0.703	2.26	0.964	0.78
190	0.669	2.42	0.953	0.90
210	0.640	2.54	0.939	1.04

Source: Authors.

Table 2 compares the U_{LOG} and U_{LS} modeled data with U_L observed data at heights 30, 50, 70, 90, 110, 150, 170, 190, and 210 m. The results are summarized in terms of root mean squared error (RMSE) and determination coefficient R^2 . Results show higher determination coefficients and smaller quadratic errors using the least squares method (U_{LS}) at levels above 70 m. For example, when compared to U_L , U_{LS} has $RMSE = 0.72$ m s^{-1} and $R^2 = 0.967$, whereas U_{LOG} has $RMSE = 1.60$ m s^{-1} and $R^2 = 0.837$ at 110 m high. Differences are greater at 210 m high, whose

U_{LS} has $RMSE = 1.04$ and $R^2 = 0.939$ whereas U_{LOG} has $RMSE = 2.54$ and $R^2 = 0.640$. As it substantially decreases the errors, the least squares method was selected to model the directional variability from the aerodynamic roughness coefficient.

1.3.3. Directional variability of aerodynamic roughness

This study area lies in a transitional region between the continent and the ocean. Thus, the observed winds characteristic of BOOA depend on their direction of origin. There are a wide variety of surface roughness elements and topographical obstacles in the continental region, substantially influencing the observed wind's magnitude and energy density.

The southern coastline of Santa Catarina lies in a northeast-southwest direction (Figure 1b). Thus, offshore winds, that blow from the ocean side, are associated with directions between $45^\circ < \theta < 225^\circ$ relative to true north (the sector identified by blue shading in Figure 5a). Whereas onshore winds blow from the land sector in a direction between $225^\circ < \theta < 405^\circ$ (green area in Figure 5a). In the land sector, there are shrubs and trees in the dune field, as well as houses and small buildings in Balneário Arroio do Silva and other neighboring cities (Figure 1b). For these reasons, the aerodynamic roughness coefficient may vary substantially with the wind direction, as has been pointed out in studies for other locations (GAO; BIAN, 2004; BAGAVATHSINGH et al., 2016; GUALTIERI; SECCI, 2011).

To test this hypothesis, the z_0 aerodynamic roughness coefficient, estimated by the least squares method, was averaged according to the wind's direction. A directional resolution of $\Delta\theta = 10^\circ$ was applied. In order to smooth the results, a moving median filter with a 3-element window was used. Figure 5a shows the values of z_0 obtained in a polar diagram from a total of 36 directional averages. The highest z_0 values were found in the land sector, followed by much lower ocean values (Figure 5a). In the continental region, z_0 values greater than 2.5 m, typical of suburbs and cities, were obtained from directions between 330 and 30° . In the sector of these directions, there are urban centers with topographical constructions and obstacles, conferring the greatest surface roughness.

The cities of Criciúma and Içara are aligned in the direction between 0° and 30° N about 28 km away from the BOOA (Figure 1b). Onshore average values of the order of $z_o \sim 1.75$ m occur in the westerly direction (Figure 5a), possibly due to the presence of the city of Araranguá 11 km away (Figure 1b). The lower onshore values between 300° (southwest) and 330° (northwest) may be associated with wind direction windows with less influence of windward urban areas. Onshore winds practically parallel to the coast showed values of z_o less than 0.75 m.

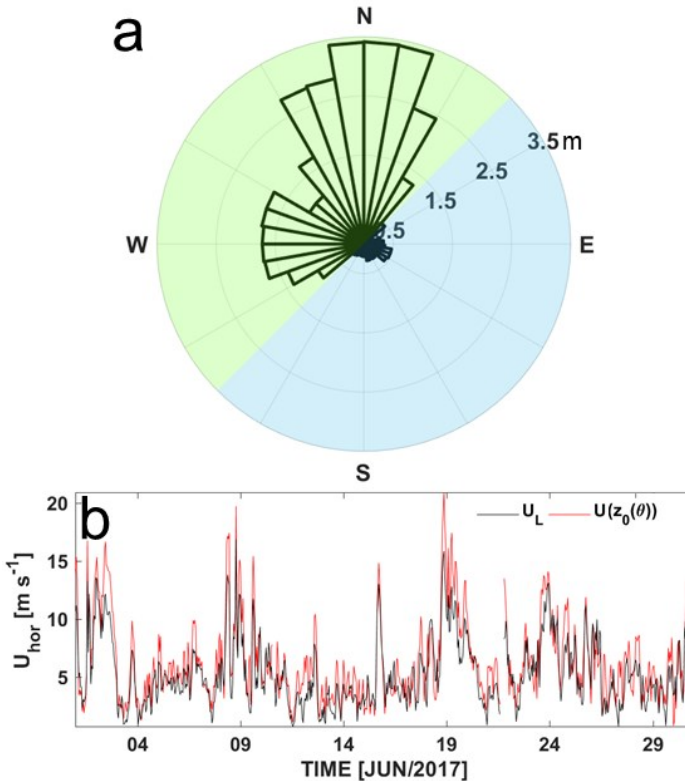
For the ocean sector, the lowest values were found in directions parallel to the coast ($z_o \sim 0.2$ m), whereas the highest values were found in directions perpendicular to the coast ($z_o \sim 0.5$ m). It is plausible that the 40 m extension platform structure to windward may influence roughness length in the southwesterly direction. This direction is almost perpendicular to the coast. In general, onshore roughness lengths were about 7 times greater than offshore roughness lengths. The values found for the ocean sector parallel to the coast ($z_o \sim 0.2$ m), however, were much higher than the offshore surface roughness length generally published in the literature (0.002 to 0.005 m). This suggests that offshore winds measured at BOOA, when blowing from a direction close to the north's concave coastline, may suffer the "shading" of windward topographic structures. An example is the presence of Santa Marta Grande Cape 67 km away in a 54° direction (Figure 1b).

The directional distribution of z_o illustrates surface roughness differences expected for winds from the continental and oceanic sectors. Furthermore, it allows a better method for vertical extrapolation of winds from anemometer data including the roughness directional variability. This will be particularly important for wind time series reconstructions, situations when the LIDAR data is absent.

In order to demonstrate the usefulness of this method, we extrapolate the sonic anemometer winds to 110 m high using two different approaches. In the first one, we used a global roughness length average ($\bar{z}_o = 0.9934$ m). In the second, we used the directional distribution of $z_o(\theta)$, as shown in Figure 5a. The results of comparisons with LIDAR in 10-min means, hourly and daily averages are shown in Table 3 for different heights. The extrapolated values using \bar{z}_o are identified by the notation $U(\bar{z}_o)$

and those using $z_0(\theta)$ by $U(z_0(\theta))$. For both methods and all temporal resolutions, the root mean square error (RMSE) increase with height and the determination coefficients (R^2) decrease with height. Hourly and daily averages show a significant improvement when compared to 10-min means, by both methods (Table 3). In the directional method, RMSE decreases from 1.38 m s^{-1} in 10-min averages to 0.52 m s^{-1} in daily averages at 110 m high.

Figure 5 - a) Directional variability of roughness length z_0 estimated by least squares technique. Land sector is indicated by background in green and that of ocean sector in blue. Angular resolution is $\Delta\theta = 10^\circ$. b) Overlapping time series of data measured by LIDAR (black) and extrapolated from the directional distribution of z_0 (red). The time series is in hourly resolution.



Source: Authors.

Comparing the two methods, the use of a directionally variable roughness coefficient improves the estimates. Selecting the interest height to wind energy ($z = 110$ m), $RMSE = 1.50$ m s⁻¹ and $R^2 = 0.856$ for $U(\bar{z}_0)$ change to $RMSE = 1.38$ m s⁻¹ and $R^2 = 0.878$ in a 10-min mean, thus representing an improvement of 6% in R^2 and 9% in $RMSE$. When compared with observed data U_L , the $U(z_0(\theta))$ time series shows that the data extrapolation is quite satisfactory. This method is preferable for wind profile reconstruction with the sonic anemometer data (Figure 5b).

1.3.4. Analysis of BOOA time series

Figure 6 represents the time series of wind speed, air temperature, atmospheric pressure and air density at BOOA during the year 2017. The LIDAR profiler was operational for 339 days in 2017, presenting 95.76% valid raw data considering the 11 heights. The equipment was removed for field surveys in other locations for 4 days, from September 19 to 22, 2017, and 22 days from November 5 to 26, 2017, when no vertical wind profiles were recorded by the LIDAR at the BOOA. In these specific periods, the procedure developed in section 3.3 was used to reconstruct the time series from sonic anemometer data.

Hence, the data shown in Figure 6a and 6b refer to time series compounded by measured data from LIDAR and by reconstructed data from the sonic anemometer. Figure 6a presents daily wind speed averages between 20 and 210 m high. In this period, the mean speed at 110 m high was 6.5 m s⁻¹ with a standard deviation of 2.8 m s⁻¹. Speed peaks above 15 m s⁻¹ were found at 110 m high.

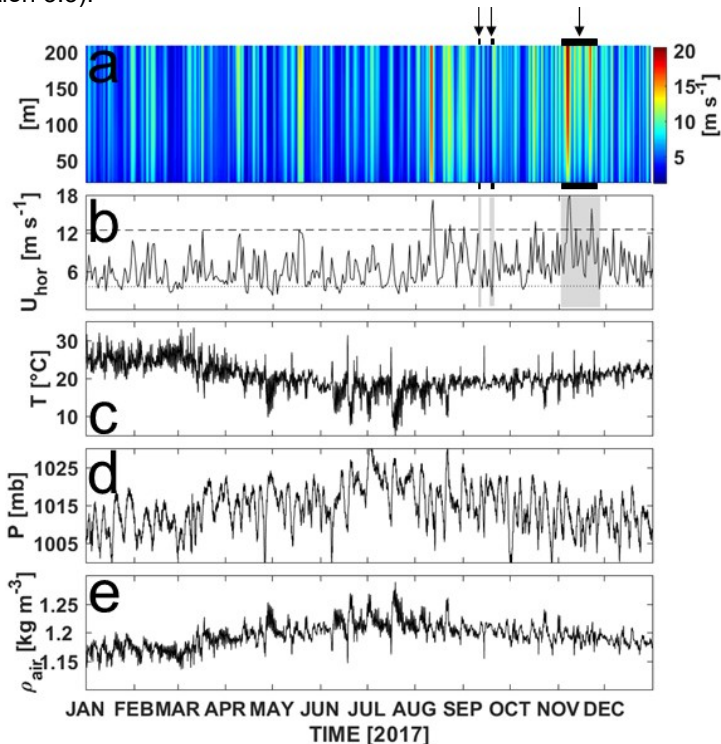
Table 3 - Coefficient of determination (R^2) and root mean square error (RMSE) as a function of height and time resolution Δt . N is the number of observations used in this comparison. $U(\bar{z}_0)$ refers to the series modeled from an overall roughness coefficient. $U(z_0(\theta))$ is the series modeled from dependent roughness coefficients of wind directions. The comparison of these series is performed directly with LIDAR measurements.

