



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UNB
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS – IG

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO AO LARGO DA COSTA NORDESTE DO BRASIL

Hugo Miguel Pedro Nunes

Dissertação de Mestrado N.º 26

Brasília

Fevereiro de 2012

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UNB
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS – IG
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS APLICADAS

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO AO LARGO
DA COSTA NORDESTE DO BRASIL**

HUGO MIGUEL PEDRO NUNES

Orientador Prof. Dr. Marco Ianniruberto

Co-orientador Prof. Dr. Felipe Mendonça Pimenta

Dissertação de Mestrado

Área de Geoprocessamento e Análise Ambiental

Brasília

Fevereiro de 2012

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UNB
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS – IG
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS APLICADAS

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO AO LARGO DA
COSTA NORDESTE DO BRASIL**

Hugo Miguel Pedro Nunes

Dissertação de Mestrado submetida ao Instituto de Geociências como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de mestre em Geociências Aplicadas

Aprovada por:

Prof. Dr. Marco Ianniruberto (IG-UnB)
(Orientador)

Prof. Dr. Gustavo Macedo de Mello Baptista (IG-UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Dr. Fernando Martins (INPE)
(Examinador Externo)

Brasília, 29 de fevereiro de 2012.

*À Gabriela e aos meus avós,
com muita saudade,
dedico.*

FICHA CATALOGRÁFICA

Nunes, Hugo Miguel Pedro

Avaliação do potencial eólico ao largo da costa nordeste do Brasil. / Hugo Miguel Pedro Nunes; orientação de Marco Ianniruberto. – Brasília, 2012.

133 p.: il.

Dissertação de Mestrado (M) - Universidade de Brasília/ Instituto de Geociências, 2012.

Ventos offshore; 2. Energia eólica; 3. Nordeste do Brasil. I. Ianniruberto, M. II. Doutor

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

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

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Hugo Miguel Pedro Nunes

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Avaliação do potencial eólico ao largo da costa nordeste do Brasil

GRAU: Mestre

ANO: 2012

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva-se a outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Hugo Miguel Pedro Nunes

hmiguel.nunes@gmail.com

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Marco Ianniruberto, querido mentor e amigo, companheiro na grande aventura brasileira, por seu exemplo de pessoa e por todos os conhecimentos, sabedoria e carinho dispensados.

Ao Prof. Dr. Felipe Pimenta, meu co-orientador, pelo entusiasmo, energias positivas e, em especial, por ter partilhado o seu conhecimento na área da energia eólica.

Ao Ron Haynes PhD. por sua sugestão inicial de utilizar o produto Blended Sea Winds.

À Marinha Brasileira (DHN) e ao INPE pelo acesso aos dados das bóias do programa PIRATA e à National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) pelo acesso aos dados do Blended Sea Winds.

À Capes pela bolsa de pesquisa concedida.

À Simone pelo apoio e incentivo na fase inicial deste trabalho.

Ao Bruno e ao César, pela amizade sincera, apoio e palavras de incentivo.

Last but not least, aos meus pais, por nunca terem medido esforços no sentido de me apoiarem e proverem com tantas coisas durante tantos anos. À minha mãe, em especial, pelo exemplo que me deu em ter conciliado família, trabalho e estudos de forma incansável e exemplar, e ao meu pai, pelo carinho, conselhos e cuidados que sempre me dedicou.

*“Às vezes ouço passar o vento;
e só de ouvir o vento passar,
vale a pena ter nascido.”*

Fernando Pessoa

“A maior dor do vento é não ser colorido.”

Mário Quintana

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO AO LARGO DA COSTA NORDESTE DO BRASIL

RESUMO

Composto pela fusão de vários satélites, o produto multi-satélite Blended Sea Winds (BSW) permite estimativas menos passíveis de erro, na medida em que, possibilita a aquisição de um número substancialmente mais elevado de observações em relação ao número adquirido por somente um satélite. As estimativas de velocidade média diária dos ventos obtidas pelo BSW foram objeto da aplicação de um filtro do tipo mediana, o que possibilitou a redução de dados espúrios (picos), melhorando a consistência das estimativas que mostraram boa concordância em relação às medições realizadas por anemômetros instalados nas bóias do programa PIRATA. Os ventos BSW foram ainda calibrados, por meio dos coeficientes do modelo de regressão linear ajustado às estimativas obtidas pelos dois instrumentos de medição (BSW e bóias). Elaboraram-se mapas de velocidade média diária dos ventos e de densidade de potência na altura de 100 m, relativa ao período de janeiro de 1998 a dezembro de 2010. Com base no potencial eólico, dois pontos foram selecionados (L1 no Ceará e L2 no Rio Grande do Norte), cujas distribuições das velocidades médias diárias do vento foram ajustadas por funções de densidade de probabilidade Weibull, permitindo estimar a produção de energia elétrica em, aproximadamente, 95% dos dias do período entre janeiro de 1998 e dezembro de 2011. Em toda a extensão da costa nordestina foram encontrados recursos eólicos abundantes, em grande parte, devido à presença dos Alísios que atingem, durante todo o ano, a costa brasileira a velocidades médias de, no mínimo, 6 m s^{-1} . Duas regiões se destacam por seu potencial eólico. A primeira, o litoral entre as cidades de São Luis do Maranhão e Natal (velocidades médias superiores 8 m s^{-1}) e a segunda a oeste do Estado do Maranhão até a foz do rio Amazonas (com ventos de velocidades médias entre 7 e 8 m s^{-1}). O produto multi-satélite Blended Sea Winds (BSW) mostrou ser eficaz na avaliação dos recursos eólicos ao largo da costa nordeste do Brasil.

Palavras-chave: Ventos offshore; Energia eólica; Nordeste do Brasil.

Evaluation of the wind resources offshore the north eastern coast of Brazil

ABSTRACT

The efficiency of the multi-satellite Blended Sea Winds (BSW) product to assess offshore wind power resources of the NE coast of Brazil is investigated. The BSW product, which consists in a fusion of various ocean observing remote sensors, presents several advantages, namely the high spatial resolution and substantially higher sampling rate compared to observations acquired by individual satellite remote sensors. A 12-year long data series (1998-2010) of the BSW product is processed with a median filter, in order, to reduce noise and achieve more reliable winds speed estimates. This dataset is then validated and calibrated by comparison with buoy data of the Program PIRATA, through a linear regression model. Average speed winds of, at least, 6 m s^{-1} all year round were found throughout the entire extension of the NE coast of Brazil. Winds maps present the daily winds speeds and their respective power densities at 100m hub height for the period of 1998-2010. Based on their energy potential two points were further selected for analysis: L1 (offshore of Ceará state) and L2 (offshore of Rio Grande do Norte state) and Weibull distributions were fitted to their daily mean winds speed data series. Both locations showed promising wind energy potential with winds averaging above 8 m s^{-1} and turbine activity (not at constant output) above 95% of the time in both locations. Furthermore, two regions of high potential were found: (i) offshore the states of Maranhão (MA) to Rio Grande do Norte (RN), between the cities of São Luis do Maranhão and Natal, where winds blow, in average, above 8 m s^{-1} and (ii) eastwards of the State of Maranhão until the mouth of the Amazon River with average winds speeds between 7 to 8 m s^{-1} . Results demonstrate that the multi-satellite BSW product provides a valid estimation of the wind resources offshore the NE coast of Brazil.

Keywords: Offshore winds; Blended Sea Winds; PIRATA buoys; Wind power; Northeast Brazil.

Lista de figuras

- Figura 1: Esquema da circulação geral da atmosfera com a posição das células de circulação vertical e os ventos típicos próximos à superfície. Adaptado de Lutgens et al. 1995. 8
- Figura 2: Distribuição das zonas de pressão influenciada pelos continentes. 9
- Figura 3: Variação anual da posição da ZCIT para as longitudes de 10° a 45° W. Fonte: Legler *et. al.*, 1984. 10
- Figura 4: Correntes oceânicas de escala global. 11
- Figura 5: Velocidade normalizada em relação à altura de 150m em função da altura em áreas continentais e oceânicas. Fonte: Adaptado de Giebel *et al.*, 2007. 16
- Figura 6: Fluxos térmicos: brisa marítima (painel superior) e brisa terrestre (painel inferior) 21
- Figura 7: Esquema dos diferentes efeitos de fatores locais. Fonte: Adaptado de Silva, 2003. 22
- Figura 8: Mastro meteorológico equipado com anemômetros colocados em diferentes alturas. Fonte <http://www.knmi.nl/>. 23
- Figura 9: Equipamentos instalados nas bóias oceânicas do programa PIRATA (a) e sua localização geográfica (b). Fonte: Bourlès et al., 2008. 25
- Figura 10: Sodar ACS 400 series (painel esquerdo) e Sodar ACS 200 Series (painel direito). Fonte: <http://www.minisodar.com/>. 26
- Figura 11: Lidar QinetiQ Zephir da empresa Natural Power do tipo onda contínua (painel esquerdo) e Lidar Windcube v2 da empresa Leosphere do tipo onda pulsada (painel direito). Fonte: www.naturalpower.com e www.leosphere.com, respectivamente. 27
- Figura 12: Linha de tempo de missões de satélites utilizáveis para avaliação do potencial eólico. Ano de referência: 2009. (Fonte: Bourassa *et al.*, 2010). 28
- Figura 13: Representação gráfica do efeito Bragg 29
- Figura 14: Linha do tempo de atividade dos diferentes satélites do BSW. 33
- Figura 15: Função com pesos utilizada pelo BSW. Fonte: Zhang, 2006. 35
- Figura 16: Número de observações dos vários satélites do produto Blended Sea Winds no dia 01/04/2005. Os painéis superior e inferior são referentes aos horários UTC 06h e 18h, respectivamente. Fonte: Zhang, 2006. 37
- Figura 17: Usina Eólica Offshore Horns Rev 1 & 2 na Dinamarca. Fonte: www.hornsrev.dk, acessado em 3 de janeiro de 2012. 39

Figura 18: Curva de potência típica de uma turbina eólica. Fonte: Manwell <i>et al.</i> 2009.	39
Figura 19: Evolução nas dimensões de turbinas eólicas. Fonte: IPCC, 2011.	40
Figura 20: Evolução tecnológica das fundações. Fonte: Musial <i>et al.</i> , 2006.	41
Figura 21: Comportamento da distribuição de probabilidade Weibull para diferentes valores de k , considerando $c=1$ constante. Adaptado de Silva, 2003.	45
Figura 22: Comportamento da distribuição de Weibull para diferentes valores de c , considerando $k=2$ constante. Adaptado de Silva, 2003.	46
Figura 23: Localização geográfica da área de estudo, bóias oceânicas (B1 a B5) do programa PIRATA e batimetria em metros.	47
Figura 24: Simulação hipotética de uma produção total de 3-GW de parques eólicos localizados na região Nordeste (painel superior) e vazão do reservatório de Sobradinho- BA no período de 1931 a 1992 (painel inferior) em $m^3 s^{-1}$. Fonte: Amarante <i>et al.</i> , 2001.	49
Figura 25: Poupança hipotética do vazão médio mensal do reservatório de Sobradinho em $m^3 s^{-1}$ relativo aos níveis de penetração da energia eólica de 14.3%, 30% e 60%. Fonte: Amarante <i>et al.</i> (2001).	50
Figura 26: Litoral Norte-Nordeste e respectivas sub-regiões 1 e 2 (Silva, 2003).	52
Figura 27: Litoral Nordeste-Sudeste (Silva, 2003).	52
Figura 28: Diagrama de margem continental do tipo passiva. Fonte: Pearson, 2005.	54
Figura 29: Mapa fisiográfico da margem continental do Brasil e fundo oceânico adjacente (Palma, 1984).	56
Figura 30: Diagrama do fluxo de processamento e análise dos dados	60
Figura 31: Dados brutos (a) e filtrados (b) da velocidade média diária do vento adquiridos pelo produto BSW relativos a 18 de janeiro de 1998.	62
Figura 32: Séries temporais das velocidades médias diárias do vento das bóias PIRATA (linha preta tracejada) e BSW (linha azul tracejada), relativas à altura de 10m, referentes ao período de janeiro a dezembro de 2007, As faixas de cor cinza indicam as velocidades de vento de partida (de 3 a 4 $m s^{-1}$) e nominal (de 12 a 14 $m s^{-1}$) relativas à maioria das turbinas modernas.	65
Figura 33: Gráficos de dispersão relativos às regressões lineares referentes às bóias B1 (a), B2 (b), B3 (c), B4 (d), B5 (e) e todas as bóias reunidas (f).	68

Figura 34: Resíduos observados relativos às regressões lineares referentes às bóias B1 (a), B2 (b), B3 (c), B4 (d), B5 (e) e todas as bóias reunidas (f). 69

Figura 35: Velocidade média diária dos ventos BSW (em $m s^{-1}$) na altura $z = 100$ m, relativa ao período de 1998-2010, localização das bóias PIRATA (círculos em branco) e pontos L1 e L2 (octógonos em verde) selecionados para análise detalhada do potencial energético. 72

Figura 36: Densidade de potência média diária (em $W m^{-2}$) na altura $z = 100$, obtida a partir do BSW, relativa ao período de 1998 a 2010, localização das bóias PIRATA (círculos em branco) e pontos L1 e L2 (octógonos em verde) selecionados para análise detalhada do potencial energético. 73

Figura 37: Histogramas da velocidade média diária do vento para $z=100$ referentes às localidades L1 (a) e L2 (b), respectivamente. A linha azul representa a FDP da distribuição Normal ajustada aos dados. 75

Figura 38: Gráficos de probabilidade referentes ao ajuste da distribuição Normal nas localidades L1 (a) e L2 (b). A linha preta tracejada representa a distribuição teórica da Normal. 75

Figura 39: Histogramas da velocidade média diária do vento para $z=100$ referentes às localidades L1 (a) e L2 (b), respectivamente. A linha azul representa a FDP da distribuição Weibull ajustada aos dados. 77

Figura 40: Gráficos de probabilidade referentes ao ajuste da distribuição Weibull nas localidades L1 (a) e L2 (b). A linha preta tracejada representa a distribuição teórica da Weibull. 78

Figura 41: Função de distribuição acumulada da Weibull relativa às localidades L1 (linha contínua) e L2 (linha tracejada). 79

Lista de tabelas

- Tabela 1: Valores de rugosidade de diferentes superfícies em milímetros (mm). Fonte: adaptado de Manwell *et al.*, 2009. 17
- Tabela 2: Características dos ventos na costa nordeste brasileira. Adaptado de Silva (2003) 53
- Tabela 3: : Localização geográfica, período de aquisição, número de observações (n), velocidade média do vento em m s^{-1} (\bar{U}), desvio-padrão (σ) e densidade de potência (p_d) em W m^{-2} nas alturas de 10 m e 100 m, relativos ao período de 1 de janeiro de 1997 a 31 de dezembro de 2010. 58
- Tabela 4: Médias e desvio-padrão relativos à velocidade do vento, adquiridas pelo bsw na localização das bóias e extrapoladas para $z=100\text{m}$, antes e após a aplicação do filtro mediana. 63
- Tabela 5: Número de observações consideradas nas regressões (n), coeficiente de correlação linear de Pearson (r), coeficiente de determinação (r^2) e raiz do erro quadrático médio (rmse). 67
- Tabela 6: Estimativas de máxima verossimilhança relativas à média (x) e desvio-padrão amostrais (s) das distribuições normal ajustadas às velocidades dos ventos observados e respectivos intervalos de 95% confiança referentes às locações L1 e L2 no período de janeiro de 1998 a dezembro de 2010. 76
- Tabela 7: Estimativas de máxima verossimilhança relativas à média (x) e desvio-padrão amostrais (s) das distribuições weibull ajustadas às velocidades dos ventos observados e respectivos intervalos de 95% confiança referentes às locações l1 e l2 no período de janeiro de 1998 a dezembro de 2010. 78
- Tabela 8: Estimativas de energia produzida pela turbina repower 6MW nos locais L1 e L2. 81

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	3
1.1. Justificativa	3
1.2. Objetivos	6
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1. Circulação geral da atmosfera	7
2.1.1. A Zona de Convergência Intertropical.....	9
2.2. Caracterização oceânica	10
2.3. A camada-limite planetária e suas características	12
2.3.1. Estabilidade atmosférica.....	13
2.4. Caracterização do vento	14
2.4.1. Velocidade do vento	14
2.4.2. Perfil vertical do vento	14
2.4.3. Lei logarítmica.....	15
2.4.4. Perfil vertical da velocidade do vento em áreas continentais e oceânicas	15
2.4.5. Influência das ondas na camada limite superficial	17
2.4.6. Densidade de potência	18
2.4.7. Variações temporais e espaciais dos ventos	19
2.4.7.1. Variações temporais	19
2.4.7.2. Variações espaciais	20
2.5. Avaliação dos recursos eólicos offshore	22
2.5.1. Dados de velocidade do vento nos oceanos.....	23
2.5.2. Medições diretas	23
2.5.2.1. Mastros meteorológicos	23
2.5.3. Medições indiretas	25
2.5.3.1. Sensoriamento remoto terrestre: sodars e lidars	25
2.5.3.2. Sensores remotos instalados em satélites	28
2.5.3.3. Princípios físicos do escaterômetro e SAR	29
2.5.3.4. Escaterômetros	30
2.5.3.5. Radares de abertura sintética (SAR)	31
2.5.3.6. Radiômetros passivos	32
2.5.3.7. Blended Sea Winds	32
2.6. Tecnologias de aproveitamento dos recursos eólicos offshore	37
2.6.1. Usinas eólicas offshore	37
2.6.2. Tipo de turbinas eólicas	39
2.6.3. Tipos de fundações	41
2.6.4. Impactos ambientais	42
2.7. Modelagem estatística da velocidade do vento	43
2.7.1. Ajuste de uma função densidade de probabilidade.....	43

2.7.2.	A distribuição de probabilidade de Weibull	44
3.	ÁREA DE ESTUDO.....	46
3.1.	Caracterização do clima do nordeste do Brasil	47
3.2.	Complementariedade hídrico-eólica	48
3.3.	O regime de ventos na costa nordeste do Brasil	50
3.4.	A plataforma continental na costa nordeste brasileira	54
4.	MATERIAL E MÉTODOS.....	57
4.1.	Blended Sea Winds	57
4.2.	Bóias oceânicas do programa Pirata	57
4.3.	Carta Batimétrica dos Oceanos (GEBCO) na resolução de 30 segundos	59
4.4.	Processamento e análise dos dados	59
4.4.1.	Extração e controle de qualidade dos dados Blended Sea Winds	60
4.4.2.	Aplicação do filtro mediana aos dados BSW	61
4.4.3.	Calibração dos dados Blended Winds	63
4.4.3.1.	Extrapolação da velocidade do vento para a altura do rotor.....	63
4.4.3.2.	Dados BSW vs. bóias oceânicas.....	64
4.4.3.3.	Regressão linear simples dos dados BSW e bóias oceânicas	66
4.4.3.4.	Efeito da chuva nos ventos BSW em comparação com as bóias.....	70
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	71
5.1.	Mapas de velocidade média diária e densidade de potência dos ventos	71
5.1.1.	Comparação com outros trabalhos de avaliação de recursos eólicos.....	73
5.2.	Ajuste de uma função de densidade de probabilidade	74
5.2.1.	Ajuste da FDP da Distribuição Normal	74
5.2.2.	Ajuste da FDP da Distribuição Weibull	77
5.2.3.	A distribuição Normal vs a distribuição de Weibull.....	79
5.2.4.	Cálculo do potencial energético.....	80
5.	CONCLUSÃO.....	81
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
	ANEXO A – ARTIGO SUBMETIDO	93

1. Introdução

1.1. Justificativa

A energia é um fator determinante para o desenvolvimento econômico e social ao fornecer apoio mecânico, térmico e elétrico às ações humanas (ANEEL, 2008). Nos últimos anos, o forte crescimento da economia brasileira tem colocado pressão sobre a oferta de energia elétrica no país. De acordo com nota técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica totalizou 419,016 GWh em 2010 (EPE, 2011) e as perspectivas são de crescimento da demanda, atrelada ao momento favorável que tem caracterizado a economia do Brasil em anos recentes e futuros (ANEEL, 2008).

A conjuntura de forte expansão do consumo energético se contrapõe à possibilidade de esgotamento dos recursos utilizados para a produção de energia e com os impactos ao meio ambiente consequentes a desta atividade (ANEEL, 2008). Em particular, o relatório *Energy Technology Perspectives 2010*, de autoria da *International Energy Agency* (IEA), projeta que, até 2050, os gases de aquecimento de estufa - *greenhouse gases* - emitidos pelo setor de energia aumentarão em 130% em relação aos níveis de 2005, se não forem adotadas novas políticas e que essa projeção demandará uma revolução tecnológica que envolva um portfólio de soluções: maior eficiência energética, energias renováveis, energia nuclear e a quase completa *descarbonização* das energias geradas a partir de combustíveis fósseis (IEA, 2010). O relatório menciona ainda as conclusões do Painel Intergovernamental sobre as Mudanças Climáticas das Nações Unidas (IPCC) de que será necessária uma redução de, no mínimo, 50% das emissões globais de carbono para que o aumento da temperatura média fique, em 2050, entre 2 e 2,4 graus centígrados, em relação aos níveis de 2000. Estabelece ainda que a próxima década é crucial, pois se as emissões não declinarem a partir, aproximadamente, do ano de 2020, será muito difícil atingir a meta de redução das emissões em 50% até 2050.

Inúmeros estudos recentes que apontam para os riscos ao clima, oceanos e ecossistemas do planeta, apontando para a necessidade de *reestruturar* as matrizes energéticas, estimulando o crescimento das energias renováveis. Entre as energias renováveis, a energia eólica tem atraído, nos últimos anos, os maiores investimentos: entre 1990 e 2008, a geração eólica cresceu à taxa média de 27% ao ano, alcançando

121.000 MW, dos quais mais de 54% instalados na Europa e o restante concentrado na América do Norte e em alguns países da Ásia (EPE, 2009).

Ao atingir um custo médio de R\$ 105,00 por MWh no último leilão de energia em dezembro de 2011, valor bastante próximo ao custo médio de R\$ 80,00 por MWh referente à geração hidroelétrica, a mais barata do mercado, o enorme potencial eólico brasileiro começa a tornar-se uma realidade. Projeções da EPE apontam para um crescimento de 320% da energia eólica para esta década (EPE, 2009). O Banco de Informações de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2011), prevê que, nos próximos anos, sejam inseridos mais 470,8 MW à capacidade de geração atual, proveniente dos 116 empreendimentos atualmente em construção, dentre os quais se contam 141 novos empreendimentos eólicos (18 deles já em construção e 123 outorgados). Esse franco crescimento vem confirmar a vocação do Brasil para esse tipo de energia, cujo potencial energético foi estimado em 143.000 MW (Amarante *et al.*, 2001b). Segundo as expectativas dos especialistas, o novo Atlas Eólico Brasileiro, com divulgação prevista para o início do presente ano, apontará para um potencial eólico somente nas áreas continentais superior a 250.000 MW (INFOLINE, 2009).

A energia eólica assume especial importância na região Nordeste brasileira, não só por ser considerada como das mais privilegiadas do Mundo em recursos eólicos, como também por sua complementaridade com a energia de proveniência hidroelétrica, pois a estação do ano mais seca (junho a dezembro) coincide com a de maior potencial eólico, permitindo uma gestão mais eficiente do nível das águas nas represas, permitindo poupar os níveis dos reservatórios em épocas de pouca chuva (ANEEL, 2008).

Apesar de existirem vários estudos estimando o potencial eólico em áreas continentais (Amarante *et al.* 2001, 2002, 2003 e 2007; SWERA, 2008), são poucos os trabalhos realizados no sentido de avaliar o potencial desse tipo de energia em áreas oceânicas (Pimenta *et al.*, 2008; Ortiz *et al.*, 2011), em especial, nas faixas costeiras localizadas até 50 km da costa, e de profundidade de até 50 metros, que se constituem como as áreas mais interessantes para a instalação de parques eólicos.

Pimenta *et al.* (2008) usaram uma série histórica de oito anos (1999-2007) do escaterômetro QUIKSCAT, com a finalidade de avaliar os recursos eólicos na região Sul ao largo da costa brasileira. Esse estudo mostrou que dados obtidos por

sensoriamento remoto do tipo escaterômetro podem ser usados, complementarmente, a medições diretas realizadas *in situ* (no caso, bóias oceânicas), para mapear, com sucesso, recursos eólicos em regiões oceânicas extensas, incluindo áreas até 100 km em relação à costa. Posterior a Pimenta *et al.* (2008), Ortiz *et al.* (2011) utilizaram também o escaterômetro QUIKSCAT para mapear toda a costa brasileira, tendo avaliado recursos energéticos na ordem de 399.000 MW nas áreas com até 50 m de profundidade em toda a extensão da costa brasileira.

Outros trabalhos de avaliação de recursos eólicos, realizados no exterior, também incluíram o uso de escaterômetros. Em particular, os trabalhos de Ebuchi *et al.* (2002), Liu *et al.*, (2008) e Capps *et al.* (2009) que utilizaram o QUICKSCAT, e Bentamy *et al.* (2003) que usaram o ASCAT, e ainda Baptista (2003) que utilizou o ERS.

Sensores remotos do tipo SAR (radares de abertura sintética) também vêm sendo utilizados para estimar o potencial eólico em áreas marítimas. Por sua maior resolução espacial, na ordem das centenas de metros, a aplicabilidade desses sensores é, particularmente, importante nas áreas costeiras (até 25 km da linha de costa), onde não é possível a aquisição de observações por escaterômetros. Os sensores do tipo SAR mais utilizados operam na banda C (aprox. 5,6 cm de comprimento de onda). São eles, o sensor ASAR (Barthelmie *et al.*, 2003; Horstmann *et al.*, 2003; Hasager *et al.* 2006 e 2011; Claro, 2008 e Badger *et al.*, 2010), RADARSAT 1 (Choisnard *et al.*, 2003) e RADARSAT 2 (Bergeron *et al.* 2011). Existem também já alguns trabalhos científicos com sensores SAR operando na banda X (aprox. 3 cm de comprimento de onda), como por exemplo, o trabalho de Lehner *et al.* (2009).

A velocidade do vento pode também ser estimada a partir de sensores do tipo radiômetro passivo. Em particular, os sensores SSM/ I são também de interesse à energia eólica. Os trabalhos de Atlas *et al.* (1996), Meissner *et al.* (2001), Mears *et al.*, (2011) são exemplos dessa aplicabilidade.

Os parques eólicos em áreas oceânicas (*offshore*), apesar do maior custo de instalação, possuem importantes vantagens, como por exemplo, a não ocupação de áreas costeiras de elevado interesse comercial e turístico e maior eficiência energética, dada a sua instalação em áreas marítimas onde os ventos atingem maiores velocidades e menores flutuações devido à ausência de barreiras físicas como relevo, edificações ou vegetação (Pryor *et al.*, 2001). Além disso, a tecnologia envolvida nesses

empreendimentos tem conhecido rápidos avanços nos últimos anos e, permitido, por meio da implementação de turbinas eólicas de maior capacidade de geração de energia elétrica, compensar os custos mais elevados de instalação, operação e manutenção. Atualmente, é comum que os rotores sejam colocados a alturas de 100 m ou mais. O diâmetro do círculo desenhado pelas pás, quando em funcionamento, também já excedem essa distância. Significa dizer que as extremidades das pás atingem alturas na ordem dos 200 metros. Essa conjuntura técnica demanda uma avaliação dos recursos eólicos precisa, sendo para tal necessário conhecer, quanto melhor possível, o perfil vertical da velocidade do vento (Peña *et al.*, 2007) e as características e especificidades dos ventos que se fazem sentir na região do oceano Atlântico que banha a costa nordeste brasileira.

Com a descontinuação do escaterômetro QUIKSCAT em novembro de 2009, torna-se interessante investigar não só a aplicação de outros escaterômetros (ex.: ASCAT), como também a eficácia de produtos como o Blended Ocean Winds que integram, por meio de interpolação, observações obtidas por vários sensores remotos. Essa característica confere uma importante vantagem a esse produto, dado que aumenta a amostragem (quantidade de observações) em relação ao número de observações obtidas, individualmente, por diferentes sensores remotos.

Em conclusão, é fundamental que sejam realizados estudos sobre o potencial energético ao largo da costa brasileira, de forma a serem mapeadas e quantificadas novas fontes de energia (neste caso, a eólica) e recursos energéticos, os quais, presentemente, são ainda praticamente desconhecidos nas áreas oceânicas adjacentes à área de estudo.

1.2. Objetivos

O presente estudo objetiva a avaliação preliminar os recursos eólicos *offshore* na região do Oceano Atlântico Tropical Sul, compreendida entre as latitudes de 5° N e 20° Sul e longitudes entre 30°W e a costa brasileira, visando aos seguintes objetivos específicos:

- Descrever o comportamento temporal e espacial de dados relativos à velocidade do vento, por meio de dados obtidos por sensores remotos e medições diretas realizadas por bóias oceânicas;

- Estimar a velocidade dos ventos de interesse à produção de energia elétrica e sua densidade de potência, por meio da aplicação de métodos estatísticos.

2. Revisão bibliográfica

2.1. Circulação geral da atmosfera

O Sol é o grande motor da dinâmica da atmosfera e dos oceanos, por meio do aquecimento diferenciado da superfície terrestre que, em função da latitude e do movimento de rotação do planeta, cria um excesso de radiação nas regiões equatoriais, em oposição, ao déficit de radiação nas regiões polares. A redistribuição do calor, que mantém o balanço energético do planeta, ocorre pelos deslocamentos, de grande escala, do ar (ventos) e da água (correntes oceânicas). O ar mais aquecido das regiões perto do Equador torna-se menos denso (mais leve) sobe e se desloca, em altitudes elevadas, em direção aos pólos. À medida que se esfria, desce e retorna ao Equador a baixas altitudes.

Nas latitudes compreendidas entre 30° N e 30° S, a circulação se faz, à superfície, em direção à Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) localizada próxima ao Equador e, em direção aos pólos, a níveis de altitude superiores, formando a denominada célula de convecção de Hadley e dando origem aos Ventos Alísios que se fazem sentir na costa nordeste do Brasil.

Nas latitudes entre 30° e 60° , em ambos os hemisférios, a circulação atmosférica é contrária à das células de Hadley. Nestas regiões são formadas as células de Ferrel, onde os ventos, denominados de Ventos de Oeste, se dirigem, à superfície, das zonas de altas pressões, localizadas aproximadamente a 30° N e 30° S, para os pólos (Figura 1). Esses ventos se caracterizam por uma grande variabilidade de intensidade em relação ao seu valor médio.

Nas altas latitudes de ambos hemisférios, entre as zonas de baixa pressão, situadas aproximadamente nas latitudes 60° N e 60° S, e os pólos, o esfriamento das massas de ar provoca a sua subsidência, dando origem a fluxos superficiais em direção ao equador, denominados de Ventos Polares de Leste apresentam velocidades superiores às dos Alísios. O encontro dessas massas de ar, mais frias, com os Ventos

de Oeste, mais quentes, forma uma região de descontinuidade, chamada de Frente Polar (Figura 1).

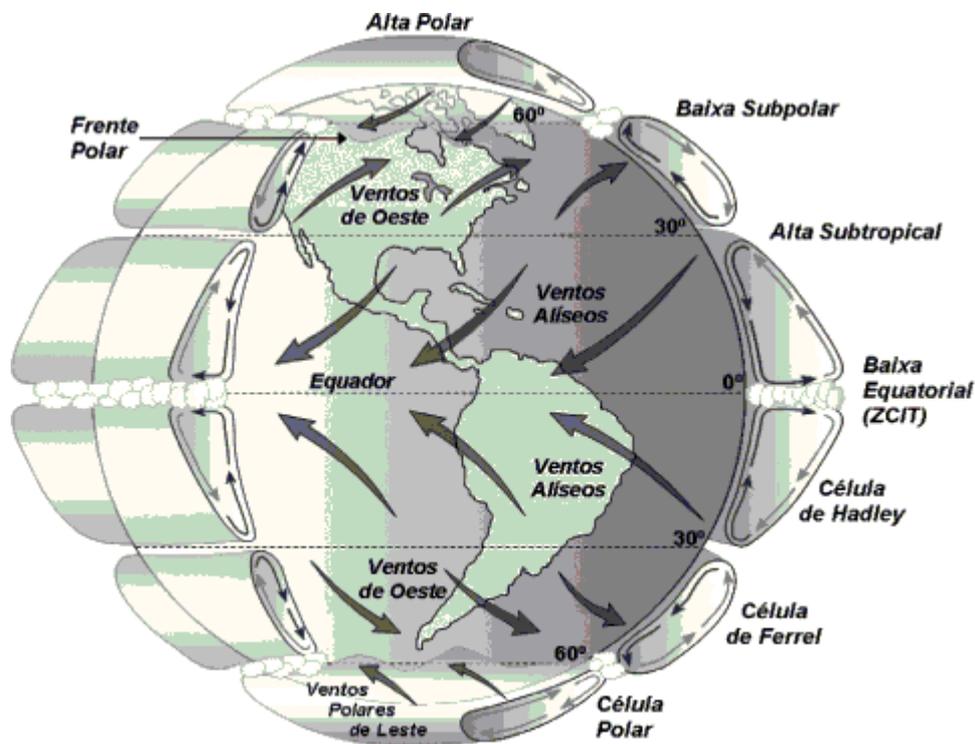


Figura 1: Esquema da circulação geral da atmosfera com a posição das células de circulação vertical e os ventos típicos próximos à superfície. Adaptado de Lutgens et al. 1995.

A Figura 2 apresenta a distribuição global das zonas de pressão. Em particular, no Hemisfério Norte, a presença de massas continentais influencia a distribuição das zonas de pressão que, em algumas regiões, são substituídas por células semipermanentes de alta e baixa pressão. Fortes variações sazonais de temperatura e umidade também influenciam a disposição e a intensidade destes sistemas de pressão (Holton, 2004).

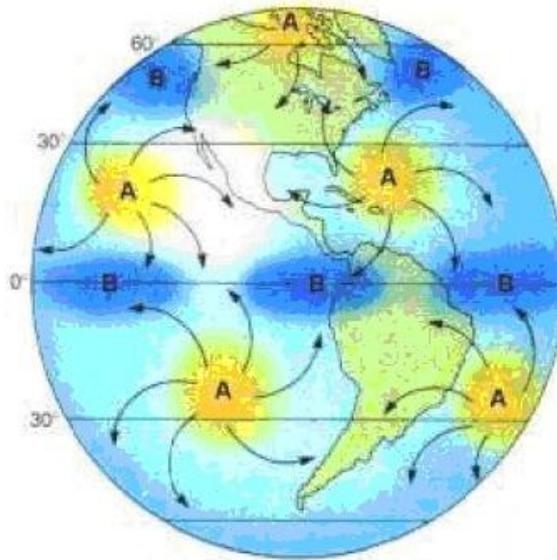


Figura 2: Distribuição das zonas de pressão influenciada pelos continentes.

É esse sistema de circulação geral da atmosfera que, por meio da transferência de energia do vento para a superfície oceânica, dá origem às denominadas correntes *wind driven* descritas na seção 2.2 (Pond, 1983).

2.1.1. A Zona de Convergência Intertropical

Dentre os sistemas de circulação global, se destaca a influência da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT). Embora se estenda, ao redor do planeta, ocupando uma faixa entre as latitudes de 3° a 5° N, no Atlântico, a ZCIT se localiza entre o Anticiclone Subtropical do Atlântico Norte (ASAN) e do Atlântico Sul (ASAS), na região do cavado equatorial (também denominada de *doldrums*). Caracteriza-se por baixas pressões atmosféricas permanentes, exercendo um papel fundamental na circulação geral da atmosfera, atraindo os ventos Alísios e transportando, por meio de fluxos ascendentes calor e umidade, dos trópicos para as altas latitudes. O seu posicionamento médio é na latitude 5° N (Figura 3). Nos meses chuvosos (de dezembro a março), a ZCIT se move em direção ao sul e, nos meses secos (de junho a novembro), em direção ao norte, sendo esta movimentação influenciada principalmente pela temperatura da superfície do Atlântico Sul (Holton, 2004).

