

ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO *OFFSHORE* NO ESTADO DA BAHIA UTILIZANDO MODELAGEM COMPUTACIONAL

Chrislaine do Bomfim Marinho¹; Georgynio Yossimar Rosales Aylas²; Erick Giovani Sperandio Nascimento²; Davidson Martins Moreira³

¹Mestranda em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial; Bolsista – FAPESB; chrislaine.bm@gmail.com

²Me. em Engenharia Ambiental; Dr. em Engenharia Ambiental; Centro Universitário SENAI CIMATEC; Salvador-BA; ragy3008@gmail.com; ericksperandio@gmail.com

³Dr. em Engenharia Mecânica; Centro Universitário SENAI CIMATEC; Salvador-BA; davidson.moreira@gmail.com

RESUMO

O segmento *offshore* tem cada vez mais ganhado representatividade global na matriz eólica. O Brasil, no entanto, terá seu marco no setor com o desenvolvimento da planta piloto no Rio Grande do Norte até 2020. A Bahia, que hoje é o segundo maior gerador de energia *onshore*, exibe características favoráveis que o potencializa para o desenvolvimento desse segmento. Com os contínuos avanços na produção *offshore*, o presente trabalho busca avaliar as séries de velocidade do vento a fim de estimar o potencial eólico *offshore* na costa da Bahia, através da simulação com o modelo de mesoescala WRF. Os resultados obtidos exibiram boas médias horárias de velocidade do vento, com oscilações entre 9,0 m/s e 15,0 m/s. Horizontalmente, a intensidade do vento tem boa representatividade tanto próximo à faixa terrestre quanto ao longo do oceano. Verticalmente, os resultados de maior velocidade foram registrados em 150 m de altura. Com esses resultados preliminares, pôde-se perceber um favorecimento para o aproveitamento do recurso eólico *offshore* no litoral baiano.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Eólica, WRF, Produção *Offshore*.

1. INTRODUÇÃO

O setor de energia renovável no ano de 2017 foi caracterizado pelo aumento em sua capacidade, bem como pela redução nos custos, aumento nos investimentos e avanços em tecnologias facilitadoras^[1]. Ainda neste período, o mercado global de energia eólica permaneceu acima de 52 GW, com a Europa, a Índia e o setor *offshore* tendo anos recordes^{[1][2]}. No entanto, o Brasil hoje possui 14,8 GW de capacidade instalada no setor *onshore*^[3], e impulsiona cada vez mais o mercado com o seu notável potencial eólico de geração e excelente qualidade no regime dos ventos^[4]. No que diz respeito à produção *offshore*, o país, através da Petrobras, desenvolverá uma planta piloto no Rio Grande do Norte até o ano de 2020^[5]. Isto então caracteriza o marco para o desenvolvimento do setor *offshore* no país. A Bahia, segundo maior produtor de energia eólica no país^[6], ainda não possui projetos de P&D para o aproveitamento do seu recurso eólico marítimo, mas é 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 estimativa do potencial eólico *offshore* combinará fatores como: os dados obtidos de fontes meteorológicas (estações automáticas e boias oceanográficas), uma modelagem computacional, que neste caso será o uso do modelo de mesoescala WRF (*Weather Research and Forecasting*). O WRF é um sistema de previsão do tempo numérico de mesoescala projetado tanto para pesquisa atmosférica quanto para aplicações de previsão operacional. O modelo usa a coordenada vertical de pressão hidrostática do terreno, o esquema de integração do tempo através do método numérico Runge-Kutta de terceira ordem e a discretização espacial emprega o método de segunda a sexta ordem^[7].

Neste sentido, o presente trabalho busca avaliar as séries de velocidade do vento a fim de estimar o potencial eólico *offshore* na costa da Bahia, através da simulação com o modelo WRF em comparação com dados observados.