z (m)	U(\bar{z}_0)						U($z_0(\theta)$)					
	$\Delta t=10\text{min}$		$\Delta t=1\text{h}$		$\Delta t=1\text{ dia}$		$\Delta t=10\text{min}$		$\Delta t=1\text{ h}$		$\Delta t=1\text{ dia}$	
	N = 21400		N = 3624		N = 149		N = 21400		N = 3624		N = 149	
	R^2	RMSE	R^2	RMSE	R^2	RMSE	R^2	RMSE	R^2	RMSE	R^2	RMSE
20	0.991	0.31	0.996	0.20	0.999	0.08	0.991	0.31	0.996	0.20	0.999	0.08
30	0.983	0.45	0.989	0.35	0.997	0.13	0.983	0.45	0.990	0.33	0.997	0.12
50	0.953	0.79	0.963	0.68	0.990	0.25	0.956	0.75	0.970	0.63	0.992	0.23
70	0.918	1.08	0.931	0.97	0.979	0.39	0.927	1.02	0.942	0.89	0.982	0.36
90	0.886	1.31	0.902	1.19	0.968	0.49	0.901	1.22	0.919	1.09	0.973	0.45
110	0.856	1.50	0.873	1.38	0.959	0.57	0.878	1.38	0.898	1.24	0.966	0.52
150	0.795	1.85	0.816	1.71	0.938	0.74	0.830	1.68	0.854	1.52	0.949	0.66
170	0.767	1.99	0.791	1.85	0.927	0.81	0.807	1.81	0.834	1.65	0.940	0.73
190	0.743	2.12	0.769	1.96	0.917	0.88	0.787	1.93	0.816	1.75	0.932	0.80
210	0.723	2.22	0.750	2.06	0.907	0.94	0.768	2.03	0.799	1.84	0.923	0.85

Source: Authors.

Considering monthly averages from data measured by LIDAR, wind speed ranged from 4.5 m s^{-1} to 7.0 m s^{-1} at 110 m. More intense winds blew from mid-winter (July) to spring (November), which corroborates the observations of Rodrigues, Franco and Sugahara's (2004) study. Differing values occurred in all months. Values above 25 m s^{-1} were observed only for the month of August (Figure 6b).

Figure 6 - a) Horizontal wind speed as a function of height and of time for 11 vertical levels between 20 and 210 m. b) Horizontal wind speed at 110 m high. The averages of cut-in speed and rated speed of three wind turbines are indicated by dotted and dashed lines, respectively. c) Air temperature. d) Atmospheric pressure. e) Air density. Graphs C, D and E present hourly means. Panels A and B present daily LIDAR averages except for periods indicated by arrows and bars, which identify periods in which the series were reconstructed from the sonic anemometer data (see section 3.3).



Source: Authors.

Some strong wind events occurred during the passage of cold fronts, when winds increased to $U_{\text{hor}} > 10 \text{ m s}^{-1}$. In the other periods, the mean wind speed averages varied between 0 and 10 m s^{-1} . Figure 6b represents the wind speed at 110 m high, compounding measurements from LIDAR and extrapolated data from the sonic anemometer at the tower, with the winds' magnitude similar to the wind data's behavior in Figure 6a.

On a synoptic scale, cold fronts change the winds in the prefrontal region, increasing the magnitude of the northeasterly winds, and in the postfrontal region, where winds blowing from the north/northeast change abruptly to southerly/southwesterly winds (CARDOZO; REBOITA; GARCIA, 2015). Cold fronts move with the passage of mobile cyclones and anticyclones originating in the South Atlantic High- and low-pressure system located over South America and the adjacent Pacific Ocean. On the coast of Santa Catarina, the passage of around 3 or 4 cold fronts occurs monthly, with the highest number during spring (RODRIGUES; FRANCO; SUGAHARA, 2004). These fronts tend to intensify wind production in the southern region of Santa Catarina (MATTOS PIRES, 2016).

The hourly mean time series of air temperature illustrates the signal of the diurnal cycle, caused by solar radiation, very well. Lower temperatures can be observed during the passage of cold fronts as well as a significant seasonal variation. The highest temperatures occur during summer and early fall (31°C) and the lowest temperatures during winter (9°C) (Figure 6c).

The hourly means of atmospheric pressure are shown in Figure 6d. The series shows pressure drops of up to 20 mb in a period of 3 to 7 days, associated with the passage of low-pressure systems. During these periods, the intense winds recorded by LIDAR are observed (Figure 5a). There is also a seasonal pattern, with higher mean pressures during winter (1018 mb) and lower pressures during summer (1011 mb). This variation is due to the South Atlantic High-Pressure system, which during the winter is closer to the continent, but in the summer moves farther way to the oceanic region (CAVALCANTI et al., 2009). The Atlantic High-Pressure zone influences the winds directly, so that the northeasterly winds occur throughout the year, with greater intensities during winter (JAS) and lower intensities during the summer (JFM).

Air density is estimated using air temperature, atmospheric pressure and relative air humidity data measured at BOOA (Figure 6e). Air density varies in accordance with the seasonal oscillations of temperature and atmospheric pressure, when the highest values are observed in winter and the lowest in the summer months.

Another phenomenon observed is the presence of sea and land breezes, caused by differences in temperature and atmospheric pressure between the continent and the ocean. During the day, the sea breeze tends to blows from the ocean and east/southeast directions, with lower vertical shear. During the night, the influence of the land breeze prevails, and winds tend to blow from the north/northwest with greater vertical shear. A more detailed analysis of the sea breezes at BOOA is described by Nassif et al. (2019a).

1.3.5. Directional analysis of wind and wind production

The characteristics of winds observed at the BOOA depend strongly on their direction. As seen in section 3.3, there is significant variation between the oceanic and land sectors, a result of the influence of topographic and surface roughness elements on the wind flow.

Here we explore the impact of these factors on the average speed, energy density, turbulent intensity and the performance of wind turbines. Directional distributions of these parameters are estimated directly from the LIDAR measurements at 110 m high.

Figure 7a illustrates the directional speed histogram. In this graph, colors illustrate the winds' intensity and the length of the bars their frequency of occurrence. As illustrated, winds at 110 m high tend to blow in relative alignment with the coastline. A higher frequency of winds from the northeast (20 to 70°) and from the southwest (200 to 250°) is observed, what corresponds to 33.01% and 17.20% of raw data at the height of 110 m, respectively. The highest observed intensities are also due to northeasterly winds, with $\overline{U}_L(z = 110 \text{ m}) = 7.93 \text{ m s}^{-1}$, followed by southwesterly winds with $\overline{U}_L(z = 110 \text{ m}) = 7.16 \text{ m s}^{-1}$. Winds from the oceanic sector are much more intense due to the lower surface roughness and the absence of significant obstacles. Winds perpendicular to the coast are infrequent and have lower intensity (Figure 7a). The predominant direction is important for the arrangement of wind

turbines (micro-sitting), which in this case should preferably be aligned from northeast to southwest.

A turbulent intensity was calculated from Equation 7 for a height of 110 m. The overall mean value was 0.44. On the other hand, directional analysis shows that IT is larger in the directions more perpendicular to the coast, reaching 0.49, and weaker in the directions more parallel to the coast (northeast-southwest), with values close to 0.41 (Figure 7c). The lowest values found coincided with the more energetic winds, suggesting exploitation of the winds in this region. Despite the directional variation of TI, mean values are considered to be high in turbulence (JAIN, 2016).

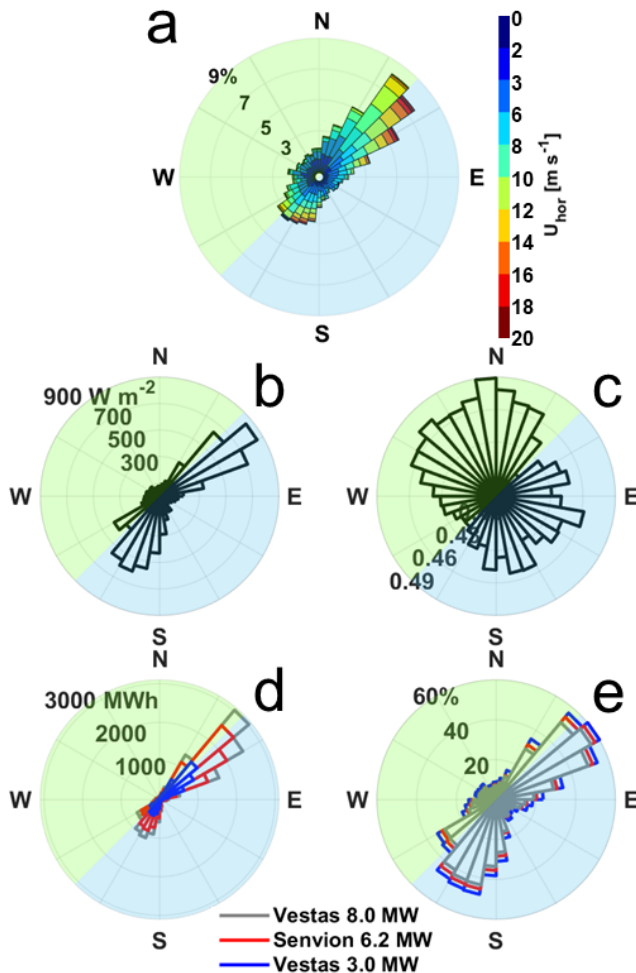
Figure 7d shows the directional distribution of power generation for three different turbines: Vestas 3.0 MW, Senvion 6.2 MW and Vestas 8.0 MW. These are large-scale horizontal-axis wind turbines with three blades (Table 1). In daily averages, horizontal wind speeds are usually between the cut-in and nominal speeds of the turbines (~86.85%) and in some cases are between the nominal and cut-out speeds (~ 3.56%) (Figure 6d).

Electrical generation is calculated by means of the hourly time series of wind velocity at 110 m high, using wind turbine production P_T (MW) from Equation 8 and the generated energy E_g (MWh) from Equation 9. The wind speed was corrected in view of the air density variation, from Equation 11.

In this study, wind turbine Vestas 8.0 presented the largest overall generation: 14989.23 MWh (LIDAR) and 17872.36 MWh (reconstructed series). Due to their greater intensity and occurrence, northeasterly winds produced 3000 MWh in the direction between 40° and 50° . About 51% of the estimated production is from the northeastern sector, between 20 and 70° . Southwesterly winds, although intense, are much less frequent and have a generation of about 1000 MWh between 190 and 240° , with 16% of generation in the southwest sector (Figure 7d).

Energy production was smaller for directions perpendicular to the coast, because the winds from these directions are infrequent and have low intensities. The other turbines followed the same pattern of directional distribution of energy production, but they are proportional to their generating capacity (Figure 7d).