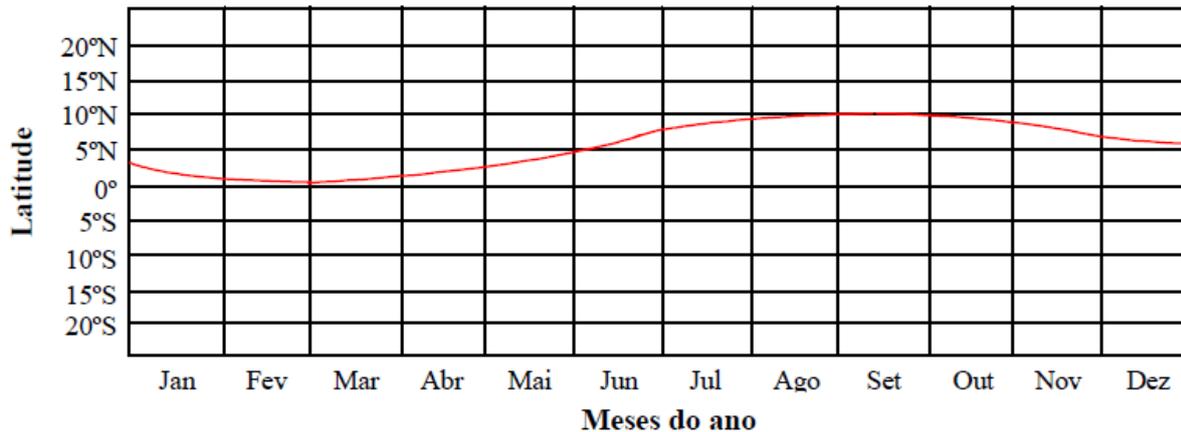


Figura 3: Variação anual da posição da ZCIT para as longitudes de 10° a 45° W.
 Fonte: Legler *et. al.*, 1984.

São as variações e intensidades, introduzidas por esses sistemas de pressão anticiclônicos, que alteram a posição e intensidade da ZCIT que, por sua vez, influenciam o clima, em particular a distribuição e intensidade das chuvas. O clima do Nordeste Brasileiro é fortemente influenciado pela intensidade e posição da ZCIT (Nimer, 1989; KAJANO *et al.*, 2009).

2.2. Caracterização oceânica

Em termos gerais, as correntes nas regiões do Atlântico Ocidental são caracterizadas por fluxo intensos, estreitos e bem definidos (Silveira *et al.*, 2000) em relação às correntes observadas no Atlântico Oriental, devido, em grande parte, ao fenômeno denominado de *westward intensification* (Stommel, 1948).

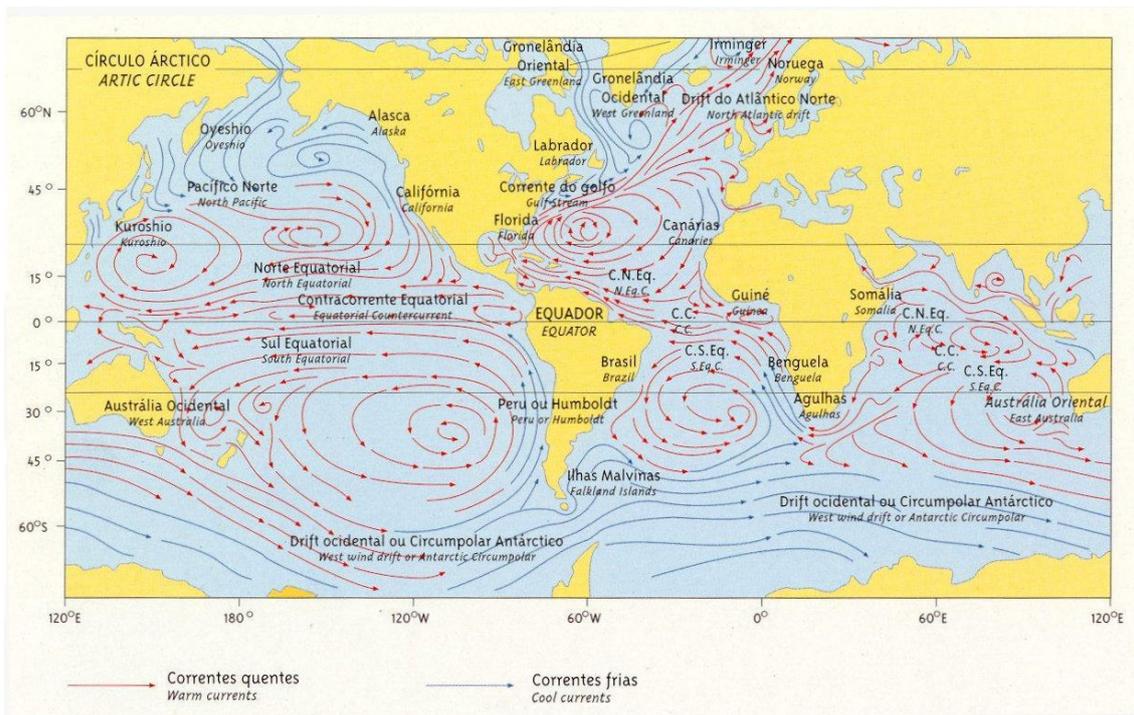


Figura 4: Correntes oceânicas de escala global.

Fonte: http://w3.ualg.pt/~prelvas/OceanogFisica/Folha3_2007.html

As feições oceanográficas mais importantes, presentes na área de estudo, são a Corrente do Brasil (CB) e a Corrente Norte do Brasil (CNB), importantes integrantes do giro, de sentido anti-horário, do Atlântico tropical sul (Figura 4). Ambas são alimentadas pela Corrente Sul Equatorial (CSE) que se desloca, no sentido Oeste, em direção ao Brasil, se estendendo, em geral, dos 4° N aos 15 - 25° S de latitude.

Alimentada pela Corrente de Benguela, a CSE é um fluxo largo, atingindo uma lâmina d' água até 100m de profundidade, que se divide em dois braços na altura do Cabo de São Roque, localizado na latitude de 5° S a 51 km norte da cidade de Natal. Um dos seus braços flui norte formando a Corrente Norte do Brasil (CNB) e, o outro, mais fraco, flui sul, se constituindo na CB.

A CNB é uma corrente bem definida e que transporta águas quentes do Atlântico Sul em a direção oeste, ao longo da costa norte do Brasil, cruzando o Equador, até ao hemisfério norte. Dependendo da estação do ano, parte do fluxo da CNB é retrofletida, em uma área denominada de zona de retroflexão da CNB, com a formação de anéis (*eddies*) de sentido horário, interagindo com a contra Corrente

Equatorial Norte (CCEN) ou com a Corrente da Guiana que transporta águas até à região sul do Mar do Caribe (Johns *et al.*, 1998).

A CB é a feição oceanográfica dominante na costa brasileira, fluindo junto à quebra da plataforma continental, na direção sul, desde 9° S até encontrar a Corrente das Malvinas, na altura de 38° S, aproximadamente (Stramma, 1991). Segundo Silveira *et al.* (2000), a CB é uma corrente de contorno oeste que "fecha" a circulação gerada pelo vento (*wind-driven*) no Giro Subtropical, sendo a sua extensão vertical composta, nos primeiros 3.000 m de lâmina de água, pelo empilhamento de várias massas de água: Água Tropical (AT), Água Central do Atlântico Sul (ACAS), Água Intermediária Antártica (AIA), Água Circumpolar Superior (ACS) e Água Profunda do Atlântico Norte (APAN). Na região de bifurcação da CSE (aprox. 5° S), a CB é uma corrente rasa, de até 600m de profundidade, que transporta para sul, fluindo junto à quebra da plataforma continental, uma massa de água quente e salina formada no Equador, como consequência da intensa radiação e excesso de evaporação em relação à precipitação, denominada por Emilson (1961) de Água Tropical. Em torno da latitude de 20° S, limite sul da presente área de estudo, o seu transporte cresce e se torna mais profundo com a contribuição da ACAS. Recebe, posteriormente, abaixo de 25° S, a contribuição das massas de água AIA e APAN. No entanto, o seu transporte de água é pequeno, quando comparado à corrente do Golfo, sua homóloga no hemisfério Norte. Ao longo do seu percurso, ocorrem meandros e vórtices, devido à influência do regime de ventos, mudança de orientação de linha de costa e gradiente da topografia de fundo (Silveira *et al.*, 2000).

2.3.A camada-limite planetária e suas características

A camada limite planetária (CLP) é a camada inferior da troposfera em contato direto com a superfície terrestre. Durante o dia, é também chamada de camada limite convectiva ou diurna e é dominada pela turbulência de natureza térmica (convecção térmica). No período noturno, forma-se, em seu lugar, uma camada limite estável ou noturna, com uma espessura de até 100 m, predominada pela turbulência mecânica (ação das forças de atrito quando próximo à superfície) (Wallace *et al.* 2006).

A circulação de ar na CLP sofre influência da superfície, nomeadamente pela ação das forças de atrito, devido à rugosidade natural do solo (ou oceano) e pelas transferências de calor, provocadas pelo aquecimento do ar em contato com a superfície. Estes fenômenos não se fazem sentir, acima da CLP, na denominada atmosfera livre, onde se considera que a circulação de ar (vento) é essencialmente geostrófica. Significa dizer que nessa camada, o efeito das forças de fricção com a superfície adjacente é negligenciável, sendo que a circulação do ar resulta do balanço entre o efeito Coriolis (provocado pelo movimento de rotação da Terra em torno do seu próprio eixo) e a força do gradiente de pressão (resultante das diferenças de pressão atmosférica nas duas localidades).

A CLP, de espessura da ordem de 1 km (Garvine & Kempton, 2008), é usualmente dividida em subcamadas, de acordo com as características e fenômenos que ali ocorrem, embora a separação entre elas não seja nítida. São elas: a subcamada laminar, camada-limite superficial, a camada de mistura e a camada de transição ou de entranhamento (Wallace *et al.* 2006).

A camada limite superficial (CLS), a mais relevante para a indústria da energia eólica, caracteriza-se por uma espessura na ordem de dezenas de metros, não excedendo, mesmo em condições de ventos muito fortes, os 150 m de altura. É nesta camada que ocorrem gradientes verticais intensos de temperatura que dominam a circulação do ar, por turbulência mecânica ou, progressivamente, à medida que altura aumenta, por convecção térmica, consequência do contato do ar com a superfície subjacente. Significa dizer que, na camada limite superficial, a estrutura do vento é condicionada principalmente pela natureza da superfície e pelo gradiente vertical da temperatura do ar (Varejão, 2006).

2.3.1. Estabilidade atmosférica

As condições de estabilidade atmosférica indicam o nível de turbulência presente na atmosfera, em particular na camada limite superficial. Se estável, os fluxos de ar são laminares (não turbulentos), isto é, os fluxos em alturas superiores se encontram desacoplados dos fluxos próximos à superfície. Se instável, existem movimentos convectivos que misturam o ar entre diferentes altitudes, como por exemplo, movimentos ascendentes provocados por térmicas. Sob condições neutras, o movimento do ar é governado principalmente por processos mecânicos, tais como o

cisalhamento vertical do vento (em inglês, *wind shear*), devido às forças de atrito (Manwell *et al.*, 2009). Nessas condições, assume-se também que o perfil vertical do vento (velocidade média do vento em função da altitude) tem a forma de uma função logarítmica.

Para efeitos de avaliação preliminar dos recursos eólicos a uma escala regional, no sentido de localizar áreas de potencial interesse, a estabilidade atmosférica é considerada neutra, permitindo a aplicação da denominada interpolação logarítmica (*log law*), utilizada para extrapolar a velocidade do vento, a partir de medição realizada a uma determinada altura até à altura do rotor de uma turbina eólica, normalmente entre 70 e 100 m (Pimenta *et al.*, 2008).

2.4. Caracterização do vento

2.4.1. Velocidade do vento

O vento é representado por um vetor tridimensional, cuja velocidade é definida pela expressão $\vec{V} = u\vec{i} + v\vec{j} + w\vec{k}$, onde u é a componente horizontal, v a componente meridional e w a componente vertical. Na prática, longe das áreas de convecção atmosférica, a componente vertical é negligenciada, ou seja, o vento acaba sendo considerado como a componente horizontal do vetor velocidade. Na indústria da energia eólica, a unidade de medida considerada é metros por segundo (m s^{-1}), sendo necessário saber a direção e velocidade para caracterizar o vento em um determinado ponto da atmosfera. Ambos os parâmetros são instantâneos e pontuais, dado que variam consoante a condição atmosférica no local (Varejão, 2006).

2.4.2. Perfil vertical do vento

O perfil vertical da velocidade do vento define-se como a alteração na componente horizontal da velocidade do vento, em função da altura (altitude). Deve-se ao atrito gerado entre o fluxo atmosférico e a superfície subjacente, que causa uma diminuição da velocidade do vento (tendendo para zero), à medida que se aproxima do solo. Em condições atmosféricas estáveis, pode ser aproximado (estimado) por uma curva do tipo logarítmica.

Dado que a conjuntura técnica atual possibilita a instalação de rotores de turbinas eólicas a alturas superiores a 100 m, impõe-se a necessidade de investigar a variação da velocidade do vento nas diferentes alturas, com o intuito de avaliar, não só a produção de energia elétrica com maior exatidão, como também os carregamentos e fadigas impostos aos mecanismos das turbinas eólicas.

2.4.3. Lei logarítmica

A lei logarítmica é muito utilizada para extrapolar a velocidade do vento de uma altura de referência z_0 para uma determinada altura desejada (por exemplo, altura do rotor de uma turbina eólica), por meio da seguinte expressão matemática:

$$U = U_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}, \quad \text{Equação 1}$$

onde:

U_{ref} = a velocidade do vento observada em determinada altura de referência,

z = altura para a qual a velocidade será extrapolada,

z_{ref} = altura de referência (medição) e

z_0 = rugosidade da superfície adjacente.

2.4.4. Perfil vertical da velocidade do vento em áreas continentais e oceânicas

A figura 5 compara os perfis verticais da velocidade do vento típicos observados em áreas continentais e no oceano.

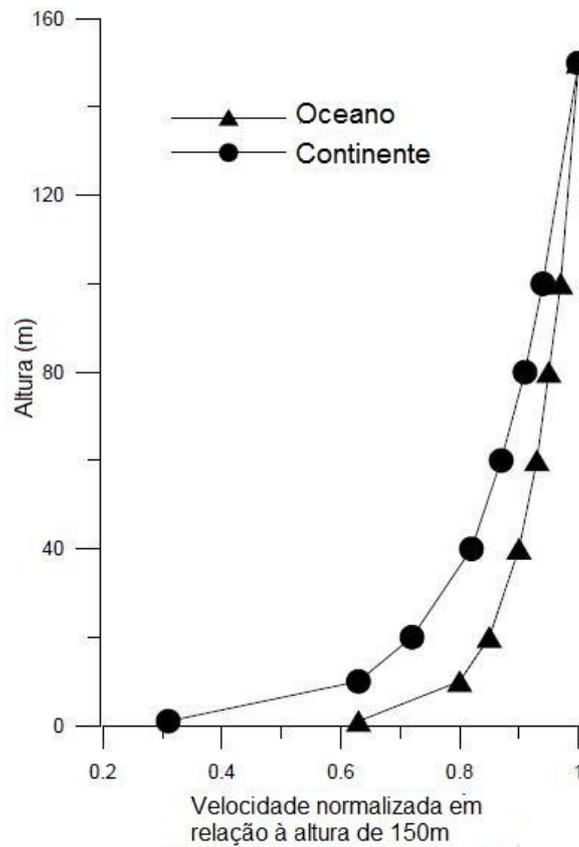


Figura 5: Velocidade normalizada em relação à altura de 150m em função da altura em áreas continentais e oceânicas. Fonte: Adaptado de Giebel *et al.*, 2007.

Nas áreas continentais observa-se um perfil de forma logarítmica, devido à redução mais acentuada da velocidade do vento pela interação com o solo. Nas áreas oceânicas, o perfil assume também uma tendência logarítmica, mas o fator de forma do perfil é diferente, devido ao menor atrito com a superfície oceânica que é menos rugosa. Os valores de rugosidade das diversas superfícies considerados, por norma (Manwell *et al.*, 2009), são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Valores de rugosidade de diferentes superfícies em milímetros (mm).

Fonte: adaptado de Manwell *et al.*, 2009.

Descrição do tipo de superfície	Z_0 (mm)
Superfícies muito lisas, neve ou lama	0,01
Mar aberto e calmo	0,20
Mar com ondas	0,50
Superfícies cobertas com neve	3,00
Gramados	8,00
Pastagens	10,00
Campos em pousio	30,00
Campos cultivados	50,00
Campos com algumas árvores	100,00
Muitas árvores, cercas, algumas edificações	250,00
Florestas	500,00
Subúrbios de cidades	1500,00
Centros de cidades com edifícios altos	3000,00

2.4.5. Influência das ondas na camada limite superficial

Nas áreas de mar aberto (*offshore*), com a ausência de obstáculos físicos, tais como relevo, edificações e vegetação, os ventos sofrem, primordialmente, o efeito da rugosidade da superfície oceânica. Empiricamente, quanto maior a velocidade do vento maior será o stress imposto por este à superfície do oceano e, conseqüentemente, maior será a rugosidade superficial. Porém, na prática, essas variações na superfície decorrentes das ondas são, em geral, negligenciadas em análises preliminares de recursos eólicos *offshore*. Nesses casos, considera-se uma rugosidade de superfície oceânica constante de $z_0 = 0,0002$ m. Nessas condições, assume-se que a velocidade do vento na altura dos rotores das turbinas eólicas mais modernas (a partir de 80 m) em áreas *offshore*, depende, principalmente, do *fetch* (distância efetiva sobre a qual o

vento atua sobre a superfície oceânica), condições de estabilidade da atmosfera, altura da camada limite planetária e do perfil vertical da temperatura do ar (Landberg *et al.*, 2003; Peña *et al.*, 2008).

2.4.6. Densidade de potência

A densidade de potência é um parâmetro fundamental na avaliação dos recursos eólicos, na medida em que fornece uma medida do potencial de geração de energia para uma determinada estimativa do valor médio do vento, independentemente das especificidades técnicas das turbinas eólicas. É expressa em watts por metro quadrado (W m^{-2}) e representa o fluxo de energia cinética por unidade de área.

A densidade de potência é obtida por meio da seguinte expressão matemática:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot u^3, \quad \text{Equação 2}$$

onde:

u = velocidade do vento e

ρ = densidade do ar.

Em condições tropicais típicas, ou seja, ao nível médio do mar e, considerando, uma temperatura média de 25°C , a densidade do ar é, aproximadamente, $1,18 \text{ kg m}^{-3}$ (normalmente assumida como constante).

Regra geral, áreas apresentando densidades de potência média anual superiores a 200 W m^{-2} são consideradas adequadas à produção de energia eólica. Contudo, algumas áreas de menor potencial ($150\text{-}200 \text{ W m}^{-2}$) podem se tornar viáveis economicamente, caso se adote alturas de rotor mais elevadas. As melhores áreas são aquelas, onde se observam densidades a partir de 400 W m^{-2} , consideradas como muito boas. Densidades de potência superiores a 700 W m^{-2} indicam excelente potencial para a exploração de energia eólica (Manwell *et al.*, 2009).

2.4.7. Variações temporais e espaciais dos ventos

2.4.7.1. Variações temporais

As variações temporais da velocidade do vento se incluem em duas categorias: variações de longo e de curto período.

Variações de longo período: variações interanuais e sazonais

Entre as variações de longo período se encontram as variações interanuais e sazonais. Ambas são decorrentes de movimentos atmosféricos de grande escala (escala sinótica e circulação geral planetária).

Em uma escala de décadas, observam-se, em geral, variações interanuais da velocidade do vento de pouca amplitude de ano para ano. No nordeste brasileiro, essas variações interanuais são pequenas. De acordo com Silva (2003), as velocidades médias anuais do vento, observadas no Farol do Calcanhar-RN, apresentaram variações inferiores a 13% durante o período de 1980 a 2000.

De modo similar, considerando uma escala de meses a anos, os regimes de vento apresentam também variações de caráter sazonal bem definidas ao longo do ano que, no caso do nordeste brasileiro, são de grande amplitude, sendo governadas, principalmente, pela movimentação da ZCIT. Nos meses de Agosto e Setembro, com o recuo da ZCIT em direção ao norte (Equador), acentuam-se os gradientes térmicos oceano-terra e, por consequência, os Alísios se intensificam, por meio da ação conjunta com as brisas marítimas. De modo reverso, na época chuvosa (em particular, nos meses de fevereiro e março), a aproximação da ZCIT diminui a velocidade dos ventos.

Variações de curto período: variações diurnas e variações de curta duração

Embora de natureza estocástica, os ventos se caracterizam por variações diurnas bem definidas, influenciadas fundamentalmente, por gradientes térmicos locais do tipo oceano-terra e montanha-vale.

As variações de curta duração são de grande importância no contexto de uma usina eólica, dado que podem se traduzir em carregamentos e consequente fadiga nos componentes estruturais de uma turbina eólica, comprometendo a sua longevidade. As

turbulências e rajadas incluem-se nesse tipo de variações. As turbulências podem-se considerar como flutuações estocásticas da velocidade do vento que ocorrem, em uma escala de 1 segundo a 10 minutos, em qualquer das componentes do vento: horizontal (na mesma direção do vento), meridional (perpendicular à direção predominante) e vertical. As rajadas são variações bruscas da velocidade do vento, em geral, também acompanhadas por variações de direção. São descritas em termos da sua recorrência e são de difícil modelagem. Regra geral considera-se como rajada, a velocidade média de vento observada mais elevada (referente a um período típico de 10 minutos), durante um período extenso de tempo, em um determinado local (Manwell *et al.*, 2009).

2.4.7.2. *Variações espaciais*

Macroescala (planetária)

As variações espaciais de macroescala são influenciadas pelos mecanismos de circulação geral ou à escala planetária já descritos na seção 2.1, devido ao aquecimento desigual da superfície da Terra e que dão origem aos Ventos Alísios, particularmente importantes no Nordeste Brasileiro.

Mesoescala (regional)

A circulação de mesoescala ou regional é, em ambientes litorâneos e no caso da costa nordestina brasileira, determinada essencialmente pela interação dos ventos Alísios (de macroescala) com fluxos ocasionados por gradientes térmicos (brisas marítimas e terrestres), devidos às distintas capacidades térmicas das superfícies terrestre e oceânica.

As brisas marítimas desenvolvem-se durante o dia. Quando o continente aquece mais rapidamente, o ar sobre ele é também aquecido e sobe, dando origem a uma baixa pressão localizada. O ar ascendente é então substituído por um fluxo de sentido oceano-terra que flui para a baixa pressão sobre o continente. De modo inverso, durante a noite, o sentido da brisa, se inverte, dando origem às brisas terrestres (Figura 6).

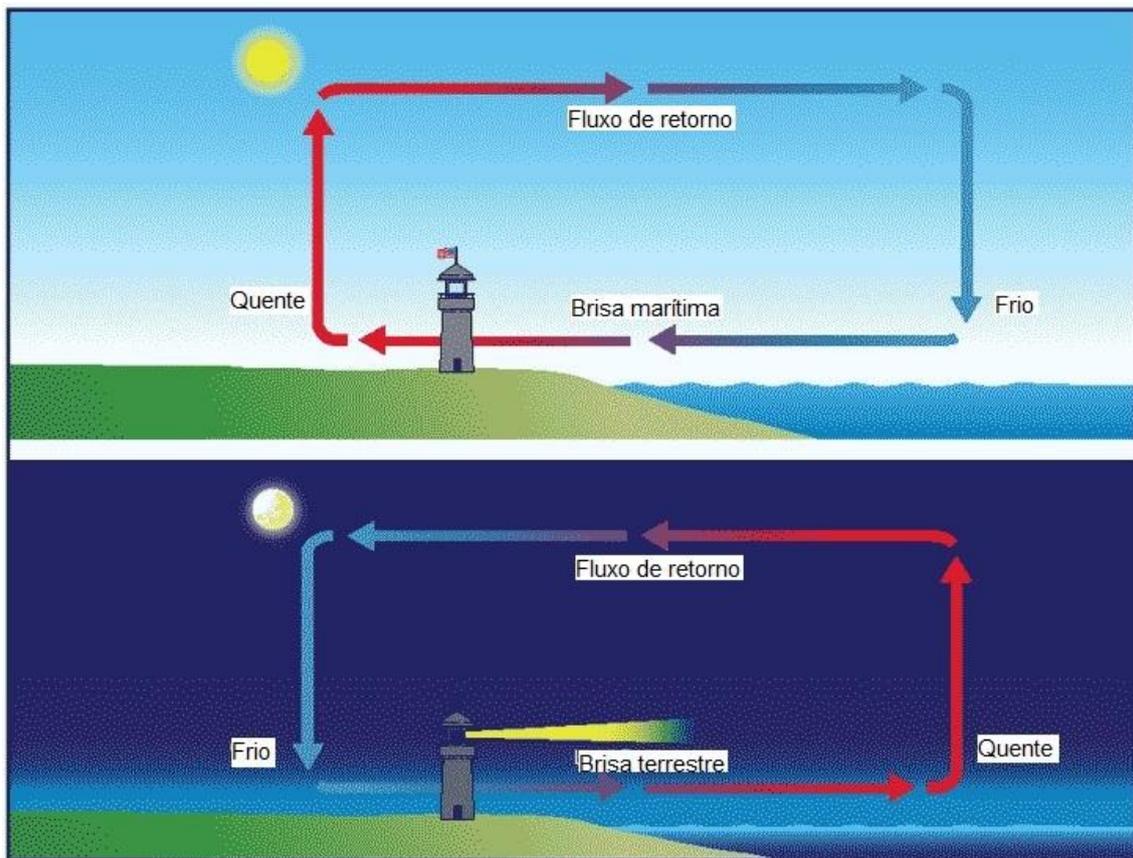


Figura 6: Fluxos térmicos: brisa marítima (painel superior) e brisa terrestre (painel inferior)

Microescala (local)

O fluxo atmosférico de microescala sofre a ação de efeitos localizados (fatores locais), sendo governado, fundamentalmente, pelo atrito do vento em contato com o solo que ocasiona a diminuição, com intensidade variável, da velocidade do vento, dando origem ao denominado cisalhamento vertical do vento.

Segundo Silva (2003) os principais mecanismos de micro escala são: (i) fenômenos aerodinâmicos associados a topografia local (elevações, depressões, entre outros) e a obstáculos naturais ou artificiais (vegetação, edifícios, entre outros); (ii) fenômenos associados às diferenças de rugosidade entre as várias superfícies adjacentes ao fluxo atmosférico e (iii) fenômenos decorrentes da variação do fluxo de calor nos limites entre duas superfícies de características diferentes (por exemplo, com capacidades térmicas diferentes)

A Figura 7 sintetiza os diferentes efeitos de fatores locais.

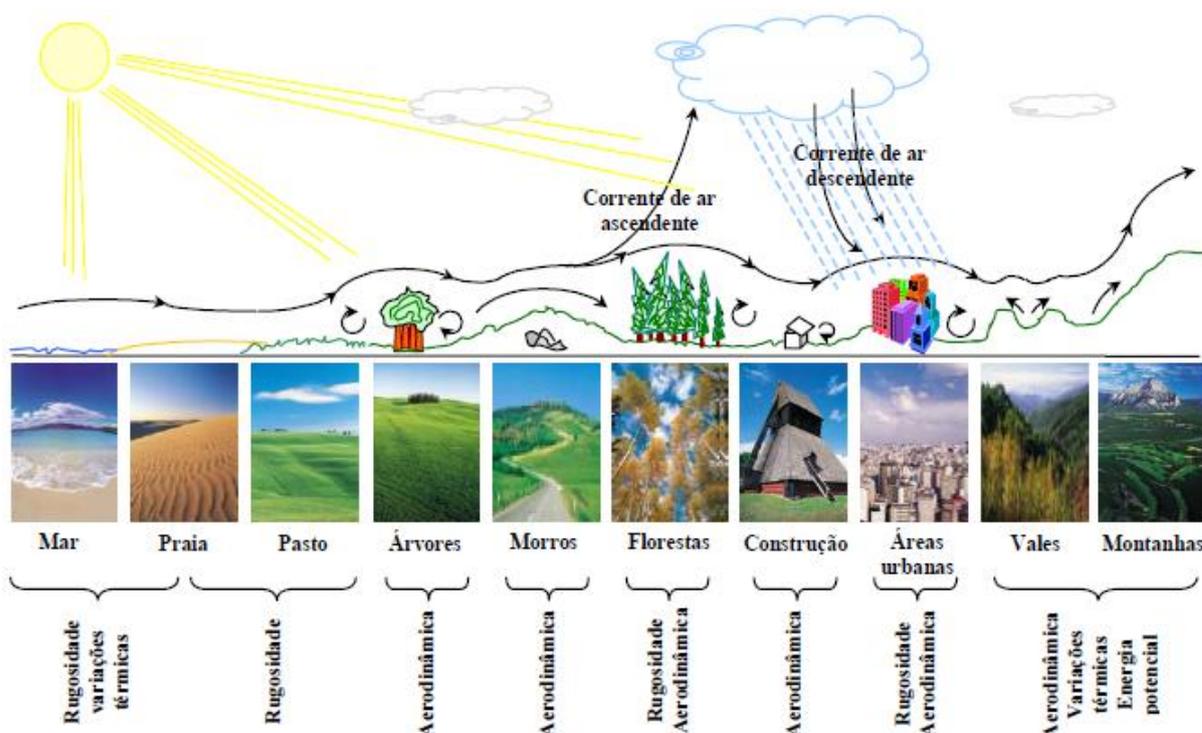


Figura 7: Esquema dos diferentes efeitos de fatores locais. Fonte: Adaptado de Silva, 2003.

2.5. Avaliação dos recursos eólicos offshore

De acordo com Sempreviva *et al* (2008) a avaliação de recursos eólicos pode ser conceptualizada em duas fases distintas: (i) uma avaliação preliminar à escala regional para mapeamento de locais promissores para a instalação de parques eólicos; (ii) avaliação local específica, em maior detalhe, tomando em conta a climatologia do vento, perfil vertical e turbulência atmosférica, incluindo ainda, uma avaliação da estacionariedade (se as variações são independentes em relação à escala temporal) da série histórica das distribuições da velocidade do vento, no sentido de identificar possíveis mudanças futuras nos padrões de vento. O presente trabalho aborda as atividades relativas à primeira fase acima descrita.

2.5.1. Dados de velocidade do vento nos oceanos

O vento oceânico pode ser estudado por meio de medições quantitativas da sua direção e velocidade, quer estas sejam obtidas *in situ* (de forma direta), por meio de anemômetros instalados em bóias oceânicas ou em navios de oportunidade, ou por intermédio de sensoriamento remoto (de forma indireta), na forma de modelos numéricos atmosféricos (ex.: dados de reanálises do NCEP/NCAR), por equipamentos do tipo LIDAR, SODAR, ou ainda medidos por sensores aerotransportados ou instalados a bordo de satélites, como os do tipo escaterômetro (ex.: QUIKSCAT, ASCAT) ou do tipo radar de abertura sintética (ex.: ENVISAT-ASAR).

2.5.2. Medições diretas

2.5.2.1. Mastros meteorológicos

Os mastros meteorológicos equipados com anemômetros constituem o método tradicional de medição da velocidade e direção dos ventos. Os anemômetros devem ser calibrados regularmente, por forma a garantir a precisão das suas leituras. Os padrões de qualidade desse tipo de medições e a interpretação uniforme das normas técnicas e recomendações internacionais são objetivos da rede de co-operação MEASNET, que congrega empresas e institutos importantes na indústria da energia eólica.

No entanto, os elevados custos de instalação de mastros, vêm desencorajando a sua utilização e impulsionando o uso de LIDARs e SODARs, não só por sua portabilidade, como também por proporcionarem um grande número de medições em diferentes pontos de localização. Os elevados custos de instalação de mastros são devidos às alturas, em muitos casos, superiores a 100m em que são instalados os rotores das turbinas eólicas atuais, bem como à penetração de empreendimentos eólicos em localidades de maior complexidade (áreas de floresta e áreas acidentadas e montanhosas).

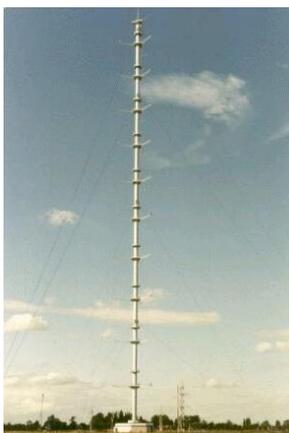


Figura 8: Mastro meteorológico equipado com anemômetros colocados em diferentes alturas. Fonte <http://www.knmi.nl/>.

2.5.2.2. *Bóias oceânicas*

Medições *in-situ* de velocidade e direção do vento oceânico são, em grande parte, realizadas por meio de instrumentos meteorológicos instalados em bóias fundeadas em alto-mar. Um dos mais importantes programas de bóias oceânicas é o projeto PIRATA (Pilot Research Moored Array in the Tropical Atlantic (PIRATA)), produto de uma cooperação multinacional entre Estados Unidos, França e Brasil.

Iniciado em 1997, o projeto PIRATA objetiva estudar, nas escalas de tempo sazonal, interanual e multidecenal, a variabilidade climática do sistema oceano-atmosfera na região tropical do oceano Atlântico que é de fundamental importância para o entendimento das variações regionais climatológicas nas áreas continentais adjacentes (Bourlès *et al*, 2008). O programa conta com bóias do tipo Autonomous Temperature Line Acquisition System (ATLAS) fundeadas em posições geográficas estratégicas que variam de 21° N a 19° S de latitude e de 8° E a 38° W de longitude. O mapa de localização dessas bóias é apresentado na Figura 9b.

As bóias representadas por quadrados vermelhos pertencem ao programa inicial (as primeiras a serem instaladas), as estrelas azuis denotam as bóias que fazem parte da extensão nordeste, os círculos em verde indicam aquelas que pertencem à extensão sudoeste, os triângulos amarelos representam a extensão sudeste e, por último, as cruces em verde indicam as medições realizadas em ilhas.

Os equipamentos instalados medem as seguintes variáveis: velocidade e direção dos ventos de superfície na altura de 4 metros a cima do nível médio do mar, temperatura do mar (na superfície e em diferentes profundidades), temperatura do ar, umidade relativa, precipitação média diária, velocidade e direção de correntes oceânicas, temperatura, pressão e salinidade da água do mar em várias profundidades até à profundidade máxima de 500m (Bourlès *et al*, 2008). No presente trabalho são consideradas as variáveis relacionadas ao vento (velocidade e direção) e a precipitação média diária.

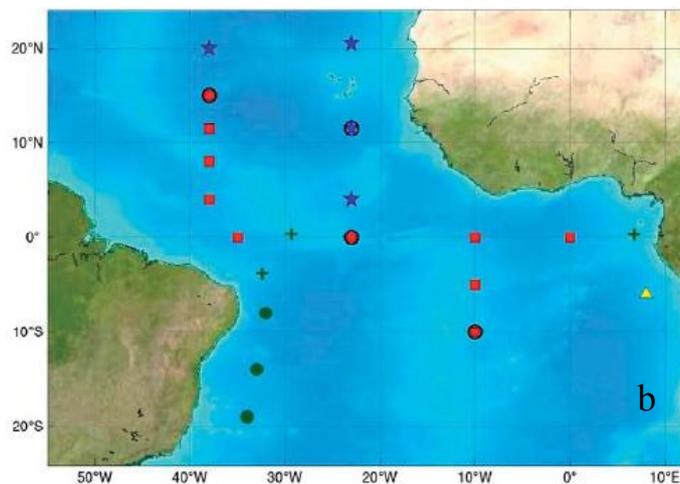
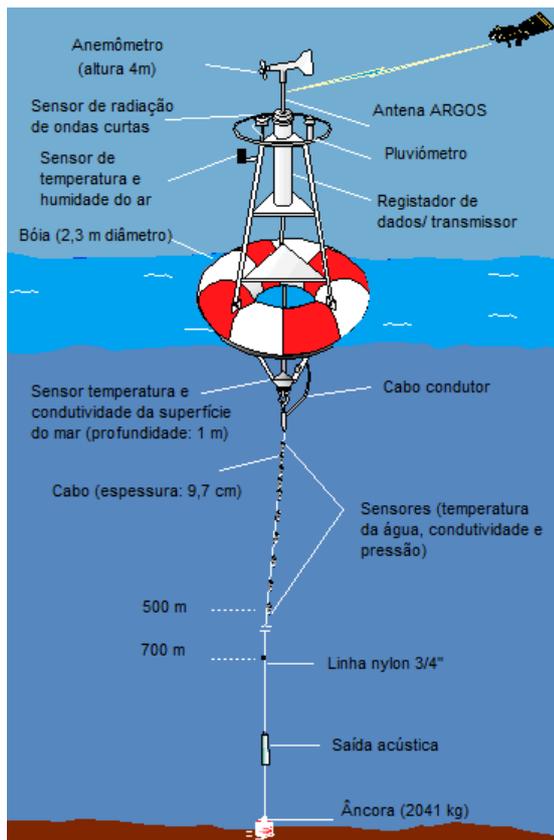


Figura 9: Equipamentos instalados nas bóias oceânicas do programa PIRATA (a) e sua localização geográfica (b). Fonte: Bourlès et al., 2008.

