



AVALIAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICOS PARA A REGIÃO OFFSHORE DA BAHIA

Christlaine do Bomfim Marinho¹; Georgynio Yossimar Rosales Aylas²; Erick Giovanni Sperandio Nascimento²; Davidson Martins Moreira²

¹Centro Universitário Senai Cimatec – Av. Orlando Gomes, Piatã; Salvador/BA; christlaine.bm@gmail.com

²Centro Universitário Senai Cimatec – Av. Orlando Gomes, Piatã; Salvador/BA

Resumo: A Bahia, que hoje é o segundo maior gerador de energia eólica *onshore* no Brasil, exibe características favoráveis que o potencializa para o desenvolvimento do segmento *offshore*. Com os contínuos avanços em P&D no setor eólico, o presente artigo visa identificar o potencial dos recursos eólicos na costa baiana. Nesse sentido, foi realizada uma análise, por meio de métricas estatísticas, do desempenho do modelo WRF ao simular o comportamento da velocidade do vento local, com os registros *in-situ* das boias oceanográficas. A análise mostrou que o modelo WRF foi capaz de reproduzir as características de velocidade do vento na região de interesse.

Palavras-Chave: Costa da Bahia; Recurso eólico *offshore*; Modelagem computacional.

EVALUATION OF WIND RESOURCES FOR BAHIA'S OFFSHORE REGION

Abstract: Bahia, which today is the second largest onshore wind power generator in Brazil, has favorable characteristics that enhance its development in the offshore segment. With continuous advances in R&D in the wind sector, this article aims to identify the potential of wind resources in the Bahia coast. In this sense, an analysis was performed, through statistical metrics, of the performance of the WRF model by simulating the local wind speed behavior, with the in-situ records of the oceanographic buoys. The analysis showed that the WRF model was able to reproduce the wind speed characteristics in the region of interest.

Keywords: Bahia coast; Offshore wind resource; Computational modeling.



1. INTRODUÇÃO

A energia renovável estabeleceu-se globalmente como principal fonte de geração de eletricidade. Só no ano de 2018, o setor atingiu mais de 33% da capacidade global instalada de produção energética, fazendo com que superassem o total das instalações de combustível fóssil e de energia nuclear. Desse total, as fontes energéticas solar fotovoltaica, eólica e hidrelétrica representam cerca de 55%, 28% e 11%, respectivamente [1].

O setor eólico, em decorrência da queda dos preços de geração [1], tem conquistado cada vez mais representatividade na matriz energética global, com a expansão do mercado. Permitindo, inclusive, os avanços de P&D e em tecnologias, para melhorar a eficiência dos aerogeradores, produção e distribuição de energia, além do aproveitamento de recursos eólicos sobre o oceano (*offshore*). Ainda no ano de 2018, o segmento *offshore* teve um crescimento significativo, acumulando 24% de capacidade global instalada [1].

Atualmente, a representatividade dessa matriz energética no Brasil conta com 15 GW de capacidade instalada no setor *onshore* [2]. No que diz respeito ao segmento *offshore*, o país terá seu marco através do projeto planta piloto, no Rio Grande do Norte, da Petrobras, com provisão de instalação para 2020 [3]. A Bahia, segundo maior produtor de energia eólica no país [4], ainda não possui projetos de P&D para o aproveitamento do seu recurso eólico marítimo, mesmo sendo uma região com forte potencial para o desenvolvimento desta matriz. O Estado apresenta um regime de ventos favoráveis – com altos índices de velocidade, tem uma forte representatividade na matriz *onshore*, é o principal polo nacional da indústria eólica e possui a maior extensão costeira do país. Assim sendo, vê-se na Bahia uma forte aptidão no progresso de geração de energia eólica *offshore*.