Figure 7 - a) Directional histogram for wind speed and wind direction at 110 m high. Colors illustrate the wind intensity whereas the size of the bars their frequency of occurrence. b) Polar diagram of power density (W/m^2). c) Turbulent intensity. d) Generated energy (MWh) for Vestas 8.0 MW, Senvion 6.2 MW and Vestas 3.0 MW turbines. e) Average capacity factor. All panels refer to winds measured at 110 m high. Histogram bars follow the meteorological convention, indicating the direction from which the wind comes (angular resolution of $\Delta\theta = 10^\circ$). The ocean and land sectors are identified respectively by the blue and green background colors.



Source: Authors.

Figure 7e illustrates the capacity factor (CF) of these three turbines, calculated by Equation 10. The distributions are remarkably similar. CF differed in less than 5% between wind turbines for the directions with higher CF and less than 1.5% for the lower CF directions. For the reconstructed series, Vestas 3.0 presented the best overall CF performance: 30.43%, compared to 27.33% for Senvion 6.2 and 25.57% for Vestas 8.0. Following the northeast-southwest directional pattern, the highest CF found was for the northeastern sector, close to 60%, whereas the directions of the southwestern sector had CF close to 40%. CF decreased in onshore directions and perpendicular to the coast (Figure 7e).

1.4. SUMMARY AND CONCLUSIONS

This study analyzed data from an unprecedented survey conducted with a LIDAR wind profiler on a fishing platform in the south of Brazil, in Balneário Arroio do Silva, SC. A research laboratory called "Ocean and Atmosphere Observation Base" (BOOA) was built to support LIDAR and an instrumented meteorological tower.

LIDAR wind data were compared to data from a sonic anemometer, showing a high correlation for direction ($r_c = 0.81$) and wind speed ($R = 0.995$), as well as a low RMSE (RMSE = 0.31). The least squares method was applied for fitting of the Log Law to the LIDAR data, providing good estimates of the surface roughness parameter z_o .

A strong dependence on the winds' characteristics in relation to their direction was observed. Offshore winds tend to be more intense than the winds from the continental sector. Onshore winds, under the influence of windward cities, have stronger vertical wind shear due to higher surface roughness values.

The predominant wind directions are the northeast, with great influence of the South Atlantic High-Pressure system, followed by southwesterly winds, influenced by the frequent passage of synoptic systems. In addition to being more frequent, northeasterly winds are associated with higher speeds, higher power density, lower turbulent intensities, higher turbine activity and larger energy production. Southwesterly winds are also associated with higher power, but as they are less frequent, they

make a secondary (though important) contribution to energy production.

Wind production is estimated based on simulations using the power curves of three large turbines. The higher rated capacity turbine presented higher production. CF is inversely proportional to the rated capacity of the turbines, but the difference is small between the CF estimated for the three turbines.

Results were promising, although only based on one year of data. The study demonstrates that the southern region of Santa Catarina has significant wind potential in the coastal region. It also demonstrated that the use of the LIDAR profile on existing platforms is an economically attractive alternative for the monitoring of oceanic winds in Brazil.

Continued monitoring at BOOA will help our understanding of the winds' seasonal variation and production. Moreover, the acquisition of other oceanographic variables will contribute to the stability analysis of the atmospheric boundary layer. High-resolution atmospheric modeling will help to describe the spatial variability of winds in this transitional region between the ocean and the mainland of the south of Santa Catarina.

1.5. ACKNOWLEDGMENT

The planning, construction and maintenance of BOOA were financed by the MOVLIDAR Project funded by CNPq (406801/2013-4). We are grateful to the Fishing Platform Entremares and to Patrícia Brandão for all their support for the measurements performed. The operation of BOOA has the assistance of INCT / INEOF (CNPq 465672/2014-0) and EPAGRI/CIRAM. César Henrique Mattos Pires wishes to express his thanks for the CAPES scholarship from the National Institute of Science and Technology in Ocean and Fluvial Energy (INCT-INEOF, CNPq 465672/2014-0). Felipe Mendonça Pimenta is also grateful for CNPq grants (406801/2013-4, 311930/2016-6).

CAPÍTULO 2

Este capítulo apresenta a base de um artigo em preparação que será submetido à publicação, intitulado de “Produção eólica na região costeira no sul de Santa Catarina entre 2017 e 2018”.

2. PRODUÇÃO EÓLICA NA REGIÃO COSTEIRA NO SUL DE SANTA CATARINA ENTRE 2017 E 2018

César Henrique Mattos Pires¹
Felipe Mendonça Pimenta¹

¹ Programa de Pós-Graduação em Oceanografia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.

RESUMO

Recurso eólico é uma das opções mais promissoras dentre as fontes renováveis de energia. De maneira geral, seu potencial é mais abundante em regiões costeiras e oceânicas, devido à ausência de barreiras e elementos de maior rugosidade da superfície. Um perfilador de ventos LIDAR (*Light Detection and Ranging*) foi utilizado para calcular a produção eólica da região de transição oceano-continente do sul de Santa Catarina. Instalado sobre uma plataforma costeira, o equipamento mediu séries temporais da velocidade e direção dos ventos a 110 m de altura entre janeiro de 2017 a dezembro de 2018. Foram realizadas simulações com curvas de potência de três turbinas modernas de grande porte, obtendo-se estimativas da produção média, energia gerada e fator de capacidade. A velocidade média foi de $6,3 \text{ m s}^{-1}$, em 2017, e de $5,8 \text{ m s}^{-1}$ em 2018. Os ventos tendem a ser predominantemente de nordeste e de sudoeste. A densidade de potência média foi de $336,8 \text{ W m}^{-2}$ (2017) e de $278,5 \text{ W m}^{-2}$ (2018). A turbina Vestas 8.0 apresentou a maior produção média, a maior energia gerada e o menor de fator de capacidade. A partir das médias mensais, os ventos foram mais intensos entre agosto e dezembro de 2017. Para 2018, os ventos foram mais intensos de setembro a dezembro. Durante 2018, houve um maior número de passagens de frentes frias do que em 2017, tendo a uma maior incidência de ventos de nordeste em 2017, resultando em uma maior produção eólica para esse ano. Os resultados sugerem que a região sul de Santa Catarina possui potencial eólico costeiro significativo para exploração offshore.

Palavras-chave: produção eólica, curvas de potência, LIDAR, Plataforma Entremares, energia eólica oceânica.

2.1. INTRODUÇÃO

A energia eólica é uma das fontes renováveis mais promissoras à exploração atualmente no Brasil. A tecnologia é madura, o recurso é significativo, bem distribuído geograficamente e seu preço tem sido competitivo às outras fontes de energia. A energia eólica também possui baixos níveis de emissões de gases estufa, quando comparada às outras formas tradicionais de geração (BOYLE, 2004).

A exploração dos ventos atingiu o patamar de 14,72 GW, o que equivale a 9,01% da capacidade instalada nacional (ANEEL, 2019a). Todos os parques eólicos até o presente momento foram instalados em área continental, apesar do recurso em regiões oceânicas também ser expressivo. Silva et al. (2016) estimaram um potencial eólico oceânico de aproximadamente 1300 GW para profundidades de até 50 m. A ausência de obstáculos e o menor arrasto aerodinâmico da superfície do mar conferem aos ventos oceânicos uma alta densidade de energia (GARVINE; KEMPTON, 2008; PRYOR; BARTHELMIE, 2001).

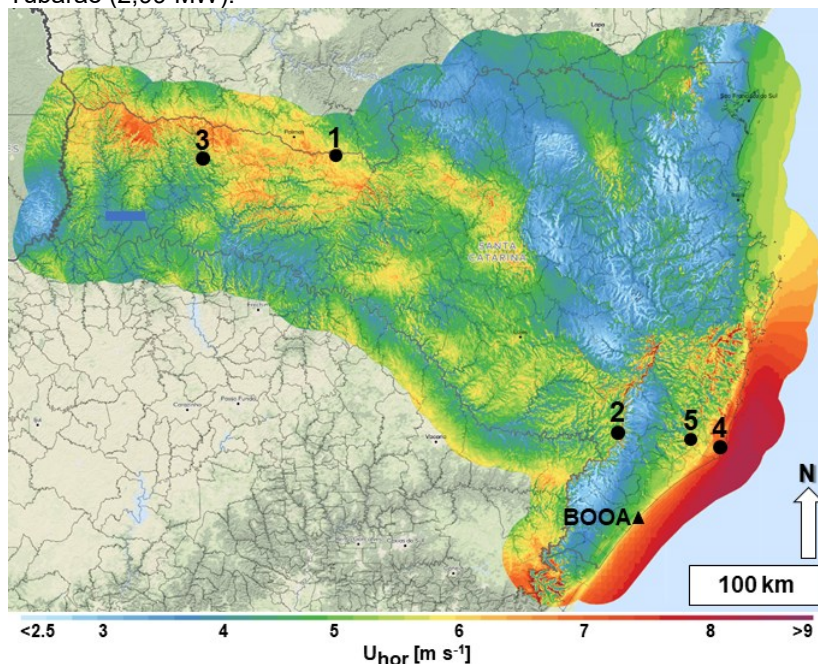
O estado de Santa Catarina é responsável por 4,74 GW (2,90%) da capacidade geração elétrica do país, com uma capacidade eólica instalada de 0,24 GW (1,67% da capacidade eólica do país). Devido à diversidade do relevo e à distribuição de chuvas durante o ano inteiro, a maior capacidade elétrica de geração atual continua sendo proporcionada pelo recurso hídrico (3,35 GW). Apesar de ser uma região bastante propícia para exploração eólica, não há empreendimentos aprovados ou em construção no estado atualmente (ANEEL, 2019c).

A região sul do litoral de Santa Catarina abrange uma população aproximada de 580 mil habitantes, distribuídos em 22 municípios (IBGE, 2019). O consumo total dessa região foi de cerca de 2067 GWh durante 2017. Desse consumo total, 52,2% foi revendido, 20,62% foi para consumo industrial, 12,80% foi consumo residencial e 9,4% foi consumo rural (CELESC, 2019). As usinas eólicas continentais mais próximas estão localizadas nas cidades de Bom Jardim da Serra, Tubarão e Laguna (ANEEL, 2019b) (Figura 8).

O maior potencial eólico do estado de Santa Catarina está, na realidade, localizado na região oceânica ao sul da Ilha de Santa Catarina até a divisa com o Rio Grande do Sul (Figura 8). O mapa ilustra velocidades médias a 100 m de altura, calculadas pelo

Global Wind Map (GLOBAL WIND DATA, 2019). As cores em vermelho ilustram que ventos intensos, superiores a 8 m s^{-1} ao sul do Cabo de Santa Marta e ao largo de Laguna, Imbituba e Garopaba. A densidade de potência estimada para essa região é de até 900 W m^{-2} a partir de dados satelitários, que podem ser comparados com os ventos encontrados na região Nordeste (PIMENTA et al., 2008; SILVA et al., 2016; PIMENTA et al., 2019).

Figura 8 - Campo de ventos médios a 100 m de altura para o estado de Santa Catarina mais uma faixa de 30 km a partir da fronteira terrestre de SC. Produto de modelagem Global Wind Map. Os símbolos referem-se a localização da Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA) (triângulo preto) e as cidades (círculos pretos) que possuem empreendimentos eólicos: 1) Água Doce (142 MW); 2) Bom Jardim da Serra (66,6 MW); 3) Santiago do Sul (4,8 MW); 4) Laguna (3 MW); e 5) Tubarão (2,99 MW).