2.5.3. Medições indiretas

2.5.3.1. Sensoriamento remoto terrestre: sodars e lidars

Ao contrário dos anemômetros, que para obterem dados de vento a diferentes alturas necessitam ser instalados a diferentes alturas, os equipamentos SODAR (Sonic Detection and Ranging) e LIDAR (Light Detection and Ranging) permitem obter, simultaneamente, o perfil vertical do vento completo até determinada altura desejada.

A tecnologia SODAR permite a medição da velocidade do vento por meio da propagação de uma sequência de sinais sonoros curtos transmitidos para a atmosfera, nas frequências de 2000 a 4000 Hz, em três inclinações diferentes. O receptor (microfone) capta o retorno de uma pequena fração do som emitido, que se espalha em todas as direções, devido às diferenças de temperatura e turbulência na atmosfera. O equipamento calcula a velocidade do vento a partir do efeito Doppler observado na diferença de frequências entre a onda de som transmitida e a que retorna ao receptor. Existem duas configurações: monoestática e biestática, com a diferença de que na última, o transmissor e os receptores são colocados a uma distância de 100 a 200m, o

que apresenta vantagens em situações de ventos mais fortes. Os SODARs, usualmente utilizados no sensoriamento remoto do vento, realizam medições até 200-300m de altura, dependendo da sua dimensão, frequência da onda sonora e condições atmosféricas presentes (Figura 10).

Em relação à precisão, estudos apontam para correlações, em média, maiores que 95% em comparação com anemômetros (Wagner *et al.*, 2009). Entre outros fatores, as medições realizadas por SODAR são essencialmente prejudicadas em condições de estabilidade atmosférica neutra ou de ventos mais intensos (a partir de 15 m s^{-1}), na vizinhança de locais ruidosos, menor taxa de amostragem (1 pulso é transmitido a cada 3 segundos, demorando 6-10 segundos para calcular todos os 3 componentes do vento) (Mikkelsen, 2010).

Os equipamentos do tipo SODARs são relativamente baratos (apenas 25% dos custos de um LIDAR), no entanto, não apresentam ainda uma precisão adequada às da indústria da energia eólica.



Figura 10: Sodar ACS 400 series (painel esquerdo) e Sodar ACS 200 Series (painel direito). Fonte: <http://www.minisodar.com/>.

Os LIDARs se dividem em 2 grupos distintos, de acordo com o princípio de medição adotado: (i) de onda contínua (CW - *continuous wave*) e (ii) onda pulsada (*pulsed lidars*). Ambos transmitem uma radiação eletromagnética (luz) na forma de laser com uma onda de frequência previamente definida, de cerca de $1,5 \mu\text{m}$. O seu princípio de funcionamento consiste em medir a variação de frequência (efeito Doppler) do pulso refletido devido à velocidade de deslocamento de pequenos aerossóis em suspensão no volume atmosférico atingido pelo pulso. Os LIDARs de

onda contínua transmitem um feixe contínuo que permite determinar a velocidade a uma altura pré-definida. O seu funcionamento é similar ao de um telescópio, na medida em que o lidar de onda contínua precisa focar o seu feixe em cada altura, separadamente. Os LIDARs de onda pulsada emitem pulsos curtos que são capazes de medir, simultaneamente, a velocidade do vento em várias altitudes. Contrariamente aos LIDARs de onda contínua, a resolução espacial é independente da altura de medição. Os LIDARs atuais permitem efetuar medições até 150- 200m de altura (Figura 11).



Figura 11: Lidar QinetiQ Zephyr da empresa Natural Power do tipo onda contínua (painel esquerdo) e Lidar Windcube v2 da empresa Leosphere do tipo onda pulsada (painel direito). Fonte: www.naturalpower.com e www.leosphere.com, respectivamente.

Embora mais caros que os SODARs, os LIDARs possuem maior precisão em relação aos primeiros, devido à natureza da luz, que se propaga, aproximadamente, 1 milhão de vezes mais rápido que o som, permitindo um maior controle do feixe e uma taxa muito superior de amostragem. Estudos comparativos com medições obtidas por anemômetros e por LIDARs resultaram em coeficientes de regressão de 0,99 (Wagner *et al.*, 2009). Acredita-se que a tecnologia LIDAR é a que apresenta maior potencial futuro, em termos de detecção remota terrestre da velocidade do vento, prevendo-se também que estes dispositivos possam vir a ser integrados a sistemas de controle de turbinas, no intuito de melhorar a sua produtividade e longevidade.

Porém, medições obtidas por LIDARs e SODARs, apesar do seu contínuo desenvolvimento tecnológico, ainda enfrentam ceticismo entre investidores, em especial, no quesito precisão, dado que erros na medição da velocidade do vento superiores a 1% resultam em erros de cerca de 3% na aferição da produção média de energia (Mikkelsen, 2010).

2.5.3.2. Sensores remotos instalados em satélites

Outra alternativa às medições diretas obtidas *in situ* é a obtenção de dados por satélite, nomeadamente por meio de sensores remotos do tipo escaterômetro, tais como o QUIKSCAT (Liu, 2002; Chelton *et al.*, 2006; Pimenta *et al.*, 2008) e ASCAT (Bentamy *et al.*, 2008), sensores de microndas passivos, tais como o SSM/I, AMSR-E, TMI e SSMIS (Mears *et al.*, 2001; Meissner *et al.*, 2001) ou, ainda, por meio sensores radares de abertura sintética (SAR) aerotransportados (Claro, 2008) ou a bordo de satélites orbitais (Badger *et al.*, 2010; Hasager *et al.* 2006).

A Figura 12 apresenta uma linha de tempo de missões de satélites com sensores capazes de aferir (de forma indireta) a velocidade do vento. São apresentadas as missões passadas, em curso e as planejadas.

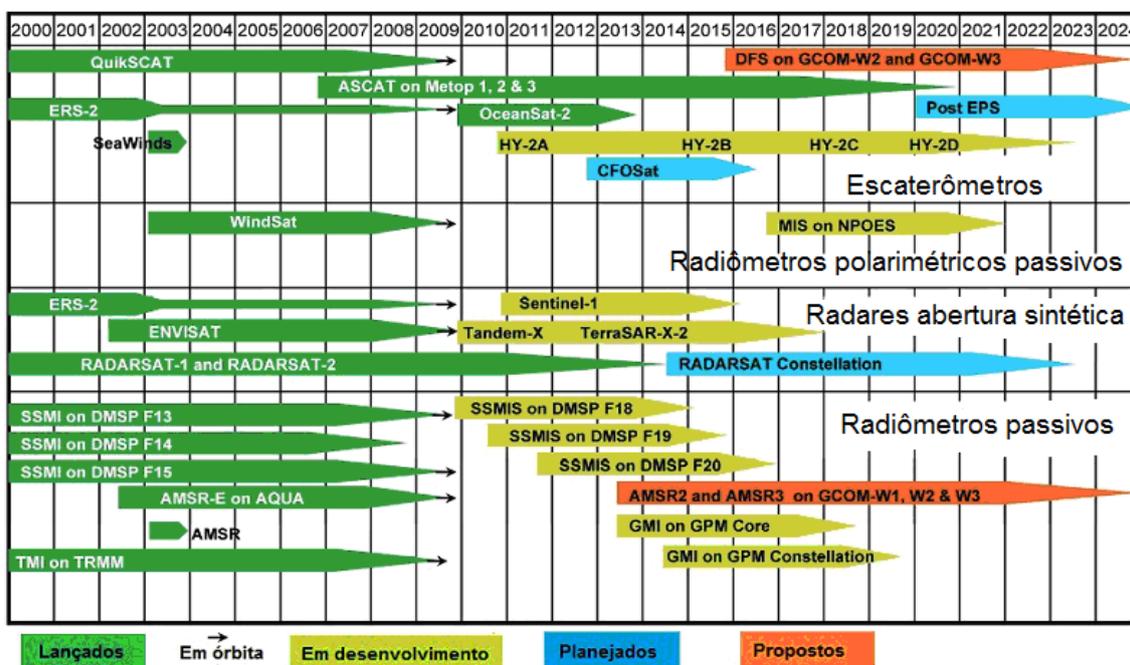


Figura 12: Linha de tempo de missões de satélites utilizáveis para avaliação do potencial eólico. Ano de referência: 2009. (Fonte: Bourassa *et al.*, 2010).

2.5.3.3. Princípios físicos do escaterômetro e SAR

O princípio físico que governa a aplicação do sensoriamento remoto, nomeadamente de radares de abertura sintética (SAR) e escaterômetros, à resolução do campo de ventos marinho é o efeito (espalhamento) de Bragg. O sinal emitido pelo sensor é retroespalhado quando atinge a superfície oceânica que, sob a ação do vento, apresenta ondas curtas de gravidade e ondas capilares. As ondas curtas de gravidade são geradas pela interação de duas forças: o princípio de Arquimedes (que tende a fazer com que a matéria, em repouso num fluido, flutue) e a gravidade (que empurra a matéria em direção à superfície). Já as ondas capilares são pequenas ondas superficiais de comprimento de onda muito pequeno, formadas pela ação do vento na superfície da água e que se dissipam rapidamente quando esse estímulo cessa. Em suma, significa dizer que, quanto maior a intensidade do vento, mais rugosa será a superfície oceânica e, por consequência, maior o sinal retroespalhado que retorna ao sensor.

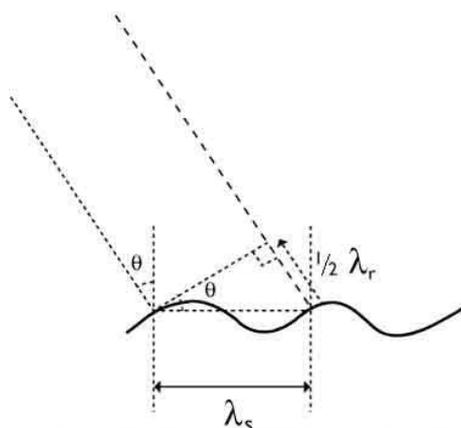


Figura 13: Representação gráfica do efeito Bragg

O comprimento de onda λ_s é dependente do vento próximo à superfície oceânica (Figura 13), sendo obtido por meio da seguinte expressão matemática:

$$\lambda_s = \frac{\lambda_r \cdot n}{2 \cdot \text{sen}(\theta)} \quad \text{Equação 3}$$

onde:

λ_r = comprimento de onda medido pelo sensor ativo (radar ou escaterômetro);

λ_s = comprimento de onda da onda de superfície;

θ = ângulo de incidência do feixe emitido pelo sensor e

n = número inteiro positivo

2.5.3.4. Escaterômetros

Os escaterômetros medem o stress relativo à transferência de energia do vento para a superfície oceânica. O retroespalhamento, sinal que retorna ao sensor, é diretamente afetado pela rugosidade da superfície que, por sua vez, é altamente correlacionada com o vento próximo à superfície (Sempreviva *et al.*, 2008). A aplicação de modelos geofísicos (ex.: CMOD4) permite extrair, para 10 metros acima da superfície oceânica, a direção, com precisão aproximada de 20 graus, e velocidade de ventos, de intensidade entre 2 a 20 m s⁻¹, com raízes de erro quadrático médio (RMSE) aproximados de 1,414 m s⁻¹. No entanto, esse tipo de sensores apresenta limitações em regiões costeiras, em particular em uma faixa de até 25 km em relação à linha de costa, pois o sinal de radar que é retornado ao sensor é contaminado por sinais refletidos pelo continente (Liu, 2002). Ocorre igualmente um efeito costa, que introduz maior complexidade dos fluxos costeiros, devido principalmente a (i) descontinuidade da superfície na linha de costa, (ii) influência da topografia no continente e (iii) gradientes térmicos (Barthelmie *et al.*, 2007). Estudos apontam também que os escaterômetros tendem a subestimar ventos fortes (Stoffelen, 1998) e que existe uma contaminação das leituras em dias de chuva (Stiles *et al.*, 2002).

Os mais importantes trabalhos realizados, que usaram escaterômetros e que tiveram por objeto a região do Atlântico Tropical e Sul, foram os de Baptista (2003), que utilizou o escaterômetro ERS 1, e ainda, Pimenta *et al.* (2008) e Ortiz *et al.* (2011), que utilizaram o escaterômetro QUIKSCAT. Em particular, Pimenta *et al.* (2008) usaram uma série histórica de oito anos (1999-2007) do QUIKSCAT comparando-a com medições realizadas a partir de bóias oceânicas, objetivando avaliar os recursos eólicos na região sul ao largo da costa brasileira. Esse estudo mostrou que dados obtidos por sensoriamento remoto do tipo escaterômetro podem ser usados, complementarmente, a medições diretas realizadas in situ (no caso, bóias oceânicas), para mapear, com sucesso, recursos eólicos em regiões oceânicas extensas, incluindo áreas até 100 km em relação à costa, onde Pimenta *et al.* (2008) observaram um erro quadrático médio (em inglês, Mean Squared Error) de 2,2 m s⁻¹ (equivalente a erro quadrático médio - RMSE igual a 1,483 m s⁻¹), apesar de vários estudos apontarem para uma maior inexatidão das leituras realizadas pelo QUIKSCAT em

regiões perto da costa. Posterior a Pimenta et al. (2008), Ortiz *et al.* (2010) utilizou também o mesmo sensor para mapear, com sucesso, toda a extensão da costa brasileira. No entanto, com a descontinuação da missão QUIKSCAT em novembro de 2009, é imperial promover a aplicação de outros escaterômetros, como o ASCAT.

2.5.3.5. Radares de abertura sintética (SAR)

Sensores do tipo radar de abertura sintética (SAR), operando principalmente nas bandas C (4-8 cm) e L (15-30 cm), vêm sendo utilizados, com sucesso, na determinação de campos de vento marinho (Hasager *et al.*, 2005, 2006 e 2011; Horstmann *et al.*, 2003, Monaldo *et al.* 2004). A sua aplicabilidade é relevante em estudos preliminares, à escala regional, com o intuito de identificar locações promissoras para a instalação de parques eólicos, em particular, nas áreas costeiras, na qual a maior resolução espacial (na ordem de metros) do sensor do tipo SAR possibilita resolver a maior variabilidade dos ventos costeiros. Atualmente, os sensores SAR mais utilizados no mapeamento de recursos eólicos encontram-se nos satélites ENVISAT (sensor ASAR), RADARSAT-1 e ERS-2, todos operando na banda C. Existem, no entanto, algoritmos desenvolvidos também para a banda X (2.5-4 cm) do sensor TerraSar-X-2 (Lehner *et al.*, 2009).

Tabela 1: Resolução temporal e espacial dos dados de sensores remotos do tipo SAR utilizados para a avaliação de recursos eólicos.

Satélites & sensores	Tempo de aquisição	Banda espectral	Resolução temporal	Resolução espacial
ERS 1	1991- 2000	C	A cada 3, 35, 176 dias	30 m
RADARSAT 1	1995- até hoje	C	A cada 24 dias	10, 30 e 100 m
ERS- 2	1995 – até hoje	C	A cada 3, 35, 176 dias	30 m
ENVISAT - SAR	2002- até hoje	C	A cada 3 dias	30, 150 e 1000 m
RADARSAT 2	2007- até hoje	C	A cada 24 dias	3, 25, 50 e 100 m
ALOS- PALSAR	2006 – 2011	L	A cada 46 dias	10 m e 100m
TerraSAR X-2	2007 – até hoje	X	A cada 11 dias	1, 3 e 18 m

Esses sensores permitem avaliar com bastante precisão os ventos sobre a superfície oceânica, uma vez que em estudos realizados por Hasager et al. (2004) e (2006) se obteve um alto coeficiente de correlação (R) igual a 0,91 entre estimativas da velocidade do vento obtidas por imagens SAR e observações *in situ* com um EQM inferior a $1,3 \text{ m s}^{-1}$.

Porém, o acesso a dados SAR não é público, como acontece com os dados de sensores do tipo escaterômetro. Consequentemente, estudos que utilizem SAR se tornam mais onerosos, dado que, no mínimo, são necessárias 70 imagens SAR para estimar, com grau de confiança adequado, a velocidade média do vento e de cerca de 2.000 imagens para estimar a densidade de potência (Barthelmie *et al.* 2003; Pryor *et al.* 2004).

2.5.3.6. Radiômetros passivos

Os ventos oceânicos podem ser também estimados a partir de radiômetros passivos, tais como o SSM/I, AMSR-E, TMI e SSMIS, que estimam a velocidade dos ventos por meio do espalhamento de micro-ondas, que ocorre com o vapor de água na atmosfera e com a rugosidade da superfície oceânica. Esse princípio físico permite estimar, entre outros parâmetros, os ventos à superfície com resoluções espacial e temporal de 25 km e 12 horas, respectivamente (Mears *et al.*, 2001). As estimativas obtidas são bastante precisas quando comparadas com as obtidas por escaterômetros e anemômetros instalados em bóias oceânicas, tendo sido observados EQMs menores que 1 m s^{-1} (Mears *et al.*, 2001). Apesar da sua comprovada precisão, os radiômetros passivos apresentam também algumas limitações, pois não são capazes de estimar a velocidade dos ventos em condições de chuva (Hilburn *et al.*, 2008).

Por se encontrarem em órbita, desde 1996, no mínimo, três sensores desse tipo possuem a vantagem de facultar séries temporais de dados mais extensas em relação a outros tipos de sensores.

2.5.3.7. Blended Sea Winds

As áreas onde inexistem cobertura, espacial e temporal, por observações *in situ* e, até mesmo, por observações individuais realizadas por sensores remotos, podem ser estudadas, por meio de produtos como o Blended Sea Winds (BSW), responsabilidade da National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). No presente

caso, é formada uma extensa série histórica de observações, desde 9 de julho de 1987, por meio da fusão, usando métodos de interpolação, de até seis sensores diferentes: os SSM/I (Special Sensor Microwave Imager), TMI (Microwave Imager), AMSR-E (Advanced Microwave Scanning Radiometer) e o QuikSCAT (Quick Scattometer). A Figura 14 mostra o tempo de atividade de cada um dos satélites que integram o produto BSW.

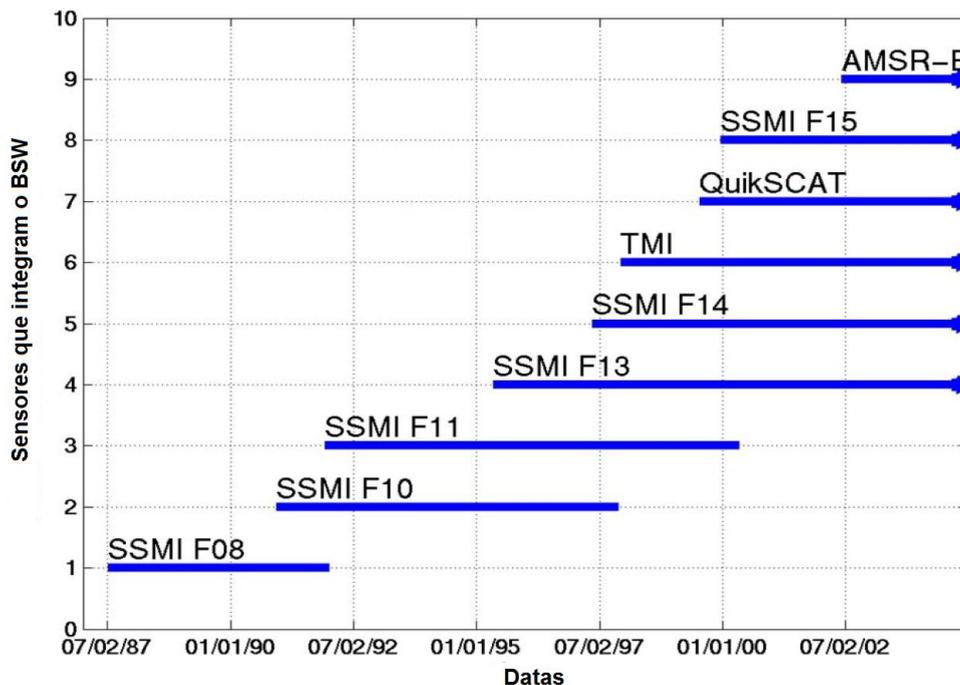


Figura 14: Linha do tempo de atividade dos diferentes satélites do BSW.

De acordo com Zhang (2006), produtos como o Blended Sea Winds apresentam diversas vantagens em relação às observações realizadas in-situ, pois estas últimas, por serem medições diretas, são essenciais para fornecerem a denominada sea truth (verdade do mar) e, por consequência, para a calibração e validação das observações adquiridas por satélite. No entanto, uma distribuição mais densa de leituras in-situ é economicamente inviável em áreas de oceano aberto. Porém, as vantagens não se restringem apenas às medições in-situ, mas também em relação a observações individuais de satélites. Além de aumentar consideravelmente o número de observações (amostragem) em relação a dados adquiridos por apenas um satélite, Isaksen et al. (2000) mostraram que dados construídos a partir da interpolação de

vários sensores tendem a caracterizar os ventos oceânicos de escala global em maior detalhe.

Os dados do BSW estão disponíveis para *download* no formato NETCDF, na forma de um *grid* global de 0,25 graus (aprox. 27,5 km) em diferentes resoluções temporais (a cada 6 horas, diária, mensal).

O referido formato consiste na sistematização dos dados em uma estrutura de matrizes multidimensionais relacionadas entre si e composta de variáveis, dimensões e atributos. No presente caso, horário de aquisição, latitude, longitude e a altura de medição (10 metros) são representados como dimensões. As quantidades físicas, tais como as componentes zonal (u) e meridional (v) e a velocidade do vento (produto de u por v) constituem as variáveis e os atributos armazenam as unidades de medida consideradas.

A cada seis horas, nos horários 00, 06, 12 e 18h UTC, as velocidades do vento são fundidas, a partir das observações individuais de cada um dos sensores que compõem o BSW, e convertidas para um grid de pontos espaçados 27,5 km entre si. O BSW não utiliza nenhum modelo geofísico para extrair a velocidade do vento para a altura de 10m, sendo a estimativa da velocidade do vento obtida, por meio da fusão das estimativas finais dos diferentes sensores, ou seja, após a aplicação dos modelos geofísicos às observações de cada sensor (ZHANG, comunicação pessoal com o autor). As médias diárias, utilizadas no presente trabalho, são computadas a partir das quatro aquisições diárias, sendo o seu tempo central de 09h UTC.

Para obter as estimativas finais da velocidade do vento (u_{est}), o BSW utiliza as seguintes expressões matemáticas:

$$u_{est} = \frac{\sum_{k=1}^N w_k u_k}{\sum_{k=1}^N w_k}$$

$$w_k = \frac{2 - \left[\frac{(x_k - x_0)^2 + (y_k - y_0)^2}{R^2} + \frac{(t_k - t_0)^2}{T^2} \right]}{2 + \left[\frac{(x_k - x_0)^2 + (y_k - y_0)^2}{R^2} + \frac{(t_k - t_0)^2}{T^2} \right]}$$

onde: u_{est} é a estimativa final da velocidade do vento,

w_k é o peso relativo à observação u_k ,

(x_k, y_k, t_k) são as coordenadas e o tempo de aquisição da observação de ordem k ,

(x_0, y_0, t_0) são as coordenadas e o tempo de aquisição do ponto de grid,

R é a janela espacial igual a 62,5 km e

$T= 6$ horas é a janela temporal.

O BSW utiliza ainda uma função com pesos de características gaussianas (figura 15), por forma a aumentar a contribuição das observações adquiridas de menor distância em relação aos horários de interpolação (00, 06, 12 e 18h UTC).

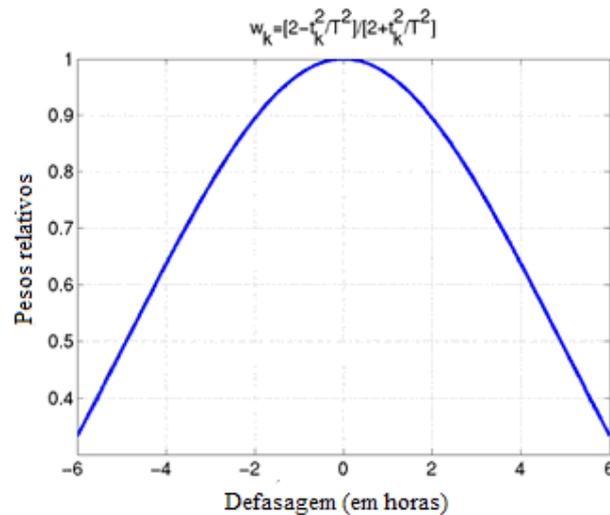


Figura 15: Função com pesos utilizada pelo BSW. Fonte: Zhang, 2006.

A amostragem diária é bastante uniforme em termos de intervalo de tempo entre os horários de aquisição dos satélites que compõem o produto BSW, em particular, em relação aos anos mais recentes (de 1996 em diante). O número de passagens tem apresentado uma tendência crescente com uma média aproximada, no ano de 2004, de sete passagens diárias na região do Equador (Zhang, 2006).

Apesar de nas regiões tropicais, em especial, aquelas mais próximas do equador, como é o caso da área de estudo considerada, possuírem uma cobertura reduzida, devido às órbitas polares dos satélites, o produto BSW possibilita que, na região de estudo, sejam adquiridas, aproximadamente, de 30 a 70 observações diárias, posteriormente interpoladas para os horários UTC 00, 06, 12 e 18Z (Figura 16).

Comparando o produto BSW com outros dados de sensores remotos utilizados em trabalhos anteriores de avaliação de recursos eólicos, por exemplo, o escaterômetro QuikSCAT (Pimenta et al., 2008; Ortiz et al., 2011) ou na forma do produto JPL QuikSCAT Level 3b (Liu *et al.*, 2008; Capps *et al.* 2009), o BSW tem uma cobertura temporal mais extensa (1987- até ao presente), melhor resolução temporal e uma resolução espacial melhor ou similar aos demais (Tabela 2).

Tabela 2: Comparação entre os diferentes dados de sensores remotos utilizados para a avaliação de recursos eólicos.

Dados sensores remotos	Tempo de aquisição	Resolução temporal	Resolução espacial
IFREMER Gridded Winds	1999-2009	Diária	0.5° (56 km)
JPL QuikSCAT L3b	1999-2009	Cada 12h a 24h	0.25° (27 km)
NOAA Blended Sea Winds	1987- presente	A cada 6h	0.25° (27 km)
SSM/ I	1987- presente	A cada 12h	0.25° (27 km)

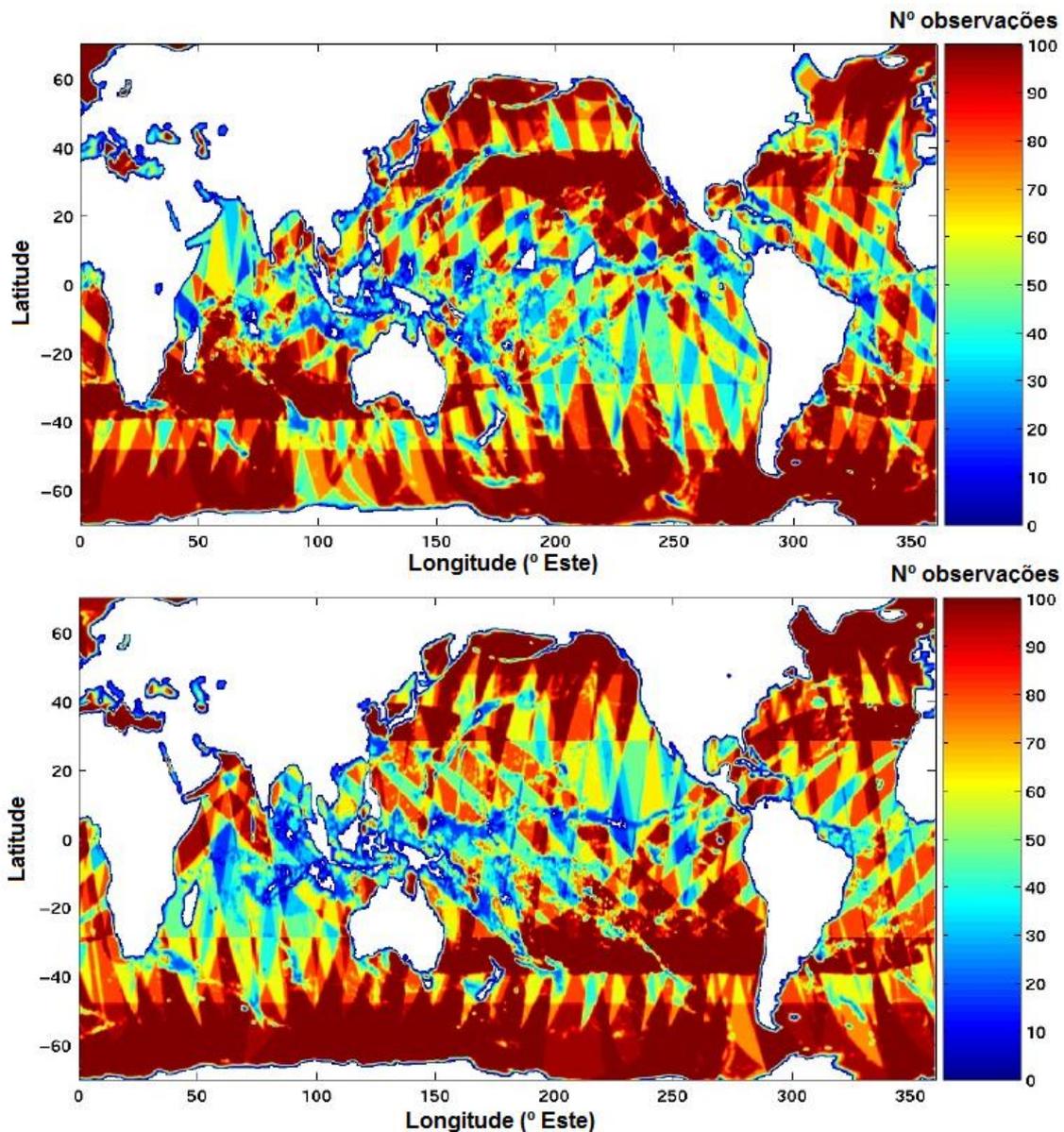


Figura 16: Número de observações dos vários satélites do produto Blended Sea Winds no dia 01/047 2005. Os painéis superior e inferior são referentes aos horários UTC 06h e 18h, respectivamente. Fonte: Zhang, 2006.

2.6. Tecnologias de aproveitamento dos recursos eólicos offshore

2.6.1. Usinas eólicas offshore

Instalada na Dinamarca no ano de 1991, a primeira usina eólica consistia em 11 turbinas eólicas, cada uma com capacidade de gerar apenas 450 kW. Desde então, as usinas eólicas *offshore* tornaram-se uma tecnologia consolidada em vários países europeus, como a Dinamarca, Suécia, Reino Unido, Alemanha e Holanda. A

penetração destas instalações se faz por diferentes motivos, seja por apoio de políticas governamentais, seja por falta de espaço, no caso da Holanda, ou ainda por oposição pública às usinas eólicas *onshore*, como acontece na Dinamarca e no Reino Unido. O Brasil ainda não dispõe deste tipo de empreendimento, mas a capacidade instalada *offshore* pelo mundo já totaliza, ao final do ano de 2010, 3.084 MW, em nove países europeus (EWEA, 2011) e na China.

Estimativas apontam para um potencial eólico offshore mundial em 37.000 TWh (Leutz *et al.*, 2002), sendo que o consumo mundial de energia elétrica em 2004 totalizou 17.000 TWh (Esteban *et al.*, 2011).

Os rápidos avanços tecnológicos dos últimos anos, em particular a adoção de turbinas eólicas de maior capacidade, capazes de gerar mais energia elétrica, compensam cada vez mais os custos mais elevados de instalação, operação e manutenção, uma vez que têm aproximado o custo médio por MWh destes empreendimentos em relação a outras energias renováveis, nas quais se incluem também as usinas *onshore*.

As usinas eólicas *offshore* (Figura 17) apresentam diversas vantagens em relação às suas versões *onshore*, em particular: (i) ventos atingem maiores velocidades e menores flutuações devido ao menor atrito com a superfície oceânica e à ausência de barreiras físicas como relevo, edificações ou vegetação (Pryor *et al.*, 2001); (ii) menor turbulência dos ventos, o que diminui a fadiga nas turbinas que, conseqüentemente, atingem maior longevidade; (iii) não ocupam de áreas costeiras de elevado interesse comercial e turístico; (iii) maior flexibilidade e menores restrições de espaço, o que possibilita erguer empreendimentos de maiores dimensões (instalação de maior número de turbinas) e (iv) menor impacto visual e sonoro, por se encontrarem em locações *offshore*, portanto, a certa distância da costa. Além disso, estudos demonstram que as locações *offshore* possuem um potencial eólico, no mínimo, três maior comparado com áreas similares *onshore* (Garvine e Kempton, 2008).



Figura 17: Usina Eólica Offshore Horns Rev 1 & 2 na Dinamarca. Fonte: www.hornsrev.dk, acessado em 3 de janeiro de 2012.

2.6.2. Tipo de turbinas eólicas

A geração de energia elétrica trata da conversão da energia cinética do vento em energia mecânica que, por sua vez, é transformada em eletricidade. A quantidade energia gerada é, aproximadamente, proporcional ao cubo da velocidade do vento (subseção 2.4.6). A Lei de Lanchester-Betz estipula o limite máximo superior de energia possível de extrair do vento (coeficiente aerodinâmico de potência do rotor) em 59,3%. Na prática, as turbinas eólicas atuais atingem o percentual de eficiência de conversão aproximada de 50% (Burton *et al.*, 2001). A produção de uma determinada turbina eólica pode ser calculada com base na sua curva de potência fornecida pelo fabricante (Figura 18).

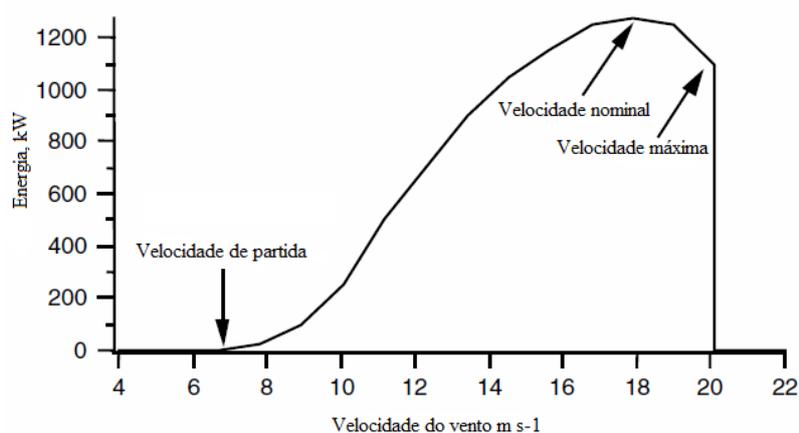


Figura 18: Curva de potência típica de uma turbina eólica. Fonte: Manwell *et al.* 2009.