A velocidade do vento varia no tempo e no espaço, e sofre alterações de acordo com o clima e geografia local. Em virtude disso, é tida como variável crítica no processo de geração de energia eólica [5]. Para estimar o potencial eólico *offshore* serão combinados fatores como: dados obtidos de fontes meteorológicas (boias oceanográficas), modelagem computacional e uma análise por meio de métricas estatísticas. O modelo computacional a ser utilizado é o *Weather Research and Forecasting* (WRF), o qual é um sistema de previsão do tempo numérico projetado tanto para pesquisa atmosférica quanto para aplicações de previsão operacional. O WRF utiliza coordenada vertical de pressão hidrostática do terreno, um esquema de integração do tempo através do método numérico Runge-Kutta (RK) de terceira ordem e discretização espacial com RK de segunda a sexta ordem [6], bem como um conjunto completo de esquemas de parametrização para microfísica, convecção, turbulência, processos do solo, da camada limite e de radiação [7]

Este trabalho visa identificar o potencial dos recursos eólicos na costa baiana, analisando, por meio de métricas estatísticas, o desempenho do modelo WRF ao simular o comportamento do vento local *offshore*.

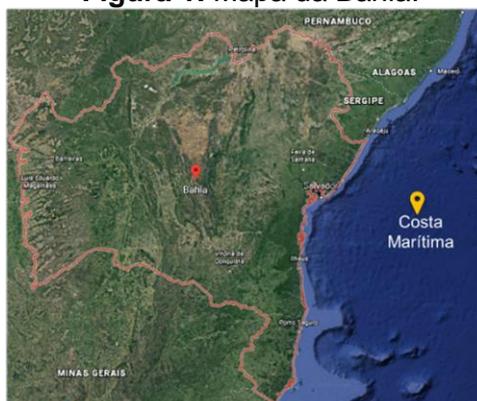


2. METODOLOGIA

2.1. Área de Estudo

Representada pela **Figura 1**, a Bahia é o estado brasileiro que possui a maior faixa litorânea, com extensão de 1.183 km [8]. O Estado é banhado pelo oceano atlântico, e seu domínio é de aproximadamente 1.076 km [8]. Seu clima é predominantemente tropical, e os regimes de vento são influenciados pelo anticiclone subtropical do Atlântico (ao sul) e os ventos alísios (ao norte) [9].

Figura 1. Mapa da Bahia.



Fonte: Adaptada de [10] (2019).

2.2. Dados *in-situ*

Como o foco principal deste trabalho foi validar o modelo para áreas *offshore* da Bahia, foram descartados os registros das estações automáticas *onshore*, em virtude de não haver relevância nos resultados finais. Sendo assim, os dados de velocidade do vento utilizados neste estudo foram obtidos dos registros das boias oceanográficas fixas dos programas PNBOIA (Vitória) e PIRATA (14S32W e 19S34W), as quais captaram as medições da velocidade do vento a uma altura de 10 m, em relação à superfície do mar. As coordenadas geográficas dessas boias (obtidas em [11,12]) estão indicadas na **Tabela 1** e representadas na **Figura 2**.

Tabela 1. Coordenadas geográficas das boias oceanográficas.

Boias	Latitude	Longitude
14S32W	-13,531°	-32,738°
19S34W	-18,87°	-34,00°
Vitória	-20,32°	-40,34°

Fonte: O autor (2019).

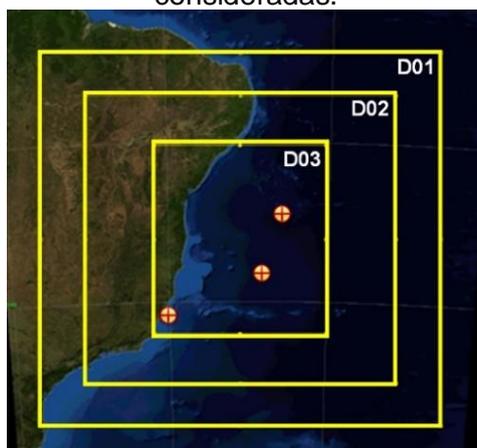
2.3. Configuração do Modelo WRF

A fim de estimar os perfis vertical e horizontal do vento para os meses de fevereiro, março, abril, junho, julho, agosto, setembro, outubro, novembro e dezembro, do ano de 2016, utilizou-se a versão 3.9 do modelo WRF. Sua configuração foi inserida em um esquema de aninhamento bidirecional, e todos os domínios estão centrados



em um ponto com coordenadas de $-16,078^\circ$ (latitude) e $-35,526^\circ$ (longitude), com resoluções espaciais de 27 (D01), 9 (D02) e 3 (D03) km. Um mapa do local de configuração do modelo, que foi rotacionado para cobrir melhor a região de interesse, é exibido na **Figura 2**.