Fonte: Adaptado de Global Wind Data (2019).

Correa et al. (2018) combinaram resultados do modelo Weather Research & Forecasting (WRF) com dados *in situ* para

descrever a estrutura espacial dos ventos na região costeira e oceânica de Santa Catarina. Foi identificado ventos mais intensos e com menor cisalhamento vertical na região oceânica sul do estado. O potencial calculado por Correa et al. (2018) foi de 39 GW entre 0 e 50 m de profundidade e de 192 GW entre 0 e 100 m.

Nassif et al. (2019) analisaram o comportamento do efeito das brisas na região através de dados de um LIDAR instalado na Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA) (Figura 8). A brisa desempenha um papel importante na modulação da intensidade e direção dos ventos com velocidades máximas às 15h. Nassif et al. (2019) também explorou a forma do perfil vertical dos ventos, ilustrando que ventos mais intensos e menos cisalhados estão associados ao quadrante oceânico. Mattos Pires, Pimenta e D'Aquino (2019) analisaram a variabilidade direcional dos ventos a partir da mesma base de dados. Esses autores constataram que os ventos de nordeste possuem maiores velocidades, maior densidade de potência, menores intensidades turbulentas, maior atividade de turbinas e produção de energia. Os ventos de sudoeste possuem contribuição secundária na produção energética, com velocidades e densidades de potência significativas, mas menos frequentes que os ventos de nordeste (Cap. 1 desta dissertação).

Medições diretas dos ventos são necessárias para uma caracterização precisa do recurso eólico. Neste trabalho, damos continuidade à análise dos dados do perfilador LIDAR da BOOA, instalado na plataforma de pesca Entremares do sul de Santa Catarina. O período de medições analisado foi de janeiro de 2017 a dezembro 2018. O foco de nossas análises foi na produção eólica prática de turbinas, bem como as variações mensais dos ventos do sul de Santa Catarina.

2.2. MATERIAL E MÉTODOS

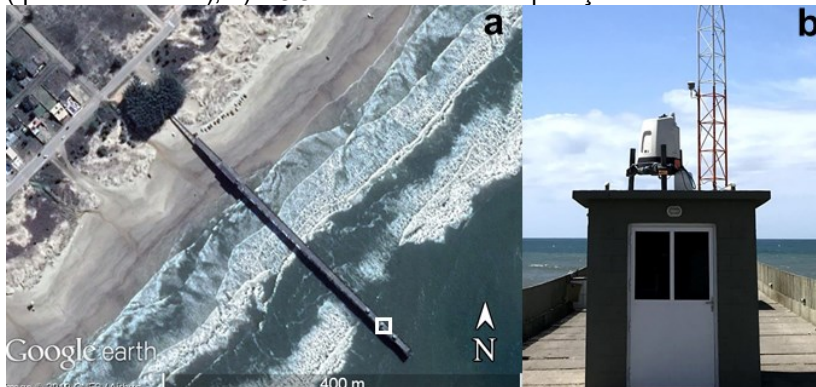
Nesta seção apresentamos os dados utilizados e os métodos aplicados neste trabalho. A primeira parte descreve características do perfilador LIDAR e da base de observação construída sobre a plataforma de pesca. Em seguida, descrevemos os diversos parâmetros estimados a partir dos dados

do LIDAR, como a densidade de potência, produção de turbina, energia gerada e o fator de capacidade.

2.2.1. Área de estudo e o perfilador LIDAR

O perfilador LIDAR foi instalado na Plataforma de Pesca Entremares, localizada em Balneário Arroio do Silva no litoral sul de Santa Catarina (Figura 9). A plataforma de Pesca Entremares, refere-se a uma estrutura de concreto com 7 m de largura e cerca 410 m de extensão (Figura 9a). Na porção final da plataforma foi construído um laboratório de blocos estruturais com 2 x 2 m de largura e 2.5 m de altura, para suporte a instalação do LIDAR (Figura 9b). Denominada Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA), o laboratório está localizado na latitude de 28.96300°S e longitude de 49.38018°W a cerca de 225 m da linha de praia.

Figura 9: a) Plataforma de Pesca Entremares com destaque da posição da Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA) na plataforma (quadrado branco); b) BOOA com LIDAR em operação.



Fonte: Elaborado pelos autores

O perfilador LIDAR utilizado é da marca Zephir, modelo ZP300. O equipamento emite um laser infravermelho de forma contínua, sendo capaz de medir o perfil de velocidade e direção dos ventos entre 0 e 300 m de altura. Neste trabalho os dados de vento referentes à altura de 110 m acima do nível médio do mar foram selecionados para análise. O equipamento fornece dados

em intervalos de tempo de aproximadamente 15 segundos. A partir dos dados brutos, foram realizadas médias horárias. As médias horárias cobrem 90,15% do tempo de análise entre janeiro de 2017 e dezembro de 2018.

Curtos períodos sem coleta de dados ocorreram devido às retiradas do equipamento da BOOA para campanhas embarcadas em outras localidades por 4 dias, de 19 a 22 de setembro de 2017, e 22 dias, de 5 a 26 novembro de 2017. Também houve períodos sem medições pelo LIDAR e pela torre anemométrica instrumentada instalada na BOOA, em 2018, por queda de estruturas da plataforma e defeito na fonte elétrica na torre, impossibilitando, assim, a coleta de dados tanto pelo LIDAR quanto pela torre. Em 2018, os períodos sem coleta de dados foram entre 16 de fevereiro e 15 de março de 2018 (28 dias), 27 a 29 de outubro de 2018 (aproximadamente 3 dias), 17 a 20 de novembro de 2018 (aproximadamente 3 dias) e entre 13 e 18 de dezembro de 2018 (6 dias). Durante 2018, os períodos sem coleta pelo LIDAR também ficaram sem coleta pela torre anemométrica, além de outros períodos sem coletas pela torre, impossibilitando a reconstrução das séries temporais para estimativa da produção da turbina.

O regime de ventos foi caracterizado analisando a predominância e intensidade da direção com foco no nível a 110 m para os anos de 2017 e 2018.

2.2.2. Densidade de Potência

O cálculo do recurso eólico teórico foi estimado utilizando a equação de densidade de potência, que fornece o fluxo de energia cinética contida no vento (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Essa equação é descrita como

$$P_d = \frac{1}{2} \rho_{ar} U^3, \quad (12)$$

onde P_d ($W m^{-2}$) é a densidade de potência, ρ_{ar} é a densidade do ar ($1.225 kg m^{-3}$) e U é a velocidade horizontal do vento.

2.2.3. Potencial eólico prático

Turbinas eólicas não são capazes de extrair toda energia cinética contida no vento e, na prática, curvas de velocidade-potência são utilizadas para calcular a potência gerada por cada turbina (AMARAL, 2011). Neste trabalho foram utilizadas três turbinas de grande porte de eixo horizontal e com 3 pás, apropriadas para o uso oceânico: a Vestas 8.0 MW, Senvion 6.2 MW e a Vestas 3.0 MW. As características de cada turbina estão descritas na Tabela 4.

Tabela 4 – Características de 3 turbinas eólicas modernas para simulação de potencial eólico prático.

	Vestas V112 3.0	Senvion 152 6.2	Vestas V164 8.0
Capacidade Nominal P_R (MW)	3.0	6.15	8.0
Velocidade de Partida ($m s^{-1}$)	3.5	3.5	4.0
Velocidade de desligamento ($m s^{-1}$)	25	30	25
Velocidade nominal ($m s^{-1}$)	15	11,5	13
Diâmetro do rotor (m)	90	152	164
Área varrida (m^2)	6362	18146	21124

Fonte: Elaborado pelo autor.

Curvas empíricas de velocidade-potência da forma:

$$P_T = f(U_L) \quad (13)$$

e disponibilizadas pelos fabricantes, foram utilizadas. Aqui U_L representa a velocidade do vento medida pelo LIDAR na altura de 110 m. A velocidade de partida dessas máquinas varia de 3,5 a 4,0 $m s^{-1}$, com velocidade nominal entre 11,5 e 15 $m s^{-1}$ (Tabela 1).

2.2.4. Energia Gerada

A energia gerada em um período de tempo pode ser definida pela integral temporal da potência gerada pela turbina

(MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Numericamente, esta integral pode ser estimada por:

$$E_g = \sum_{i=1}^N P_T(U_i)(\Delta t) \quad (14)$$

onde P_T é a produção da turbina em MW e U_i representa observações horárias da velocidade do vento a 110 m, Δt é o intervalo de tempo em horas e E_g é a energia gerada em MWh.

2.2.5. Fator de Capacidade

A razão entre a estimativa da potência média gerada por uma turbina $\overline{P_T}$ sobre a potência nominal da turbina P_R define o fator de capacidade CF (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009):

$$CF = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_T(U_i)}{P_R} = \frac{\overline{P_T}}{P_R} \quad (15)$$

2.3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

2.3.1. Recurso Eólico de 2017 e 2018

As Figuras 10a e 11a ilustram a velocidade horizontal do vento para os anos de 2017 e 2018, respectivamente. Aqui plotamos médias diárias da velocidade do vento, para facilitar a visualização. A altura é de 110 m relativos ao nível médio do mar. A linha tracejada representa a velocidade de partida média das 3 turbinas selecionadas ($3,5 \text{ m s}^{-1}$). A linha pontilhada representa a velocidade nominal média dessas turbinas ($12,3 \text{ m s}^{-1}$). Em 2017, a velocidade média foi de $6,3 \text{ m s}^{-1}$ e o desvio padrão foi $3,8 \text{ m s}^{-1}$. No ano de 2018, a velocidade média foi de $5,8 \text{ m s}^{-1}$ e o desvio padrão $3,6 \text{ m s}^{-1}$. As maiores velocidades registradas chegaram a 20 m s^{-1} (agosto de 2017) e 21 m s^{-1} (setembro de 2018), associados à passagem de frentes frias. A direção do vento está indicada nas Figuras 10b e 11b. A linha verde representa a direção

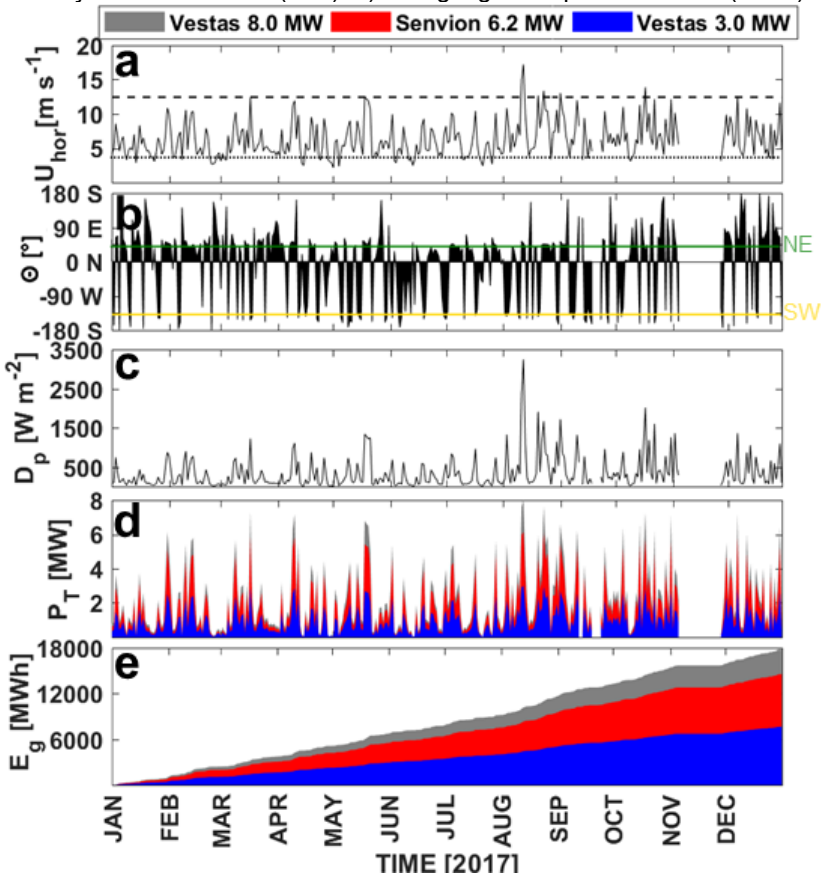
de 45° , indicando ventos de nordeste. A linha amarela representa a direção de -135° , indicando ventos de sudoeste.