Dependendo do modelo, as turbinas eólicas modernas de eixo horizontal integram rotores que iniciam a extração de energia a partir de velocidades do vento de 3- 4 m s⁻¹, denominada de velocidade de partida (em inglês, *cut-in*) (Figura 18). Após essa velocidade, a turbina aumenta a produção de energia elétrica até à velocidade de vento nominal (*rated power*) situada entre os 11 a 15 m s⁻¹. Na ocorrência de velocidades superiores, o sistema de controle de potência da turbina (por estol ou por mudança do ângulo das pás, ou ainda, combinando os dois métodos) limita a produção de energia, de modo a prevenir sobrecargas nos mecanismos. A maioria das turbinas suspende a sua operação, quando os ventos atingem velocidades superiores entre 20 a 25 m s⁻¹ (velocidade máxima, ou de *cut-out*), de forma a impedir cargas excessivas, preservando os componentes da turbina (Burton *et al.*, 2001).

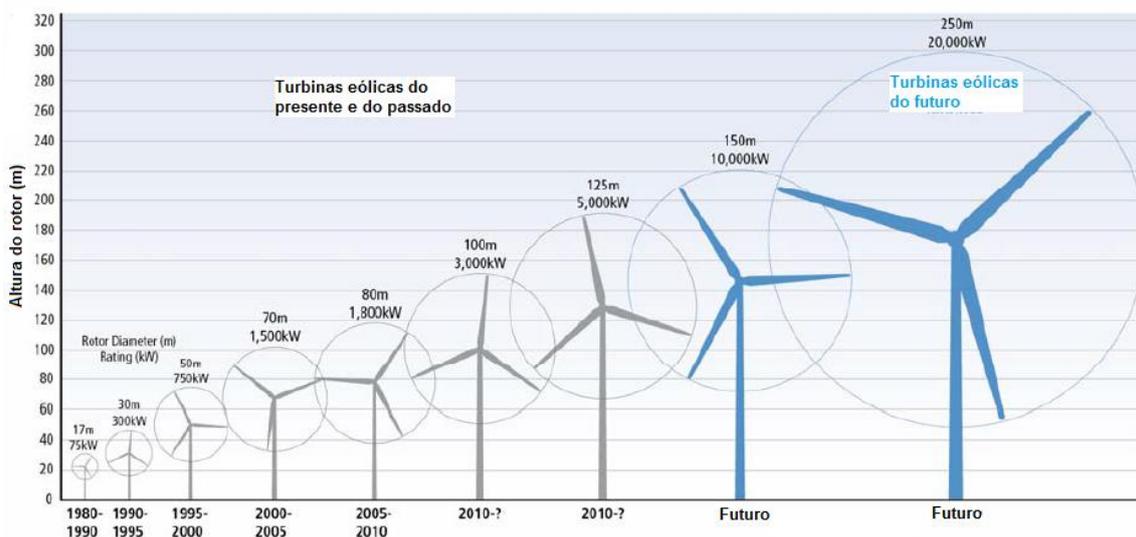


Figura 19: Evolução nas dimensões de turbinas eólicas. Fonte: IPCC, 2011.

A Figura 19 apresenta a evolução temporal das dimensões de turbinas eólicas nos últimos trinta anos. Nos dias atuais, em localidades *offshore*, já se instalam turbinas de 5 MW, cuja altura do rotor supera os 100m e os comprimentos das suas pás também já excedem esta distância, ou seja, as extremidades das suas pás, superam alturas de 200m, aproximadamente.

As turbinas eólicas instaladas no mar (*offshore*) são, em geral, de maior capacidade (e de maiores dimensões) que as adotadas nas áreas continentais. Atualmente, se instalam *offshore* turbinas de capacidade superior a 3,5 MW, sendo que alguns fabricantes já desenvolvem turbinas 6- 7 MW de capacidade de geração.

São projetadas para uma longevidade de 20 anos e para operarem de 4.000 a 7.000 horas/ano (até à velocidade de vento nominal), dependendo, no entanto, das características dos ventos locais, em particular, da turbulência dos mesmos.

O ambiente marinho, por sua maior agressividade, requer que sejam introduzidas modificações no design das turbinas em relação às que são instaladas em áreas continentais. Essas modificações incluem, entre outras: (i) reforços estruturais da torre de sustentação e fundações, por forma a suportar as cargas das ondas; (ii) nacelles (compartimento no topo da torre de sustentação) pressurizadas ou equipadas com ar condicionado, de modo a prevenir a corrosão dos equipamentos pela maresia; (iii) plataformas para acesso fácil para que sejam realizadas operações de manutenção e (iv) luzes de sinalização destinada à segurança marítima.

2.6.3. Tipos de fundações

As fundações utilizadas na instalação de turbinas eólicas são fundamentais no desenvolvimento e expansão da exploração da energia eólica *offshore*. De modo similar às turbinas, as fundações tem sido objeto de aprimoramentos técnicos (Figura 20), sendo que a tecnologia atual já possibilita a colocação de turbinas em águas de até 60 m de profundidade (Musial *et al.*, 2006).

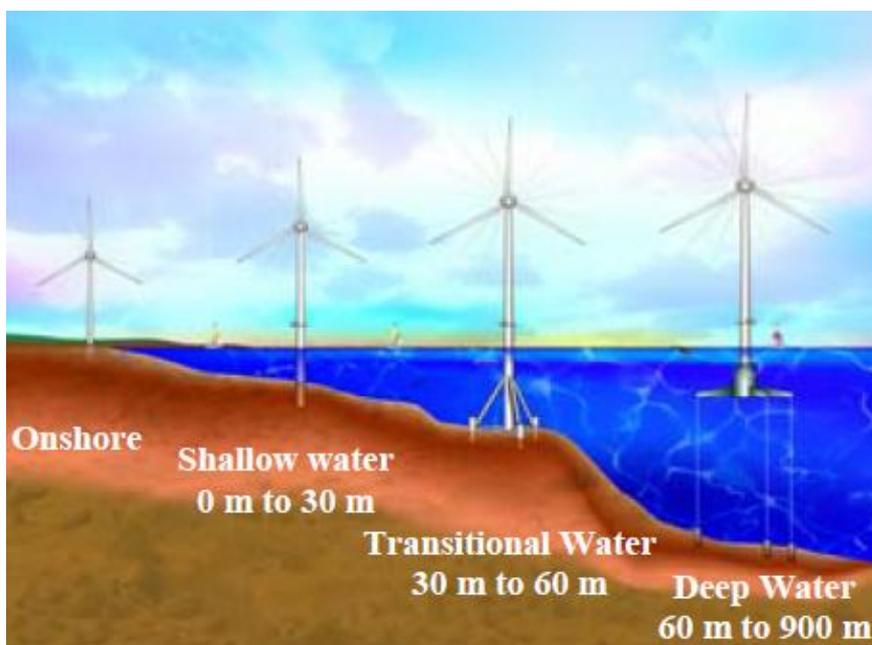


Figura 20:
Evolução
tecnológica das
fundações.
Fonte: Musial *et al.*, 2006.

Nota: *Onshore* – áreas continentais; *Shallow water* – águas rasas; *Transitional Water* – águas de profundidades de transição; *Deep water* – águas profundas.

Regra geral, à medida que a profundidade aumenta, aumentam também os custos de instalação, devido à maior complexidade dos recursos necessários em águas mais profundas.

2.6.4. Impactos ambientais

À medida que aumenta o número de turbinas eólicas instaladas no mundo, aumentam também as preocupações com os seus impactos socioambientais. Os principais impactos socioambientais negativos dos parques eólicos, instalados em áreas terrestres ou no oceano (*offshore*), são de natureza sonora e visual. Os impactos sonoros são decorrentes do ruído dos rotores e, variam de acordo com as especificações dos equipamentos. Contudo, existem limites regulamentados por normas e padrões estabelecidos pela legislação vigente que não devem ser excedidos. Os impactos visuais advêm da aglomeração das torres de sustentação e turbinas. Regra geral, quanto maior o número de turbinas de um parque eólico, maior o impacto visual causado por este. Porém, os impactos, principalmente em áreas terrestres, variam muito de acordo com o local das instalações, a disposição das torres e as especificações das turbinas e, em especial, com o material de fabricação das pás que podem gerar maior, ou menor ruído e, ainda, interferências eletromagnéticas em sistemas de comunicação e transmissão de dados, como radar de controle aéreo, rádio, televisão e outros (Manwell *et al.*, 2009). Também há a considerar os impactos na vida animal local, em particular, a possível interferência nas rotas de aves, com também a ocorrência de micro vibrações e seus efeitos colaterais na vida humana e animal. Em áreas oceânicas, Gill (2006) e Snyder *et al.* (2008) apontam como principais impactos: níveis de ruído, vibrações, campos eletromagnéticos, colisões (sobre e abaixo da superfície do oceano). Consequentemente, esses impactos podem se traduzir em distúrbios na vida marinha e, em especial, nas espécies, tais como os cetáceos, sensíveis à acústica submarina e a campos eletromagnéticos, redução na disponibilidade de nutrientes e na produção de biomassa e perda de biodiversidade. No entanto, a investigação científica nesta área é ainda insípida, existindo apenas alguns trabalhos pontuais, de maior referência, realizados na Alemanha e Dinamarca (Koller *et al.*, 2006; DONG Energy, 2006, respectivamente). Em particular, o estudo dinamarquês focou nos impactos ambientais na vida marinha (aves, peixes e mamíferos) dos parques eólicos marítimos de Horns Rev e Nysted e concluiu que os

impactos se mostraram negligenciáveis. A tendência é que os avanços tecnológicos permitam, cada vez mais, reduzir o impacto ambiental desses empreendimentos, tanto no mar como no continente. Por exemplo, o aumento do diâmetro dos rotores tem conduzido a rotações mais baixas das pás por minuto, o que as tornam visíveis às aves. Os avanços tecnológicos verificados nos materiais e mecanismos empregados também têm contribuído para a redução progressiva do nível de ruído emitido.

2.7. Modelagem estatística da velocidade do vento

2.7.1. Ajuste de uma função densidade de probabilidade

O último estágio da avaliação de recursos eólicos é a modelagem das séries (distribuições) observadas de velocidade do vento, por meio do ajuste de uma função de densidade de probabilidade que, depois de integrada, permite obter a função de distribuição acumulada que descreve a probabilidade da velocidade do vento ser igual ou inferior a determinado valor da velocidade do vento. Para efeitos de produção de energia elétrica, é importante avaliar qual a probabilidade da velocidade do vento se situar entre os 4 m s^{-1} e 25 m s^{-1} , valores entre os quais as turbinas eólicas produzem energia elétrica.

São várias as distribuições de probabilidade utilizadas na modelagem de séries observadas de velocidade do vento. As mais usadas na indústria da energia eólica são:

- Distribuição Normal (ou Gaussiana);
- Distribuição Normal bivariada;
- Distribuição Exponencial;
- Distribuição de Rayleigh;
- Distribuição de Weibull.

Cada uma das distribuições descreve determinado comportamento (variabilidade) da velocidade do vento. Significa dizer que o regime de ventos de determinada locação pode ser modelado por determinada distribuição, enquanto que, em outro local, outra distribuição de probabilidade pode se ajustar melhor os dados de velocidade do vento. Porém, vários estudos (Justus *et al.*, 1978; Hennessey, 1977; Pavia *et al.*, 1986; Jeromel *et al.*, 2009 e outros) apontam a distribuição de Weibull como capaz de modelar uma maior variedade de regimes eólicos e, em particular, os

regimes observados no Nordeste Brasileiro (Feitosa *et al.* 1993). No entanto, é também bastante comum o uso da distribuição de probabilidade de Rayleigh, que é um caso especial da Weibull (quando o k , parâmetro de forma da Weibull, é igual a dois). Pimenta *et al.* (2008) usaram essa distribuição de probabilidade na modelagem da distribuição da velocidade do vento *offshore* na região sul do Brasil.

2.7.2. A distribuição de probabilidade de Weibull

A função de densidade de probabilidade de Weibull é a mais aplicada na modelagem de séries (distribuições) observadas de velocidade do vento que, em geral, se ajusta bem a esse tipo de fenômeno e, em especial, a distribuições de velocidade do vento observadas sob superfície oceânica (Pavia *et al.*, 1986).

Silva (2003) cita algumas vantagens que explicam a maior utilização da distribuição de probabilidade Weibull em detrimento de outras distribuições: (i) é uma distribuição centrada em torno do seu valor médio, permitindo modelar desvios em relação a esse valor; (ii) é uma distribuição de caráter geral, na medida em que incorpora as distribuições exponenciais (quando $k = 1$), Rayleigh ($k = 2$), além de que ainda se aproxima bastante bem à Normal ($k = 3,5$); (iii) também se ajusta bem a distribuições de velocidade de ventos extremos e (iv) os seus dois parâmetros c e k têm interpretações físicas bastante simples e, uma vez calculados para determinada altura, podem ser extrapolados para outras alturas desejadas.

A sua função densidade de probabilidade é dada pela seguinte expressão:

$$f(u) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k}, \text{ com } k > 0, c > 0 \text{ e } u > 0 \quad \text{Equação 4}$$

Conforme observado na equação 4, a Weibull possui dois parâmetros c , denominado de parâmetro de escala e k , parâmetro de forma. O primeiro (c) está relacionado à média e o segundo (k) descreve a dispersão da distribuição.

A Figura 21 mostra o comportamento da distribuição de probabilidade de Weibull para diferentes valores de k , tomando c fixo igual a 1. Valores elevados de k , para um determinado valor de c , significam distribuições da velocidade de vento

menos dispersas (mais estreitas), isto é, menores são as flutuações de velocidade dos ventos observados (Manwell *et al.*, 2009). No caso dos ventos Alísios, as distribuições de Weibull ajustadas às distribuições observadas de médias horárias estimam valores de k entre 2,5 a 3, indicando uma maior concentração de observações em torno da média, isto é, regimes de vento mais constantes. Já valores inferiores de k , entre 1,5 e 2, indicam uma maior variabilidade em relação à média (Burton *et al.*, 2001).

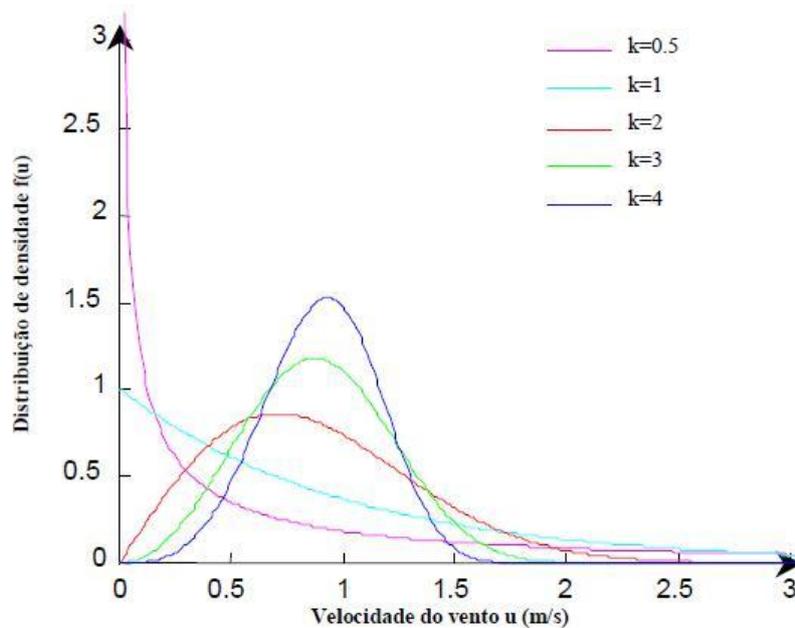


Figura 21: Comportamento da distribuição de probabilidade Weibull para diferentes valores de k , considerando $c=1$ constante. Adaptado de Silva, 2003.

Quando consideramos k constante (igual a dois) e c variável, observamos que valores mais elevados do parâmetro c correspondem a distribuições de velocidade do vento mais dispersas, isto é, regimes de vento mais variáveis (Figura 22).

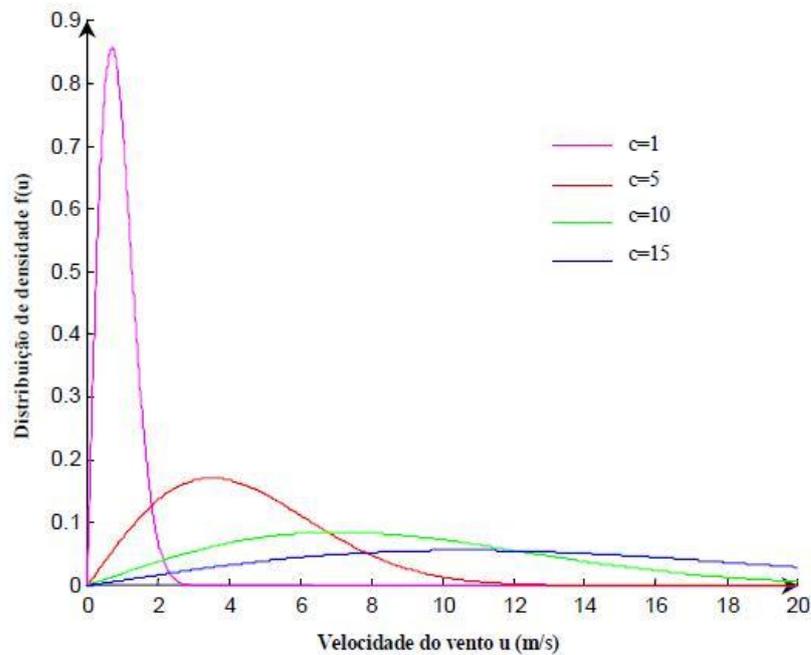


Figura 22: Comportamento da distribuição de Weibull para diferentes valores de c , considerando $k=2$ constante. Adaptado de Silva, 2003.

3. Área de estudo

A área de estudo do presente trabalho (Figura 23) se estende entre os paralelos 5° N e 20° S de latitude e os meridianos 20° W e 50° W de longitude, compreendendo o litoral Norte e Nordeste (até ao sul da Bahia) do Brasil, englobando os Estados do Pará, Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esta área contempla ainda uma extensa área oceânica, que se estende da costa brasileira até pouco mais que o Arquipélago de São Pedro e São Paulo (lat.: $0^{\circ} 55' 8''$ N; lon.: $29^{\circ} 20' 35''$ W). Nessa área encontram-se centros populacionais importantes, tais como Fortaleza, Natal, Recife e Salvador da Bahia, cujas populações totalizam aproximadamente 7,5 milhões pessoas (IBGE, 2010).

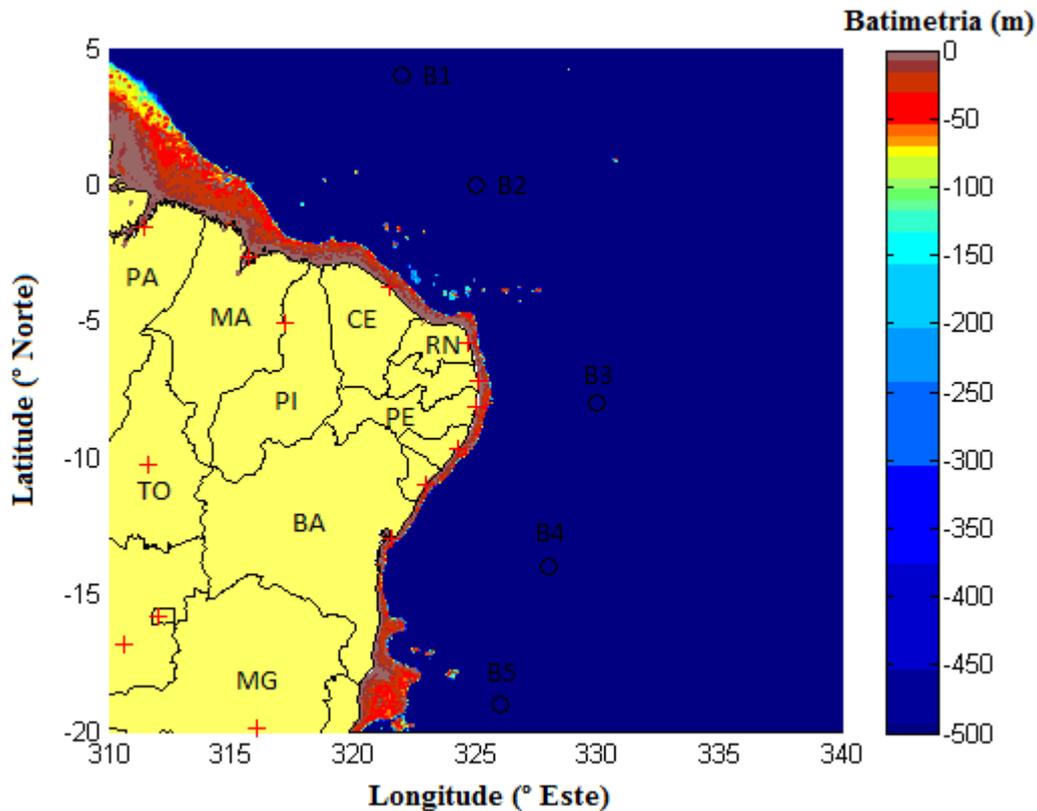


Figura 23: Localização geográfica da área de estudo, bóias oceânicas (B1 a B5) do programa PIRATA e batimetria em metros.

3.1. Caracterização do clima do nordeste do Brasil

O Nordeste brasileiro (NEB) apresenta três tipos de clima: clima litorâneo úmido (do litoral da Bahia ao Rio Grande do Norte), clima tropical (em áreas dos Estados da Bahia, Ceará, Maranhão e Piauí) e clima tropical semi-árido (sertão nordestino) (Kajano *et al.*, 2009).

São vários os fatores que determinam o clima da região Nordeste: a posição geográfica, o relevo e a ação conjunta de diferentes sistemas de circulação e que tornam a climatologia da região muito complexa (Nimer, 1989).

Segundo Kajano *et al.*, 2009, o regime pluviométrico se caracteriza por uma acentuada variabilidade interanual de precipitação, que varia de 300 a 2.000 mm, com alguns anos muito secos e outros muitos chuvosos. A variação sazonal é também significativa, sendo que a precipitação anual se concentra em somente três meses do ano, principalmente de abril a junho. Nimer (1989) descreve três regimes

pluviométricos distintos: regime mediterrâneo (valores máximos no Outono ou Inverno, mínimos na Primavera ou Verão); regime tropical equatorial (máximo no Outono, mínimo na Primavera); e regime tropical do Brasil central.

Em relação à temperatura do ar, o Nordeste apresenta valores médios anuais elevados, típicos de regiões tropicais (acima do paralelo 13° S), que variam entre 20° e 28° C (Nimer, 1989). Embora sejam pouco acentuadas, existem variações das temperaturas médias anuais, dependendo da localização geográfica e relevo local. Em particular, nas regiões do litoral oriental, nos Estados de Pernambuco e Alagoas, as temperaturas médias variam de 24 a 26° C, devido à ação amenizadora dos ventos Alísios. Temperaturas médias anuais mais baixas (menos de 26° C) também podem ser encontradas em áreas de maior altitude (acima de 250 m). Ao contrário da pluviosidade, a variação sazonal deste parâmetro não é significativa, pois a sua amplitude média varia entre 2- 5° C do sul da Bahia ao litoral norte (Nimer, 1989).

3.2. Complementariedade hídrico-eólica

Na região Nordeste se observa uma complementariedade entre os regimes hídrico e eólico, ou seja, a época do ano mais seca (junho a dezembro) coincide com a mais ventosa e vice-versa. Essa correlação negativa confere um aspecto favorável à expansão da matriz eólica nesta região, possibilitando uma gestão mais eficaz do nível das águas nas represas, permitindo poupar os níveis dos reservatórios em épocas de pouca chuva (ANEEL, 2008).

Amarante *et al.* (2001) realizou simulações com uma potência eólica instalada de 3 GW, baseada em medições anemométricas referentes a 5 locações costeiras no Ceará durante o período de 1993 a 1995, comparando a geração mensal de fonte eólica com o comportamento da vazão média mensal afluyente, relativo ao período de 1931-1992, no reservatório da hidroelétrica de Sobradinho, localizada no Rio São Francisco na Bahia.

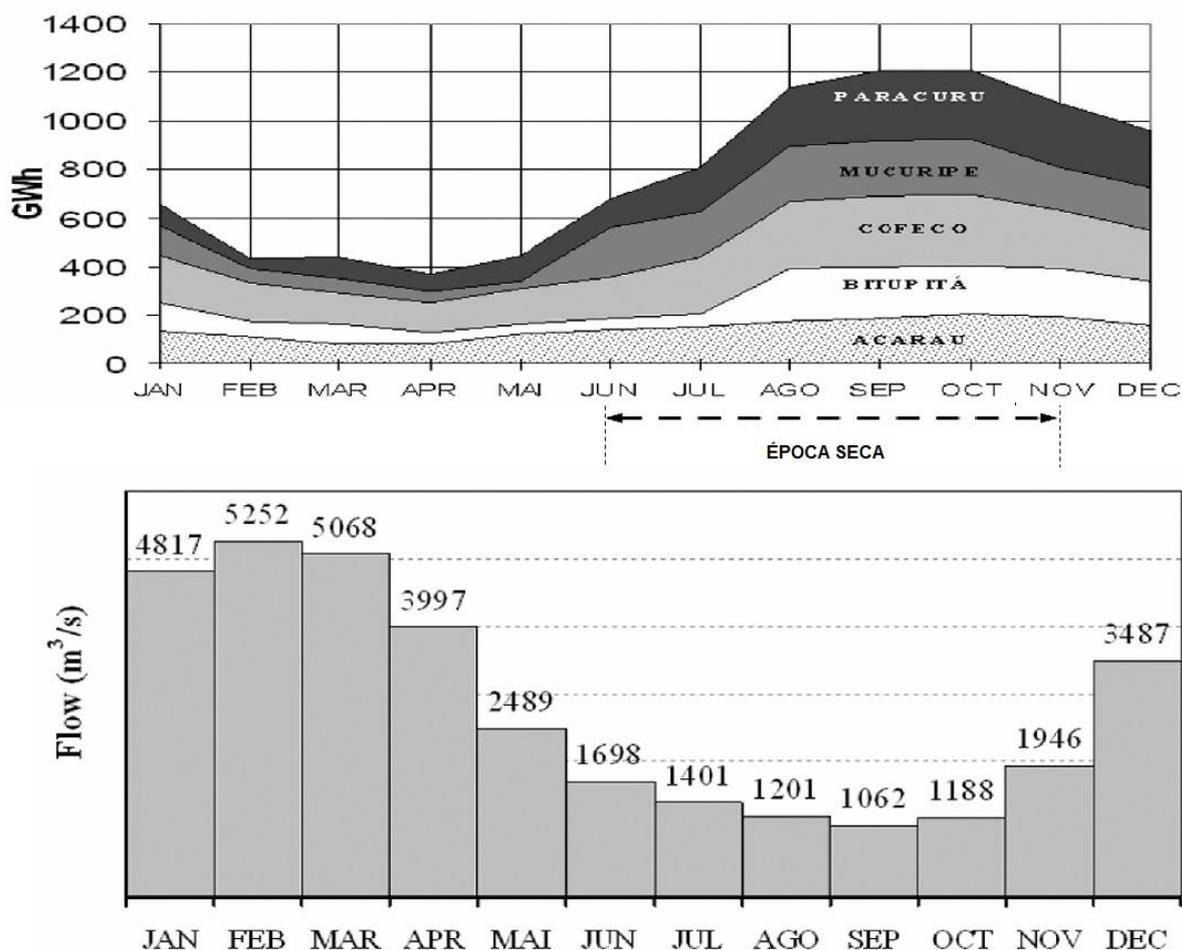


Figura 24: Simulação hipotética de uma produção total de 3-GW de parques eólicos localizados na região Nordeste (painel superior) e vazão do reservatório de Sobradinho- BA no período de 1931 a 1992 (painel inferior) em $\text{m}^3 \text{s}^{-1}$. Fonte: Amarante *et al.*, 2001.

Observa-se uma forte sazonalidade na geração mensal da fonte eólica (painel superior da Figura 24) e do vazão médio do reservatório da hidroelétrica de Sobradinho. Por um lado, os valores máximos de produção energia eólica são atingidos durante a época seca no Nordeste (de junho a novembro) quando os reservatórios de hidroelétricas, no caso Sobradinho, apresentam menor vazão média. Por outro lado, nos remanescentes meses do ano, de dezembro a maio, a produção de energia de fonte eólica é significativamente menor, sendo que a vazão do reservatório de Sobradinho apresenta valores mais elevados aos observados na época seca.

Dado que a energia eólica depende da energia cinética da atmosfera, não sendo esta passível de armazenamento, as usinas eólicas têm que despachar a energia elétrica no momento em que esta é produzida. Em contraste, a energia produzida pelas

hidroelétricas pode ser armazenada na forma de energia potencial nos seus reservatórios, ou seja, uma maior contribuição de usinas eólicas no sistema elétrico permitiria poupar os reservatórios das hidrelétricas nas épocas secas. Esta maior flexibilidade na gestão hídrica dos reservatórios assume particular importância, dado que a região Nordeste é conhecida por seus períodos de secas intensas.

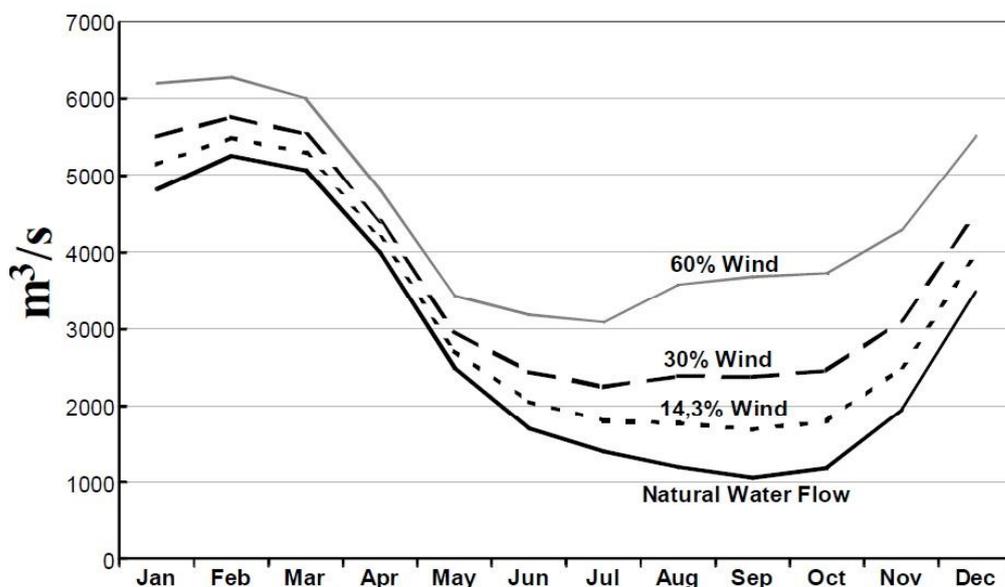


Figura 25: Poupança hipotética do vazão médio mensal do reservatório de Sobradinho em $\text{m}^3 \text{s}^{-1}$ relativo aos níveis de penetração da energia eólica de 14.3%, 30% e 60%. Fonte: Amarante *et al.* (2001).

A Figura 25 mostra o volume de água poupada (em $\text{m}^3 \text{s}^{-1}$), dependendo do nível de penetração da energia eólica no sistema elétrico. Se compararmos a vazão natural e 0% de contribuição da fonte eólica teríamos uma vazão média nos meses de setembro de aproximadamente $1.000 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$. Considerando uma contribuição de 60% de energia de matriz eólica, observar-se-ia, hipoteticamente, um acréscimo de vazão (poupança) de aproximadamente de $3.000 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ de água.

3.3. O regime de ventos na costa nordeste do Brasil

No Nordeste do Brasil os ventos alísios são persistentes e intensos ao longo do ano. São ventos de escala planetária (macroescala), de natureza geostrófica, provenientes das zonas de alta pressão formadas nos trópicos (na região de 30° S), em direção ao Equador, onde é formada uma zona de baixa pressão (ZCIT). Os ventos associados a essas zonas de alta pressão, são os alísios de sudeste, oriundos da

extremidade norte do ASAS, e os de nordeste, provenientes da borda sul do ASAN. Ao chegarem ao continente, dependendo da orientação da costa, sofrem a influência de fluxos de natureza local, como as brisas marítimas e terrestres, alterando, com intensidade variável, a direção e velocidade daqueles (Varejão-Silva, 2006). As brisas marítimas ocorrem com maior frequência nos meses de Verão e a sua direção depende, quase exclusivamente, da orientação da costa, sendo perpendicular à linha da praia. Adentram o interior do continente, atingindo distâncias de até 100km (Ferreira, 2005), sendo que a sua velocidade média decresce à medida que se desloca da costa para o interior, devido ao aumento da rugosidade da superfície e a presença de obstáculos físicos (topografia, vegetação, edifícios, entre outros).

Amarante *et al.* (2001b), autor do Atlas Eólico Brasileiro, trabalho realizado com base em simulações atmosféricas de modelos de mesoescala e microescala, divide a costa nordestina brasileira em duas zonas distintas, em relação às características dos ventos presentes: zona litorânea Norte-Nordeste e a zona litôrea Nordeste-Sudeste. A primeira, compreendida entre o extremo norte da costa do Amapá e o Cabo de São Roque no Rio Grande do Norte (Figura 26), é atingida por ventos controlados, em grande parte, pelos Alísios de Leste e pela presença de brisas terrestres e marítimas. Na altura de referência de 50 m, Amarante *et al.* (2001b) encontrou nessa região ventos médios anuais entre 5 m s^{-1} e $7,5 \text{ m s}^{-1}$ no segmento norte (sub-região 1) e entre 6 m s^{-1} a 9 m s^{-1} no segmento sul (sub-região 2), tendo atribuído a ocorrência de ventos mais fortes no Sul dessa região, que abrange os litorais do Ceará e Rio Grande do Norte, à maior distância em relação ao Equador (calmarias) e à circulação de brisas marítimas mais intensas e alinhadas com os alísios de leste-sudeste.

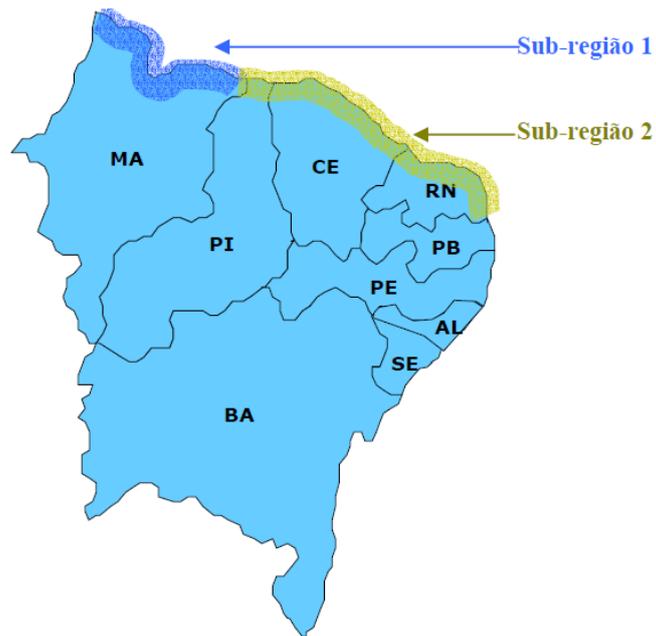


Figura 26: Litoral Norte-Nordeste e respectivas sub-regiões 1 e 2 (Silva, 2003).

Na zona litorânea Nordeste-Sudeste, entendida como a faixa que se estende entre o Cabo de São Roque (RN) até ao Estado do Rio de Janeiro, os ventos sopram de Sudeste e as velocidades médias anuais decrescem, de 8 a 9 m s⁻¹ no Rio Grande do Norte, em direção ao estado do Rio de Janeiro, para valores entre 3,5 m s⁻¹ a 6 m s⁻¹ (Figura 27).



Figura 27: Litoral Nordeste-Sudeste (Silva, 2003).

Com base no Atlas Eólico Brasileiro (Amarante et al., 2001b), Silva (2003) descreveu os ventos dessas zonas litorâneas, tendo em conta os seguintes parâmetros: (i) intensidade (medida a partir das velocidades médias), (ii) dispersão das ocorrências (baixa dispersão se traduz em maior número de ocorrências velocidades próximo ao valor médio), (iii) constância direcional (relacionada à mudança na direção do vento), (iv) valores extremos, (v) níveis de turbulência (relacionado à variância dos valores instantâneos da velocidade do vento), (vi) gradiente vertical (variação da velocidade em função do perfil vertical do vento), (vii) variação sazonal (variação da velocidade média do vento entre os meses do ano), (viii) variação interanual (variação anual do velocidade média anual) (Tabela 3).