Figura 2. Domínios ajustados à área de estudo e a localização das boias consideradas.



Fonte: O autor (2019).

As simulações foram realizadas na Costa da Bahia, com extensão até a região de Vitória (Espírito Santo), englobando a área que contém as boias oceanográficas selecionadas para estudo. A respeito da configuração vertical, o modelo utiliza 21 níveis verticais de pressão hidrostática. A configuração física (definida com base no estudo realizado por [13]) compõe os seguintes esquemas de parametrização: WSM5 (microfísica), RRTM (radiação de ondas longas), Dudhia (radiação de ondas curtas), Kain Fritsch (cumulus), MYJ (camada limite planetária), ETA – baseado em Monin-Obukhov (camada superficial) e Noah-LSM (superfície do solo).

2.4. Métricas Estatísticas para Validação

A fim de validar o conjunto de dados gerados pelo WRF, utilizou-se uma avaliação estatística em função dos registros de velocidade do vento oriundos de fontes meteorológicas. Assim sendo, as métricas selecionadas foram:

- Erro Quadrático Médio (RMSE – *Root Mean Square Error*): que representa o desvio entre a velocidade do vento simulada e a observada no mesmo local [14].
- Viés ou Erro Médio (MB – *Mean Bias* ou ME – *Mean Error*): que define a média das diferenças entre a velocidade do vento simulada no WRF e a fornecida pelas boias [14].
- Coeficiente de Correlação de Pearson (r): que mede o grau de dependência linear entre o parâmetro meteorológico simulado (WRF) e o observado (boias) [14].
- Índice de Concordância (IOA – *Index of Agreement*): que normaliza o grau de erro gerado pelo modelo simulado [15].



Para que o valor simulado tenha uma aceitação satisfatória, é necessário que as métricas atinjam um intervalo obtido através do estudo realizado por [14]. Esses intervalos estão apresentados na **Tabela 2**.

Tabela 2. Parâmetros estatísticos de aceitação para o experimento.

Métrica estatística	Parâmetro de aceitação
RMSE	$\leq 2,0$
MB	entre -0,5 e 0,5
R	entre -1,0 e 1,0
IOA	de 0 a 1,0

Fonte: O autor (2019).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A validação por meio da estatística auxilia na identificação da qualidade do modelo WRF na tentativa de alcançar a máxima precisão da previsão. A **Tabela 3**, exibe os resultados estatísticos, de médias mensais, acerca dos erros médios, concordância e correlação entre os dados simulados e observados nos ensaios realizados mensalmente para uma altura de 10 m em relação à superfície do mar.

Ao analisar os resultados gerados pelo modelo WRF, observou-se que houve, em quase todos os meses, uma superestimação da velocidade do vento. A presença do erro médio (MB) positivo pode ser explicada pelo fato de que a parametrização do WRF sobre o oceano considera os menores comprimentos de rugosidade durante a simulação na região, desconsiderando a influência das ondas e o ciclo da maré, prevendo ventos mais altos, decorrentes do menor atrito entre a atmosfera e a superfície.

O RMSE das boias expressara boa acurácia nos resultados. Com ressalva para os meses de junho e outubro da boia 19S34W, que tiveram uma variância de 2,31 m/s e 2,23 m/s, respectivamente, sobre a velocidade observada. Este erro levemente acentuado pode ter sido proveniente de episódios repentinos de mudança climática, como a presença de fortes chuvas – o que acaba interferindo no desempenho dos processos de microfísica e convecção do WRF. Contudo, isto não invalida o modelo. Em tese, os resultados estatísticos permaneceram em torno dos limites recomendados por [14], e melhores daqueles exibidos por [13]. Mostrando que, no geral, a configuração definida no WRF atuou dentro das expectativas de previsão para as características da velocidade do vento na costa da Bahia.