As frentes frias que se movem pelo sul do país, acompanham o deslocamento de ciclones e anticiclones móveis vindos de regiões austrais, deslocando-se entre Alta do Atlântico Sul e Baixa localizada sobre o sul da América Sul e Pacífico próximo. Na região de estudo, geralmente há passagem de até 4 frentes frias por mês com aumento de passagens dessas frentes durante a primavera (RODRIGUES; FRANCO; SUGAHARA, 2004). Durante a passagem das frentes, os ventos tendem a se intensificar alterando também sua direção de norte/nordeste para sul/sudoeste (CARDOZO; REBOITA; GARCIA, 2015). Essa intensificação dos ventos leva a um aumento da produção eólica (MATTOS PIRES, 2016).

O vento tende a vir predominantemente de nordeste em aproximadamente 21,5% do tempo, com a direção média a $45,0^\circ$ para esse setor (30° a 60°) durante 2017 (Figura 10b). Para 2018, o vento desse setor foi predominante em 10,3% do tempo com uma média de $45,5^\circ$ (Figura 11b). A presença de ventos do nordeste nessa região ocorre por influência do Sistema de Alta do Atlântico Sul, presente durante todo o ano. Já o segundo setor direcional predominante na região é dos ventos vindos de sudoeste (-120° a -150°) devido às passagens de frentes frias, com a direção média de $-135,1^\circ$ com frequência de 9,9% durante 2017. Para 2018, direção média de $-135,4^\circ$ com frequência de 14,5%. Os dois padrões predominantes de vento na região se movem perpendiculares à costa.

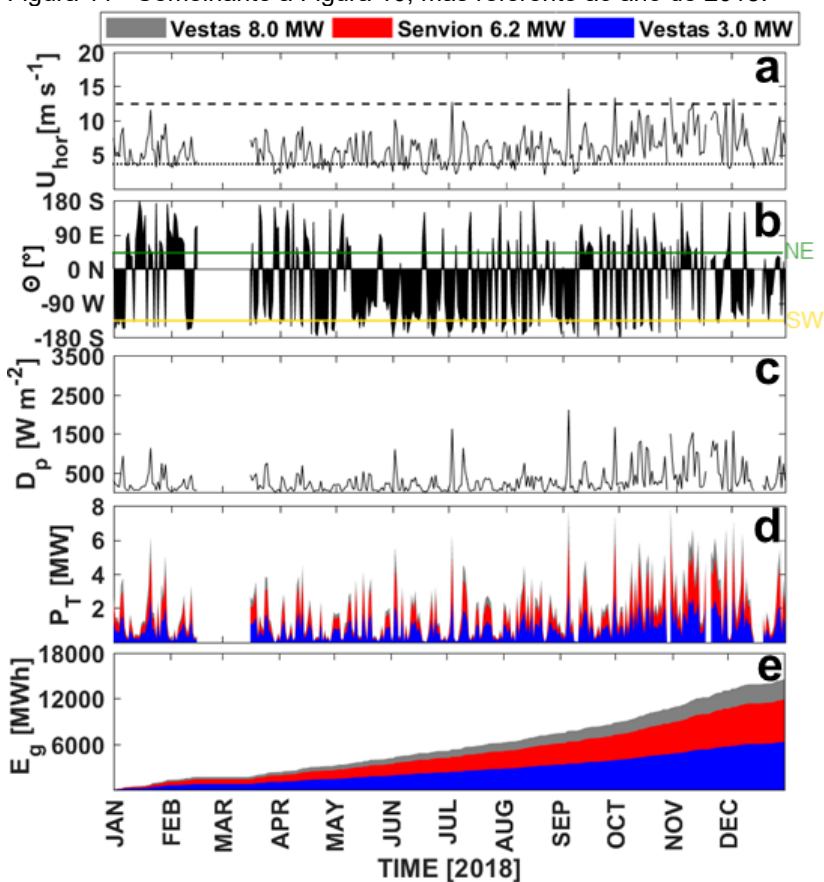
A velocidade média de 2017 é aproximadamente 8,6% maior que a média de 2018. Em relação a direção, 2017 apresentou uma média de $59,8^\circ$ e 2018 apresentou média de $-169,8^\circ$ (Tabela 5,6). A direção média de 2017 demonstra que os ventos foram mais oceânicos e com maior predominância de nordeste, resultando em maiores velocidades. A direção média de 2018 demonstra que os ventos tiveram maior influência de ventos de sudoeste continentais (Figura 10b e 11b).

Figura 10 - Recurso eólico para o ano de 2017. a) Velocidade horizontal do vento a 110 m de altura. A velocidade de partida média e a velocidade nominal típica de turbinas modernas estão indicadas por linhas pontilhadas e tracejadas, respectivamente. b) Direções do vento do LIDAR a 110 m. Ângulos dados em graus, indicando adireção de onde os ventos vem (convenção meteorológica). O norte verdadeiro está indicado com 0 N. Linha verde indica a direção nordeste (45°) e a linha amarela indica a direção sudoeste (-135°). c) Densidade de potência ($W m^{-2}$). d) Produções das turbinas (MW). e) Energia gerada pelas turbinas (MWh).



Fonte: Elaborado pelos autores

Figura 11 - Semelhante a Figura 10, mas referente ao ano de 2018.



Fonte: Elaborado pelos autores

Os ventos provenientes do setor oceânico são bem mais intensos que aqueles provenientes do setor continental. Ventos oceânicos não encontram obstáculos significativos e estão sujeitos à menor rugosidade da superfície, enquanto os ventos continentais, sob a influência de cidades à barlavento, vegetação e obstáculos topográficos apresentam perfis verticais mais cisalhados e menores velocidades. Ventos de nordeste são mais frequentes e intensos. Enquanto os ventos de sudoeste são também intensos, porém menos frequentes. Ventos

perpendiculares à costa são pouco frequentes e de menor intensidade (MATTOS PIRES; PIMENTA; D'ÁQUINO, 2019).

A densidade de potência está ilustradas nas Figuras 10c e 11c, enquanto a produção das turbinas Vestas 3.0 (azul), Senvion 6.2 (vermelho) e Vestas 8.0 (cinza) estão nas figuras 10d e 11d. Em 2017, a densidade de potência média foi de $336,8 \text{ W m}^{-2}$ e de $278,5 \text{ W m}^{-2}$ em 2018. A média diária com a maior densidade de potência do vento foi em 12 de outubro de 2017, ultrapassando a faixa dos 3000 W m^{-2} . Em ambos os anos, os picos de densidade de potência são maiores e mais frequentes no segundo semestre. As maiores densidades de potência também estão associadas a ventos do setor oceânico (MATTOS PIRES; PIMENTA; D'ÁQUINO, 2019).

A partir das 3 curvas de turbinas utilizadas para simulação e das séries temporais de velocidade de vento, foi estimado o potencial eólico prático da região. As características das turbinas estão descritas na Tabela 4. Em 2017, a produção média (fator de capacidade da turbina) foi de 2,2 MW para turbina Vestas 8.0 (CF = 27,2%). Para a Senvion 6.2, essa produção foi de 1,8 MW (CF = 28,9%), enquanto para Vestas 3.0, 0,9 MW (CF = 31,2%). O período sem produção de turbina foi de 31,2% para a Vestas 8.0, 24,7% para a Senvion 6.2 e 18,4% para a Vestas 3.0. Já a produção nominal (máxima capacidade da turbina) atingiu 5,5% do tempo para a Vestas 8.0, 9,8% para a Senvion 6.2 e 7,0% para a Vestas 3.0.

Já em 2018, a produção média (fator de capacidade da turbina) foi de 1,8 MW (CF = 23,0%) para turbina Vestas 8.0. Para a Senvion 6.2, essa produção foi de 1,5 MW (CF = 24,4%) enquanto para Vestas 3.0, 0,8 MW (CF = 26,6%). Enquanto o período sem produção de turbina foi de 36,7% para a Vestas 8.0, 29,2% para a Senvion 6.2 e 22,0% para a Vestas 3.0. Já a produção nominal atingiu 4,3% do tempo para a Vestas 8.0, 7,3% para a Senvion 6.2 e 5,3% para a Vestas 3.0.

A partir da série temporal de médias horárias em um período específico, é possível calcular a energia gerada de cada turbina. As figuras 10e e 11e apresentam a energia gerada acumulada para os anos de 2017 e 2018, respectivamente. Considerando a série temporal completa, a energia gerada em 2017 atingiu, em MWh, 17640,2 para turbina Vestas 8.0, 14401,0 para a Senvion 6.2 e 7576,01 para Vestas 3.0. Em 2018, a energia gerada pela turbina Vestas 8.0 foi de 14263,8 MWh, pela Senvion foi de

11659,1 MWh e pela Vestas 3.0, 6200,5 MWh. Os períodos sem coleta de dados do LIDAR não foram computados no cálculo de geração cumulativa de energia.

2.3.2. Variabilidade Mensal

Tabelas 5 e 6 apresentam as médias mensais e anuais para os anos e meses de 2017 e 2018. Médias de velocidade do vento \overline{U}_{hor} , densidade de potência \overline{P}_d , produção de turbina \overline{P}_T , energia gerada E_g e fator de capacidade CF para as 3 turbinas utilizadas. Todos os parâmetros apresentados foram calculados a partir das séries temporais horárias de velocidade de vento a 110 m a partir das informações coletadas pelo LIDAR.