Tabela 2: Características dos ventos na costa nordeste brasileira. Adaptado de Silva (2003)

	Litoral Norte-Nordeste		Litoral Nordeste-Sudeste
	Sub-região 1	Sub-região 2	
Principais mecanismos (macro e micro escala)	<ul style="list-style-type: none"> • Ventos Alísios e brisas marítimas enfraquecidos pela aproximação da ZCIT. • Presença da Massa Equatorial Continental nos meses de Verão. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ventos Alísios influenciados positivamente pela aproximação da ZCIT. • Fortes brisas marítimas, devido ao acentuado gradiente térmico entre continente-oceano. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ventos Alísios mais fracos, devido à maior distância em relação ao Equador • Brisas marítimas mais moderadas (menor gradiente térmico) • Frentes Frias remanescentes
Intensidade	Moderada - Baixa	Alta	Moderada
Dispersão das ocorrências	Baixa	Baixa	Baixa
Constância direcional	Alta	Alta	Alta
Valores extremos	Muito baixos	Baixos	Baixos
Níveis de turbulência	Baixos	Baixos	Baixos
Gradiente vertical	Baixo	Baixo	Baixo
Variação sazonal	Alta	Alta	Moderada
Variação interanual	Baixa	Baixa	Baixa

Em conclusão, os ventos sentidos no litoral nordeste têm intensidade moderada a alta, com baixa dispersão e de alta concentração em torno da direção predominante.

Devido às altas temperaturas médias do ar, a densidade do ar é, em média, mais baixa na região nordeste brasileira ($\rho=1,18 \text{ kg m}^{-3}$) em comparação com localidades na Europa, tais como a Dinamarca ($\rho=1,25 \text{ kg m}^{-3}$), onde os ventos são mais ‘densos’, mas apresentam maiores variações de velocidade, dispersão, menor constância de direção e altos níveis de turbulência (Feitosa, 2002). Significar dizer que, os fatores de capacidade no Brasil são, em média, superiores aos verificados na Europa.

3.4. A plataforma continental na costa nordeste brasileira

O conhecimento da morfologia dos fundos oceânicos é, de uma forma geral, ainda escasso e desigual em relação a cobertura e escalas de levantamento. Na costa do Brasil, o conhecimento é mais extenso na Bacia de Campos, para a qual existem levantamentos regionais mais detalhados, à escala de bacia, das feições morfológicas do fundo oceânico. No remanescente da costa brasileira, os levantamentos são escassos ou concentrados em áreas pequenas de interesse à exploração de recursos minerais marinhos.

O Brasil possui uma margem continental de tipo Atlântica também denominada de tipo passiva (Figura 28). Essas margens se caracterizam por uma maior extensão em relação às do tipo Pacífico, bem como maior estabilidade tectônica e acúmulo de espessas camadas sedimentares. Em relação às variações do gradiente batimétrico, apresentam três fisiografias distintas: a plataforma continental, o talude continental e a elevação continental.

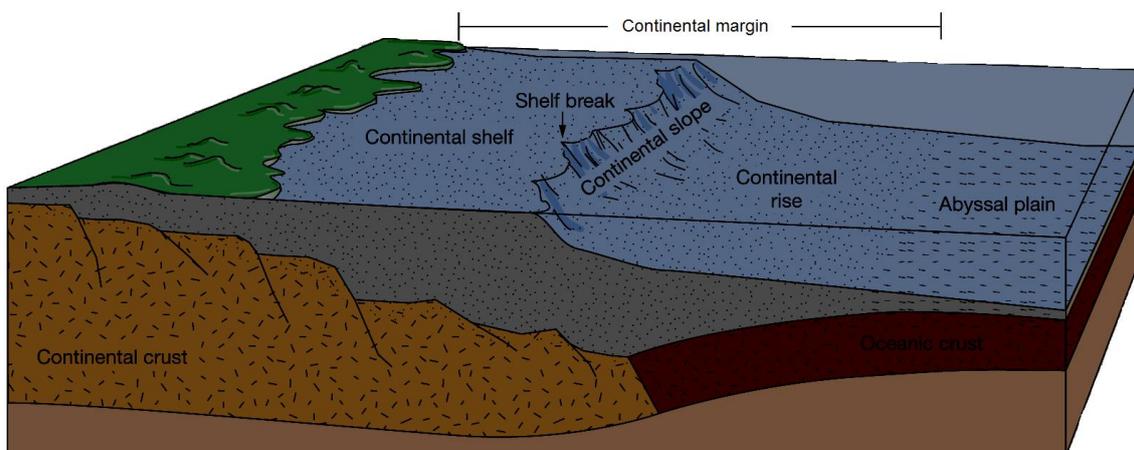


Figura 28: Diagrama de margem continental do tipo passiva. Fonte: Pearson, 2005.

NOTA: Continental margin: margem continental;
Continental shelf: plataforma continental;
Shelf break: quebra da plataforma;
Continental crust: crosta continental;
Continental slope: talude continental;
Continental rise: rampa continental;
Abyssal plain: planície abissal.

Aos propósitos do presente trabalho importa destacar a fisiografia da plataforma continental que, regra geral, se caracteriza por gradientes suaves do perfil batimétrico, se estendendo da linha de praia até à denominada quebra de plataforma, marcada por um aumento brusco da declividade, e onde se inicia o talude continental.

Em função das características de relevo, Palma (1984) divide a margem continental brasileira em três grandes setores: Norte ou Equatorial - do cabo Orange (extremo norte do Amapá) à cadeia de Fernando de Noronha; Nordeste-Leste - entre as cadeias de Fernando Noronha e Vitória-Trindade; e Sudeste-Sul - da cadeia Vitória-Trindade até ao extremo sul brasileiro. No primeiro setor (Norte ou Equatorial) observa-se que a direção de aproximação das zonas de fratura oceânica é paralela à margem continental, passando a uma direção de aproximação ortogonal nos últimos setores, conferindo influências diferenciadas na evolução tectônica e fisiográfica da margem continental e na compartimentação do embasamento das bacias sedimentares marginais (Neto, 2004).

Conforme se observa na Figura 29, é no setor Norte que se encontram as maiores extensões da plataforma continental brasileira, que se prolonga por longas distâncias em direção ao oceano aberto, em particular, ao largo da foz do Rio Amazonas, onde alcança uma distância máxima de 350 km. Neste setor, a quebra da plataforma se localiza a profundidades médias entre 75 a 80 m. A área de estudo compreende ainda parte do setor Nordeste-Leste que, até ao rio Jequitinhonha no Sul da Bahia, é caracterizado por uma plataforma continental estreita e íngreme, que atinge a largura mínima de 8 km ao largo da cidade de Salvador da Bahia (Neto, 2004).



Figura 29: Mapa fisiográfico da margem continental do Brasil e fundo oceânico adjacente (Palma, 1984).

4. Material e Métodos

No presente trabalho foram utilizados os seguintes materiais:

- Dados de velocidade do vento do produto BLENDED SEA WINDS (BSW),
- Dados de velocidade do vento de 5 bóias oceânicas do programa PIRATA,
- Carta Batimétrica dos Oceanos (GEBCO) na resolução de 30 arc-segundos,

4.1. Blended Sea Winds

No estudo foram utilizadas observações obtidas a partir do produto Blended Sea Winds (BSW), disponibilizado pela *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NCDC/NOAA). Esses dados consistem em uma grade de pontos de resolução 0,25 graus (aproximadamente 27,5 km), sendo que, no presente estudo, foram utilizadas médias diárias de velocidade do vento convertidas, por meio da aplicação de modelos geofísicos, para a altura de 10 m. A série histórica extraída do referido produto abrange o período de 1 de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 2010, correspondendo a um total de 4745 observações, cuja a média está centrada em 09h UTC.

4.2. Bóias oceânicas do programa Pirata

Utilizaram-se 5 bóias do programa PIRATA, objetivando validar e calibrar os dados obtidos por sensoriamento remoto (BSW). As principais estatísticas relacionadas à velocidade do vento e respectivas densidades de potências, medidos pelos instrumentos a bordo das bóias, são apresentados na Tabela 4. A localização das bóias é mostrada na figura 23 (início do capítulo 3).

O controle de qualidade realizado nos dados das bóias, que incluiu crítica visual e o cálculo de estatísticas descritivas (distribuição de frequências, média, desvio-padrão, etc), não revelou valores da velocidade de vento anômalos. A partir das médias diárias, obtidas na *National Oceanic and Atmospheric Administration* -

NOAA¹, calculou-se, para cada bóia, a média relativa à totalidade do período de aquisição de cada bóia. Originalmente, o centro das médias diárias das bóias do programa PIRATA era 12h UTC, por se tratarem de médias obtidas a partir de 24 registros horários consecutivos, das 0h às 24h. Desse modo, foi necessário recalculá-las as médias diárias, por forma a que o seu baricentro coincidissem com o do BSW - 09h UTC.

Dado que os anemômetros instalados a bordo das bóias medem a velocidade do vento a 4 m acima do nível do mar, utilizou-se a lei logarítmica para extrapolar essas médias para as alturas de 10 m e 100 m.

Tabela 3: : Localização geográfica, período de aquisição, número de observações (N), velocidade média do vento em m s^{-1} (\bar{U}), desvio-padrão (σ) e densidade de potência (P_d) em W m^{-2} nas alturas de 10 m e 100 m, relativos ao período de 1 de janeiro de 1997 a 31 de dezembro de 2010.

Bóia	1	2	3	4	5
Localização geográfica	4°N 38°W	0°N 35°W	08°S 30°W	14°S 32°W	19°S 34°W
Período de aquisição (data de início e término)	02/21/1999 09/03/2010	01/29/1998 12/31/2010	08/21/2005 12/31/2010	08/24/2005 12/31/2010	09/01/2005 12/31/2010
N	3.926	4.446	1.897	2.024	1.812
$\bar{U}(z = 10m)$	6,363	6,306	7,354	7,118	6,173
$\sigma(z = 10m)$	1,830	1,776	1,473	1,635	1,841
$P_d(z = 10m)$	151,998	147,668	234,651	212,778	138,784
$\bar{U}(z = 100m)$	7,717	7,649	8,919	8,633	7,487
$\sigma(z = 100m)$	2,220	2,153	1,787	1,983	2,233
$P_d(z = 100m)$	271,142	264,038	418,601	379,610	247,614

¹ <http://www.pmel.noaa.gov/tao/disdeldel/disdeldel-pir.html>

4.3. Carta Batimétrica dos Oceanos (GEBCO) na resolução de 30 segundos

No presente trabalho se utilizou a Carta Batimétrica dos Oceanos, elaborada pelo grupo internacional de especialistas denominado General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO). Consiste em um modelo de terreno contínuo, cobrindo oceanos e continentes, na resolução espacial de 30 arc-segundos (916,7 m). Em particular, a parte batimétrica combina os dados do levantamento topográfico global de Smith & Sandwell (1997) e uma base de dados, contendo cerca de 290 milhões de pontos obtidos por ecobatímetro, a bordo de navios de oportunidade. Os dados foram obtidos do site da GEBCO² no formato netcdf (Figura 22).

4.4. Processamento e análise dos dados

O processamento e análise dos dados se constituiu em 5 etapas principais, realizadas no software Matlab®, versão R2010a: I) extração e controle de qualidade dos dados BSW; II) aplicação do filtro mediana aos dados BSW; III) calibração dos dados BSW; IV) ajuste de uma função densidade de probabilidade às distribuições das médias diárias da velocidade do vento em duas localidades selecionadas; e V) elaboração dos mapas de velocidade média diária dos ventos e respectiva densidade de potência na altura 100 m (Figura 30).

² www.gebco.net

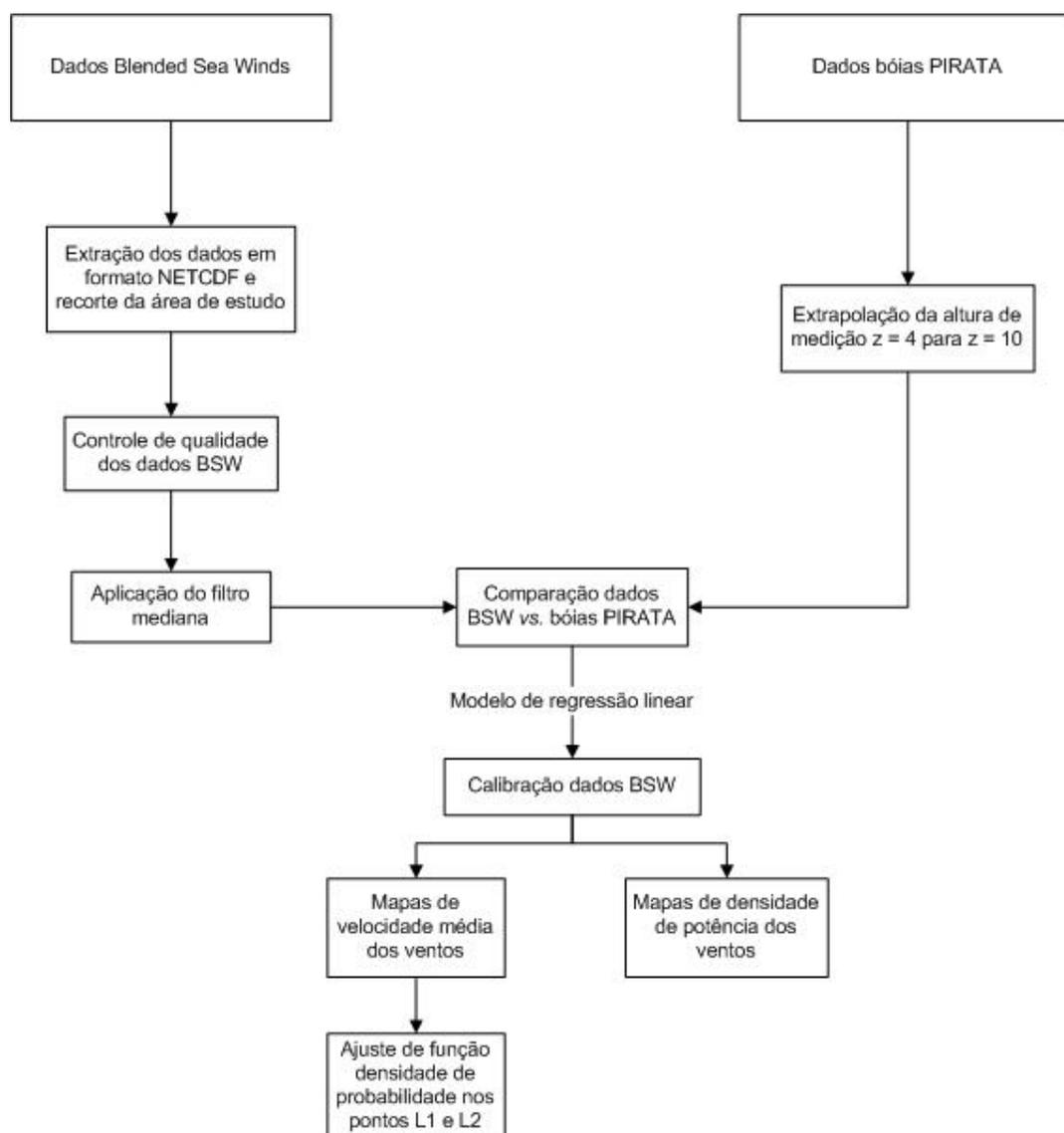


Figura 30: Diagrama do fluxo de processamento e análise dos dados

4.4.1. Extração e controle de qualidade dos dados Blended Sea Winds

A extração dos dados BSW se faz necessária, visto que, originalmente, esses dados estão disponíveis para *download* em formato NETCDF (Network Common Data Form). A extração e leitura foram realizadas, por meio da biblioteca netcdf integrada no software Matlab®, versão R2010a. Simultaneamente, foi o recortada a área de estudo, compreendida entre os paralelos 5° N e 20° S de latitude e os meridianos 31° W e 34° W.

Essa etapa incluiu também um controle de qualidade, por meio da rotina *mesh*, de forma a verificar, visualmente, a integridade de cada observação individual

(média diária da velocidade do vento), tendo somente sido encontradas duas observações corrompidas, relativas aos dias 16 e 17 de setembro de 2010, as quais foram retiradas da análise. Observou-se ainda que os dados BSW, em estado bruto, revelaram *picos* (ocorrência de ventos extremamente fortes) e *efeitos de borda*, devido à sobreposição de varreduras (*swaths*) vizinhas, derivadas a partir de observações adquiridas, em horários distintos, dos diferentes sensores que compõem o produto BSW.

4.4.2. Aplicação do filtro mediana aos dados BSW

Com o objetivo de remover os picos e efeitos de borda observados nos dados brutos do produto BSW, aplicou-se o filtro mediana com uma janela, de dimensões 5x5, em pontos do *grid* do produto BSW.

O filtro mediana é não linear, do tipo *passa baixa*, muito usado no processamento digital de imagens para remover ruído impulsivo e *alisar* os dados (Arias-Castro, 2009). Regra geral, um filtro mediana em 2-D (duas dimensões) faz uso de uma janela móvel, de dimensões pré-definidas e fixas, para determinar o valor de um dado pixel (ponto do *grid*), por meio da mediana calculada a partir dos pixels vizinhos contidos na janela móvel. Após a ordenação dos valores dos pixels e, uma vez que, no presente caso, a janela contém um número ímpar de elementos, a mediana será calculada a partir da seguinte expressão matemática:

$$Y_h [X_n](k) = (X_{n/2} + X_{(n+1)/2}) /2, \quad \text{Equação 5}$$

onde $X_{n/2}$ e $X_{(n+1)/2}$ os elementos (pixels) da janela considerada, cujos valores são de ordem $n/2$ and $(n+1)/2$. Por definição, a mediana, representada por $Y_h [X_n](k)$, calculada a partir do conjunto de elementos X_n da janela k , é consideravelmente menos sensível, comparando com a média, a valores extremos. O filtro é aplicado com base na seguinte expressão matemática:

$$U_{\text{filt}}(i,j) = \text{mediana} \{U_{\text{raw}}(i_m, j_m)\}, \quad \text{Equação 6}$$

onde: $i_m=(i-k):(i+k)$,

$$j_m=(j-k):(j+k),$$

$$k=(w-1)/2 \text{ e}$$

w é a dimensão da janela.

A Figura 31 compara os dados brutos de velocidade do vento do produto BSW U_{raw} (Figura 31a) e os dados filtrados U_{filt} (Figura 31b) relativos à data de 18 de janeiro de 1998.

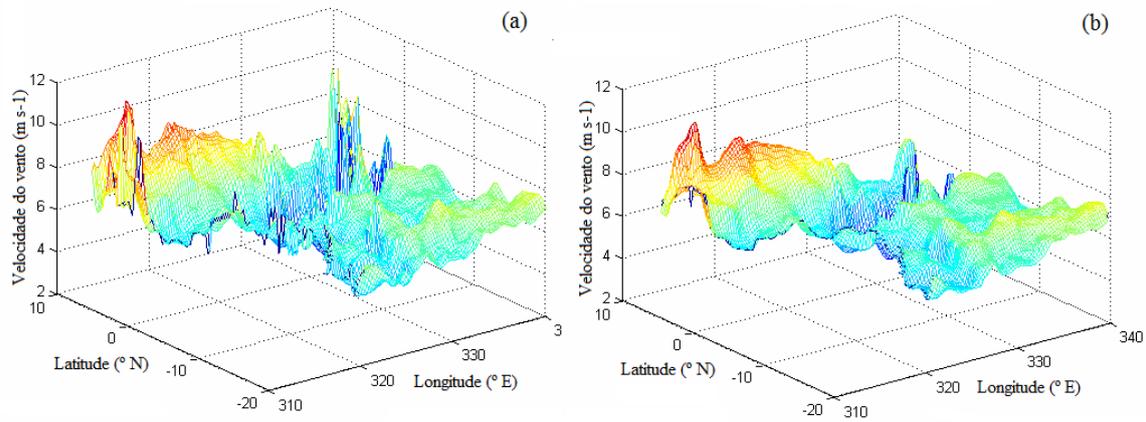


Figura 31: Dados brutos (a) e filtrados (b) da velocidade média diária do vento adquiridos pelo produto BSW relativos a 18 de janeiro de 1998.

Observa-se que o filtro mediana, utilizando uma janela móvel de dimensões 5x5 pixels, foi eficiente na remoção do ruído e alisamento dos dados, com impactos mínimos nos dados originais, ou seja, sem os alterar, de forma significativa, pois a velocidade média observada $U_{raw} = 7.067 \text{ m s}^{-1}$ (dados originais) foi reduzida, em apenas em 0,67%, para $U_{filt}=7.0196 \text{ m s}^{-1}$ (dados filtrados). A tabela 5 também demonstra a eficácia do filtro, dado que se observaram alterações à média, em todas as localizações das bóias, de $-0,18 \%$ a $0,009 \%$. Por sua vez, os desvio-padrões foram reduzidos entre $-3,60\%$ (BSW na localização da bóia 1) e $-1,28\%$ (BSW na localização da bóia 4).

Foram ainda testados outros filtros, como o de Savitzky–Golay, bem como filtros de mediana com janelas móveis de diferentes dimensões (3x3 e de 7x7 pixels). Porém, nenhum apresentou a mesma eficiência que o filtro mediana de 5x5 pixels.

Tabela 4: Médias e desvio-padrão relativos à velocidade do vento, adquiridas pelo BSW na localização das bóias e extrapoladas para $z=100\text{m}$, antes e após a aplicação do filtro mediana.

APLICAÇÃO DO FILTRO				
Posição da bóia	Estatísticas	Antes (A)	Depois (B)	% Variação (A-B)/B*100
B1	\bar{U}	7,1697	7,1565	-0,1845
	σ	1,7472	1,6864	-3,6053
B2	\bar{U}	6,6490	6,6496	0,0090
	σ	1,6246	1,5811	-2,7513
B3	\bar{U}	7,6453	7,6399	-0,0707
	σ	1,5106	1,4824	-1,9023
B4	\bar{U}	7,1332	7,1403	0,0994
	σ	1,8065	1,7837	-1,2782
B5	\bar{U}	6,6556	6,6521	-0,0526
	σ	2.0358	2.0036	-1,6071

4.4.3. Calibração dos dados Blended Winds

4.4.3.1. Extrapolação da velocidade do vento para a altura do rotor

Objetivando a comparação com os ventos medidos pelo produto BSW ($z=10\text{ m}$), as observações adquiridas pelas bóias oceânicas a $z= 4\text{ m}$ foram extrapoladas para $z=10\text{ m}$. Posteriormente, com a finalidade de avaliar os recursos eólicos e, dado que altura do rotor da maioria das turbinas eólicas atuais atinge alturas entre 80 a 100 m, ambos os conjuntos de dados (bóias e BSW) foram ambos extrapolados para a altura de 100 m, utilizando-se para tal método *de* interpolação logarítmica que, a partir das observações originais tomadas em uma determinada altura, extrapola os valores

originais (z_{ref}) para uma altura específica desejada $U(z)$. Esse cálculo é realizado a partir da equação 1 apresentada na seção 2.4.3.

4.4.3.2. Dados BSW vs. bóias oceânicas

Após a filtragem dos dados BSW, compararam-se as séries temporais das observações da velocidade média diária do vento, adquiridas por esse produto na exata localização das bóias oceânicas, com as séries temporais obtidas por cada uma das 5 bóias do programa PIRATA. O centro horário das velocidades médias diárias de vento, obtidas pelos anemômetros instalados nas bóias, foi convertido de 12h UTC para 9h UTC, o mesmo centro das leituras realizadas pelo BSW, por forma, a obter o melhor ajuste possível entre os dois conjuntos de dados. As velocidades do vento medidas pelas bóias foram extrapoladas, usando a lei logarítmica, de 4m para 10m.

Apesar dos processos distintos de aquisição, observou-se que ambos os conjuntos de dados se ajustam muito bem, conforme observado na Figura 32, onde são também indicadas, por faixas de cor cinza, as velocidades de vento de partida (de 3 a 4 m s^{-1}) e nominal (de 12 a 14 m s^{-1}) relativas à maioria das turbinas modernas.

A diferença observada entre ambas as leituras é, em parte, explicada pelas seguintes razões: (i) diferença residual de horários de aquisição das observações, nas quais as médias diárias se baseiam, devido ao horário efetivo da passagem dos satélites; e (ii) processos físicos distintos de aquisição. As bóias registram as médias diárias com base no valor médio das médias horárias que, por sua vez, são construídas a partir de médias observadas da velocidade do vento, calculadas a partir de registros em períodos de 10 minutos (Bourlès *et al.*, 2008). Por sua vez, os dados obtidos pelo BSW combinam as observações de diferentes sensores que são, posteriormente, fundidos mediante determinação de médias ponderadas, em função do horário de aquisição, por meio de uma função Gaussiana (NOAA, 2006) (ver seção 2.5.3.7).

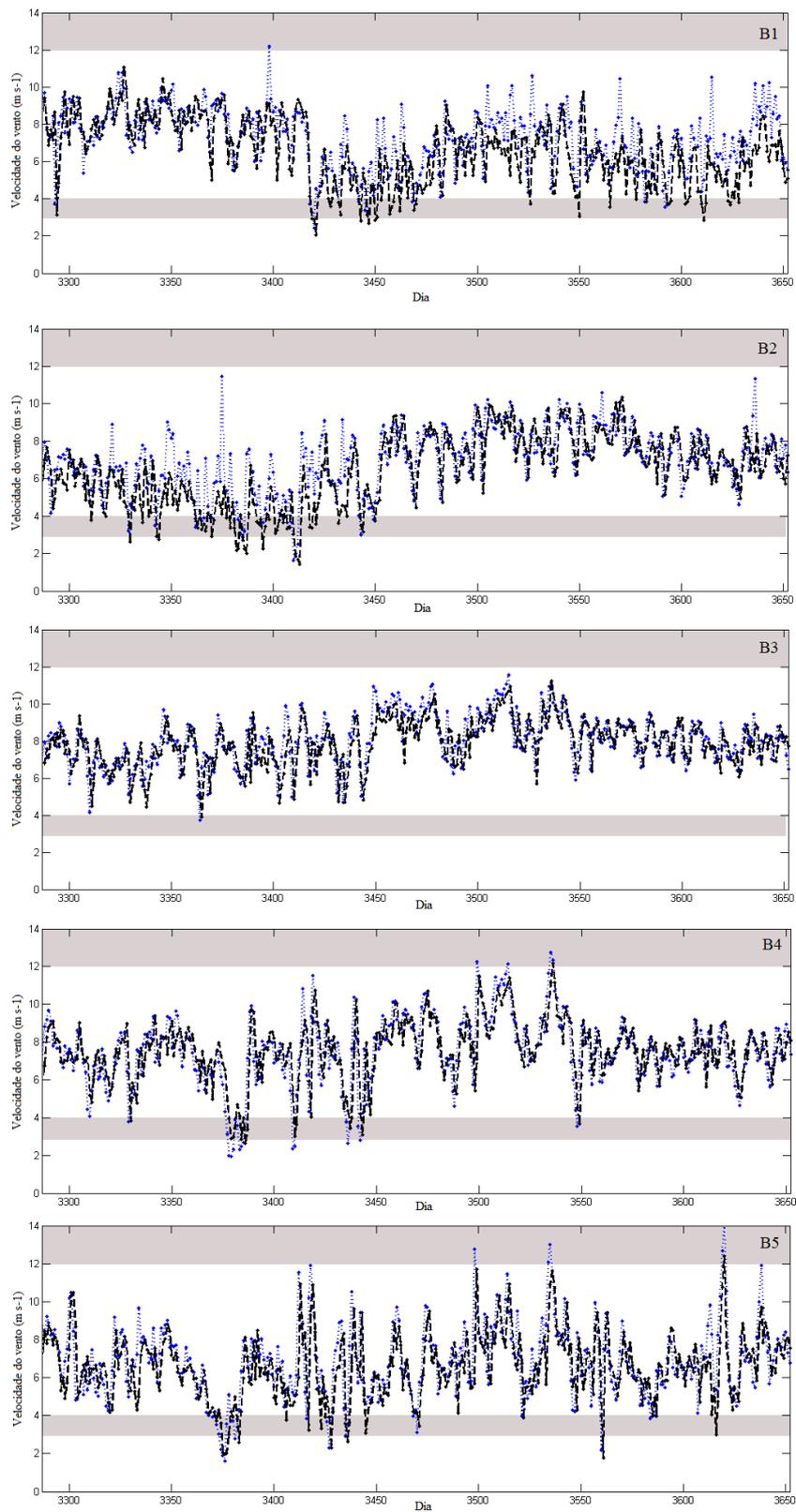


Figura 32: Séries temporais das velocidades médias diárias do vento das bóias PIRATA (linha preta tracejada) e BSW (linha azul tracejada), relativas à altura de 10m, referentes ao período de janeiro a dezembro de 2007, As faixas de cor cinza indicam as velocidades de vento de partida (de 3 a 4 m s⁻¹) e nominal (de 12 a 14 m s⁻¹) relativas à maioria das turbinas modernas.

4.4.3.3. Regressão linear simples dos dados BSW e bóias oceânicas

Visando diminuir o viés observado entre os dados obtidos pelo BSW (U_{bsw}) e as leituras realizadas por cada bóia oceânica (U_{buoy}), realizou-se uma regressão linear simples, cujos coeficientes foram, posteriormente, usados para calibrar os dados BSW. Adotou-se uma regressão linear simples pela origem executada tem a seguinte forma matemática:

$$U'_{\text{bsw}} = \beta_1 U_{\text{buoy}} \quad \text{Equação 7}$$

Em uma primeira fase, extraíram-se as séries temporais do BSW, relativas à localização de cada uma das bóias, e ajustaram-se, para cada uma das bóias, modelos de regressão linear (no total de 5), conforme a equação 7. As estatísticas referentes a esses modelos são apresentadas na Tabela 6.

Os ajustes lineares individuais entre os dados BSW e cada uma das bóias foram similares, tendo sido obtidos coeficientes de correlação linear R entre 0,680 (bóia 5) e 0,759 (bóia 2). A raiz do erro quadrático médio (em inglês, *Root Mean Squared Error*), isto é, a raiz da média aritmética dos quadrados dos erros de todas as observações da amostra. Ela representa, portanto, o desvio quadrático médio de uma observação individual em torno da média da amostra, tendo variado entre 1,154 m s⁻¹ (bóia 2) e 1,351 m s⁻¹ (bóia 5)

No geral, considerando os dados relativos a todas bóias e seus respectivos pares medidos pelo BSW, obteve-se um ajuste linear bom, obtendo um coeficiente linear R=0,724 e raiz do erro quadrático médio RMSE= 1,237 m s⁻¹.

Tabela 5: Número de observações consideradas nas regressões (N), coeficiente de correlação linear de Pearson (R), coeficiente de determinação (R^2) e raiz do erro quadrático médio (RMSE).

Bóia	1	2	3	4	5	Todas bóias
N (regressão)	3.581	3.792	1.764	1.900	1.695	11.838
R	0,698	0,759	0,744	0,757	0,680	0,724
R^2	0,488	0,577	0,553	0,574	0,463	0,524
RMSE	1,310	1,154	0,981	1.068	1,351	1,237

A Figura 33 mostra, por meio de gráficos de dispersão, os ajustes obtidos entre os dados BSW e as bóias 1 a 5 (Figura 33a a 33f) e o ajuste BSW versus todas as bóias. Em todos os casos, observa-se que o BSW superestima as medições das bóias, em particular, para ventos de velocidades médias diárias menores que 8 m s^{-1} . O ajuste é melhor para ventos mais fortes, de velocidades médias diárias superiores a 10 m s^{-1} , dado que um menor número de observações caem fora do intervalo de ± 2 unidades de desvio-padrão. No entanto, os gráficos de dispersão dos resíduos *standardizados* relativos aos modelos lineares ajustados (Figura 34) mostram que os resíduos maiores são negativos, isto é, ocorrem quando o BSW estima ventos de velocidade média diária superior (maior que 10 m s^{-1}), sendo que as correspondentes medições das bóias são de valores significativamente inferiores.

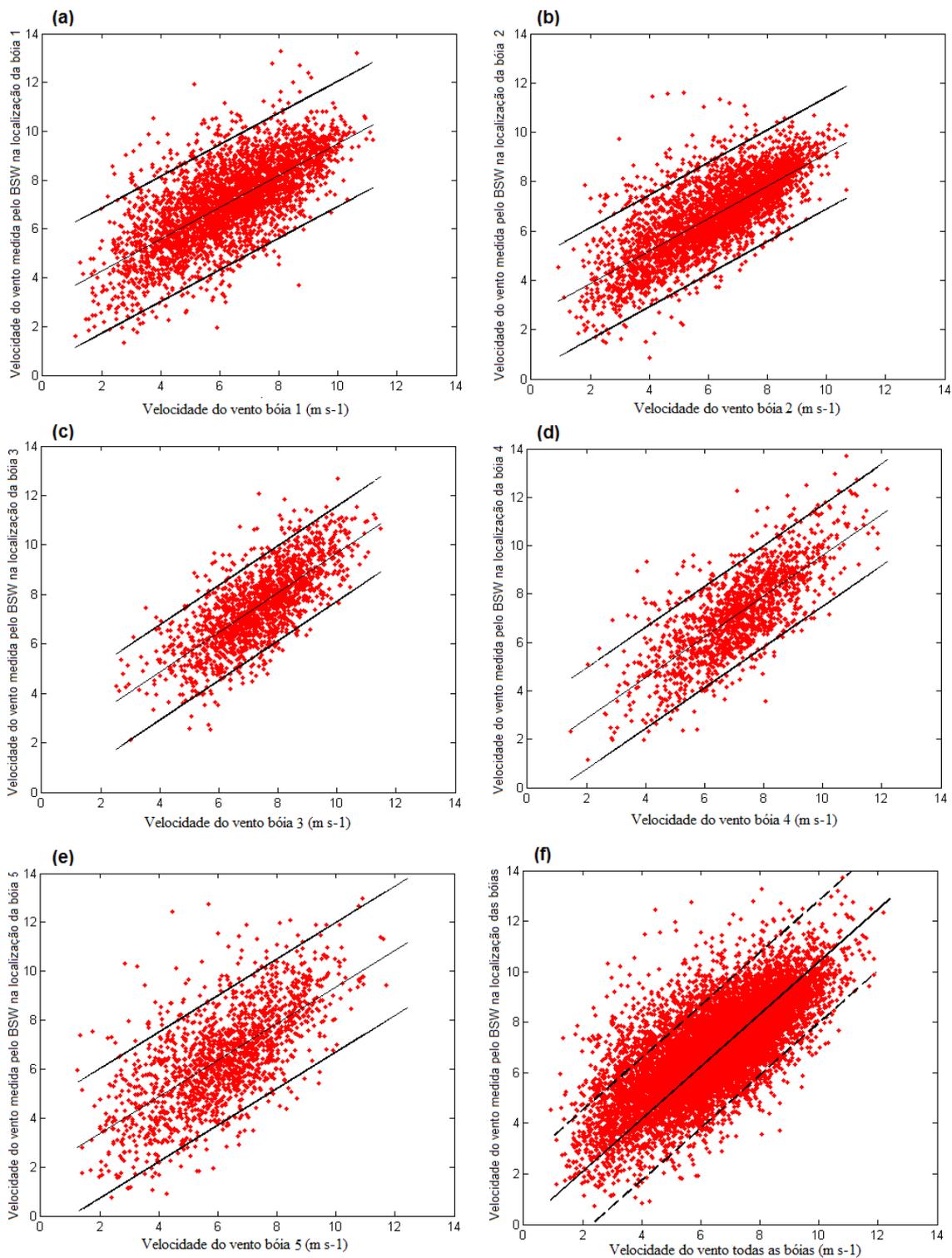


Figura 33: Gráficos de dispersão relativos às regressões lineares referentes às bóias B1 (a), B2 (b), B3 (c), B4 (d), B5 (e) e todas as bóias reunidas (f).