2. METODOLOGIA

A área de estudo está localizada na costa da Bahia. O Estado possui uma área de 564.733 km², sua faixa litorânea (1.183 km)^[8] é banhada pelo oceano atlântico, que compõe uma costa com extensão de 1.075,85 km^[8]. Com clima predominantemente tropical, os regimes de vento sofrem influências do anticiclone subtropical do Atlântico (ao sul) e os ventos alísios (ao norte)^[9].

Para o desenvolvimento da pesquisa, o modelo WRF (versão 3.9) foi empregado para estimar os perfis vertical e horizontal do vento, no período que compreende o mês de fevereiro de 2017. Foram configurados três domínios integrados em uma grade com espaçamento horizontal de 27 km (domínio externo, D1) e 9 km (domínios

aninhados, D2 e D3). Um mapa do local de configuração do modelo, que foi rotacionado para cobrir melhor a região de interesse, é exibido na **Figura 1**. Na vertical, o modelo foi ajustado com 21 níveis de pressão hidrostática. A discretização espacial vertical escolhida para a análise compreende as alturas de 100, 120 e 150 m, o que corresponde aos níveis 6, 7 e 8 do ETA levels. Alturas essas que correspondem aos modelos comerciais dos aerogeradores. As parametrizações físicas usadas na simulação foram ajustadas da seguinte maneira: WSM3 para microfísica, RRTM para radiação de onda longa, Dudhia em radiação de onda curta, Kain Fritsch para cumulus, YSU para camada limite planetária, Monin-Obukhov para camada superficial e Noah-LSM para uso da terra.

Figura 1: Modelagem da área de estudo.
Fonte: Elaboração própria (2019).