A partir das médias mensais de 2017, notou-se que a velocidade do vento horizontal a 110 m tende a ser mais intensa durante os meses do inverno e primavera (agosto a dezembro). A média desses meses ultrapassou a média da velocidade de 2017. O ano 2018 apresentou padrão semelhante, com ventos médios mais intensos de setembro a dezembro, período que a média mensal é superior à média anual. Para 2017, o mês de agosto apresentou a maior média de velocidade, de $8,09 \text{ m s}^{-1}$. Enquanto, para 2018, novembro apresentou a maior média, de $8,01 \text{ m s}^{-1}$.

Em relação à variabilidade mensal da densidade de potência, o padrão mensal acompanha o da velocidade do vento para os dois anos. Médias mensais maiores do que a média anual de agosto a dezembro de 2017 e de setembro a dezembro para 2018. Maio de 2017 também apresentou uma média de densidade de potência maior do que a média anual de 2017. A densidade de potência máxima foi de $673,8 \text{ W m}^{-2}$ em agosto de 2017 e $619,7 \text{ W m}^{-2}$ em novembro de 2018. Essas maiores densidades de potência estão associadas a uma maior presença de ventos de nordeste do setor oceânico.

Os eventos de frente fria tendem a intensificar mais os ventos de nordeste antes da passagem e os ventos de sul após a passagem da frente fria. A região sul do Brasil sofre influência de frentes frias durante todo ano, porém, de junho a setembro, há um aumento no número de frentes frias e na intensidade desses eventos (CAVALCANTI et al., 2009). O aumento de frentes frias na região entre o inverno e a primavera se dá pelo favorecimento da Ciclogênese sobre o continente sul-americano (ANDRADE,

2005). Ciclogênese é a formação de circulação ciclônica devido à queda da pressão atmosférica superficial.

A direção dos ventos média mensal também registra uma maior influência de ventos de sul-sudoeste no ano de 2018 do que em 2017. Em 2017, a direção média varia de 42° a 84° na maioria dos meses. As exceções são os meses de junho ($-41,4^\circ$), outubro ($165,2^\circ$) e dezembro ($99,7^\circ$). Já para 2018, as direções médias mensais variaram de 123° a -123° , exceto em novembro ($53,1^\circ$) e em dezembro ($-59,5^\circ$). O mês de novembro de 2018 demonstra a maior geração eólica a partir do vento de nordeste para o ano, pois foi o mês com maior incidência de vento de nordeste e o mês de maior velocidade média e produção eólica em 2018.

A variabilidade mensal do potencial eólico prático também demonstrou o mesmo padrão da variabilidade mensal da velocidade do vento. Em relação às médias mensais de $\overline{P_T}$, E_g e CF, foi notado um aumento entre as turbinas. $\overline{P_T}$ e E_g aumentam conforme aumenta a potência nominal da turbina, enquanto a CF aumenta conforme diminui a potência nominal da turbina. Em agosto de 2017, mês com maior produção nesse ano, a turbina Vestas 3.0 apresentou $\overline{P_T} = 1,4$ MW, $E_g = 1020,7$ MWh e $CF = 45,7\%$, enquanto a Vestas 8.0 apresentou $\overline{P_T} = 3,3$ MW, $E_g = 2467,3$ MWh e $CF = 41,4\%$. Já em novembro de 2018, mês de maior produção, Vestas 3.0 apresentou $\overline{P_T} = 1,4$ MW, $E_g = 928,4$ MWh e $CF = 48,1\%$, enquanto a Vestas 8.0 apresentou $\overline{P_T} = 3,5$ MW, $E_g = 2239,2$ MWh e $CF = 43,5\%$.

A partir dos dados de consumo mensal por agência Criciúma, que abrange 22 municípios da região litorânea mais ao sul de Santa Catarina, analisou-se o que seria a participação da energia gerada indicada pelas simulações das turbinas, em médias anual e mensais de 2017 (CELESC, 2019). A média anual apresentou um consumo aproximado de 9877344 MWh nessa região.

Se consideramos 3 parques eólicos hipotéticos com 50 turbinas eólicas, onde P1 seria o parque eólico hipotético composto por turbinas Vestas 3.0, P2 por turbinas Senvion 6.2 e P3 por turbinas Vestas 8.0. A P1 geraria um total 378805 MWh, que contemplaria 3,8% do consumo da região. P2 geraria 720050 MWh, contemplando 7,3%. Enquanto P3 geraria 882010 MWh, contemplando 8,9% do consumo da região.

Mensalmente, o consumo elétrico da região foi maior durante os meses de janeiro a março, não correlacionando com os períodos de maior potencial energético, de agosto a dezembro. Desta forma, o percentual da energia disponibilizada pelas turbinas nesses meses foi maior, chegando a 3,13% no mês agosto para Vestas 8.0. No período de maior consumo elétrico na região (janeiro a março), a Vestas 8.0 forneceria 1,4% do consumo elétrico, enquanto a Senvion 6.2 e Vestas 3.0 forneceriam 1,1 e 0,6% respectivamente. Logo, a instalação de turbinas na região diversificaria a matriz energética com exploração de recurso renovável e contribuiria para demanda energética de outras regiões de Santa Catarina e do Sul do Brasil.

O potencial eólico descrito poderia complementar satisfatoriamente a geração hídrica do estado, uma vez que é decorrelacionado da mesma (nas escalas diária e mensal) (SILVA et al, 2016).

Tabela 5 – Recurso eólico e produção das 3 turbinas em médias mensais e anual para o ano de 2017 a 110 m de altura. N é o número de médias disponíveis no mês, U_{hor} é a velocidade horizontal do vento ($m s^{-1}$), Θ é a direção dos ventos ($^{\circ}$), D_p é a densidade de potência ($W m^{-2}$), P_T é a produção média da turbina (MW), E_g é a energia gerada da turbina (MWh) e CF é o fator de capacidade (%).

MÊS	N	U_{hor}	Θ	D_p	VESTAS 3,0			SENVION 6,2			VESTAS 8,0		
					P_T	E_g	CF	P_T	E_g	CF	P_T	E_g	CF
JAN	744	5,4	75,8	189,7	0,6	485,7	21,8	1,2	880,5	19,2	1,4	1082,0	18,2
FEB	672	5,8	51,7	263,3	0,8	560,0	27,8	1,8	1058,9	25,6	1,9	1290,3	24,0
MAR	744	5,7	70,9	234,4	0,8	569,5	25,5	1,4	1055,8	23,1	1,7	1290,9	21,7
APR	720	5,9	43,7	260,4	0,8	605,8	28,0	1,6	1141,3	25,8	1,9	1379,0	23,9
MAY	744	6,2	75,2	342,5	0,9	686,6	30,8	1,8	1308,9	28,6	2,2	1608,5	27,0
JUN	715	5,3	-41,4	192,7	0,7	476,9	22,2	1,2	878,0	20,0	1,5	1066,0	18,6
JUL	740	5,6	32,5	247,6	0,8	570,0	26,1	1,5	1090,4	24,0	1,8	1331,2	22,5
AUG	744	8,1	46,9	673,8	1,4	1020,7	45,7	2,7	1989,8	43,5	3,3	2467,3	41,4
SEP	600	7,0	84,2	424,3	1,1	684,0	38,0	2,2	1310,9	35,5	2,6	1592,6	33,2
OCT	744	7,1	165,2	479,1	1,2	884,4	39,6	2,3	1724,0	37,7	2,9	2131,9	35,8
NOV	192	6,8	75,3	410,7	1,1	203,5	35,3	2,0	389,9	33,0	2,5	479,1	31,2
DEC	743	6,7	99,7	376,4	1,1	817,5	36,7	2,1	1568,3	34,3	2,6	1913,3	32,2
2017	8102	6,3	59,8	336,8	0,9	7576,1	31,2	1,8	14401,0	28,9	2,2	17640,2	27,2

Fonte: Elaborado pelos autores.

Tabela 6 – Semelhante a Tabela 5, mas referente ao ano de 2018.

MÊS	N	U _{hor}	Θ	D _p	VESTAS 3,0			SENVION 6,2			VESTAS 8,0		
					P _T	E _q	CF	P _T	E _q	CF	P _T	E _q	CF
JAN	744	5,7	159,8	251,2	0,7	560,9	25,1	1,4	1043,5	22,8	1,7	1283,6	21,6
FEB	360	4,8	123,8	133,0	0,5	168,4	15,6	0,8	294,2	13,3	1,0	368,1	12,8
MAR	384	5,4	-148,5	240,9	0,7	274,9	23,9	1,3	512,9	21,7	1,6	631,6	20,6
APR	720	4,8	-177,3	150,8	0,5	377,7	17,5	0,9	678,4	15,3	1,2	823,8	14,5
MAY	744	5,1	-122,3	157,0	0,6	434,4	19,5	1,05	780,1	17,0	1,3	947,5	15,9
JUN	700	5,0	-129,7	177,5	0,6	418,2	19,9	1,1	766,7	17,8	1,3	934,7	16,7
JUL	735	5,2	-150,7	232,1	0,6	469,7	21,3	1,2	871,6	19,3	1,5	1074,5	18,3
AUG	729	5,4	-163,0	212,0	0,7	536,2	24,5	1,4	1000,0	22,3	1,7	1207,6	20,7
SEP	720	5,8	134,3	321,9	0,8	599,3	27,2	1,5	1120,2	25,3	1,9	1375,1	23,9
OCT	684	7,3	128,9	459,5	1,2	826,2	40,2	2,3	1588,3	37,8	2,8	1929,2	35,3
NOV	643	8,1	53,1	619,7	1,4	928,4	48,1	2,8	1823,9	46,1	3,5	2239,2	43,5
DEC	601	6,5	-59,5	360,4	1,0	618,5	34,3	2,0	1181,9	32,0	2,4	1444,5	30,0
2018	7764	5,8	-169,8	278,6	0,8	6200,5	26,6	1,5	11659,1	24,4	1,8	14263,8	23,0

Fonte: Elaborado pelos autores.

2.4. CONCLUSÕES

Este trabalho analisou dados de um perfilador de ventos LIDAR da Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA), instalado sobre a plataforma de pesca Entremares no sul de Santa Catarina. Dados de vento a 110 m foram combinados com a curva de potência de turbinas modernas para descrever a variabilidade mensal dos ventos e produção eólica nos anos de 2017 e 2018.

Durante o ano de 2017, a incidência de ventos de nordeste foi maior, resultando em uma velocidade do vento e uma densidade de potência médias maiores do que 2018. Em 2018, a incidência de ventos de sudoeste foi mais intensa diminuindo a velocidade e densidade de potência para esse ano. Entretanto, para os dois anos, a intensidade do vento e a produção eólica foi melhor durante o segundo semestre.