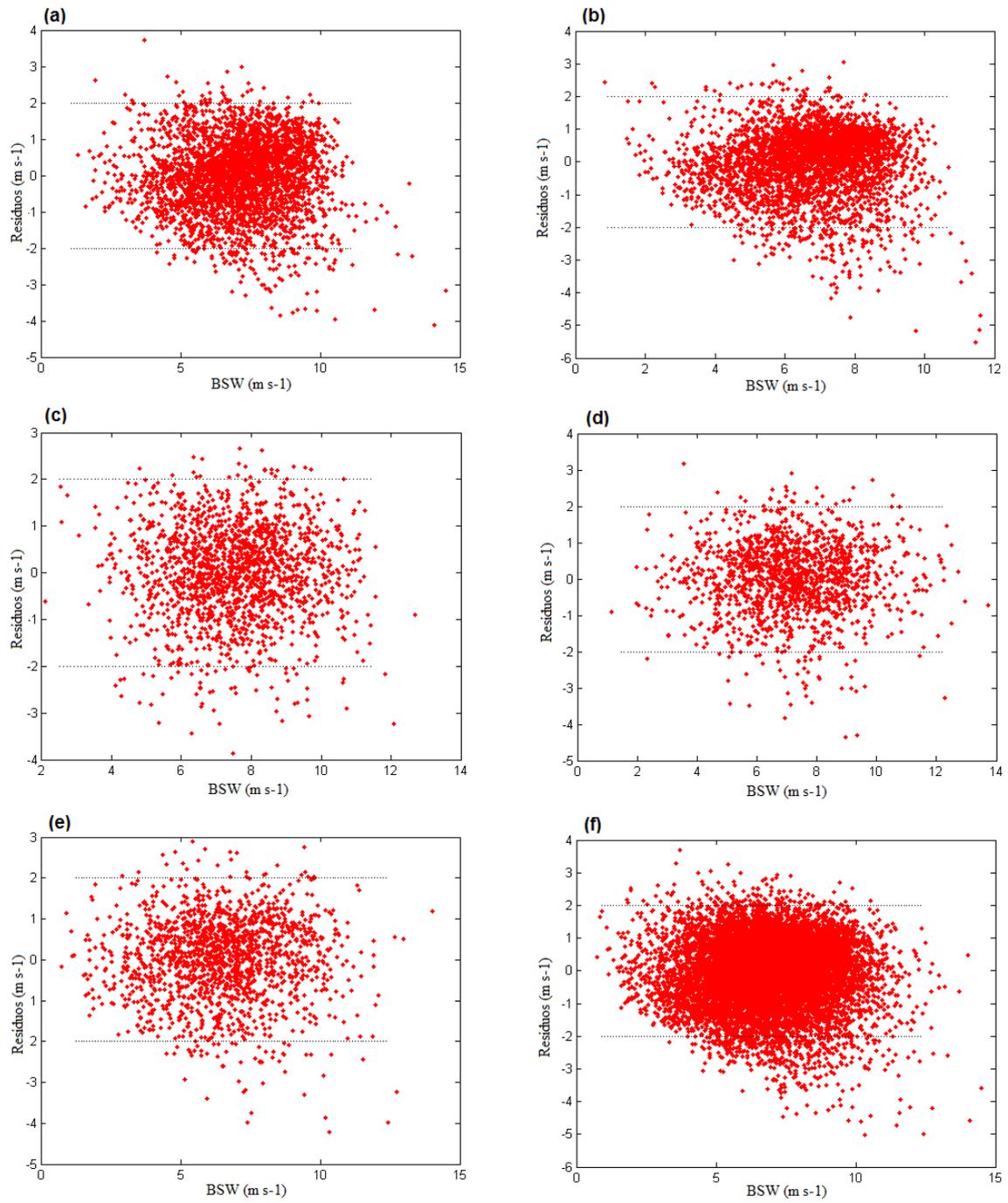


Figura 34: Resíduos observados relativos às regressões lineares referentes às bóias B1 (a), B2 (b), B3 (c), B4 (d), B5 (e) e todas as bóias reunidas (f).

Aplicando esse modelo aos dados obteve-se a seguinte equação:

$$U'_{\text{bsw}} = 1.0391 U_{\text{buoy}} \quad \text{Equação 8}$$

e a equação de calibração correspondente:

$$\hat{U}_{\text{bsw}} = U'_{\text{bsw}} / 1.0391 \quad \text{Equação 9}$$

Em termos práticos, a calibração dos ventos BSW significa que as velocidades médias diárias dos ventos BSW serão reduzidas em cerca de 4%. Essa redução é consistente e necessária, dada a superestimação observada pelo produto BSW (Figura 32) em relação aos ventos medidos pelas bóias.

4.4.3.4. *Efeito da chuva nos ventos BSW em comparação com as bóias*

Investigou-se também o efeito da chuva nas medições obtidas pelo produto BSW, dado que vários estudos apontam para a contaminação das leituras da velocidade do vento oceânico quando ocorrem precipitações (Bourassa *et al.*, 2010).

Consideraram-se as taxas de precipitação média diárias registradas pela bóias (SERRA *et al.*, 2001) e as diferenças observadas entre os ventos BSW e os das bóias. Caso a contaminação por chuva tenha ocorrido, as diferenças entre as velocidades médias diárias do BSW e das bóias tenderão a ser mais elevadas, à medida que as taxas de precipitação diária sejam mais altas.

Observou-se, no entanto que, para todas as 5 bóias, não existe correlação entre essas diferenças e as taxas de precipitação, sugerindo que as leituras do produto BSW não foram contaminadas pela chuva, provavelmente devido à diversidade de sensores e respectivos princípios físicos de aquisição que compõem o produto BSW, tais como os radiômetros passivos (e.g. SSMI, TRMM, TMI, AMSR-E) e o escaterômetro QUIKSCAT.

5. Resultados e Discussão

5.1. Mapas de velocidade média diária e densidade de potência dos ventos

Em toda a área de estudo, desde a foz do rio Amazonas, ao sul da Bahia, os recursos eólicos encontrados são potencialmente interessantes para a produção de energia elétrica, dado que, no mínimo, os ventos observados, no período de 1 de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 2010, possuem 6 m s^{-1} de velocidade média (Figura 35).

Três áreas costeiras de potenciais eólicos distintos foram identificadas. A de maior potencial situa-se entre as cidades de São Luis do Maranhão (315.8° E , 2.6° S) e Natal (324.7° E , 5.8° S), onde a velocidade média dos ventos superou os 8 m s^{-1} . Uma segunda área foi encontrada a oeste do Estado do Maranhão até a foz do rio Amazonas, próximo à cidade de Belém do Pará (311.5° E , 1.5° S), com ventos de velocidades médias entre 7 e 8 m s^{-1} . E uma terceira, e última, no segmento sudeste da área de estudo, do Estado da Paraíba até ao sul da Bahia, com ventos de menor velocidade (de 6 a 7 m s^{-1}), comparativamente às duas primeiras áreas, mas ainda interessantes para a produção de energia elétrica.

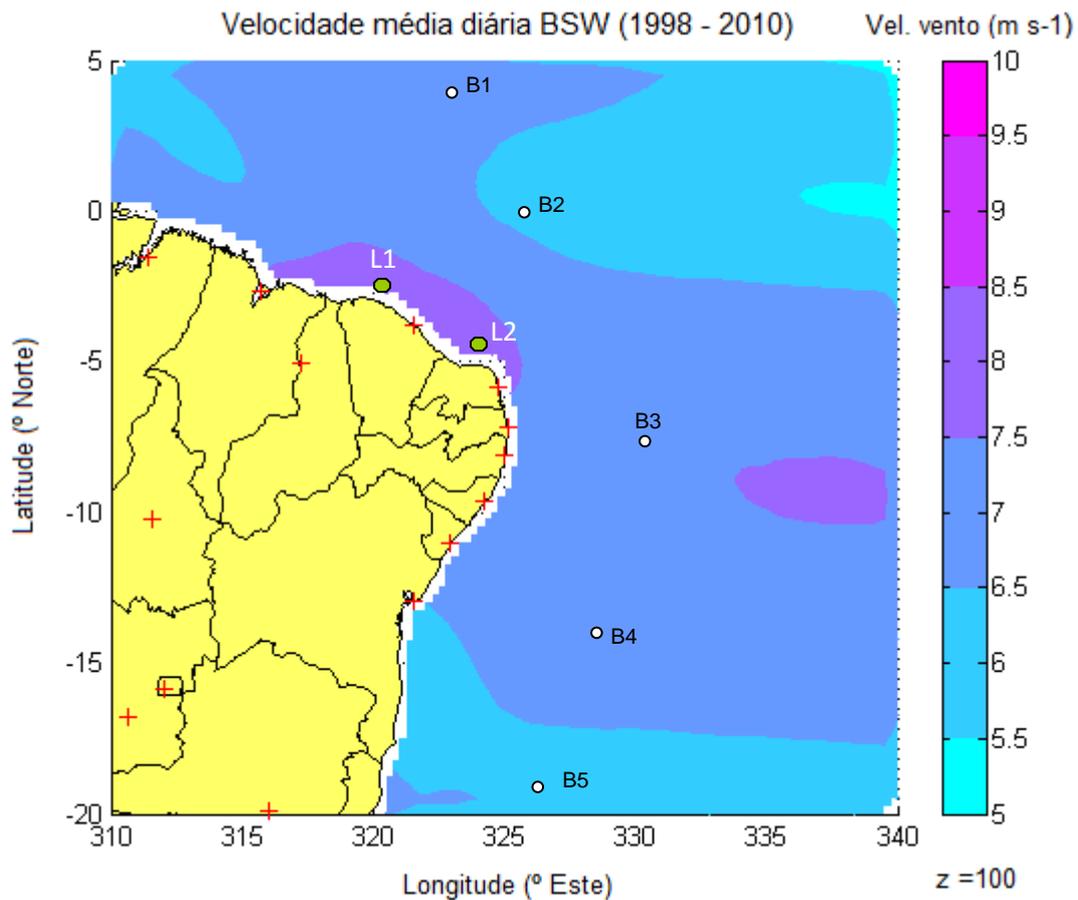


Figura 35: Velocidade média diária dos ventos BSW (em m s^{-1}) na altura $z = 100$ m, relativa ao período de 1998-2010, localização das bóias PIRATA (círculos em branco) e pontos L1 e L2 (octógonos em verde) selecionados para análise detalhada do potencial energético.

Em relação à densidade de potência (Figura 36), as áreas de maior potencial apresentaram valores entre 400 a 500 W m^{-2} e 250 - 300 W m^{-2} nas demais, todas apresentando interesse comercial para a indústria de energia eólica.

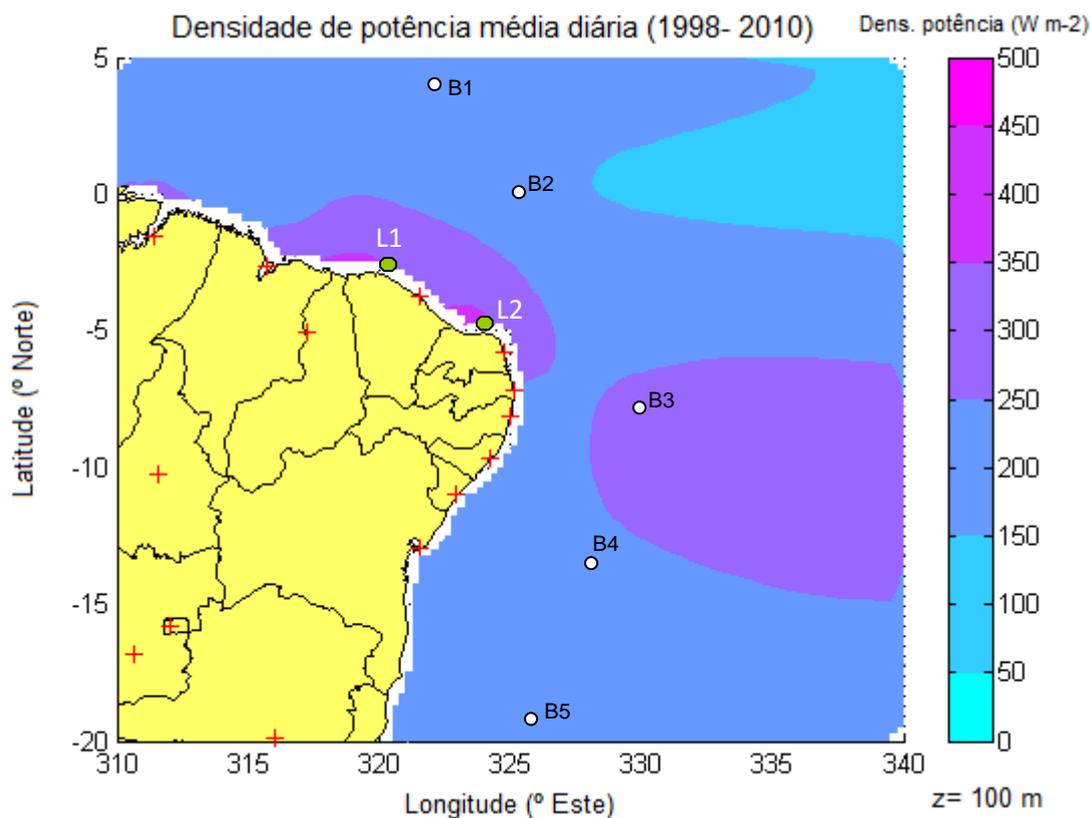


Figura 36: Densidade de potência média diária (em $W m^{-2}$) na altura $z = 100$, obtida a partir do BSW, relativa ao período de 1998 a 2010, localização das bóias PIRATA (círculos em branco) e pontos L1 e L2 (octógonos em verde) selecionados para análise detalhada do potencial energético.

5.1.1. Comparação com outros trabalhos de avaliação de recursos eólicos

Os resultados obtidos no presente trabalho encontram-se em consonância com aqueles observados em estudos anteriormente realizados que combinaram medições anemométricas e o modelo numérico de simulação de camada-limite Mesomap (Amarante *et al.*, 2001, 2001c, 2003 e 2008).

Em grande parte da área identificada, neste trabalho, como de maior potencial eólico, correspondente aos litorais dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte, Amarante *et al.* obteve, na altura de 100 m, ventos de velocidade média anual superior a $7,5 m s^{-1}$ e, em alguns locais, médias anuais superiores $9 m s^{-1}$, em particular, durante o período seco (julho a dezembro). No segmento sudeste da região de estudo, nos estados de Alagoas (Amarante *et al.*, 2008) e Bahia (Amarante *et al.*, 2001c), os estudos apontaram ventos de velocidade média, a 100 m de altura, de $6 m s^{-1}$ na maior

parte de Alagoas e de $7,5 \text{ m s}^{-1}$ no extremo sul desse Estado e, de 7 a $7,5 \text{ m s}^{-1}$, a 70 m, nos extremos norte e sul do litoral baiano (e de, aproximadamente, 6 m s^{-1} na maior parte da Bahia).

5.2. Ajuste de uma função de densidade de probabilidade

De forma a avaliar em maior detalhe o potencial eólico na área de estudo, realizou-se a modelagem, por meio de ajuste de uma função de densidade de probabilidade (FDP), às distribuições (séries históricas) da velocidade média diária do vento. Com esse propósito, selecionou-se dois pontos: ponto L1, localizado ao largo do Ceará, nas coordenadas geográficas lat.: $2^\circ 30' \text{ S}$ e long.: $319^\circ 30' \text{ E}$; e ponto L2, na posição geográfica lat.: $4^\circ 45' \text{ S}$ e long.: $323^\circ 30' \text{ E}$, ao largo do Rio Grande do Norte (Figuras 35 e 36).

Os histogramas das distribuições das velocidades médias diárias do vento e correspondentes ajustes das FDP das distribuições Normal e Weibull são apresentados nas Figuras 37 e 39, respectivamente.

5.2.1. Ajuste da FDP da Distribuição Normal

Considerando que as distribuições de velocidade do vento em cada uma das localidades analisadas são, na verdade, seqüências de variáveis independentes e identicamente (i.i.d.) distribuídas, isto é, as velocidades médias diárias representadas, por X_1, \dots, X_i (com $i=1$ variando até 4745, número de dias do período de estudo), com valores médios $E(X_i) = \mu_i$ e variância finita ($0 < \sigma_i^2 < \infty$), por aplicação do Teorema do Limite Central, a distribuição da sua média $X_i = (1/n) \sum X_i$ (velocidades médias diárias obtidas pelo BSW) terá uma função de distribuição acumulada (CDF): $G_n(x) = \sqrt{n} (X_n - \mu) / \sigma$ que converge para uma distribuição normal padrão (Casella, 2002).

A figura 37 apresenta o ajuste da distribuição normal (linha azul) às distribuições de velocidades médias diárias nos pontos L1 (Figura 37a) e L2 (Figura 37b).

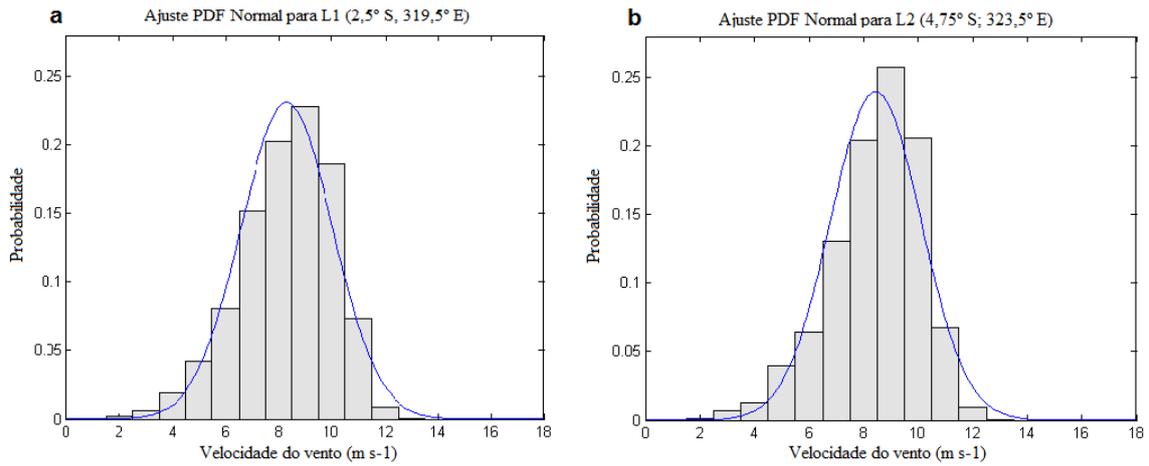


Figura 37: Histogramas da velocidade média diária do vento para $z=100$ referentes às locações L1 (a) e L2 (b), respectivamente. A linha azul representa a FDP da distribuição Normal ajustada aos dados.

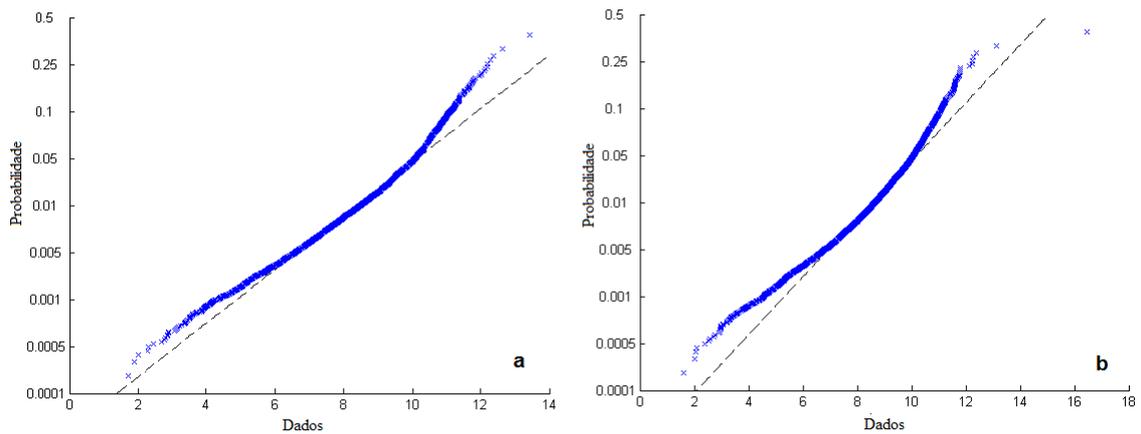


Figura 38: Gráficos de probabilidade referentes ao ajuste da distribuição Normal nas locações L1 (a) e L2 (b). A linha preta tracejada representa a distribuição teórica da Normal.

Avaliou-se ainda o ajuste da FDP da Normal às distribuições de velocidade média diárias, por meio da verificação visual de gráficos de probabilidade do tipo p-p (*probability plots*). Esses gráficos apresentam as funções de distribuição acumulada Normal teórica e a ajustada aos dados, sendo que o ajuste é considerado bom, caso os pontos, representando a distribuição Normal, se localizem em cima da reta, que representa a distribuição teórica da Normal (linha preta tracejada nas Figuras 38a e 38b). Ambos os gráficos confirmam que o ajuste da distribuição não é satisfatório nos

dois pontos L1 e L2. No caso de L1, constataram-se desvios em relação à distribuição teórica da Normal tanto para ventos de velocidade média baixa e, em particular, para ventos de velocidade média diária superior a 13 m s^{-1} (Figura 38a). Em relação a L2 (Figura 38b), embora não se descarte totalmente a distribuição Normal, observaram-se desvios maiores que em L1 em ambos os extremos dos dados, ou seja, para ventos de velocidade média diária inferiores a 6 m s^{-1} e superiores a 13 m s^{-1} .

Tabela 6: Estimativas de máxima verossimilhança relativas à média (\bar{x}) e desvio-padrão amostrais (s) das distribuições Normal ajustadas às velocidades dos ventos observados e respectivos intervalos de 95% confiança referentes às localidades L1 e L2 no período de janeiro de 1998 a dezembro de 2010.

	Localção 1	Localção 2
	Ceará	Rio Grande do Norte
Localização Geográfica	lat: $2,5^\circ \text{ S}$	lat: $4,75^\circ \text{ S}$
	long: $319,5^\circ \text{ E}$	long: $323,5^\circ \text{ E}$
\bar{x}	9,0245	9,2567
S	2,8383	2,7369
95% C.I. para μ	(8,9307; 9,1184)	(9,1663; 9,3472)
95% C.I. para σ	(2,7735; 2,9063)	(2,6744; 2,8023)

A estimativa de máxima verossimilhança para a média das velocidades médias diárias observadas, no período de 1998 a 2010, no ponto L2 foi de $9,2567 \text{ m s}^{-1}$, sendo esta um pouco superior à média estimada no ponto L1 de $9,0245 \text{ m s}^{-1}$. A estimativa do desvio-padrão também foi menor na localção L2 ($2,7369 \text{ m s}^{-1}$), quando comparada com o ponto L1 ($2,8383 \text{ m s}^{-1}$). Significa dizer que os ventos, não são só um pouco mais fortes em L2, como também apresentam menores flutuações de velocidade em relação a L1.

5.2.2. Ajuste da FDP da Distribuição Weibull

As velocidades médias diárias foram também modeladas pela FDP da distribuição Weibull. Verificou-se que essa distribuição (linha azul contínua na Figura 39) se ajusta bem aos dados das duas localidades.

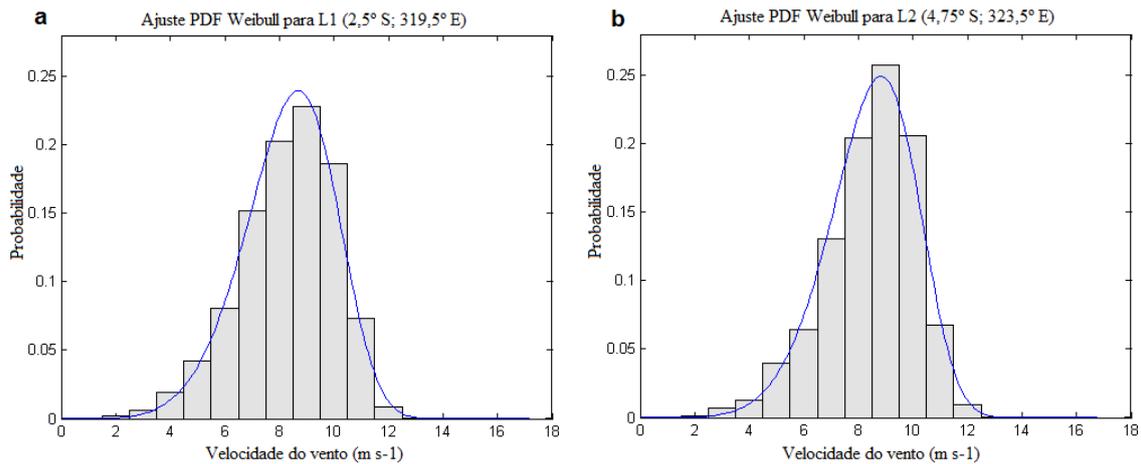


Figura 39: Histogramas da velocidade média diária do vento para $z=100$ referentes às localidades L1 (a) e L2 (b), respectivamente. A linha azul representa a FDP da distribuição Weibull ajustada aos dados.

Por meio de verificação visual, constata-se que, em comparação ao ajuste da distribuição Normal, a distribuição de Weibull se ajusta melhor aos dados nas duas localizações consideradas (Figura 39a e 39b). O ajuste aos dados de L1 foi ótimo com apenas pequenos desvios observados para ventos mais fracos. Em relação a L2, o ajuste conseguido foi bom, no entanto, com maiores desvios, comparativamente a L1, para velocidades mais baixas.

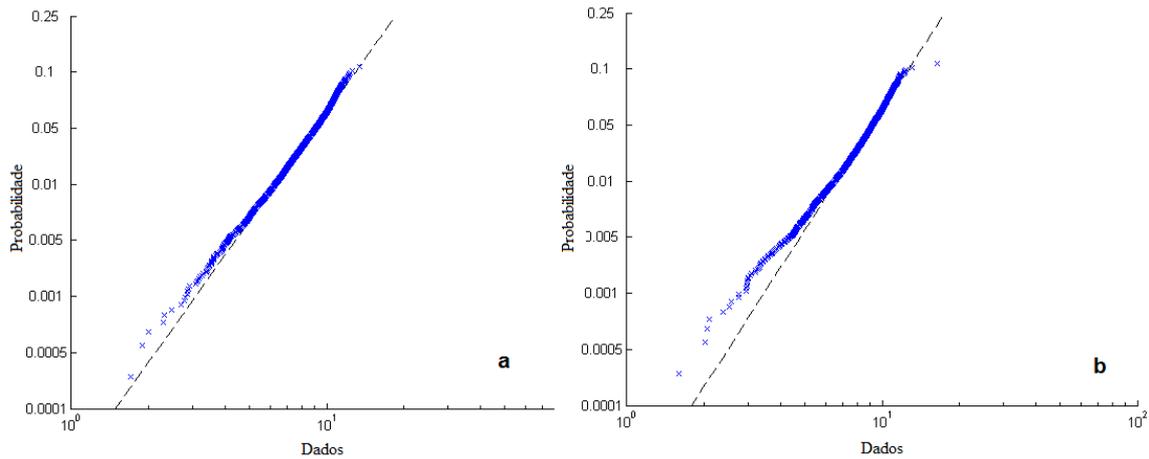


Figura 40: Gráficos de probabilidade referentes ao ajuste da distribuição Weibull nas locações L1 (a) e L2 (b). A linha preta tracejada representa a distribuição teórica da Weibull.

Os desvios relativos a velocidades baixas (Figura 40) se justificam, na medida em que as medições via satélite, devido a limitações técnicas dos sensores, têm um limite inferior de 2 m s^{-1} (Badger *et al.*, 2010).

Tabela 7: Estimativas de máxima verossimilhança relativas à média (x) e desvio-padrão amostrais (s) das distribuições Weibull ajustadas às velocidades dos ventos observados e respectivos intervalos de 95% confiança referentes às locações L1 e L2 no período de janeiro de 1998 a dezembro de 2010.

	Location 1 - Ceará	Location 2 - Rio Grande Norte
Geographical location	Lat: $2,5^\circ \text{ S}$ long: $319,5^\circ \text{ W}$	lat: $4,75^\circ \text{ S}$ long: $323,5^\circ \text{ W}$
C	8,982	9,097
K	5,754	6,077
95% C.I. para c	(8,928; 9,034)	(9,045; 9,149)
95% C.I. para k	(5,604; 5,907)	(5,923; 6,235)

A estimativa de máxima verossimilhança do parâmetro de escala c , relacionado à média da distribuição, obtida para L2 ($9,097 \text{ m s}^{-1}$) foi superior a L1 ($8,982 \text{ m s}^{-1}$), sendo que essas estimativas foram de valor menor, em ambas locações, comparativamente com as obtidas pelo modelo Normal. Os valores obtidos para o

parâmetro de escala k relativo ao ajuste da Weibull à distribuição da velocidade média diárias foram de 6,077 e de 5,754, em L2 e L1, respectivamente (Tabela 8). Dado que a valores mais elevados de k significam menor dispersão dos dados, similarmente, à distribuição Normal, também se observou que, no ajuste da Weibull, os ventos na locação L2 são mais constantes, isto é, se caracterizam por menos flutuações de velocidade que em L2.

5.2.3. A distribuição Normal vs a distribuição de Weibull

Apesar da utilização das velocidades médias diárias possibilitar a adoção da distribuição Normal, decorrente da aplicação do Teorema do Limite Central, como modelo capaz de descrever a variabilidade dos recursos eólicos em estudo, o ajuste resultou melhor quando se utilizou a distribuição Weibull. Como tal, por forma a avaliar a probabilidade (neste caso, percentagem de tempo) da velocidade do vento permanecer acima de uma velocidade específica ou dentro de um intervalo de variação de interesse, integraram-se as funções de densidade de Weibull ajustadas aos dados dos pontos L1 e L2, tendo se obtido as distribuições de probabilidade acumuladas apresentadas na Figura 41. Nessa figura as áreas em cor cinza indicam as velocidades de vento de partida (de 3 a 4 m s^{-1}) e de velocidade nominal (de 12 a 14 m s^{-1}) relativas à maioria das turbinas modernas.

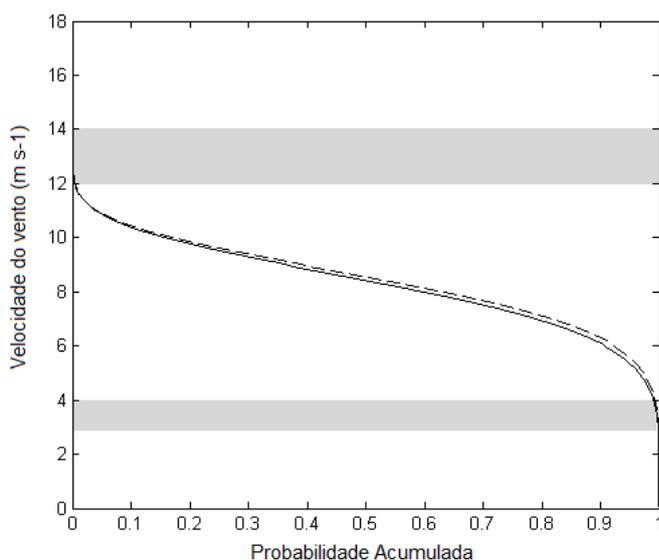


Figura 41: Função de distribuição acumulada da Weibull relativa às localidades L1 (linha contínua) e L2 (linha tracejada).

Obtiveram-se funções de distribuição acumuladas similares nas duas localidades. Em, aproximadamente, 98% dos dias nas duas localidades, as velocidades médias diárias dos ventos excedem os 3 a 4 m s⁻¹, velocidades de início de operação das turbinas. Significa dizer que estas produziram energia em 98% do tempo, embora não em produção constante. Em, aproximadamente, 15% dos dias as velocidades médias diárias dos ventos ultrapassam os 10 m s⁻¹, atingindo, portanto, valores de velocidade perto daqueles de produção máxima das turbinas.

5.2.4. Cálculo do potencial energético

Acrescentando-se os fatores área do rotor (A) e coeficiente de potência (C_p) à equação 2, utilizada para determinar a densidade de potência, é possível obter uma estimativa simples do potencial energético a ser gerado com a instalação de uma turbina eólica, por meio da seguinte expressão matemática:

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot u^3 \cdot A \cdot C_p,$$

Equação 2

onde:

u = velocidade média do vento = 8,3134 (L1) e 8,4470 (L2)³;

ρ = densidade do ar = 1,18 kg m⁻³;

A = área do rotor = 12,469 m² e

C_p = coeficiente de potência = 0,30.

A área do rotor (A) considerada é relativa à turbina eólica RePower 6 MW (RePower, 2012) e o coeficiente de potência C_p é assumida como constante igual a 0,30 (Reis, 2003).

³ A velocidade média diária dos ventos nas locais L1 e L2 foram obtidas a partir das distribuições de densidade da Weibull ajustadas à série histórica relativa ao período de 1998 a 2010. O valor médio da distribuição de Weibull é obtido por meio da seguinte expressão: $E(X) = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$, onde c é o

parâmetro de escala da Weibull e $\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) = \int_0^{\infty} t^{\frac{1}{k}} \cdot e^{-t} dt$ (função Gama)

A produção média anual de energia (em kW/ hora) pode ser obtida multiplicando a energia produzida pela turbina (P_e) pelo número de horas em um ano ($365,25 \cdot 24$).

Tabela 8: Estimativas de energia produzida pela turbina RePower 6 MW nos locais L1 e L2.

	Localização L1 Ceará	Localização L2 Rio Grande Norte
Energia produzida, em média (em kW)	1.268,0558	1.330,1782
Produção média anual de energia (em MW/ hora)	11.115,78	11.660,34

5. Conclusão

O presente trabalho demonstra que o produto BSW é eficaz na avaliação preliminar dos recursos eólicos *offshore* na costa Nordeste do Brasil. Por se tratar de uma plataforma de sensoriamento remoto, composta da fusão de vários satélites, mitiga, em parte, a fraca resolução temporal característica do sensoriamento remoto orbital, pois permite a aquisição de um número consideravelmente superior de observações em relação ao número de observações possíveis adquiridas por apenas um satélite, conduzindo a estimativas menos passíveis de erro.

A aplicação do filtro da mediana às estimativas do BSW cumpriu um papel importante, na medida em que, por meio da redução de dados espúrios (picos) e, conseqüente redução do desvio-padrão, melhorou a consistência das estimativas de velocidade média diária dos ventos.

Os ventos obtidos pelo BSW mostraram boa concordância em relação às medições realizadas por anemômetros instalados em bóias, tendo sido obtido um bom ajuste entre os dois instrumentos de medição, o que possibilitou a utilização dos coeficientes do modelo linear ajustado na calibração dos ventos BSW.

O ajuste de uma função de densidade de probabilidade Weibull às distribuições das velocidades médias diárias, em dois pontos selecionados (L1 no Ceará e L2 no Rio Grande do Norte), permitiu estimar a produção de energia elétrica em, aproximadamente, 98% dos dias do período entre janeiro de 1998 e dezembro de 2011.

Comprovou-se, em toda a costa nordestina, a abundância e constância dos recursos eólicos, muito devido à presença dos Alísios que atingem, durante todo o ano, a costa brasileira a velocidades que viabilizam a produção de energia elétrica (em média, no mínimo, 6 m s^{-1}). No entanto, tendo por base o seu potencial eólico, duas regiões se destacam: a primeira, entre o litoral entre São Luis do Maranhão e Natal (velocidades médias superiores 8 m s^{-1}), e a segunda a oeste do Estado do Maranhão até a foz do rio Amazonas (com ventos de velocidades médias entre 7 e 8 m s^{-1}).

Dado que a tecnologia atual permite a instalação de usinas eólicas offshore em águas rasas de profundidades de até 60 m (Musial, 2006), as áreas de potencial eólico devem ser ainda avaliadas, tendo em conta a batimetria e características do fundo oceânico. Estes quesitos são mais bem atendidos nas áreas próximas à foz do rio Amazonas até à cidade de Natal, onde a plataforma continental atinge as maiores distâncias em direção ao oceano aberto, sendo recomendável um estudo mais detalhado, por forma a identificar possíveis locações nessas áreas. Nas demais áreas, em particular, no setor sudeste (ao sul da Paraíba), a instalação de empreendimentos eólicos é ainda viável, porém mais dificultosa, não só pela menor área disponível com as características necessárias, como também pela menor exuberância dos recursos eólicos.