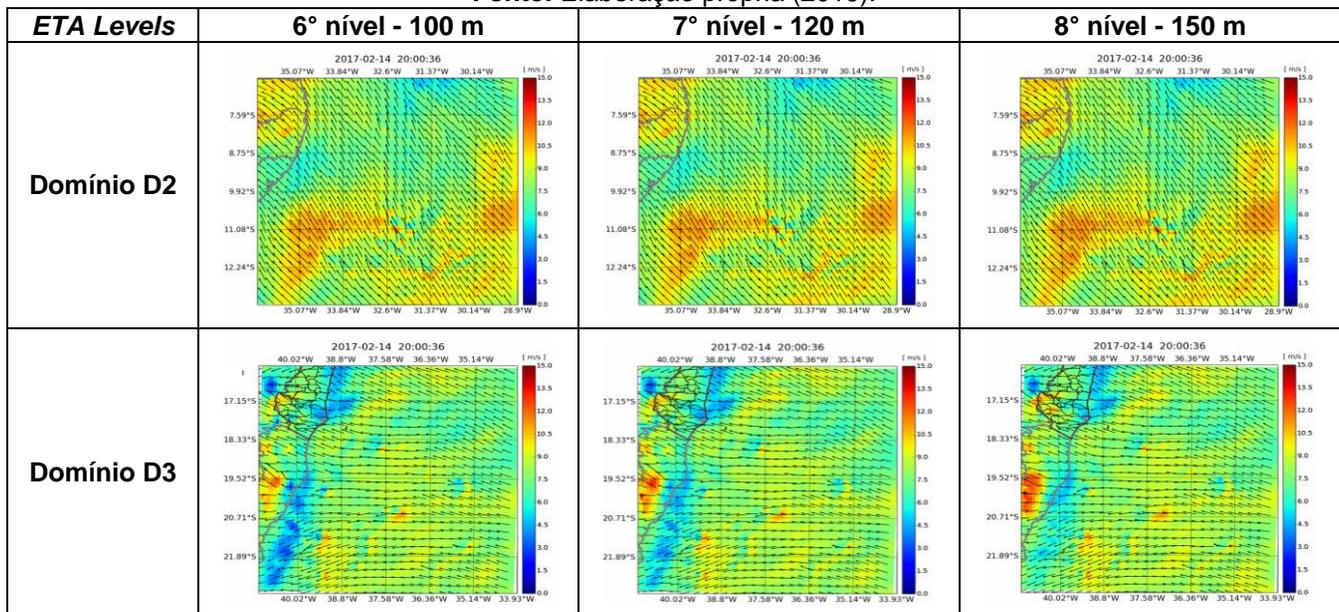


Futuramente, os dados de vento coletados, para o mesmo período simulado, de estações meteorológicas costeiras e de boias oceanográficas serão utilizados para validar o modelo. A validação se dará por meio de métricas estatísticas (*RMSE* e *Mean Bias*), calculadas sobre os valores simulados e os observados. Por fim, com o auxílio do modelo probabilístico da distribuição de Weibull será possível calcular o potencial eólico, e assim, determinar o fator de capacidade e a produção de energia local.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Usando-se como referencial o horário de pico do consumo de energia elétrica, às 20h, em que a maioria da população está conectada ao sistema elétrico de transmissão, analisou-se uma amostra da simulação, correspondente ao dia 14 de fevereiro de 2017, para esse horário, conforme mostrado na Figura 2. Observou-se que os domínios D2 e D3 exibiram boas médias de velocidade do vento, com dados oscilando aproximadamente entre 9,0 m/s e 15,0 m/s, indicando a possibilidade de uma oferta energética bastante significativa em torno deste período. No entanto, ao comparar os domínios, nota-se que o D2 exibe maior intensidade.

Figura 2: Amostra da simulação da velocidade do vento (em m/s) do mês de fevereiro de 2017.
Fonte: Elaboração própria (2019).



Conforme os registros da Figura 2, os domínios D2 e D3 apresentam uma certa uniformidade no comportamento da velocidade do vento, constatando que tanto próximo à faixa terrestre quanto ao longo da faixa

oceânica, há uma continuidade em sua intensidade. No que diz respeito à discretização vertical, o 8º nível, equivalente a altura de 150 m, registrou maior intensidade na velocidade do vento.

Um ponto a ser investigado é a configuração dos domínios aninhados. No ensaio realizado, evidenciaram-se perdas de informações na região limítrofe entre os ninhos, não sendo possível averiguar a continuidade no comportamento do vento. Em decorrência disto, não houve uma aferição mais detalhada dos dados ao longo de toda a costa da Bahia. Sendo assim, um novo ensaio será realizado a fim de abranger a lacuna evidenciada nas análises.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste estudo, simulou-se o campo de velocidade do vento da região costeira da Bahia para o mês de fevereiro de 2017 usando o modelo WRF. Como resultado, observou-se magnitudes medianas da velocidade do vento, apresentando boas intensidades na direção vertical (150 m), e perenidade em seu comportamento, indicando um favorecimento para o aproveitamento do recurso eólico *offshore*. A fim de melhorar a precisão do estudo, simulações mais detalhadas (simulações com maior resolução) com o WRF devem ser realizadas para melhor representar a região em questão, e assim, definir a intensidade do vento, a altura requerida operacional e observar seu comportamento.

Agradecimentos

Ao Centro Universitário SENAI-CIMATEC e ao seu Centro de Supercomputação para Inovação Industrial, à FAPESB, aos orientadores e aos colegas do programa de mestrado do MCTI.

5. REFERÊNCIAS

- ¹ RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2018 Global status report**. A comprehensive annual overview of the state of renewable energy. Paris, 2018.
- ² GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). **Global Wind report 2018**. Bruxelas, abr. 2019. Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2018/>>. Acesso em: 04 abr. 2019.
- ³ ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Números do setor**. São Paulo, 2019. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/>>. Acesso em 04 abr. 2019.
- ⁴ WWF-BRASIL – FUNDO MUNDIAL PARA A NATUREZA. **Desafios e oportunidades para a energia eólica no Brasil: recomendações para políticas públicas**. Brasília, jun. 2015. 36 p.
- ⁵ CASTRO, Nivalde de; LIMA, Antônio; HIDD, Gabriel; VARDIERO, Pedro. **Perspectivas da Energia Eólica offshore**. Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, ago. 2018.
- ⁶ 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/>>. Acesso em: 04 abr. 2019.
- ⁷ 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>>.
- 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.