As simulações com as turbinas demonstraram que uma turbina Vestas 8.0 teria produzido mais energia elétrica ($E_g = 17640,2$ MWh em 2017 e $E_g = 14263,8$ MWh em 2018.), apesar da maior ociosidade, com período sem produção de 31,2% (2017) e de 36,7% (2018). A turbina Vestas 3.0 produziria menos energia elétrica ($E_g = 7576,1$ MWh em 2017 e $E_g = 6200,5$ MWh em 2018), porém demonstrou ser a de menor ociosidade, de 18,4% (2017) e de 22,0% (2018), e de melhor fator de capacidade (CF em 2017 de 31,2% e CF em 2018 de 26,6%). A turbina Senvion 6.2 apresentou o maior período em produção nominal, de 9,8% (2017) e de 7,3% (2018), pois sua velocidade nominal, de $11,5 \text{ m s}^{-1}$ segundo a curva de potência, é menor que as demais turbinas e a velocidade desligamento, maior (30 m s^{-1}).

Os resultados foram animadores, demonstrando que a região sul de Santa Catarina possui potencial eólico costeiro significativo para exploração. Devido à forte influência tanto do setor oceânico quanto do setor continental, esses resultados devem ser utilizados com cautela e não representam uma estimativa real do potencial oceânico. Modelos sugerem que o potencial deverá ser mais significativo afastando-se da costa. Vale ressaltar que ventos de nordeste, mais comuns e intensos, diminuem de intensidade por causa da topografia do Cabo de Santa Marta, que funciona como obstáculo, freando os ventos de nordeste que chegam no litoral sul de Santa Catarina ao sul desse Cabo (Figura 1) (CORREA et al., 2018).

Com a continuação dos equipamentos instalados na Plataforma, será possível uma análise de longo prazo da variação direcional dos ventos e sua influência na produção eólica. Também é indicado aplicar um modelo numérico regional para suprir os períodos sem medições pela BOOA.

CONCLUSÕES GERAIS E CONSIDERAÇÕES FINAIS

O recurso eólico oceânico é amplamente explorado em outras regiões, como na região do mar do Norte, além de possuir grandes chances de expansão com advento das turbinas eólicas flutuantes.

O estado de Santa Catarina possui alguns parques eólicos na região continental e não possui nenhum empreendimento eólico na região oceânica. Dessa forma, a produção eólica do estado não é compatível aos recursos disponíveis.

O projeto “Mapeamento da camada limite atmosférica continental e oceânica através da tecnologia LIDAR em movimento” (Projeto MOVLIDAR), na qual essa dissertação está inserida, teve por objetivo realizar medições do recurso eólico do sul do estado de Santa Catarina. O projeto contou com apoio da UFSC, CNPq e da Plataforma de Pesca Entremares para a construção e instrumentação de um laboratório denominado Base de Observação do Oceano e Atmosfera (BOOA). Os dados coletados resultaram em séries temporais de dados de ventos em até 210 m de altura durante 2 anos. Também possibilitou a realização de campanhas em Guapé, MG (NASSIF, 2018). Além de campanhas embarcadas em São Francisco do Sul e entre Itajaí, SC, e Rio Grande, RS (resultados serão reportados futuramente).

Capítulo 1. Analisando os dados de 2017 coletados pela BOOA, este artigo pretende caracterizar o regime de ventos e seu potencial eólico focando na variabilidade direcional dos ventos, além de demonstrar que o perfilar LIDAR seja uma alternativa eficiente às torres anemométricas e de descrever um método para extrapolação dos ventos na ausência do perfilar LIDAR na BOOA. A partir de comparações entre os dados do LIDAR com os dados do anemômetro sônico instalado na torre, onde foi demonstrado uma alta correlação entre esses equipamentos, comprovando que o LIDAR é uma excelente alternativa para medições dos ventos oceânicos se comparado com torres anemométricas. Estimativas de rugosidade aerodinâmica direcional para extrapolação dos ventos a partir do método dos mínimos quadrados demonstraram que os ventos oceânicos estão sob efeito de menor comprimento de rugosidade aerodinâmica da superfície, principalmente para as direções oceânicas paralelas à costa. Já para parte continental, esse comprimento foi maior

devido à presença de centros urbanos e cadeias de montanhas na região. Ventos oceânicos foram mais intensos, com menor intensidade turbulenta e menos cisalhados verticalmente. Os ventos de nordeste foram mais frequentes e intensos, sendo causados pela Alta do Atlântico Sul. Já os ventos de sudoeste também foram intensos, porém menos frequentes, causadas pelas frentes frias que se deslocam junto aos ciclones e anticiclones vindos da região mais ao sul. Ventos perpendiculares à costa, tanto continentais quanto oceânicos, foram pouco frequentes com baixas intensidades. Conclui-se que o recurso eólico está diretamente ligado à direção dos ventos. Simulações com curva de potência da turbina Vestas 8.0, de maior capacidade nominal, apresentou uma maior produção, gerando mais energia e um menor fator de capacidade.

Capítulo 2. Utilizando os dados de 2017 e de 2018, o capítulo pretende fazer uma breve caracterização do regime de ventos para ambos os anos e demonstrar que a região sul de Santa Catarina possui uma da produção eólica para exploração, através de dados horários e medias mensais a partir dos dados coletados somente pelo LIDAR na BOOA. Como o capítulo 1, há uma maior incidência dos ventos de nordeste seguidos pelos ventos de sudoeste. Entretanto, houve mais passagens de frentes frias durante o ano de 2018, diminuindo a incidência de ventos de nordeste e, conseqüentemente, apresentando uma menor produção eólica quando comparados aos ventos de 2017. Ambos os anos apresentaram uma produção eólica maior no segundo semestre, superando a média anual nesses períodos. Em relação às simulações com as turbinas, a turbina de maior capacidade nominal (Vestas 8.0) geraria mais energia com o menor fator de capacidade. A turbina Senvion 6.2 trabalharia o maior período em produção nominal devido à sua menor velocidade nominal. A turbina Vestas 3.0 apresentaria o menor período sem produção e o maior fator de capacidade.

Fontes alternativas de dados climatológicos como produtos de reanálise, dados satelitários e modelos numéricos poderão proporcionar melhores comparações com os dados coletados pelo LIDAR, completando os períodos sem dados na BOOA. Medições continuadas possibilitarão análises anuais, sazonais e, possivelmente, decadais para melhor descrição do recurso eólico na região. Para análise da estabilidade da camada limite atmosférica na região de transição entre o oceano e o continente,

serão necessárias medições de dados oceanográficos e medições de ventos em pontos continentais e em regiões mais oceânicas, distantes da costa.

O potencial eólico na região sul de Santa Catarina demonstrou ser significativo para exploração por usinas eólicas. O perfilador LIDAR é uma eficiente tecnologia de coleta de dados anemométricos, principalmente quando é instalado em estruturas costeiras já existentes. O posicionamento da BOOA foi estratégico para medições de ventos do setor oceânico, além de ter proteção contra vandalismos e descargas elétricas e de tornar a instalação, manutenção e operação mais fáceis e com menores custos.

Por fim, foi demonstrado a importância do Nordeste (ventos de nordeste) e Pampeiro (vento de sudoeste) para produção eólica da costa sul de Santa Catarina.

REFERÊNCIAS

AMARAL, B. M. **Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia.**

Dissertação (Mestrado) - Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011

ANDRADE, Kelen Martins. **CLIMATOLOGIA E COMPORTAMENTO DOS SISTEMAS FRONTAIS SOBRE A AMÉRICA DO SUL.** 2005. 187 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Meteorologia, Inpe, São José dos Campos, 2005.

ANEEL (Brasília). **BIG - Banco de Informações de Geração:** Capacidade de Geração do Brasil. 2019a. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 09 jan. 2019.

ANEEL (Brasília). **BIG - Banco de Informações de Geração:** Capacidade de Geração do Estado SANTA

CATARINA. 2019b. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/GeracaoTipoFase.asp>>. Acesso em: 08 jan. 2019.

ANEEL (Brasília). **BIG - Banco de Informações de**

Geração: Capacidade de Geração no Estado. 2019c. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.cfm>>. Acesso em: 08 jan. 2019.

ARCHER, C. L. *et al.* Meteorology for Coastal/Offshore Wind Energy in the United States: Recommendations and Research Needs for the Next 10 Years. **Bulletin Of The American Meteorological Society**, [s.l.], v. 95, n. 4, p.515-519, abr. 2014. DOI: <http://dx.doi.org/10.1175/bams-d-13-00108.1>.

BAGAVATHSINGH, A. *et al.* Wind direction dependent vertical wind shear and surface roughness parameter in two different coastal environments. **International Journal of Geology**,

Agriculture and Environmental Sciences, Shahpura, v. 4, n. 3, p. 7-18, jun. 2014. ISSN: 2348-0254.

BERENS, P. CircStat: A MATLAB Toolbox for Circular Statistics. **Journal Of Statistical Software**, [s.l.], v. 31, n. 10, p.1-21, 2009. Foundation for Open Access Statistic. DOI: <http://dx.doi.org/10.18637/jss.v031.i10>.

BISCHOFF, O. *et al.* Motion effects on lidar wind measurement data of the EOLOS buoy. *In*: GUEDES SORES, C. (ed.). **Renewable Energies Offshore**. 1. ed. London: Taylor & Francis Group, 2015. p. 197-203. ISBN: 978-1-138-02871-5

BOYLE, G. **Renewable Energy**. 2. ed. Oxford: Oxford University Press & The Open University, 2004. 453 p. ISBN: 0-19-926178-4.

CARDOZO, A. B.; REBOITA, M. S.; GARCIA, S. R. Climatologia de frentes frias na América do Sul e sua relação com o modo anular sul. **Revista Brasileira de Climatologia**, [s.l.], v. 17, p.9-26, 31 dez. 2015. Universidade Federal do Parana. DOI: <http://dx.doi.org/10.5380/abclima.v17i0.40124>.

CARDOZO, Joaquim. **Poesias completas..** Rio de Janeiro: Civilizacao Brasileira, 1979.

CAVALCANTI, I. F. A. *et al.* (Orgs.). **Tempo e clima no Brasil**. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. 463 p. ISBN: 978-85-86238-92-5.

CELESC (Santa Catarina). **Dados de consumo**. 2019. Disponível em: <http://www.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-distribuicao/dados-de-consumo>>. Acesso em: 08 jan. 2019.

CORREA, A. G. *et al.* Santa Catarina coastal and offshore wind energy potential. **Regional Studies in Marine Science**, 44 p., 2018. No prelo.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. 2. ed. rev. e ampl. Rio de Janeiro: Synergia, 2013. 463 p. ISBN: 978-85-61325-88-6.

DAVIS, R. S. Equation for the Determination of the Density of Moist Air (1981/91). **Metrologia**, [s.l.], v. 29, n. 1, p.67-70, 1 jan. 1992. IOP Publishing. DOI: <http://dx.doi.org/10.1088/0026-1394/29/1/008>.

EPE. **AMA – R1**: Leilões de Energia: Instruções para a Elaboração de Relatórios de Instalação e Manutenção das Estações Anemométricas do Sistema. Rio de Janeiro: Série Recursos Energéticos, 2013.

FRAGA, O. Vento tem nome? **Super Interessante**, São Paulo, 4 jul. 2018. Disponível em: <https://super.abril.com.br/mundo-estranho/ventos-tem-nome/>. Acesso em: 11 mar. 2019.