Pesquisas futuras podem ser direcionadas ao estudo dos ventos, seus regimes e perfis verticais, na faixa de 25 km junto à costa, onde não é possível a aquisição de imagens, por meio de sensores remotos do tipo escaterômetro. Em particular, devem ser concentrados esforços no aperfeiçoamento de técnicas de extrapolação dos ventos para as alturas dos rotores (em alternativa, à lei logarítmica) que incluam a aplicação, em ambiente tropical, da Teoria Universal de Similaridade de Monin-Obukhov, nomeadamente de diferentes métodos para estimar o comprimento de Obukhov e a rugosidade da superfície oceânica, assim como a influência de outros parâmetros como a da nebulosidade local e a ocorrência de chuvas.

Referências bibliográficas

- AMARANTE, O. A. C.; BITTENCOURT, R. M.; ROCHA, N. A.; SCHULTZ, D. J., 2001a. Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil. DEWI Mag, 19, pp. 79-86.
- AMARANTE, O.A.C.; ZACK, M.B.J.; LEITE DE SÁ, A., 2001b. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília, Brasil, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Disponível em: www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm
- AMARANTE, O. A. C.; DA SILVA, F. J. L., 2001c. Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia. Camargo Schubert Engenharia Eólica, COELBA/Iberdrola Empreendimentos do Brasil.
- AMARANTE, O. A. C.; DA SILVA, F. J. L., 2002. Atlas eólico: Rio Grande do Sul. Camargo Schubert Engenharia Eólica, Secretaria de Energia Minas e Comunicações do Estado do Rio Grande do Sul.
- AMARANTE, O. A. C.; DA SILVA, F. J. L.; RIOS FILHO, L. G.; VIDAL, M., 2003. Atlas do Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte. Camargo Schubert Engenharia Eólica, COSERN/Iberdrola Empreendimentos do Brasil.
- AMARANTE, O.A.C.; SCHULTZ, D.J., 2007. Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná. COPEL, Camargo Schubert Engenharia Eólica, LACTEC.
- AMARANTE, O.A.C. et al. 2008. Atlas do Potencial Eólico do Estado de Alagoas. Eletrobrás, Camargo Schubert Engenharia Eólica, LACTEC, Universidade Federal de Alagoas.
- ANEEL, 2011. BIG- Banco de informações de geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acessado em 13 de maio de 2011.
- ANEEL, 2008. Atlas de energia elétrica do Brasil. 3ª edição. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>. Acessado em 13 de maio 2011.
- ASSIREU, A.; PIMENTA F. M., & SOUZA, V., 2011. Assessment of the Wind Power Potential of Hydroelectric Reservoirs. In: Enner Herenio de Alcantara.

(Org.). Energy Resources: Development, Distribution and Exploitation. Nova Science Publishers, Inc., v. 1, p. 1-28.

ATLAS, R. M.; HOFFMAN, R. N.; BLOOM, S. C.; JUSEM; J. C.; ARDIZZON, J., 1996: A multiyear global surface wind velocity dataset using SSM/I wind observations. Bull. Amer. Meteor. Soc., 77, 869-882.

BADGER, M.; BADGER, J.; MORTEN, N.; HASAGER, C. B.; PEÑA, A. 2010. Wind Class Sampling of Satellite SAR Imagery for Offshore Wind Resource Mapping. Journal of applied meteorology and climatology, vol. 49, p.p. 2474-2491.

BAPTISTA, M. C. 2003. Uma análise do campo de vento de superfície sobre o oceano atlântico tropical e sul usando dados do escaterômetro do ERS. Dissertação de Mestrado, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 131 p.

BARTHELMIE, R. J.; PRYOR, S. C. (2003). Can satellite sampling of offshore wind speeds realistically represent wind speed distributions. Journal of Applied Meteorology, vol. 42, pp. 83-94.

BARTHELMIE, R. J., BADGER, J., PRYOR, S. C., HASAGER, C. B., CHRISTIANSEN, M. B., JØRGENSEN, B.H., 2007. Offshore Coastal Wind Speed Gradients: issues for the design and development of large offshore windfarms. Wind Engineering vol. 31, número 6, pp. 369–382.

BENTAMY, A.; CROIZE-FILLON, D.; PERIGAUD, C., 2008. Characterization of ASCAT measurements based on buoy and QuikSCAT wind vector observations. Ocean Science, vol. 4, pp. 265–274.

BENTICHA, M. B., RANCHIN, T.; WALD, L., 2005. Using several data sources for offshore wind resource assessment. Copenhagen Offshore wind 2005.

BERGERON, T.; BERNIER, M.; CHOKMANI, K.; LESSARD-FONTAINE, A.; LAFRANCE, G; BEAUCAGE, P., 2011. Wind Speed Estimation Using Polarimetric RADARSAT-2 Images: Finding the Best Polarization and Polarization Ratio. Journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing, vol. 4, número 4, pp. 896- 904.

BOURLÈS, B., LUMPKIN, R., MCPHADEN, M.J., HERNANDEZ, F., NOBRE, P., CAMPOS, E., YU, L., PLANTON, S., BUSALACCHI, A., MOURA, A.,

- SERVAIN, J. e TROTTE, J., 2008. The Pirata Program: History, Accomplishments, and Future Directions. American Meteorological Society, agosto de 2008.
- BOURASSA, M., STOFFELEN, A., BONEKAMP, H., CHANG, P., CHELTON, D.B., COURTNEY, J., EDSON, R., FIGA, J., HE, Y., HERSBACH, H., HILLBURN, K., JELENAK, Z., KELLY, K.A., KNABB, R., LEE, T. , LINDSTROM, E. J., LIU, W.T., LONG, D.G., PERRIE, W., PORTABELLA, M., POWELL, M., RODRIGUEZ, E., SMITH, D.K., SWAIL, V. e WENTZ, F. J., 2010. Remoted sensed winds stresses for marine forecasting and ocean modeling.
- BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N. E BOSSANYI, E., 2001. Wind Energy Handbook. John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, Reino Unido.
- CAPPS, S. B.; ZENDER, C. S., 2009. The Estimated Global Ocean Wind Power Potential from QuikSCAT Observations, Accounting for Turbine Characteristics and Siting. J. Geophys. Res., 115, L09102, doi:10.1029/2009JD012679.
- CHELTON D. B.; FREILICH, M. H.; SIENKIEWICZ, J. M.; AHN, J. M. 2006. On the Use of QuikSCAT Scatterometer Measurements of Surface Winds for Marine Weather Prediction. American Meteorological Society, vol. 134, pp. 2055- 2071.
- CHOISNARD, J.; BERNIER, M.; LAFRANCE, G., 2003. RADARSAT-1 SAR scenes for wind power mapping in coastal area: Gulf of St-Lawrence case. Geoscience and Remote Sensing Symposium, 2003. IGARSS '03. Proceedings. 2003 IEEE International, vol.44, pp. 2700 – 2702.
- CLARO, M., 2008. Extração do campo de vento na Bacia de Campos- RJ, a partir de imagens ENVISAT/ ASAR. Dissertação de Mestrado, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 115 pp.
- DONG ENERGY, 2006. Danish Offshore Wind: Key Environmental Issues. Danish Energy Authority, Danish Forest and Nature Agency, Copenhaga, Dinamarca.
- EBUCHI, N.; GRABER, H. C.; CARUSO, M. J., 2002. Evaluation of wind vectors observed by QuikSCAT/SeaWinds using ocean buoy data, J. Atmos. Oceanic Technology., 19, 2049–2062.

- EPE, 2009. Nota Técnica PRE 01/2009-r0: proposta para a expansão da geração eólica. empresa de pesquisa energética. Rio de Janeiro, 2009.
- EMILSON I., 1961. The shelf and coastal waters off Southern Brazil. Bolm Inst. Oceanogr., São Paulo, 17(2), p: 101–112.
- ELLIOT, D. L. ; Holladay, C. G.; Barchet, W. R.; Foote, H. P.; Sandusky, W. F., 1987. Wind Energy Resource Atlas of the United States. Disponível em: http://rredc.nrel.gov/wind/pubs/atlas/atlas_index.html.
- ESTEBAN, M. D.; DIEZ, J. J.; LÓPEZ, J. S.; NEGRO, V., 2011. Why offshore wind energy? Renewable Energy, vol. 36, pp. 444-450.
- EWEA, 2011. The European offshore wind industry key trends and statistics 2010. Disponível em: http://ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Offshore_Statistics/110120_Offshore_stats_Exec_Sum.pdf
- FEITOSA, E. 2002. Energia eólica no brasil: os próximos vinte anos. Apresentação no evento 'Sustentabilidade na Geração e uso de Energia'. UNICAMP, 2002.
- FEITOSA, E.; ROHATGI, J. S.; LOBORIO, E., 1993. The influence of high Weibull shape factor on the design of turbines of wind turbines. In: Wind Energy. Houston, U.S.A., ASME, vol. 14, PP 87-88.
- FERREIRA, A. G.; MELLO, N. G., 2005 Principais sistemas atmosféricos atuantes sobre a região Nordeste do Brasil e a influência dos Oceanos Pacífico e Atlântico no clima da região. Revista Brasileira de Climatologia, vol. 1, n.º 1, 2005.
- GARVINE R. W.; KEMPTON, W., 2008. Assessing the wind field over the continental shelf as a resource for electric power. Journal of Marine Research, 66 (6): 751-773.
- GIEBEL, G.; SEMPREVIVA, A. M.; BARTHELMIE, R. J.; SOOD, A.; LANGE, B., 2007. Offshore Wind Assessment. Workshop on Integration of Offshore Wind and Wave Resource. Porto, Portugal.
- GILL, A.B., 2006. Offshore renewable energy: ecological implications of generating electricity in the coastal zone. Journal of Applied Ecology 2006, vol. 42, pp. 605-615.

- HASAGER, C. B.; BADGER, M.; PEÑA, A.; LARSÉN, X. G.; BINGOL, F., 2011. SAR-Based Wind Resource Statistics in the Baltic Sea. *Remote Sensing*, vol. 3, pp.117-144.
- HASAGER, C. B.; NIELSEN, P. A.; ASTRUP, P.; BARTHELMIE, E. D.; DELLWIK E., 2006. Offshore wind resource estimation from satellite SAR wind field maps. *Wind Energy*, 8: 403–19.
- HENNESSEY, J. P., 1977. Some aspects of wind power statistics. *Journal of Applied Meteorology*, vol. 16:2, pp.119-28.
- HOLTON, J., 2004. *An Introduction to Dynamic Meteorology: fourth edition*. Elsevier Academic Press, Burlington, Estados Unidos da América.
- HORSTMANN, J.; KOCH, W.; LEHNER, S.; TONBOE, R., 2000. Wind retrieval over the ocean using synthetic aperture radar with C-band HH polarization. *IEEE Trans. Geoscience. Rem. Sens.*, 38, 2122-2131.
- HORSTMANN, J.; SCHILLER, H.; SCHULTZ-STELLENFLETH, J.; LEHNER, S., 2003. Global Wind speed retrieval from SAR. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, vol. 41, pp. 2277-2286.
- IBGE, 2010. Censo Populacional 2010. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/> Acessado em 4 de dezembro de 2011.
- IEA, 2010. *Energy Technology Perspectives 2010*. International Energy Agency, Paris. Disponível em: www.iea.org/techno/etp/etp10/English.pdf. Acessado em 13 de maio 2011.
- IEA, 2009. *Wind Technology Roadmap*. International Energy Agency. Disponível em: http://www.iea.org/Papers/2009/wind_roadmap.pdf. Acessado em 13 de maio 2011.
- INFOLINE, 2009. Brasil terá um novo Atlas Eólico. Disponível em: <http://info.abril.com.br/noticias/tecnologias-verdes/brasil-tera-um-novo-atlas-eolico-16092009-40.shl>. Acessado em 13 de maio 2011.
- IPCC, 2011. *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Disponível em: http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Full_Report.pdf.

- ISAKSEN, L.; A. STOFFELEN, 2000. ERS-Scatterometer wind data impact on ECMWF's tropical cyclone forecasts. *Trans. Geosciences and Remote Sensing*, vol. 38, pp. 1885-1892.
- JOHNS, W. E., LEE T. N., BEARDSLEY, R. C., CANDELA, J., LIMEBURNER, R., CASTRO, B., 1998. Annual Cycle and Variability of the North Brazil Current. *Journal of Physical Oceanography*, vol. 28(1), pp. 103-128.
- JUSTUS, C. G.; HARGRAVES, W. R.; MIKHAIL, A.; GRABER, D., 1978. Methods for estimating wind speed distributions. *Journal of Applied Meteorology*, vol. 17, pp. 350-353.
- KAJANO, M. T.; ANDREOLI, R. V., 2009. Clima da Região Nordeste do Brasil. In: Cavalcanti, I. F.; Ferreira, N. J.; Silva, M. G. e Dias, M. A. (organizadores). *Tempo e Clima no Brasil. Oficina de Textos*, São Paulo, p.: 213- 233.
- KOLLER, J., KOPPEL, J., PETERS, W. 2006. *Offshore Wind – Research on Environmental Impacts*. Springer, Berlin.
- LANDBERG, L., MYLLERUP, L., RATHMANN, O., PETERSEN, L., JORGENSEN, B. H., BADGER, J. E MORTENSEN, N. G., 2003. Wind resource estimation - an overview. *Wind Energy*, 6:261-271, John Wiley & Sons.
- LEGLER, D. M.; O' BRIEN, J. J., 1984. *Atlas of tropical pacific wind stress climatology 1971- 1980*. The Florida State University, pp. 182.
- LEHNER, S.; BRUSCH, S., LI, X., 2009. Coastal Wind Field and Sea State Measured by TerraSAR-X. *Radar Conference*, Pasadena, U.S..
- LEUTZ R.; ACKERMANN T.; SUZUKI A.; AKISAWA A.; KASHIWAGI T., 2002. Offshore wind energy potential around the Globe. *Proceedings European Wind Energy Conference Copenhagen*.
- LIU, W. 2002. Progress in Scatterometer Application. *Journal of Oceanography*, Vol. 58, pp. 121 – 136.
- LIU, W. T.; TANG, W.; XIE, X., 2008. Windpower distribution over global ocean. *Geophys. Res. Lett.*, 35, L13808, doi:10.1029/2008GL034172.

- LUTGENS F.K.; TARBUCK, E.J., 1995. The Atmosphere: An Introduction to Meteorology. 6th edition. Prentice Hall Inc., New Jersey, USA.
- MANWELL, J. F., MCGOWAN, J.G. E ROGERS, A. 2009. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition. John Wiley and Sons, Washington, 705 pp.
- MEARS, C. A.; SMITH, D. K.; WENTZ, F. J. 2001. Comparison of special sensor microwave imager and buoy-measured wind speeds from 1987 - 1997. J. Geophys. Res., 106, pp.11719-11729.
- MEISSNER, T.; SMITH, D. K.; WENTZ, F. J. 2001. A 10-year intercomparison between collocated special sensor microwave imager oceanic surface wind speed retrievals and global analyses. J. Geophys. Res., 106, pp. 11731-11742.
- MIKKELSEN, T., 2010. Remote Sensing of Wind. In: Peña, A.; Hasager, C. B. (organizadores). Remote Sensing for Wind Energy. Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark, p.p. 6- 19.
- MONALDO, F. M.; THOMPSON, D. R.; PICHEL, W.G.; CLEMENTE-CÓLON, P., 2004. A systematic comparison of QuikSCAT and SAR ocean surface wind speeds. IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, vol. 42, número 2, pp. 283-290.
- MUSIAL, W.; BUTTERFIELD, S., 2006. Energy from Offshore Wind. Conference Paper NREL/ CP – 500- 39450. National Renewable Energy Laboratory, U.S.A..
- NETO, J.; SILVA, C. G., 2004. Morfologia do fundo oceânico. In: Ponzi, V. ; Sichel, S. E. (organizadores). Introdução à Geologia Marinha. Rio de Janeiro, Editora Interciência, pp. 31- 51.
- NIMER, E. 1989. Climatologia do Brasil 2a edição. IBGE, Rio de Janeiro.
- ORTIZ, G. P.; KAMPEL, M. 2011. Ortiz, G.P., & Kampel, M. (2011). Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia. Santos, Brazil.
- PALMA, J. J., 1984. Fisiologia da Área Oceânica. In: Geologia do Brasil. Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), Ministério de Minas e Energia, Brasília, p.: 430 -440.

- PAVIA, E. G.; O' BRIEN, J. J. 1986. Weibull statistics of wind speed over the ocean. *Journal of Climate and Applied Meteorology*, vol. 25, p.p. 324-332.
- PEÑA, A., HASAGER, C. B., GRYNING, S., COURTNEY, M., ANTONIOU, I., MIKKELSEN, T. SØRENSEN, P., 2007. Offshore winds using remote sensing techniques. *Journal of Physics: Conference Series* 75 (2007) 012038 doi:10.1088/1742-6596/75/1/012038.
- PEÑA, A. E GRYNING, S., HASAGER, C.B., 2008. Measurements and modelling of the wind speed profile in the marine atmospheric boundary layer. *Boundary-Layer Meteorology* 129: pp.471-495, Springer Science.
- PIMENTA F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. 2008. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2008.01.012.
- POND, S.; PICKARD, G.L., 1983. *Introductory dynamical oceanography*. 2nd edition. Pergamon Press, Oxford, Inglaterra.
- PRYOR, S.C.; NIELSEN, M.; BARTHELMIE R.J.; Mann, J., 2004. Can satellite sampling of offshore wind speeds realistically represent wind speed distributions? Part II Quantifying uncertainties associated with sampling strategy and distribution fitting methods. *Journal of Applied Meteorology*, vol. 43, pp.739-750.
- NOAA, 2006. Blended Sea Winds. Disponível em: <http://www.ncdc.noaa.gov/oa/rsad/air-sea/seawinds.html>. Acessado em 1 de setembro de 2010.
- REIS, L. B., 2003. *Geração de Energia Elétrica: Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade*. Editora Manole, São Paulo, pp. 324.
- REPOWER, 2012. The REpower 6M Offshore Wind Power Plant. Disponível em: http://www.repower.de/fileadmin/produkte/6m/RE_6M.pdf. Acessado em 2 de fevereiro de 2012.
- SEMPREVIVA, A. M., BARTHELMIE, R. J. e PRYOR, S.C. 2008. Review of Methodologies for Offshore Wind Resource Assessment in European Seas. *Surv.*

Geophys vol. 29, DOI 10.1007/s10712-008-9050-2, pp. 471–497. Springer Science+ Business Media B.V.

SERRA, Y. L., A' HEARN, P., FREITAG, H. P. and MCPHADEN, M. J. ATLAS, 2001. Self-Siphoning Rain Gauge Error Estimates. Journal of Atmospheric and Oceanic Technology, vol. 18, pp. 1989-2001.

SILVA, G., 2003. Características do vento da região Nordeste: Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, 141 pp.

SILVEIRA, I. C. A. DA; SCHIMIDT, A. C. K.; CAMPOS, E. J. D.; GODOI, S. S. DE; IKEDA, Y. 2000. A Corrente do Brasil ao Largo da Costa Leste Brasileira. Revista Brasileira de Oceanografia 48(2):171- 183(C11).

SMITH, W. H. F.; SANDWELL, 1997. Global seafloor topography from satellite altimetry and ship depth soundings. Science, v. 227, p. 1957-1962.

SNYDER, B., KAISER, M.J. 2008. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. Renewable Energy, doi:10.1016/j.renene.2008.11.015.

STILES, B. W.; YUEH, S.W., 2002. Impact of Rain on Spaceborne Ku-Band Wind Scatterometer Data. Ieee Transactions on Geoscience and Remote Sensing, vOL. 40, No. 9, pp. 1973-1983.

STOFFELEN, A., 1998. Scatterometry. Tese de Doutorado. University of Utrecht, 209 pp.

STOMMEL. H., 1948. The westward intensification of Wind-driven ocean currents. Trans. Amer. Geophys. Un., vol. 29, número 2.

STRAMMA, L., 1991. Geostrophic Transport of the South Equatorial Current in the Atlantic. Journal of Marine Research, 49 (2), pp. 281-294.

SWERA, 2008. Brazil Wind Data (10km) from CEPEL. Disponível em: <http://swera.unep.net/index.php?id=35&idx=278>. Acessado em 13 de maio de 2011.

VAREJÃO-SILVA, M. A. 2006. Meteorologia e Climatologia. Versão Digital, Recife, 463 pp.

- WAGNER, R.; COURTNEY, M. 2009. Multi-MW wind turbine power curve measurements using remote sensing instruments - the first Høvsøre campaign. Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark.
- WALLACE, J. M.; HOBBS, P V. 2006. Atmospheric science - An introductory survey. Second edition. Academic Press, 483 pp.
- ZHANG, 2006. Blended and gridded high resolution global sea surface winds from multiple satellites. NOAA- NESDIS National Climatic Data Center, Asheville, Estados Unidos da América.

Anexo A – Artigo submetido

Offshore wind resources of Northeast Brazil from Blended Sea Winds and meteorological buoy data

Hugo Nunes⁴, Marco Ianniruberto¹ and Felipe Mendonça Pimenta²

¹ Instituto de Geociências, Universidade de Brasília (IG/ UNB), Campus Universitário Darcy Ribeiro, CEP: 70910-900, Brasília - DF, Brazil.

² Departamento de Geofísica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (CCET/UFRN), Campus Universitário - Lagoa Nova, CEP: CEP: 59072-970 - Natal-RN, Brazil.

Abstract

This paper investigates the efficiency of the multi-satellite Blended Sea Winds (BSW) product to assess offshore wind power resources of the NE coast of Brazil, affected by the subtropical anticyclonic circulation. The main advantages of BSW product, which consists in a fusion of various ocean observing remote sensors, are the high spatial resolution and substantially higher sampling rate compared to observations acquired by individual satellite remote sensors. The 12-year long data series (1998-2010) of the BSW product is processed with a median filter, in order, to reduce noise and achieve more reliable winds speed estimates. This dataset is then validated and calibrated by comparison with buoy data of the Program PIRATA,

E_mail addresses: hugonunes@unb.br, ianniruberto@unb.br, felipe@geofisica.ufrn.br

through a linear regression. Results demonstrate that the multi-satellite BSW product provides a valid estimation of the wind resources offshore the NE coast of Brazil, where average winds in excess of 6 m s^{-1} all year round were found. Results are presented in winds maps showing the daily winds speeds and their respective power densities at 100m hub height for the period of 1998-2010. Based on their energy potential two points were further selected for analysis: L1 (offshore of Ceará state) and L2 (offshore of Rio Grande do Norte state) and Weibull distributions were fitted to their daily mean winds speed data series. Both locations showed promising wind energy potential with winds averaging above 8 m s^{-1} and turbine activity (not at constant output) above 95% of the time in both locations.

Keywords: Offshore winds; Blended Sea Winds; PIRATA buoys; Wind power; Northeast Brazil.

1. INTRODUCTION

At the end of 2010 Brazil achieved the electrical demand of 419 TWh per year. This represents an average power consumption of $\sim 48 \text{ GW}$, which compares to a installed capacity of 113 GW that is basically dominated by hydro (71%) and fossil-fueled thermal electric plants (26%). Despite the recent international crisis of leading world economies, governmental projections suggest that Brazil should maintain a 4.8% annual growth, so the country is already investing in energy resources capable of granting additional generation capacity (EPE, 2011).

There are still considerable hydropower resources available in Brazil. The country's estimated technical potential is 260 GW of which 126 GW are still untapped. A total of 70% of these unused hydropower resources are located in the Amazon and Tocantins basins (ANEEL, 2008). Hydropower projects in this region suffer, however, strong environmental and social opposition, as many reservoirs are located within tropical forest ecosystems and/or Indian territories. As alternative, the country keeps investing in modern thermoelectric plants and is giving continuity to its nuclear program.

Wind power is still a very discrete parcel of Brazil's generation (near 1% of its installed capacity), although it currently represents the most promising near-term solution for additional generation capacity without substantial increase of green-house gases emissions.

The sector has been one of the fastest growing energy sources in the world in the recent years (GWEC, 2010). The United Nations projects that the contribution of wind energy to global electricity supply may grow from 1,8% by the end of 2009, to 13- 14% (median scenario) or, more optimistically, to 21-25% by 2050. For Brazil, some projections indicate a 32% growth per year for next decade (EPE, 2009). In the following years, 166 new wind farm installations will add an additional 5,1 GW to the Brazilian generation (ANEEL, 2011). This substantial growth is partially supported by two important reasons (i) Considerable resources are available over continental areas. Brazil's technical resource is currently estimated at 143 GW (CRESESB, CEPEL, 2001), while new and more detailed estimates suggest continental resources might be more than twice as large than initially expected (Amarante *et al.* 2001b, 2002, 2003 e 2007); (ii) Wind generation is complementary to hydropower generation. In particular for the northeast Brazil, winds tend to be stronger during the dry seasons (June to

December) and weaker in the rainy season (January-May). These characteristics allow a better management of reservoir levels throughout the seasons so that higher penetration levels of wind energy can be potentially considered (Amarante *et al*, 2001a, Assireu *et al.*, 2011).

The Trade Winds that blow over the NE Brazil are fairly persistent, present low directional variability and considerable intensity (near twice the world's average speed) (ANEEL, 2008). Whereas there are considerable regions for wind power development over continental areas, land use competition due to environmental, commercial or touristic reasons is expected to increase over the next decade. Yet, a large surface area not considered in resource evaluations is the continental shelf, where many of the wind farms planned along the north-northeast corridor (Figure 1).

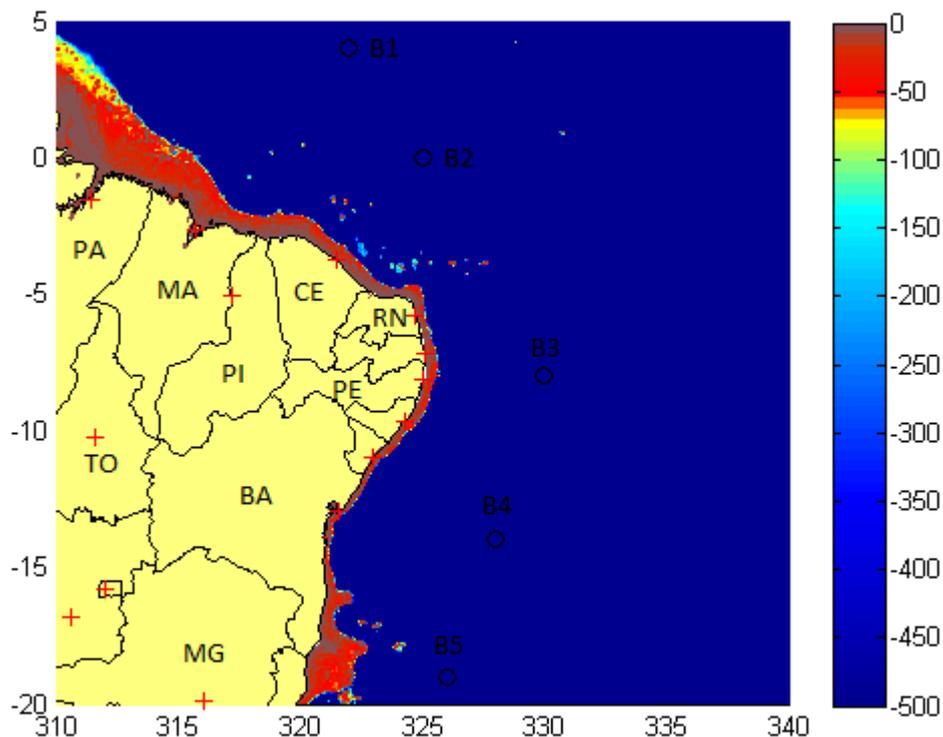


Figure 1. The area of study located at coordinates: latitude: 5° N to 20° S and longitude: 20° W to 50 ° W and oceanic buoys of the program PIRATA. State initials

are BA- Bahia, CE – Ceará, MA – Maranhão, MG- Minas Gerais, PA – Pará, PE- Pernambuco, PI - Piauí, RN – Rio Grande do Norte and TO - Tocantins. Capitals are indicated by red crosses. Depths (meters) are derived from the General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO).

Despite the usual higher installation and maintenance costs, offshore winds are attractive as they present higher speeds with fewer fluctuations, due to the absence of physical barriers, such as topography, edifications or vegetation (Pryor *et al.*, 2001). Studies demonstrate that offshore areas should have at least three times the energy content of comparable land sites (Garvine and Kempton, 2008). The offshore technology is already available for shallow water foundations (< 60 m), while the floatation technology for deeper waters is currently under development and demonstration phases (Musial *et al.*, 2006), thus exploration of wind energy potential depends also on continental shelf morphology.

In this respect, Brazilian continental shelf is a typical passive margin, whose extension is characterized by a considerable variability depending mainly on tectonic control and sediment transported by rivers (Neto, 2004). In particular, in its equatorial and NE sector, the continental shelf reaches a maximum distance of 350 km at the mouth of the Amazon River, extending far in to the open ocean, and a minimum of 8km nearby Salvador da Bahia (Palma, 1984).

As for onshore wind farms, a careful evaluation of wind characteristics is essential for offshore resource assessment, site selection and micro-siting of wind turbines. Offshore meteorological in-situ data has usually insufficient spatial resolution and is either scarce or simply non-existent for many offshore regions. Because of that, remote observations provided by different sensors, such as

Scatterometers (e.g. QuikSCAT, ASCAT) or Microwave Radiometers (for example: SSM/I and TRMM), have been intensively applied to estimate wind resources over wide areas, while high resolution (tens to hundred of meters) SAR observations demonstrated to be well suited for site selection and micro-siting of turbines (Monaldo *et al.*, 2004, Christiansen *et al.* 2006, Hasager *et al.* 2006). Unfortunately, SAR lacks good temporal resolution, as its sampling period is near 6.25 days (Benticha *et al.*, 2005). On the other hand, scatterometer data has near global coverage at lower spatial resolution (tens of kilometers), and temporal resolution better than daily (usually 2 to 6 swaths per day), being better suited for resource assessment studies (Pimenta *et al.*, 2008, Liu *et al.* 2008). A drawback is that Scatterometers prevent reliable wind speed estimations very close (< 25 km) to the coastline due to land contamination of the backscattering signal (Barthelmie *et al.*, 2007; Benticha *et al.*, 2005). Another reason is that one of its most important platforms, the QuikSCAT satellite (NASA, 2009), was recently decommissioned in November 2009. Another alternative is the passive radiometers, such as the SSM/I mission, which uses dual polarization measurements with frequencies between 19,35 to 85,5 GHz. The physical principle of its retrievals is the absorption and scattering of microwaves by the presence water in the atmosphere and by the roughness of the sea surface caused by wind stress. This allows the estimation of near-surface wind speeds (m/ s^{-1}), columnar water vapor and columnar cloud liquid water with a spatial resolution of 25km and temporal resolution of 12 hours (Mears *et al.*, 2001). However, radiometers do not retrieve winds speeds in rain conditions (Hilburn and Wentz, 2008).

To this date few scientific works have focused on the evaluation of Brazil's offshore wind power resources (Pimenta *et al.*, 2008; Ortiz *et al.* 2011) and both using the decommissioned QuikSCAT Mean Wind Field Product (Piolle and Bentamy,

2002). Pimenta *et al.* (2008) demonstrated the applicability of this particular sensor to successfully evaluate wind power over extensive oceanic areas off the Southern coast of Brazil. In a recent work, Ortiz *et al.* (2010) applied the same method to map wind resources along the entire extension of the Brazilian coast.

Here we extend these previous works by exploring a new remote sensing product, the multi-satellite Blended Sea Winds (BSW), which consists of a dataset built up from different sensors and satellite platforms (Zhang, 2006; NOAA, 2006). In comparison to previous studies based on QuikSCAT MWF (Pimenta *et al.*, 2008 and Ortiz *et al.* 2011) or JPL QuikSCAT Level 3b product (Liu *et al.*,2008; Capps *et al.* 2009) measurements, the BSW has a larger temporal coverage (1987-present), a better temporal resolution and similar or better spatial resolution (Table 1). Our objective is to demonstrate the application of this new multi-satellite BSW for offshore wind power assessments. The dataset is first compared to *in-situ* meteorological buoy data and then it is used to provide a preliminary assessment of the offshore section of the tropical Atlantic between 5° N to 20° S and 20° W to 50° W (Figure 1).

Table 1: Comparison of different satellite datasets used for wind resource evaluations. [IFREMER Gridded winds: Pimenta *et al.* (2008) and Ortiz *et al.* (2011); JPL QuikSCAT L3b: in Liu *et al.* (2008) and Capps *et al.* (2009); SSM/ I: Mears *et al.* (2001)].

Remote sensing data	Time Span	Temporal Resolution	Spatial Resolution
IFREMER Gridded Winds	1999-2009	Daily	0.5° (56 km)
JPL QuikSCAT L3b	1999-2009	Every 12h to 24h	0.25° (27 km)
NOAA Blended Sea Winds	1987- present	Every 6h	0.25° (27 km)
SSM/ I	1987- present	Every 12h	0.25° (27 km)

2. DATA AND METHODS

2.1 Blended Sea Winds

The BSW is a near global, high-resolution gridded product provided by National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)⁵. It consists of a continuously updated dataset from September 1987 to the present, with interpolated winds at the spatial resolution of 0.25° (~27.5 km). The dataset is derived from up to six different satellites and sensors, such as the passive microwave radiometers SSMI, TRMM, TMI, AMSR-E and the active scatterometer QuikSCAT (Zhang, 2006). These sensors estimate near-surface wind speeds at a 10 m height from the ocean surface backscattering strength. Whenever land is detected within the grid cell, no mean wind speed is estimated.

An important advantage of using this specific product is that its sampling is considerably higher than usually acquired by individual satellites. For a fixed geographical location, average satellite daily passages can vary from 6.7 for Equatorial regions up to 9.7 passes for higher latitudes. As a result, the interpolated dataset has four observations per day (UTC 00, 06, 12 and 18h). Specifically for this work, we make use the of daily means available for the period between January 1st of 1998 and December 31st of 2010, totalizing 4745 observations with center time at 09h UTC. The use of higher temporal resolution (4 observations per day) for computing the daily mean product reduces considerably the estimation error for any geographical location (Zhang, 2006).

⁵ <http://www.ncdc.noaa.gov/oa/rsad/air-sea/seawinds.html>

2.2. PIRATA ocean buoys

Although direct measurements of offshore wind speeds provided by ocean buoys lack spatial resolution, they play an important role on the validation and calibration of remote sensing observations. Five buoys derived from the project PIRATA (Bourles et al., 2008) were used for comparison with the BSW dataset. Sensors onboard buoys register, among other parameters, direction and magnitude of winds at 4 m height. Observed wind statistical parameters of the considered 5 buoys are shown in Table 2.

Table 2: Geographical location of buoys, their acquisition period, number of observations (N), mean wind speed in m s^{-1} (\bar{U}), standard deviation (σ) and power density (P_d) in W m^{-2} at 10m and 100m measurement heights.

Buoy	1	2	3	4	5
Location	4°N 38°W	0°N 35°W	08°S 30°W	14°S 32°W	19°S 34°W
Data Acquisition Period (start and end date)	02/21/1999 09/03/2010	01/29/1998 12/31/2010	08/21/2005 12/31/2010	08/24/2005 12/31/2010	09/01/2005 12/31/2010
N	3926	4446	1897	2024	1812
$\bar{U}(z = 10m)$	6.363	6.306	7.354	7.118	6.173
$\sigma(z = 10m)$	1.830	1.776	1.473	1.635	1.841
$P_d(z = 10m)$	151.998	147.668	234.651	212.778	138.784
$\bar{U}(z = 100m)$	7.717	7.649	8.919	8.633	7.487
$\sigma(z = 100m)$	2.220	2.153	1.787	1.983	2.233
$P_d(z = 100m)$	271.142	264.038	418.601	379.610	247.614

2.3 Extrapolating wind data to hub-height

Today's wind turbines that are installed offshore reach hub heights of 80 to 100 m, while ocean buoys measure winds at 4 m and BSW at 10 m height, respectively. Here the buoy data is first extrapolated to $z=10$ m, for comparison with BSW. Next, both datasets are extrapolated to the height of $z=100$ m for resource evaluation. The *log law* is used to evaluate winds at chosen specified levels, in reference to the level of original measurements z_{ref} :

$$U(z) = U(z_{ref}) \ln(z/z_0) / \ln(z_{ref}/z_0),$$

where $U(z_{ref})$ is the wind speed measured at the height z_{ref} and z_0 is the surface roughness, considered to be constant and equal to 0.2 mm. This is the recommended surface roughness for open and calm sea areas (Manwell *et al.*, 2009). Here we assume the neutral stability of the atmosphere. In such conditions, the air flow is mainly governed by mechanical processes, so that the vertical wind shear is due to friction forces (Manwell *et al.*, 2009).