Os índices de concordância para todas as boias se mostraram mais próximos de 1,0, indicando que o ajuste entre a velocidade observada e a prevista é perfeito, exceto os meses de fevereiro (0,28) e outubro (0,45) da boia 19S34W e o mês de junho (-0,01) da boia de Vitória – apresentando baixa concordância. No que diz respeito ao coeficiente de correlação, a boia 14S32W apresentou forte correlação entre a velocidade do vento simulada e observada, com uma correlação acima de 50% em quase todos os meses. A boia 19S34W mostrou baixa convergência entre os pontos, tendo apenas os meses de abril (75%), julho (61%) e dezembro (63%) fortemente correlacionados. Os demais meses permaneceram com uma tendência mais próxima de zero, atestando sua fraca correlação. Já a boia de Vitória, apenas os meses de fevereiro (87%) e abril (70%) estão bem correlacionados.



As fracas correlações e concordâncias entre os dados de velocidade do vento ocorrem em função da discrepância entre os registros observados e simulados. Diante disso, sugere-se que, para atenuar o erro, uma análise em torno das médias horárias deve ser realizada.

Tabela 3. Resultados estatísticos das velocidades do vento para os meses simulados do ano de 2016.

Boia	Mês	Observado (m/s)	Modelado (m/s)	MB (m/s)	RMSE (m/s)	R	IOA
14s32w	Fevereiro	5,82	6,61	0,78	1,31	0,50	0,62
	Março	5,81	6,63	0,82	1,16	0,58	0,59
	Abril	6,15	7,03	0,88	1,30	0,75	0,78
	Junho	5,53	6,41	0,88	1,55	0,73	0,81
	Julho	6,79	7,66	0,87	1,26	0,85	0,86
	Agosto	6,38	7,56	1,18	1,59	0,61	0,65
	Setembro	6,75	7,53	0,78	1,38	0,73	0,79
	Outubro	6,71	7,39	0,68	1,18	0,48	0,64
	Novembro	6,28	6,85	0,57	1,38	0,71	0,80
	Dezembro	6,71	6,89	0,19	0,85	0,64	0,77
19s34w	Fevereiro	4,41	4,85	0,44	1,65	-0,22	0,28
	Março	4,98	4,71	-0,27	1,08	0,31	0,50
	Abril	4,50	5,44	0,94	1,30	0,75	0,55
	Junho	5,73	6,26	0,52	2,31	0,27	0,57
	Julho	5,38	5,67	0,29	1,17	0,61	0,77
	Agosto	5,56	6,08	0,52	1,91	0,38	0,62
	Setembro	5,92	6,01	0,09	1,40	0,46	0,65
	Outubro	5,29	6,36	1,07	2,23	0,16	0,45
	Novembro	6,31	6,12	-0,18	1,81	0,40	0,64
	Dezembro	6,10	6,51	0,41	1,46	0,63	0,77
Vitória	Fevereiro	6,93	6,97	0,03	0,87	0,87	1,00
	Março	5,66	5,30	-0,36	1,75	0,48	0,58
	Abril	5,58	5,65	0,07	1,78	0,70	0,99
	Junho	7,02	6,26	-0,75	2,86	0,19	-0,01
	Julho	6,64	6,64	0,00	2,81	0,14	1,00
	Agosto	6,76	7,15	0,38	3,01	-0,17	0,65
	Setembro	7,65	7,23	-0,42	2,76	0,10	0,62
	Outubro	7,69	7,11	-0,58	2,70	0,25	0,35
	Novembro	7,46	7,88	0,41	3,14	0,19	0,74
	Dezembro	7,93	7,55	-0,39	2,56	0,16	0,67

Fonte: O autor (2019).



4. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou um estudo sobre a fidedignidade dos dados de velocidade do vento, em sítios distribuídos ao longo da costa da Bahia e de Vitória/ES, obtidos por meio da modelagem com o WRF, visando a análise do potencial eólico *offshore*. Para tanto, uma validação com índices estatísticos foi realizada para analisar a coerência entre dados observados e preditos.