GANNOUM, E. Os impactos sociais das novas renováveis. [Entrevista cedida a] Amália Safatle. **Página22**, São Paulo, 24 ago. 2017. Disponível em: <http://pagina22.com.br/2017/08/24/os-impactos-sociais-das-novas-renovaveis/#>. Acesso em: 11 mar. 2019.

GAO, Z.; BIAN, L. Estimation of aerodynamic roughness length and displacement height of an urban surface from single-level sonic anemometer data. **Australian Meteorological Magazine**, [s.l.], v. 53, n. 1, p. 21-28, mar. 2004.

GARVINE, R. W.; KEMPTON, W. Assessing the wind field over the continental shelf as a resource for electric power. **Journal Of Marine Research**, [s.l.], v. 66, n. 6, p.751-773, 1 nov. 2008. *Journal of Marine Research/Yale*. DOI: <http://dx.doi.org/10.1357/002224008788064540>.

GIACOMO, P. Equation for the Determination of the Density of Moist Air (1981). **Metrologia**, [s.l.], v. 18, n. 1, p.33-40, jan. 1982. IOP Publishing. DOI: <http://dx.doi.org/10.1088/0026-1394/18/1/006>.

GLOBAL WIND DATA. **Mean wind speed map: Brazil** | Santa Catarina. Roskilde: DTU Wind Energy, 2019. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/area/Brazil/Santa%20Catarina>. Acesso em: 22 fev. 2019.

GOTTSCHALL, J. *et al.* Results and Conclusions of a Floating-lidar Offshore Test. **Energy Procedia**, [s.l.], v. 53, p.156-161, 2014. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.07.224>.

GUALTIERI, G.; SECCI, S. Wind shear coefficients, roughness length and energy yield over coastal locations in Southern Italy. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 36, n. 3, p.1081-1094, mar. 2011. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.09.001>.

HADI, F. A. Diagnosis of the Best Method for Wind Speed Extrapolation. **International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering**, [s.l.], v. 4, n. 10, p. 8176-8183, oct. 2015. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.15662/IJAREEIE.2015.0410058>.

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**, [s.l.], v. 1, n. 1, p.67-79, mar. 2008. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/jstars.2008.2002218>.

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

HSUAN, C. *et al.* Validation and Measurements of Floating LiDAR for Nearshore Wind Resource Assessment Application. **Energy Procedia**, [s.l.], v. 61, p.1699-1702, 2014. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.195>.

IBGE (Rio de Janeiro). **CONHEÇA CIDADES E ESTADOS DO BRASIL**. 2019. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 08 jan. 2019.

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

JACOBSEN, V.; RUGBJERG, M. Offshore wind farms—the need for metocean data. **Copenhagen Offshore Wind 2005**. Copenhagen, 13 p, 2005

JAIN, P. **Wind energy engineering**. 2. ed. New York: McGraw-Hill Education, c2016. xxiii, 390 p. ISBN: 9780071843843.

JAMMALAMADAKA, S.R.; SARMA, Y. R. A correlation coefficient for angular variables. *In*: MATUSITA, K. (ed.). **Statistical theory and data analysis II**. Amsterdam: North Holland, 1988. p. 349–364.

KATINAS, V. *et al.* Statistical analysis of wind characteristics based on Weibull methods for estimation of power generation in Lithuania. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 113, p.190-201, dez. 2017. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.071>.

LU, X.; MCELROY, M. B.; KIVILUOMA, J. Global potential for wind-generated electricity. **Proceedings Of The National Academy Of Sciences**, [s.l.], v. 106, n. 27, p.10933-10938, 22 jun. 2009. Proceedings of the National Academy of Sciences. DOI: <http://dx.doi.org/10.1073/pnas.0904101106>.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: theory, design and application**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2009. 689 p. ISBN: 978-0-470-01500-1

MATTOS PIRES, C. H. **Avaliação do potencial eólico da costa sul catarinense através de um perfilador LIDAR**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Oceanografia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

MATTOS PIRES, C. H.; PIMENTA, F. M.; D'ÁQUINO, C. A. Wind resource assessment with a LIDAR installed on a coastal platform of Southern Brazil. **IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing**, 2019, 20 p. No prelo.

MEASNET. Evaluation of Site-Specific Wind Conditions. **MEASNET Procedure**, [s.l.], v. 1, 53 p., 2009

MELO, E. “Recuo do mar” de agosto de 2017 na costa sul/sudeste brasileira: estudo de caso. **8º MCSul / VIII SEMENGO**, Rio Grande, 17 p., 2018

MINUANO. Dicionário online Aulete digital. Disponível em: <http://www.aulete.com.br/minuano>. Acesso em 11 mar. 2019.

MONTEIRO, M. A.; FURTADO, S. M. O clima do trecho Florianópolis - Porto Alegre: Uma abordagem dinâmica. **Geosul**, [s.l.], v.10, n. 9, p.117-133, 1995.

MURTHY, C. R.; SINHA, P. C.; RAO, Y. R. (Eds.). **Modelling and monitoring of coastal marine processes**. 1. ed. Heidelberg: Springer Netherlands, 2008, 246 p. ISBN: 978-1-4020-8326-6.

NASSIF, F. B. *et al.* Coastal wind measurements and power assessment using a LiDAR over a pier. **Revista Brasileira de Meteorologia**, 24 p., 2019A. No prelo.

NASSIF, F. B. *et al.* Wind measurements using a LiDAR over a buoy. **Brazilian Journal of Water Resources**, 22 p., 2019B. No prelo.

NIAN, V.; LIU, Y.; ZHONG, S. Life cycle cost-benefit analysis of offshore wind energy under the climatic conditions in Southeast Asia – Setting the bottom-line for deployment. **Applied Energy**, [s.l.], v. 233-234, p.1003-1014, jan. 2019. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.042>.

PEÑA, A. *et al.* Offshore wind profiling using light detection and ranging measurements. **Wind Energy**, [s.l.], v. 12, n. 2, p.105-124, mar. 2009. Wiley. DOI: <http://dx.doi.org/10.1002/we.283>.

PIMENTA, F. M.; KEMPTON, W; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. **Renewable Energy**,

[s.l.], v. 33, n. 11, p.2375-2387, nov. 2008. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2008.01.012>.

PIMENTA, F. M. *et al.* Brazil offshore wind resources and atmospheric surface layer stability 24 p., 2019. No prelo.

PITTER, M.; SLINGER, C.; HARRIS, M. Introduction to continuous-wave Doppler lidar. **Zephir Limited**, Hollybush, p.1-32, 2013.

PRYOR, S. C.; BARTHELMIE, R. J. Comparison of potential power production at on- and offshore sites. **Wind Energy**, [s.l.], v. 4, n. 4, p.173-181, out. 2001. Wiley. DOI: <http://dx.doi.org/10.1002/we.54>.

RODRIGO, J. S. *et al.* Multi-site testing and evaluation of remote sensing instruments for wind energy applications. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 53, p.200-210, maio 2013. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.11.020>.

RODRIGUES, M. L. G.; FRANCO, D.; SUGAHARA, S. Climatologia de frentes frias no litoral de Santa Catarina. **Revista Brasileira de Geofísica**, [s.l.], v. 22, n. 2, p.135-151, ago. 2004. FapUNIFESP (SciELO). DOI: <http://dx.doi.org/10.1590/s0102-261x2004000200004>.

ROSA, E. Vento sul faz falta no calor sufocante da Ilha, onde predominam ventos quentes do quadrante norte. **ND+**, Florianópolis, Porto Alegre, 31 jan. 2014. Disponível em: <https://ndonline.com.br/noticias/vento-sul-faz-falta-no-calor-sufocante-da-ilha-onde-predominam-ventos-quentes-do-quadrante-norte/>. Acesso em: 11 mar. 2019.

SANTOS, P. A. A. *et al.* Lidar measurements validation under coastal condition. **Optica Pura y Aplicada**, [s.l.], v. 48, n. 3, p.193-198, 23 set. 2015. Sociedad Espanola de Optica. DOI: <http://dx.doi.org/10.7149/opa.48.3.193>.

SARTORI, M. G. B. **O Vento Norte**. 1 ed. Santa Maria: Editora DR PUBLICIDADE, 2016, 256 p.

SHIMADA, S. *et al.* Offshore wind profile measurements using a Doppler LIDAR at the Hazaki Oceanographical Research Station. **International Conference On Optical Particle Characterization (opc 2014)**, [s.l.], p.1-6, 6 ago. 2014. SPIE. DOI: <http://dx.doi.org/10.1117/12.2063201>.

SHU, Z. R. *et al.* Observations of offshore wind characteristics by Doppler-LiDAR for wind energy applications. **Applied Energy**, [s.l.], v. 169, p.150-163, maio 2016. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.135>.

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. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>

STANDRIDGE, C. R. *et al.* (in prep.) Laser Wind Sensor Performance Validation with an Existing Gage. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2013, 19 p. No prelo.

STANDRIDGE, C. R. *et al.* **Validation of a buoy-mounted laser wind sensor and deployment in Lake Michigan.**Allendale: Grand Valley State University, 2012. 15 p.

WALLACE, J. M.; HOBBS, P. V. **Atmospheric science: an introductory survey.** 2 ed. Burlington: Academic Press, c2006. xvi,483 p. ISBN: 97800127329512

ANEXO A

E-mail de confirmação da submissão do artigo à revista *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*.



César Henrique Mattos Pires <cesarhmattos@gmail.com>

IEEE JSTARS-2019-00176 - Manuscript Received

1 mensagem

Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing 8 de março de
 <onbehalf@manuscriptcentral.com> 2019 12:45
 Responder a: jstars-editor@ieee.org
 Para: cesarhmattos@gmail.com

Dear Mr. Mattos Pires:

The Editor of the IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing acknowledges receipt of the following manuscript:

JSTARS-2019-00176
 Wind resource assessment with a LIDAR installed on a coastal platform of Southern Brazil

It is understood that this manuscript is entirely original, has not been copyrighted, published, submitted, or accepted for publication elsewhere, and all necessary clearances and releases have been obtained. If the material in this paper has been published before in any form, it is imperative that you inform me immediately.

All JSTARS papers that are over 6 pages in the final published form will incur page charges for pages 7 and beyond. The over-length page charge is \$200.00 per page for GRSS members and \$230.00 per page for all others. Page charges are mandatory and non-negotiable. If you cannot pay these charges please shorten your paper accordingly.

****Attention: Please do NOT attempt to resubmit any files or information in ScholarOne Manuscripts, as this will produce duplicate entries of the submission. If you find that you have made an error in the submission of your manuscript (i.e. uploaded the wrong file or selected the wrong issue designation) please contact me for assistance and further instructions.****

You will be notified by e-mail when the review of this manuscript is completed. Please refer to the paper number in any communications regarding your manuscript. You may check the review status of your manuscript via the IEEE ScholarOne Manuscripts website. When the review of your manuscript has been completed, you will be notified of its disposition by e-mail and at that time reviewer comments will also be made available to you.

Sincerely,

Dr. Qian Du
 Editor, IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing

S6