2.3 Processing of BSW satellite data

The raw BSW data showed spikes and border effects that had to be removed. The first is readily recognized by visual inspection of neighbouring grid points, as these single bad observations usually report extremely high wind speeds. The border effect, on the other hand, seems to be generated when combining neighbouring satellite swaths derived from different platforms at distinct times (i.e. overlapping sensors estimates) (Figure 2).

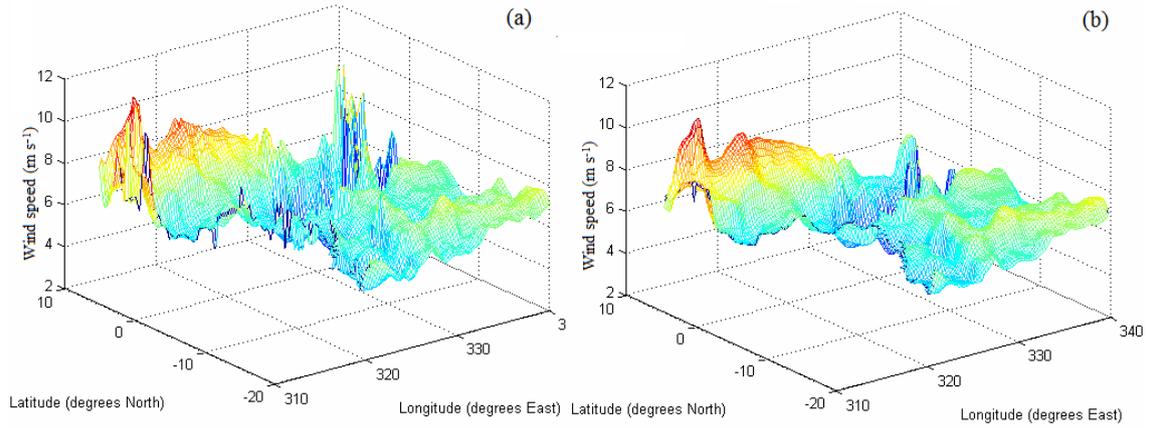


Figure 2. Raw (a) and filtered (b) BLENDED SEA WINDS daily mean speed data for January 18th of 1998.

In order to remove undesired spikes from the dataset and smooth out border effects, a median filter with a 5 X 5 sliding window was applied. The median filter is a non-linear low pass filter often used in image processing to smooth data and remove noise (Arias-Castro, 2009). Usually, a two-dimension median filter uses a sliding window, of fixed dimension, to determine the value of a pixel (grid point) by the median of the neighborhood pixels within that considered window. As the median is considerably less sensitive than the mean to extreme values, this filter performs well in removing those outliers. The filter could be implemented by the following expression:

$$U_{filt}(i,j) = \text{median}\{U_{raw}(i_m, j_m)\}, \text{ where } i_m=(i-k):(i+k), j_m=(j-k):(j+k),$$

(Equation 1)

with $k=(w-1)/2$ and where w is the window size.

As example, we compare on Figure 2a the raw U_{raw} (unfiltered) BSW dataset together with the filtered (Figure 2b) wind field (U_{filt}) for the same date. The overall change of the mean wind speed is from $U_{raw} = 7.067 \text{ m s}^{-1}$ to $U_{filt}=7.0196 \text{ m s}^{-1}$,

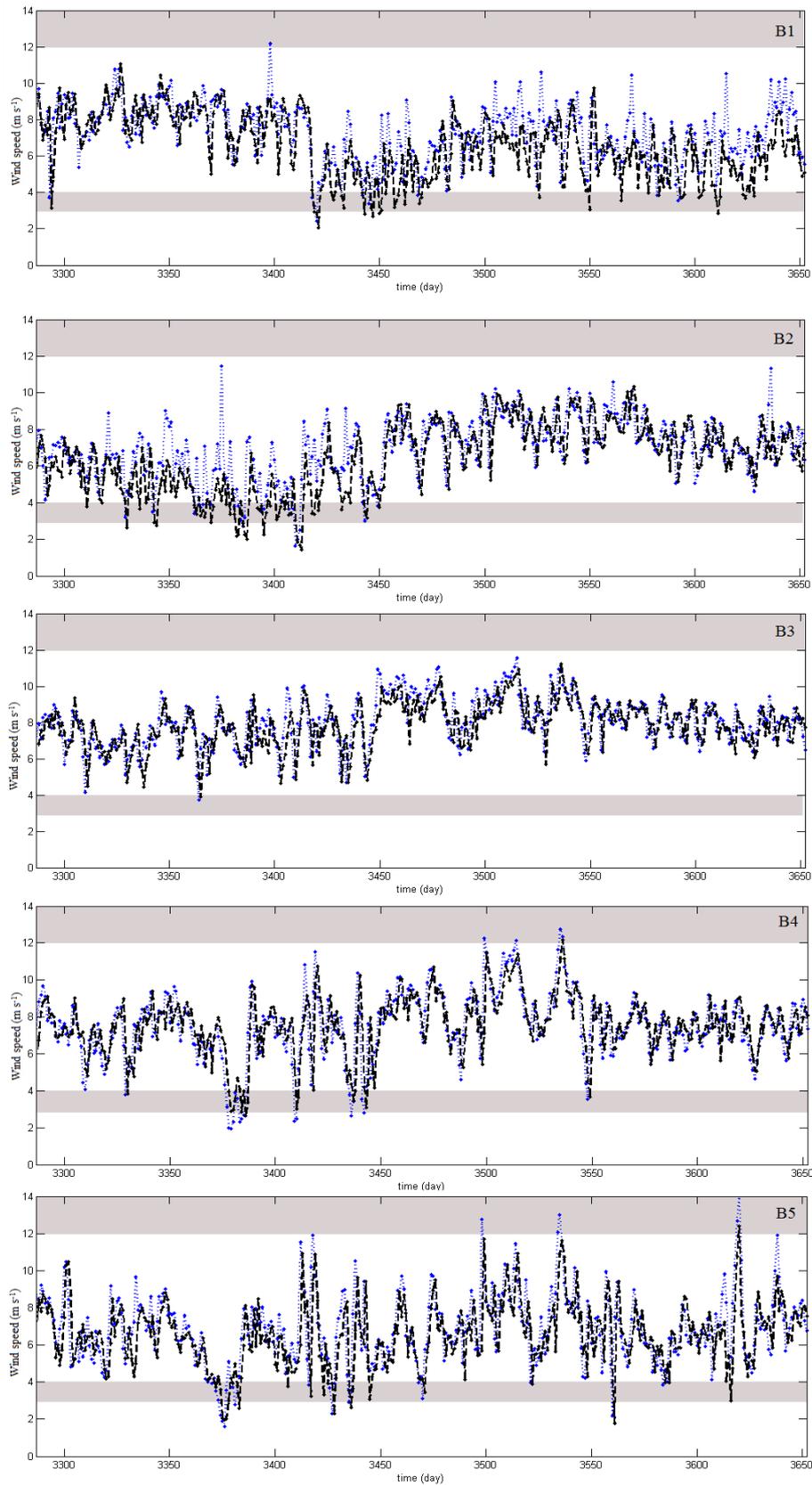
corresponding to a reduction of 0.67%. This means that the median filter, while smoothing data and reducing noise, did not significantly alter the original wind speeds, as the impact on the overall mean was minimal.

2.4 Comparison of buoys and satellite data

2.4.1 Satellite data adjustment

For comparing satellite data to the PIRATA buoys' winds, we have extracted satellite time series from the closest grid points to each of the buoys' positions, and computed daily mean buoy wind at centre time UTC 09h to match BSW centre time. As example, the buoys and the BSW time series related to the year 2007 are shown on Figure 3.

Figure 3. Time series comparing PIRATA buoys (black dashed line) and Blended Sea Winds readings (blue line) for Jan to Dec 2007. Gray shaded areas indicate cut-in speed (between 3 to 4 m s⁻¹) and rated power (between 12 to 14 m s⁻¹) for most modern wind turbines.



As seen by the graph, there is very good agreement between the satellite and buoy measurements. While the buoys' hourly winds represent averages taken during

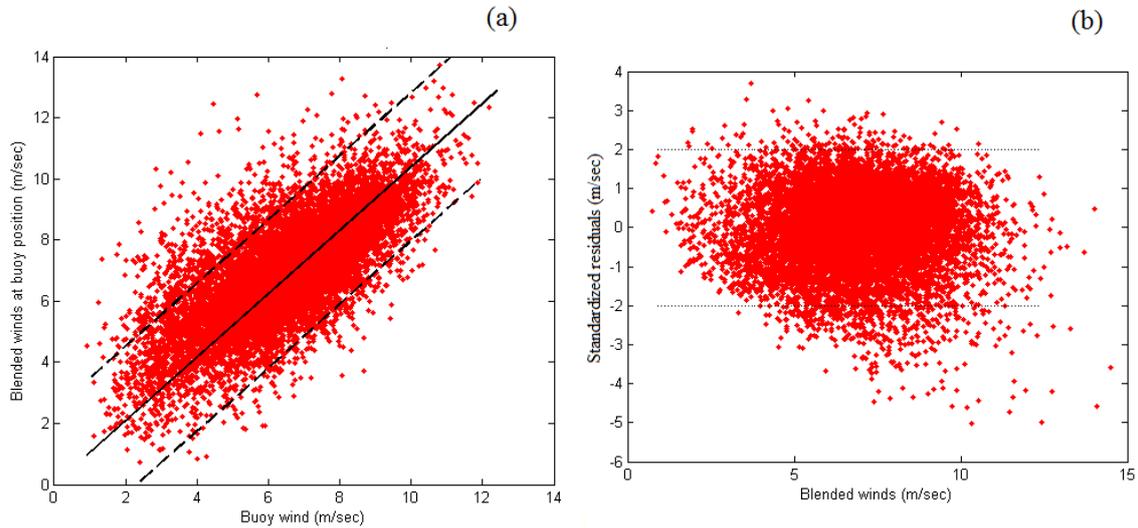
10-minute records (Bourlès *et al.*, 2008), the satellite sensors combine the spatial averages from different sensors, which are latter averaged in time applying a Gaussian weighting function (NOAA, 2006). Thus, the difference between readings could be partially explained by a residual time difference of these daily averages, due to actual time of satellite passage.

In order to adjust both readings and reduce observed differences between the two datasets, a linear regression through the origin was carried out on the blended winds (U_{bsw}) speeds and all five buoys observations (U_{buoy}). It yielded the following linear expression: $U'_{\text{bsw}} = 1.0391 U_{\text{buoy}}$. Thus, the corresponding calibration equation will be: $\hat{U}_{\text{bsw}} = U_{\text{bsw}} / 1.0391$.

The two data sets agree well, with an overall correlation coefficient of $R=0.724$. The adjusted linear regression showed a fairly good fit with a mean square error of 1.53 m s^{-1} . The correlation was also applied individually to each of the five buoys, in order to test for consistency, all of them demonstrating similar goodness of fit (between $R= 0.680$ and 0.759).

The scatterplot of the daily means shows that the BSW seems to overestimate the buoys measurements for speeds below 8 m s^{-1} (Figure 4a). For higher wind speeds (above 10 m s^{-1}) the agreement between both instruments is better, since less observations fall outside the interval of ± 2 standard deviation units. This is also observed in the plot showing the standardized residuals of buoys and blended winds speed data (Figure 4b). The highest residuals are negative, i.e., they occur when BSW speeds estimate higher speeds than measured by the buoys.

Figure 4. (a) Scatterplot of PIRATA buoys versus Blended Sea Winds data for the period of 1998-2010. Black lines represent the interval ± 2 standard deviation units. (b) Standardized residuals of the adjusted linear regression model.

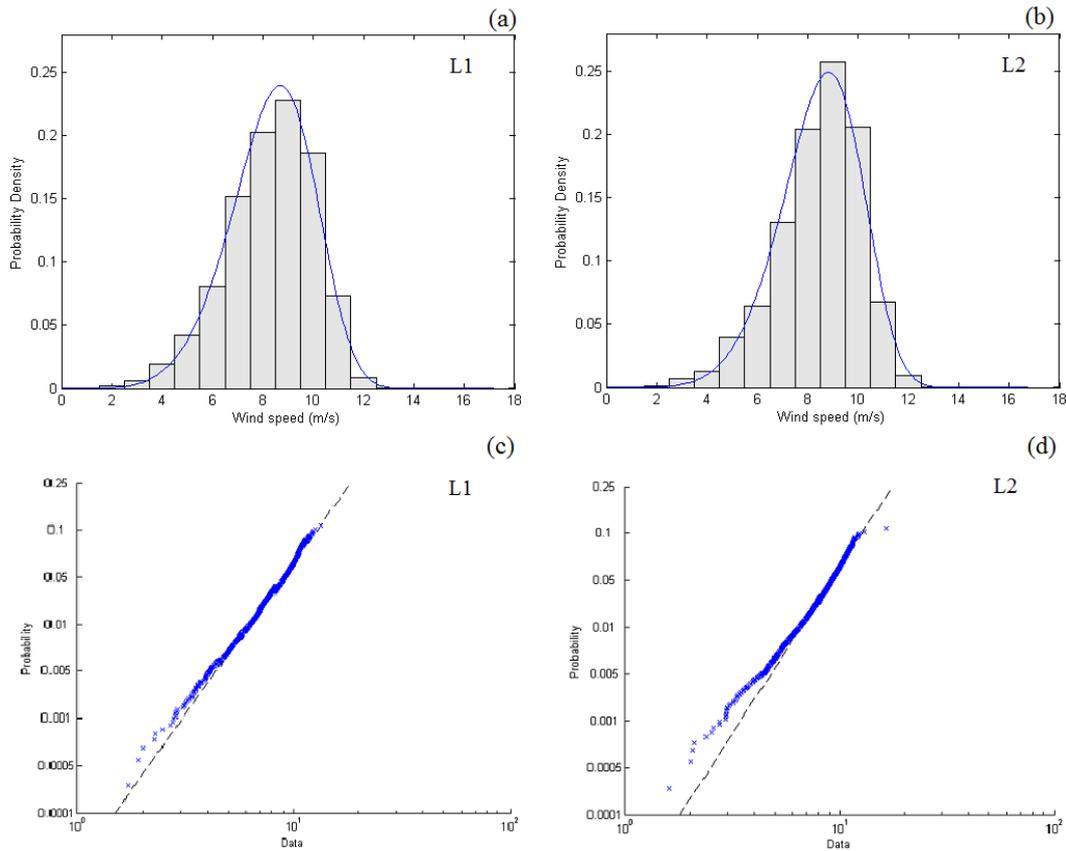


2.5 Wind speed probability density functions

The probability that the wind speed assumes a particular value in an interval can be described in terms of a probability density function (pdf), whose integral yields the cumulative distribution function (cdf). These functions allow the assessment of the percentage of time in which winds blow above a specific speed or between an interval of interest or above a specific speed.

Two locations were selected for analysis: the first (L1) located at 319.5° E and 2.5° S off the coast of Ceará and the second (L2) placed at 323.5° E and 4.75° S situated off the coast of Rio Grande do Norte. The wind speed histograms for these stations are shown in Figure 5.

Figure 5. Wind speed ($z=100$ m) histograms distributions for locations L1 **(a)** and L2 **(b)**. These consist of the relative frequency of the blended winds product after the median filter and calibration. The continuous blue line is the corresponding Weibull distribution. The lower panels demonstrate the goodness-of-fit of the Weibull distributions for L1 **(c)** and L2 **(d)**.



In order to adjust a pdf to the data, the daily wind speed distributions of these two locations were analysed. As it can be observed in Figure 5 (a) and (b), the Weibull distribution (continuous line on Fig.5a, b) fits well the histograms of the daily wind means distributions at locations L1 and L2. The Weibull probability distribution is the most widely accepted distribution for wind speed. Its two parameters are c , a scale factor and k , a shape factor. The first (c) is related to the mean of the distribution and

the second (k) is the dimensionless shape parameter, which describes the dispersion of the distribution. Higher values of k , for a given value of c , indicates narrower wind speed distributions, i.e., fewer wind speed fluctuations (Manwell *et al.*, 2009).

The Weibull probability plots performed for both locations (see Fig. 5c, d), confirm that both datasets are fairly well modelled by the Weibull distribution. The L1 data set when plotted against a theoretical Weibull distribution formed an approximate straight line with small deviations in the lower tail. As for L2, its Weibull probability test did not discard the use of this distribution, but deviations were slightly larger than L1 in the lower tail.

Table 3: Maximum likelihood estimates for Weibull's scale factor (c) and shape factor (k) and their respective 95% confidence intervals for locations L1 and L2, for the period of January 1998 to December 2010.

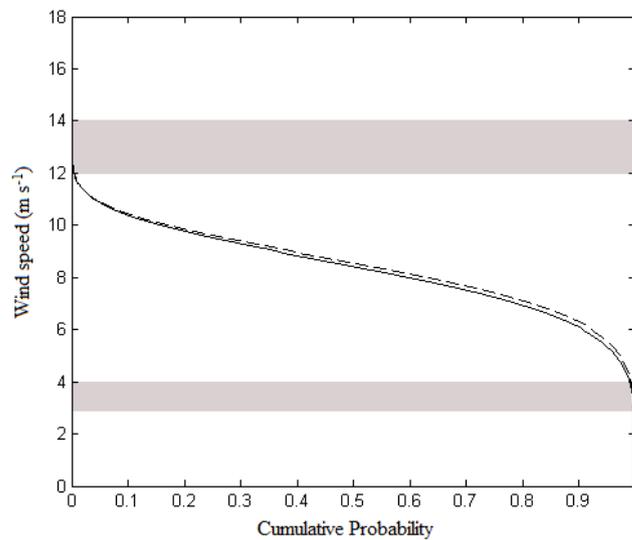
	Location 1 - Ceará	Location 2 - Rio Grande Norte
Geographical location	lat: 2.5° S long: 40.5°W	lat: 4.75° S long: 36.5°W
C	8.982	9.097
K	5.754	6.077
95% C.I. for c	(8.928; 9.034)	(9.045; 9.149)
95% C.I. for k	(5.604; 5.907)	(5.923; 6.235)

At location Rio Grande do Norte (L2), we observed slightly stronger winds than at location Ceará (L1), as the maximum likelihood estimate (MLE) of the scale factor c , which is a function of the mean wind speed (\bar{U}), was 9.097 m s⁻¹, compared to 8.982 m s⁻¹ for L1. Also the estimated shape factor k in location L2 (6.077) was

higher compared to location L1 (5.754). This indicates that winds tend to fluctuate less in location L2 in comparison to L1.

Both locations have similar cumulative distribution functions (Figure 6). Approximately 98% of the days at both locations, the winds speeds average above 3 or 4 m s⁻¹, which is the cut-in speed of modern wind turbines. This means that turbines would be producing energy 98% of time (but not at constant output). In similar way, near 15% of time winds would average above 10 m s⁻¹, that is, near the typical turbine rated speed.

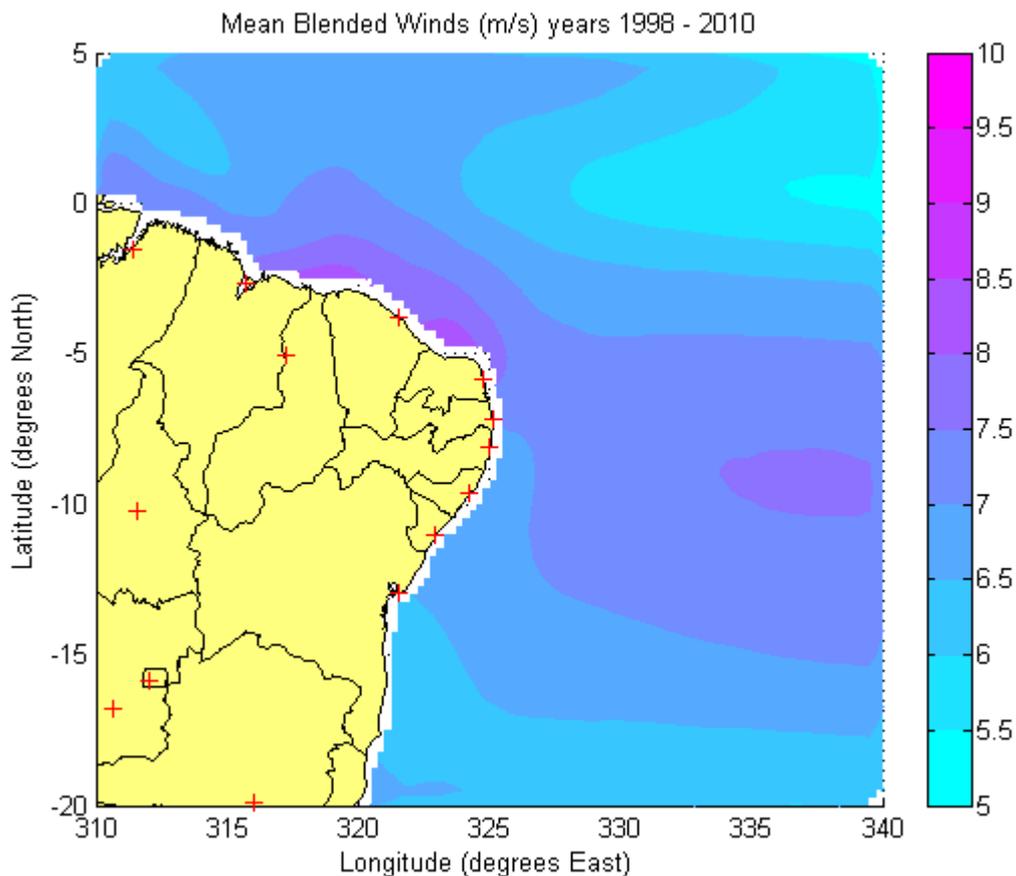
Figure 6. Weibull cumulative distribution functions for locations L1 (continuous line) and L2 (dashed line). Gray shaded areas indicate cut-in speed (between 3 to 4 m s⁻¹) and rated power (between 12 to 14 m s⁻¹) of most modern wind turbines.



2.6 Wind speed and power density fields

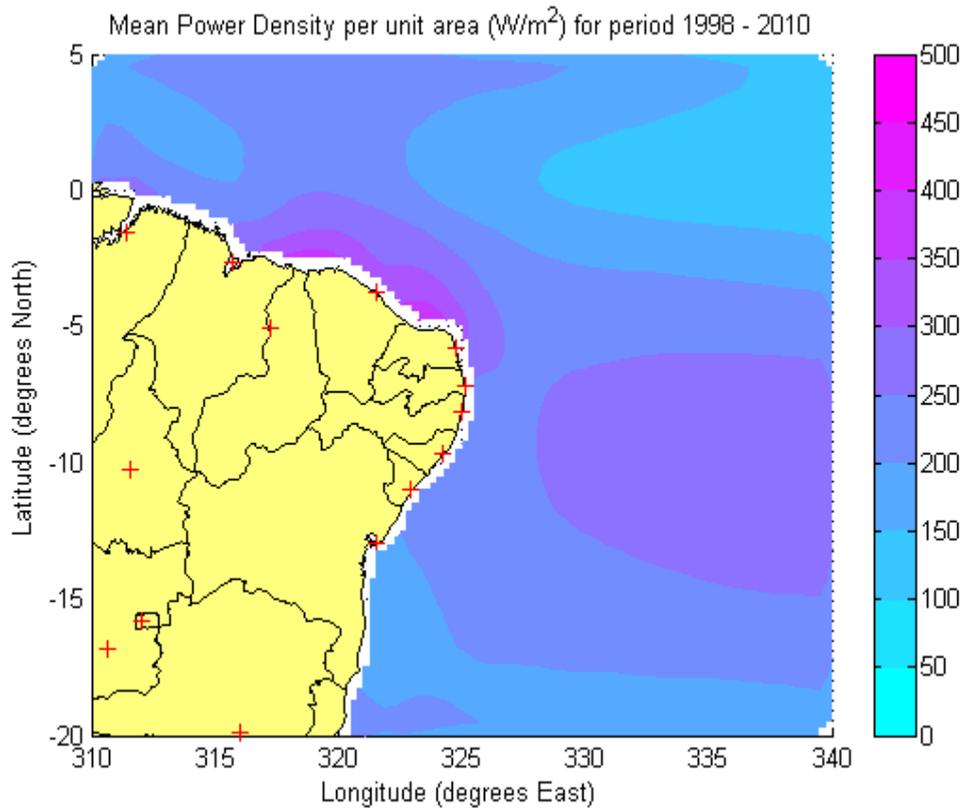
An important parameter for assessing resources is the wind power density, which represents the flow of kinetic energy per unit area. This quantity is expressed in units of watts per square meter (W m^{-2}) and is given by the following expression: $P = \frac{1}{2} \rho U^3$, where U is the wind speed and ρ is the air density. For average tropical conditions (at sea-level and 25°C), the density of air is approx. 1.18 kg/m^{-3} and it will be assumed to be constant, for the purpose of this work. While a practical estimation of the wind power production has to take into account the technical specifications of wind turbines, power density provides a relevant, turbine independent initial estimation of resources.

Figure 7. Mean wind speed (m s^{-1}) at $z = 100 \text{ m}$ derived from the calibrated Blended Sea Winds dataset for the period of 1998-2010 (see text for details).



The average wind speed map derived from the calibrated dataset for January 1998 to December 2010 is shown on Figure 7. Winds resources were found to be of potential interest for siting of a farm, with overall speeds of at least 6 m s^{-1} throughout the entire north and northeast coast of Brazil. Three coastal areas of distinctive wind energy potential could be identified. The first and strongest is located between the cities of São Luis (315.8° E , 2.6° S) and Natal (324.7° E , 5.8° S), capitals of the states of Maranhão (MA) and Rio Grande do Norte (RN), with winds above 8 m s^{-1} . The second, with winds averaging between 7 to 8 m s^{-1} is located west of the state of Maranhão up to the mouth of the Amazon River, near the city of Belém (311.5° E , 1.5° S), capital of the state of Pará (PA). The third, in the southeast segment, goes from the state of Paraíba (PB) down to the state of Bahia (BA). Although, winds are weaker in this last segment, their speeds, between 6 to 7 m s^{-1} , are still attractive for the wind power development. In Figure 8 the mean wind power density is shown for the same period. This parameter, calculated from wind speed, provides an important initial estimation of the potential wind energy. A mean power density of 400 to 500 W m^{-2} is found for the high potential areas and near $250\text{-}300 \text{ W/m}^{-2}$ for other regions.

Figure 8. Mean power density (W m^{-2}) at $z = 100 \text{ m}$ derived from the calibrated Blended Sea Winds dataset for the period of 1998-2010.



Despite the wind energy potential, areas must also be evaluated in terms of their bathymetry. With the present technology, the installation of offshore wind farms is limited to 50 m depth, although this limit should be exceeded in the future. In this respect, the continental shelf area nearby the mouth of the Amazon River represents the largest area for offshore exploration. Whereas the continental shelf is considerably narrower for remaining areas, they are relatively shallow, what could favour wind farm installation. The area along the coastline from São Luis (MA) to Natal (RN), where the most interesting wind resources were found, could be more carefully correlated with the local bathymetry and bottom characteristics, in order to identify feasible locations for the foundation of turbines.

4. SUMMARY AND CONCLUSIONS

Results have shown that the multi satellite Blended Sea Winds product is a useful tool for preliminary assessment of wind power resources offshore the coast of Brazil. A reasonable good agreement was found between the satellite and anemometers measurements from the buoys. The principal advantage of the BSW product is that it uses a constellation of satellites, so there is considerable increase in the number of observations (sampling) compared with individual satellite measurements, leading also to more accurate daily estimations. These estimations were improved by applying a median filter that removed unwanted spikes (outliers) and reduced the uncertainty caused by higher standard deviation to the daily wind speed means with minimal impact on the original BSW dataset.

The filtered BSW daily mean wind speeds data were then calibrated using the coefficients of the linear regression performed against the buoy dataset composed of five buoys located within the study region. The obtained wind speeds and respective power densities were extrapolated to 100m hub height and presented in winds maps showing the most prospective areas in the region for the installation of wind farms. A more detailed analysis was conducted in two selected areas (points), based on their wind energy resource potential.

The Weibull probability distribution was fitted to the wind speed data series at these two locations, named L1 (Ceará) and L2 (Rio Grande do Norte).

Along the entire extension of the NE region of Brazil offshore resources are attractive, since winds average, according to data collected during the period from January 1998 to December 2010, at least 6 m s^{-1} all year round. The abundance of winds resources reflects the dominance of large scale atmospheric systems, namely the Trade Winds that reach the NE coast without substantial physical obstacles.

An area of high potential was identified offshore of the states of Maranhão (MA) to Rio Grande do Norte (RN), where winds blow, in average, above 8 m s^{-1} . Another area that showed considerable promise was found eastwards of the State of Maranhão until the mouth of the Amazon River with average winds speeds between 7 to 8 m s^{-1} .

Future research could greatly benefit from more direct in-situ wind measurements, in particular, the installation of buoys closer to the shore, as well, as meteorological masts at the coastline, which would enable wind measurements at present hub heights. Such equipments would allow the more complex coastal winds to be studied towards understanding flows regimes and their vertical profile, particularly in the 25 km strip off the coast not detected by satellite remote sensing (scatterometers).

Acknowledgment

The authors are thankful to Dr. Ron Haynes for his initial suggestion of using of the Blended Sea Winds product. The authors would like to thank also the Brazilian Navy (DHN) and the National Institute for Space Research (INPE- Brazil) for providing the PIRATA buoy data and the National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) for the access to the Blended Sea Winds multi- satellite data. The first author is also thankful to CAPES Foundation (program REUNI) for the financial support.

References

- Amarante, O. A. C., Bittencourt, R. M., Rocha, N. A., & Schultz, D. J.(2001a). Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil. *DEWI Mag*, 19, 79-86.
- Amarante, O. A. C., & da Silva, F. J. L., (2001b). Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia. Camargo Schubert Engenharia Eólica, COELBA/Iberdrola Empreendimentos do Brasil.
- Amarante, O. A. C., & da Silva, F. J. L., (2002). Atlas eólico: Rio Grande do Sul. Camargo Schubert Engenharia Eólica, Secretaria de Energia Minas e Comunicações do Estado do Rio Grande do Sul.
- Amarante, O. A. C., da Silva, F. J. L., Rios Filho, L. G., & Vidal, M. (2003). Atlas do Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte. Camargo Schubert Engenharia Eólica, COSERN/Iberdrola Empreendimentos do Brasil.
- Amarante, O.A.C., & Schultz, D.J. (2007). Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná. COPEL, Camargo Schubert Engenharia Eólica, LACTEC.
- ANEEL (2008). Atlas de energia elétrica do Brasil. 3ª edição. Available at: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>. Last accessed November 5th, 2011.

- Assireu, A.; Pimenta F. M., & Souza, V. (2011) Assessment of the Wind Power Potential of Hydroelectric Reservoirs. In: Enner Herenio de Alcantara. (Org.). Energy Resources: Development, Distribution and Exploitation. Nova Science Publishers, Inc., v. 1, p. 1-28.
- Arias-Castro, E. & Donoho, D. L. (2009). Does median filtering truly preserve edges better than linear filtering? *The Annals of Statistics* 2009, vol. 37, 3, 1172–1206, DOI: 10.1214/08-AOS604. Institute of Mathematical Statistics, Beachwood - Ohio, United States.
- Barthelmie, R. J., Badger, J., Pryor, S. C., Hasager, C. B., Christiansen, M. B., & Jørgensen, B.H. (2007). Offshore Coastal Wind Speed Gradients: issues for the design and development of large offshore windfarms. *Wind Engineering* , vol. 31, 6, 369–382.
- Benticha, M. B., Ranchin, T., & Wald, L. (2005). Using several data sources for offshore wind resource assessment. *Copenhagen Offshore Wind 2005*.
- Bourlès, B., Lumpkin, R., Mcphaden, M.J., Hernandez, F., Nobre, P., Campos, E., Yu, L., Planton, S., Busalacchi, A., Moura, A., Servain, J. & Trotte, J. (2008). The Pirata Program: History, Accomplishments, and Future Directions. *American Meteorological Society*.
- Capps, S. B., & Zender C. S. (2009). The Estimated Global Ocean Wind Power Potential from QuikSCAT Observations, Accounting for Turbine Characteristics and Siting. *J. Geophys. Res.*, 115, L09102, doi:10.1029/2009JD012679.
- Christiansen, M.B., Hasager, C.B., & Monaldo F. (2006). Offshore winds observed from Space. *Issues for planning of offshore wind farms*. Windtech International. 2(5):6–9.
- CRESESB & CEPTEL (2001). Atlas Eólico Brasileiro. Available at: www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm. Last accessed November 5th, 2011.
- EPE (2011). NOTA TÉCNICA DEA 03/11. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020). Available at: <http://www.epe.gov.br/mercado/>

Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20110222_1.pdf. Last accessed November 5th, 2011.

EPE (2009). Nota Técnica PRE 01/2009-r0: proposta para a expansão da geração eólica. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro.

Garvine R. W., & Kempton, W. (2008) Assessing the wind field over the continental shelf as a resource for electric power. *Journal of Marine Research*, 66 (6): 751-773.

GWEC (2010). Global Wind Report 2010. Global Wind Energy Council.

Hasager, C.B., Nielsen, P.A., Astrup, P., Barthelmie, E.D., Dellwik E., et al. (2006). Offshore wind resource estimation from satellite SAR wind field maps. *Wind Energy*, 8: 403–19.

Hilburn, K. A. & Wentz, F. J.(2008). Intercalibrated Passive Microwave Rain Products from the Unified Microwave Ocean Retrieval Algorithm (UMORA). *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 47, 778-794.

Liu, W. T., Tang , W., & Xie, X. (2008). Wind power distribution over the ocean. *Geophys. Res. Lett.*, 35, L13808, doi:10.1029/2008GL034172.

Manwell, J. F., MCGowan, J. G. & Rogers, A. (2009). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, Second Edition. Washington: John Wiley and Sons.

Mears, C. A., Smith, D.K. & Wentz, F. (2001). Comparison of Special Sensor Microwave Imager and buoy-measured wind speeds from 1987 to 1997. *Journal of geophysical research*, vol. 106, C6, 11.719–11.729.

Monaldo, F.M., Thompson, D.R., Pichel, W.G., & Clemente-Colon, P. (2004). A systematic comparison of QuikSCAT and SAR ocean surface speeds. *IEEE Trans Geosci Remote Sensing* 42:283–91.

Musial, W. & Butterfield, S. (2006). Energy from Offshore Wind. Conference Paper NREL/ CP – 500- 39450. National Renewable Energy Laboratory, U.S.A..

- NASA (2009). NASA Assessing New Roles for Ailing QuikScat Satellite. Available at: <http://www.jpl.nasa.gov/news/news.cfm?release=2009-175>. Last Accessed November 5th, 2011.
- Neto, José A. B., Ponzi, Vera R. A., Sichel & Susanna E. (2004). *Introdução à Geologia Marinha*. Rio de Janeiro: Editora Interciência.
- NOAA (2006). BSW. Available at: <http://www.ncdc.noaa.gov/oa/rsad/air-sea/seawinds.html>. Last accessed November 1st, 2011.
- Ortiz, G.P., & Kampel, M. (2011). Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia. Santos, Brazil.
- Palma, J. J. (1984). Fisiologia da Área Oceânica. In: Schobbenhaus, C. (Ed.), *Geologia do Brasil*. Brasília: Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) - Ministério de Minas e Energia.
- Pimenta F., Kempton, W., & Garvine, R. (2008). Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2008.01.012.
- Piolle J.F., & Bentamy A. (2002). QuikSCAT scatterometer mean wind field products user manual. Technical report: French processing and archiving facility (CERSAT) & Department of Oceanography from Space (IFREMER).
- Pryor, S.C., & Barthelmie, R.J. (2001). Comparison of potential power production at on- and offshore sites. *Wind Energy*, 4, 173–81.
- Zhang, H. M. (2006). Blended and gridded high resolution global sea surface winds from multiple satellites. NOAA- NESDIS National Climatic Data Center. Asheville, U.S.A.