Ao comparar os resultados retratados no estudo realizado por [13], foi possível constatar que as parametrizações físicas utilizadas para a região de Salvador (área litorânea da Bahia) se adequam satisfatoriamente ao domínio do sítio *offshore* proposto. Visto que, os resultados estatísticos permaneceram dentro ou bem próximos (para alguns meses) do range de desempenho proposto por [14]. Os dados simulados apresentaram uma superestimação da série de velocidade do vento, mas com acurácia, correlação e concordância satisfatórias para os sítios das boias. Essa superestimação pode ser justificada pelo não ajuste do WRF frente às mudanças no perfil da rugosidade da superfície oceânica e dos efeitos de mudanças climáticas repentinas. No entanto, ainda sim, isso sugere que o modelo WRF mostrou-se capaz em reproduzir as características de velocidade do vento na Costa da Bahia, pois, esse utiliza dados globais e faz algumas aproximações das características topográficas da região de interesse, tendendo a superestimar os valores.

Contudo, acredita-se que para obter uma validação mais robusta, acerca do desempenho do WRF, um estudo com médias horárias seja mais oportuno. Portanto, futuramente, uma análise com as médias horárias deva ser realizada com o intuito de avaliar minuciosamente a acurácia do modelo ao longo do dia. Já que, para avaliar o comportamento cíclico anual, que acompanhe sazonalidade do período estudado, há a necessidade de um número maior de dados.

Agradecimentos

Ao Centro Universitário SENAI-CIMATEC e seu Centro de Supercomputação para Inovação Industrial, à FAPESB (nº do processo: BOL0236/2018).

5. REFERÊNCIAS

¹ RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2019 Global status report**. A comprehensive annual overview of the state of renewable energy. Paris, 2019.

² ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Números do setor**. São Paulo, 2019. Disponível em: < <http://abeeolica.org.br/>>.

³ CASTRO, Nivalde de; LIMA, Antônio; HIDD, Gabriel; VARDIERO, Pedro. **Perspectivas da Energia Eólica offshore**. Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, ago. 2018.

⁴ ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Geração de energia eólica cresce 15% em 2018**. São Paulo, fev. 2019. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/geracao-de-energia-eolica-cresce-15-em-2018-2/>>.

⁵ TONG, Wei. Fundamentals of wind energy. In: **Wind power generation and wind turbine design**. WIT Press, 2010. p. 23.



⁶ NATIONAL CENTER FOR ATMOSPHERIC RESEARCH (NCAR); MESOSCALE & MICROSCALE METEOROLOGY LABORATORY (UCAR). **Modeling system overview**. 2016. Disponível em:

<<http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/model.html>>.

⁷ SKAMAROCK, W. C., KLEMP, J. B., DUDHIA, J., GILL, D. O., BARKER, D. M., DUDA, M. G., HUANG, X., WANG, W., POWERS, J. G., 2008. *A description of the advanced research wrf version 3*. National Center for Atmospheric Research/Boulder, Colorado, USA.

⁸ INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Anuário estatístico brasileiro**. Rio de Janeiro, 2017.

⁹ CAMARGO-SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS. **Atlas eólico da bahia**. Curitiba: Camargo Schubert; Salvador: SECTI: SEINFRA: CIMATEC/ SENAI, 2013. 96 p., 7 f. dobradas: il., mapas; 33 x 46 cm.

¹⁰ GOOGLE EARTH. **Mapa da Bahia**. Disponível em:

<<https://earth.google.com/web/search/abr%C3%B3lhos,+bahia,+brasil/@-17.37465629>>.

¹¹ GOOS-BRASIL. **Programa Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic (PIRATA)**. Disponível em:

<<http://www.goosbrasil.org/pirata/dados/>>.

¹² GOOS-BRASIL. **Programa Nacional de Boias (PNBOIA)**. Disponível em:

<<http://www.goosbrasil.org/pnboia/dados/>>.

¹³ KITAGAWA, YKL. **Avaliação dos esquemas de camada limite planetária utilizando o modelo wrf para a região metropolitana de Salvador/BA**. 2018. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Espírito Santo.

¹⁴ EMERY, Chris; TAI, Edward; YARWOOD, Greg. Enhanced meteorological modeling and performance evaluation for two Texas ozone episodes. **Prepared for the Texas natural resource conservation commission, by ENVIRON International Corporation**, 2001.

¹⁵ WILLMOTT, Cort J. On the validation of models. **Physical geography**, v. 2, n. 2, p. 184-194, 1981.